



3 avril 2018 / Mise à jour du 5 septembre 2024<sup>1</sup> (*AMU non considéré*)

## Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050

La révision de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie ([LEne](#) ; RS 730.0), la révision partielle de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité ([LApEl](#) ; RS 734.7), l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'énergie ([OEne](#) ; RS 730.01) et les modifications de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité ([OApeL](#) ; RS 734.71) sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et ont apporté diverses modifications. Le Secrétariat technique de l'ElCom a répondu ci-après à diverses questions dans ce domaine. Les questions et les réponses sont exposées ci-dessous de manière synthétique. Les réponses ont été modifiées suite à l'entrée en vigueur de la stratégie Réseaux électriques le 1<sup>er</sup> juin 2019 et complétées le 30 avril 2020. Le 26 août 2020, le Secrétariat technique a procédé à des modifications au niveau du chapitre 2 et a ajouté le chapitre 8 concernant le stockage (par batterie). Les questions et réponses ont été modifiées ou ajoutées les 21 juin 2021, 24 mars 2022, 16 mars 2023, 6 juillet 2023, 22 août 2023, 14 novembre 2023 et 5 septembre 2024. À partir de la mise à jour du 16 mars 2023, la date d'ajout ou de modification des questions est indiquée. En cas de litige, l'ElCom est compétente pour statuer. Elle n'est pas liée par les interprétations du Secrétariat technique.

### Loi et ordonnance sur l'énergie

<b>1</b>	<b>Rétribution pour la reprise d'électricité .....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Consommation propre .....</b>	<b>6</b>

### Loi et ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

<b>3</b>	<b>Rémunération pour l'utilisation du réseau .....</b>	<b>14</b>
<b>4</b>	<b>Tarifs de l'énergie .....</b>	<b>17</b>
<b>5</b>	<b>Systèmes de mesure intelligents .....</b>	<b>18</b>
<b>6</b>	<b>Dispositifs de mesure des courbes de charge .....</b>	<b>27</b>
<b>7</b>	<b>Systèmes de commande et de réglage intelligents pour les consommateurs finaux et les producteurs .....</b>	<b>29</b>
<b>8</b>	<b>Renforcement de réseau (éliminé avec mise à jour du 06.07.2023) .....</b>	<b>31</b>
<b>9</b>	<b>Stockage (par batterie) .....</b>	<b>31</b>
<b>10</b>	<b>Raccordement de consommateurs finaux et d'installations de production .....</b>	<b>38</b>

<sup>1</sup> Mises à jour précédentes : 1<sup>er</sup> juin 2019, 30 avril 2020, 26 août 2020, 21 juin 2021, 24 mars 2022, 16 mars 2023, 6 juillet 2023, 22 août 2023 et 14 novembre 2023.

# Loi et ordonnance sur l'énergie

## 1 Rétribution pour la reprise d'électricité

### 1. Est-il exact que les rétributions destinées aux producteurs augmenteront à partir de 2018 ? [Éliminée avec mise à jour du 05.09.2024]

#### 1.1 L'obligation de reprise et de rétribution s'applique-t-elle également aux installations plug & play (mini-installations solaires mobiles à brancher) ?

Ajout du 16.03.2023, mise à jour du 14.11.2023

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). Les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent à l'électricité que si elle provient d'installations d'une puissance électrique maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh (art. 15, al. 2, LEne). L'article 13 Oene précise comment calculer la puissance de l'installation. Le législateur prévoit donc une limite supérieure de puissance ou de production pour l'obligation de reprise et de rétribution du gestionnaire de réseau, mais pas de limite inférieure. Les petits producteurs, en particulier, doivent dans tous les cas avoir un repreneur pour l'énergie qu'ils souhaitent vendre, qui les rétribue de manière appropriée. Seuls les producteurs qui exploitent des installations d'une puissance supérieure à 3 MW ne sont plus sous la protection de la garantie de reprise (cf. [FF 2013 6771, p. 6883 ss.](#)). L'obligation de reprise et de rétribution s'applique donc également aux petites installations photovoltaïques telles les installations plug & play (mini-installations solaires à brancher).

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024, l'abrogation de l'article 31e, alinéa 2, lettre b, OApEl rend caduque l'obligation d'installer un système de mesure intelligent pour ce type d'installation de production d'énergie. Le gestionnaire de réseau peut ainsi prévoir un forfait annuel approprié pour rétribuer l'électricité injectée pour les installations de production d'électricité dont la puissance maximale de l'onduleur est de 600 W et qui ne sont pas équipées d'un système de mesure intelligent au sens de l'article 8a OApEl (art. 12, al. 3, Oene, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024 ; cf. [Rapport explicatif concernant la révision de novembre 2023 de l'ordonnance sur l'énergie et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité ; révision de l'ordonnance sur l'énergie de novembre 2023](#))

### 1.2 Les installations plug & play (mini-installations solaires mobiles à brancher) sont-elles assimilables à des installations raccordées au réseau ?

Ajout du 16.03.2023, mise à jour du 14.11.2023

Un gestionnaire de réseau refuse de reconnaître l'obligation de reprise et de rétribution pour une installation plug & play au motif que son obligation ne s'applique qu'aux installations raccordées au réseau et non aux installations mobiles. Cette différenciation entre les installations raccordées au réseau et les installations mobiles ne ressort pas du droit de l'énergie. Dans les titres du chapitre 3 de la LEne et du chapitre 4 de l'Oene, il est certes question de « réseau », mais cela se réfère au type d'énergie (ou à sa forme) et non à l'installation (cf. aussi art. 1, let. c, Oene). Par conséquent, l'obligation de reprise et de rétribution s'applique non seulement à l'électricité issue d'énergies renouvelables et d'installations de couplage chaleur-force alimentées par des combustibles fossiles ou partiellement fossiles, mais aussi au biogaz, qui est également lié au réseau (cf. art. 15, al. 1, let. a et b, LEne). Les gestionnaires de réseau sont donc également tenus de reprendre l'électricité provenant d'installations photovoltaïques plug&play qui leur est offerte et de la rémunérer de manière appropriée.

### 1.3 L'obligation de reprise et de rétribution s'applique-t-elle dès l'installation du compteur (ou de la mesure de l'injection) ou dès la remise de la preuve de sécurité ?

Ajout du 16.03.2023, Mise à jour du 05.09.2024

Le droit de l'énergie ne prévoit pas que l'obligation de reprise et de rétribution ne s'applique qu'une fois le contrôle de réception de l'installation effectué et les documents correspondants (en particulier la preuve de sécurité) remis au gestionnaire de réseau. Dans le système de rétribution du courant injecté, la durée de rétribution commence également à compter de la mise en service effective de l'installation, conformément à l'article 17, alinéa 2, OEneR. Si le gestionnaire de réseau a connaissance du fait qu'une installation injecte déjà de l'électricité dans le réseau et qu'il peut la mesurer, par exemple parce qu'il a déjà installé un compteur pour mesurer l'injection, il n'y a aucune raison pour que l'obligation de reprise et de rétribution ne s'applique qu'à partir de la remise de la preuve de sécurité, voire seulement après réalisation du contrôle de réception. Au contraire, il serait plutôt contestable que l'électricité soit auparavant injectée « gratuitement » dans le réseau de distribution.

La situation initiale peut être différente en ce qui concerne la rétribution des garanties d'origine : si un gestionnaire de réseau verse, en plus de l'indemnité concernant uniquement l'électricité, une indemnité pour la garantie d'origine (lors de la fixation de la rétribution en cas de litige, les garanties d'origine ne doivent pas être prises en compte conformément à l'art. 12, al. 1, OEne), il peut lier son versement au moment à partir duquel Pronovo SA peut également établir les garanties d'origine.

#### **1.4 Dans quelle mesure l'EICOM est-elle compétente pour évaluer les adaptations du financement des frais supplémentaires (FFS) selon l'ancien droit ?** [Ajout du 22.08.2023]

Conformément à l'article 73, alinéa 4, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne ; RS 730.0), les conditions de raccordement prévues à l'article 7 de l'ancien droit, dans sa teneur du 26 juin 1998 (état au 30 novembre 2004, ci-après : ex-LEne), sont applicables aux contrats existants liant les gestionnaires de réseau à des producteurs indépendants pour la reprise d'électricité produite par des installations utilisant des énergies renouvelables (financement des frais supplémentaires, FFS), et ce jusqu'au 31 décembre 2035 pour les installations hydroélectriques (let. a) et jusqu'au 31 décembre 2025 pour toutes les autres installations (let. b). Pour bénéficier du FFS, selon l'article 7, alinéa 4, ex-LEne en relation avec l'article 5, al. 1, de l'ordonnance sur l'énergie dans sa version du 7 décembre 1998 (état au 30 novembre 2004, ci-après : ex-Oene) la puissance de l'installation hydroélectrique ne doit pas dépasser 1 MW.

Selon l'article 7, alinéas 1 et 3, ex-LEne, les entreprises chargées de l'approvisionnement énergétique de la collectivité (c'est-à-dire les gestionnaires du réseau de distribution) sont tenues de reprendre et de rémunérer les surplus d'énergie produits par les producteurs indépendants. La rétribution se fonde sur les prix applicables à l'énergie équivalente. L'obligation est conçue unilatéralement à la charge des gestionnaires du réseau de distribution. La participation au FFS est donc volontaire pour le producteur. Un producteur peut à tout moment se retirer du programme de promotion du FFS (voir [Directive relative au financement des frais supplémentaires \[FFS\], Explications sur l'exécution du financement des frais supplémentaires](#), chap. 3d ; ci-après : directive FFS). En conséquence, le producteur peut, selon le ST EICOM, accepter - outre la renonciation totale au FFS - une rétribution inférieure.

Sur la base des articles 5a – 5c ex-Oene, la Commission pour les questions de raccordement des producteurs indépendants (CRAPI) a fixé un prix moyen annuel de 15 ou 16 ct./kWh. La rétribution du gestionnaire du réseau de distribution au producteur s'élève donc en général à 15 ou 16 ct./kWh (« système dit des 15 ou 16 centimes »). Pronovo rembourse au gestionnaire de réseau de distribution la différence entre cette rétribution et le prix d'achat orienté vers le marché (tarif des fournisseurs primaires, cf. directive FFS, chap. 1 et 5). Selon l'article 73, alinéa 5, LEne, en ce qui concerne les contrats visés à l'article 73, alinéa 4, LEne, qui règlent la reprise d'électricité produite par les centrales hydroélectriques, l'EICOM peut réduire dans certains cas la rétribution de manière appropriée, lorsqu'il existe un décalage manifeste entre le prix de reprise et le coût de revient (cf. aussi art. 7, al. 4, ex-LEne). Cette réduction peut également avoir un effet rétroactif, en règle générale jusqu'à cinq ans. Dans ce cas, la rétribution est inférieure à 15 ou 16 ct./kWh, ce qui réduit d'autant le remboursement de Pronovo au gestionnaire du réseau de distribution. Le gestionnaire du réseau de distribution serait en principe libre de continuer à rémunérer volontairement le producteur à hauteur de 15 ou 16 ct./kWh, voire plus. Le remboursement de Pronovo resterait toutefois inchangé. Cela signifie que le gestionnaire du réseau de distribution paierait en fin de compte plus que le prix d'achat orienté vers le

marché. Cela est admissible du point de vue de la législation sur l'énergie (c'est-à-dire indépendamment de la question de l'imputabilité des coûts correspondants dans le cadre de la législation sur l'approvisionnement en électricité).

Si le gestionnaire du réseau de distribution et le producteur ne parviennent pas à se mettre d'accord sur une nouvelle rémunération (p. ex. à l'expiration d'un contrat existant), l'article 74, alinéa 5, LEne s'applique, selon lequel l'EICOM tranche en cas de litige résultant de procédures soumises, quant au régime des compétences, à l'ancien droit, dans la mesure où elle était compétente en la matière en vertu de ce droit. Selon l'article 25, alinéa 1bis, ex-LEne (état au 1<sup>er</sup> janvier 2009), les litiges portant sur les conditions de raccordement des installations productrices d'énergie relèvent de l'EICOM. En revanche, si le litige résulte d'un contrat valable et qu'il ne relève pas expressément des compétences de l'EICOM mentionnées ci-dessus (c'est-à-dire la réduction de la rétribution en cas de décalage manifeste entre le prix de reprise et le coût de revient et la première fixation de la rétribution en cas de désaccord entre le gestionnaire du réseau de distribution et le producteur), son jugement incombe aux tribunaux ordinaires.

### **1.5 L'électricité injectée et rémunérée localement ne peut pas être entièrement vendue par le gestionnaire de réseau dans sa zone de desserte. Existe-t-il une obligation de reprise et de rétribution du gestionnaire du réseau en amont ?** [Ajout du 22.08.2023]

Selon l'article 15, alinéa 1, let. a et b, de la loi sur l'énergie (LEne ; RS 730), les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre et de rétribuer, *dans leur zone de desserte*, l'électricité issue d'énergies renouvelables et d'installations de couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement par des combustibles fossiles qui leur est offerte, ainsi que le biogaz qui leur est offert. Cette formulation indique que l'article 15 LEne se réfère à la relation entre un producteur et le gestionnaire de réseau dans la zone de desserte dans laquelle l'installation de production est située ou à laquelle elle est raccordée. Selon les explications du message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie) et à l'initiative populaire « Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative « Sortir du nucléaire ») », l'article 15 LEne vise en premier lieu à instaurer une compensation minimale entre la position régulièrement plus faible des producteurs dont la production est relativement moins importante et les entreprises d'approvisionnement en énergie ([FF 2013 6771](#), p. 6883). La notion de « reprise » ne désigne pas l'utilisation physique du réseau, mais le fait d'acquérir une certaine quantité d'énergie en tant qu'acheteur. Ici le gestionnaire de réseau s'entend en sa qualité de fournisseur d'énergie dans une zone de desserte déterminée, et non en tant que gestionnaire de réseau ([FF 2013 6771](#), p. 6883). Cela indique également que l'article 15 LEne n'est pas applicable aux relations entre gestionnaires de réseau. La législation en matière d'approvisionnement en électricité et les normes du droit de l'énergie dans le domaine de compétence de l'EICOM ne contiennent pas d'autres dispositions prévoyant des obligations correspondantes. Il n'existe donc pas d'obligation légale de reprise et de rémunération du gestionnaire de réseau en amont. C'est donc ce qui a été convenu par contrat qui s'applique.

### **1.6 Quels sont les délais pour le passage d'un producteur de son gestionnaire de réseau local à un acheteur tiers et inversement ?** [Ajout du 14.11.2023]

Pour ces changements, le délai est désormais d'un mois à la fin de chaque trimestre (art. 10, al. 4, OENE, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024).

Le rapport explicatif à ce sujet explique que le droit en vigueur ne prévoyait pas de dispositions légales concernant les délais pour le passage du gestionnaire de réseau à un acheteur tiers et inversement. La révision de l'ordonnance sur l'énergie définit ce délai car dans la pratique, ce type de changement est de plus en plus fréquent et entraîne des incertitudes. À l'avenir, de tels changements pourront être effectués à la fin de chaque trimestre moyennant un préavis obligatoire d'un mois au gestionnaire de réseau. Pour la mise en œuvre technique des processus de changement, le document de la branche SDAT – CH 2022 « SDAT – CH – Processus de changement » (cf. section 1.1.5)

prévoit en principe un préavis d'au moins dix jours ouvrables (cf. à ce sujet le [rapport explicatif concernant la révision de novembre 2023 de l'ordonnance sur l'énergie et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité](#) ; [révision de l'ordonnance sur l'énergie de novembre 2023](#)).

L'EICOM sera compétente de l'exécution de cette disposition (art. 62, al. 3, LEne).

**1.7 Un gestionnaire de réseau de distribution peut-il prévoir une rétribution différente pour les installations d'une puissance supérieure à un certain seuil et pour les installations inférieures à ce seuil ?** [Ajout du 14.11.2023, mise à jour du 05.09.2024]

En cas de vente de l'énergie injectée dans le réseau au gestionnaire de réseau local, la rétribution doit être convenue en premier lieu par contrat. La loi sur l'énergie et l'ordonnance sur l'énergie ne s'appliquent, au sens d'une réglementation minimale, que si les parties ne peuvent pas s'entendre autrement (cf. art. 15, al. 3, LEne et art. 12, al. 1, OEne). Les explications suivantes ne portent donc que sur les prescriptions de rétribution prévues par la loi, dans la mesure où aucun accord n'est trouvé.

La rétribution de l'électricité issue d'énergies renouvelables se fonde sur les coûts que le gestionnaire de réseau aurait eus pour acquérir une énergie équivalente auprès de tiers (art. 15, al. 3, let. a, LEne). Dans son arrêt [A-2790/2021](#) du 18 juin 2024, le Tribunal administratif fédéral a décidé que la prise en compte, prévue à l'article 12, alinéa 1, OEne, également des coûts de revient des propres installations de production du gestionnaire de réseau concerné n'était pas conforme à la loi et que les producteurs ne pouvaient pas exiger, en cas de litige, que la rétribution de reprise de l'électricité se base sur les coûts de revient de ces installations (consid. 13.2 s.). L'arrêt est entré en force. En tout état de cause, les coûts d'éventuelles garanties d'origine ne sont pas pris en compte lors de la fixation de la rétribution en cas de litige (art. 12, al. 1, première phrase, deuxième partie de la phrase OEne). L'équivalence se réfère aux caractéristiques techniques de l'électricité, en particulier à la quantité d'énergie et au profil de puissance, ainsi qu'aux possibilités de régler et de prévoir la production. Certes, l'article 12, alinéa 1, 2<sup>e</sup> phrase, OEne cite, la quantité d'énergie et le profil de puissance comme critères des « caractéristiques techniques de l'électricité » pour l'équivalence de l'électricité. La distinction prévue entre la rétribution de l'électricité produite par des installations d'une puissance inférieure ou supérieure à une certaine valeur devrait toutefois également se refléter dans l'achat d'électricité par le gestionnaire de réseau auprès de tiers ainsi que dans les coûts de revient de ses propres installations de production et pouvoir être justifiée en conséquence. En règle générale, il est improbable que ce soit le cas.

**1.8 En cas de passage de la rétribution de la production excédentaire (consommation propre) à la rétribution de la production nette (injection totale) – ou inversement – le gestionnaire de réseau peut-il exiger de l'exploitant d'une installation de production d'énergie la mise en œuvre d'un nouveau dispositif de mesure ?** [Ajout du 05.09.2024]

Les exploitants d'installations de production d'énergie peuvent en principe changer entre la rétribution de la production excédentaire (consommation propre) et la rétribution de la production nette. Ils doivent en informer le gestionnaire de réseau conformément à l'article 11, alinéa 3, de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'énergie ([OEne ; RS 730.01](#)) trois mois à l'avance. Lors de la mise en service de l'installation de production d'énergie, le dispositif de mesure devrait être orienté vers le mode de rétribution prévu, c'est-à-dire la mise en œuvre d'un dispositif de mesure « consommation propre » lorsque la rétribution de la production excédentaire est prévue et la mise en œuvre du dispositif « pas de consommation propre » lorsque la rétribution de la production nette est prévue. Si un changement de « mode de rétribution » intervient ultérieurement, il doit être effectué avec le dispositif de mesure existant, c'est-à-dire en créant des points de mesure virtuels. Un aménagement physique sur place ne serait pas efficace, étant donné que le droit de changer de mode de rétribution est en principe maintenu.

**1.9 Existe-t-il une « obligation de reprise et de rétribution de remplacement » pour le gestionnaire de réseau lorsqu'un acheteur tiers de l'énergie injectée par un producteur ou le producteur lui-même n'annonce pas correctement le changement au gestionnaire de réseau ?** Ajout du 05.09.2024

En vertu de l'article 10, alinéa 4, OENE, les producteurs peuvent annoncer au gestionnaire de réseau, moyennant un préavis d'un mois pour la fin d'un trimestre, s'ils entendent faire valoir ou pas leur droit de reprise et de rétribution pour l'énergie qu'ils produisent. Si un producteur a fourni l'énergie produite à un tiers, l'obligation de reprise et de rétribution du gestionnaire de réseau ne renaît donc qu'après que le producteur a informé le gestionnaire de réseau de distribution moyennant un préavis d'un mois pour la fin d'un trimestre.

Du côté du fournisseur/distributeur, le processus de changement devrait s'appliquer conformément au document « SDAT – CH – Processus de changement ».

Si l'une des notifications susmentionnées n'est pas remplie, les dispositions suivantes s'appliquent :

- Si ni le fournisseur ni le producteur ne font d'annonce : le point de mesure reste attribué au fournisseur et au groupe-bilan correspondant. Ce dernier reste donc responsable de la reprise et de l'établissement du bilan (l'existence d'une obligation de rétribution ou non n'est pas décisive ici et dépend du contrat entre le fournisseur et le producteur).
- Lorsque le producteur fait l'annonce prévue à l'article 10, alinéa 4, OENE, mais que le fournisseur reste inactif : dans ce cas également, le fournisseur reste soumis à l'obligation de reprise (l'existence d'une obligation de rétribution ou non n'est probablement pas décisive ici non plus et dépend du contrat entre le fournisseur et le producteur) et le point de mesure reste affecté au groupe-bilan du fournisseur. Dans la mesure où la fin du trimestre est atteinte conformément à l'article 10, alinéa 4, OENE, le fournisseur peut mettre fin à la reprise dans le délai de 10 jours prévu dans le document SDAT et le gestionnaire de réseau de distribution est à nouveau soumis à l'obligation de reprise et de rétribution.
- Lorsque le producteur omet d'effectuer l'annonce prévue à l'article 10, alinéa 4, OENE, mais que le fournisseur annonce la fin de la livraison conformément au processus SDAT, parce que le contrat de reprise avec le producteur a pris fin : dans ce cas, le gestionnaire de réseau doit réattribuer le point de mesure d'injection à son groupe-bilan et est responsable de l'établissement du bilan. Il existe donc nécessairement une sorte d'« obligation de reprise de remplacement ». L'obligation de rétribution ne renaît toutefois que si le producteur a fait une déclaration dans les délais pour la fin d'un trimestre. Une annonce du fournisseur qui respecte le délai fixé à l'article 10, alinéa 4, OENE pourrait, dans certains cas, être considérée comme une annonce faite par le producteur au sens dudit article.

## 2 Consommation propre

**2. Qu'est-ce que le gestionnaire de réseau doit vérifier en cas de demande de regroupement dans le cadre de la consommation propre ?** Mise à jour du 16.03.2023

En cas de demande de regroupement dans le cadre de la consommation propre de la part de consommateurs finaux, le gestionnaire de réseau doit vérifier :

- qu'il existe un regroupement de plusieurs propriétaires fonciers qui sont chacun des consommateurs finaux (art. 17, al. 1, LEne) ou un regroupement d'un propriétaire foncier avec plusieurs locataires ou preneurs à bail qui sont des consommateurs finaux (art. 17, al. 2, LEne ; cf. également décision 223-00005 de l'EICOM du 13 décembre 2022, ch. marg. 54 ss),
- que la puissance de production de l'installation représente au moins 10 % de la puissance de raccordement du regroupement (art. 17, al. 1, LEne ; art. 15 OENE), et
- que l'électricité produite sur place peut être consommée sans utilisation du réseau de distribution (art. 14, al. 2, OENE).

**3. Dans quel délai le gestionnaire de réseau doit-il examiner la demande de regroupement dans le cadre de la consommation propre ?**

L'article 18, alinéa 1, OEne stipule que les propriétaires fonciers doivent communiquer trois mois à l'avance au gestionnaire de réseau la formation d'un RCP, ainsi que l'identité des locataires et des preneurs à bail qui y participent et du représentant du regroupement. On peut en déduire que le gestionnaire de réseau doit vérifier les conditions préalables au RCP dans les trois mois suivant la notification des informations requises pour l'évaluation et autoriser celui-ci si les conditions préalables sont remplies (cf. question 2 ci-dessus).

- 4. En l'autorisant, une commune a rendu possible un regroupement dans le cadre de la consommation propre sur un bien-fonds public passant par-dessus une route publique. En revanche, elle n'a pas autorisé un regroupement sur un bien-fonds privé. Une telle différence de traitement est-elle licite ?** [Éliminée avec mise à jour du 16.03.2023]
- 5. Le gestionnaire de réseau est-il tenu de vérifier l'autorisation de négocier librement sur le marché d'un regroupement ?** [Mise à jour du 16.03.2023]

Pour ce qui est de l'accès au réseau, les consommateurs finaux qui se regroupent dans le cadre de la consommation propre doivent être traités comme un consommateur final unique (art. 18, al. 1, LEne). Lorsqu'ils demandent l'accès au réseau, le gestionnaire de réseau doit vérifier si les conditions visées à l'article 13, alinéa 1 et à l'article 6, alinéas 2 et 6, LApEl ainsi qu'à l'article 11, alinéas 2 et 3, OApEl sont remplies, c'est-à-dire :

- que la consommation annuelle du regroupement est d'au moins 100 MWh.
- qu'il n'existe pas de contrat écrit de fourniture individuel.
- que l'intention de faire usage du droit d'accès au réseau est communiquée jusqu'au 31 octobre ou deux mois avant la mise en service pour un nouveau raccordement.

Si un site de consommation ayant accès au réseau participe à un RCP existant ou à venir, cela n'exclut pas l'obligation de fourniture du gestionnaire du réseau de distribution envers le RCP. Si le RCP requiert l'exécution de cette obligation, 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 regroupement (art. 11, al. 2<sup>bis</sup>, OApEl).

**6. Le regroupement de deux terrains contigus est-il autorisé lorsque l'un est raccordé à des installations à basse tension alors que l'autre est raccordé à des installations à moyenne tension ? Le regroupement serait alors effectué au niveau des installations à moyenne tension.**

Selon le cas d'espèce, la situation des lignes (nécessité de recourir au réseau de distribution) avant le regroupement peut limiter voire empêcher, dans un premier temps, le regroupement dans le cadre de la consommation propre. Mais il serait illicite que le droit à la consommation propre et au regroupement dans le cadre de la consommation propre soit fondamentalement vidé de sa substance par une construction opportuniste de ligne du gestionnaire de réseau. En principe, le regroupement dans le cadre de la consommation propre doit être traité par le gestionnaire du réseau de distribution comme un consommateur final (art. 18, al. 1, LEne). Il est donc soumis à l'obligation de raccordement conformément à l'article 5, alinéa 2, LApEl. Le gestionnaire du réseau ne peut donc pas refuser un changement de raccordement et doit effectuer les adaptations nécessaires (Commentaires du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC de novembre 2017 relatifs aux dispositions d'exécution de la nouvelle loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie [ci-après : commentaires de l'OEne, 2017, p. 16<sup>3</sup>]). Si les raccordements doivent être changés, les

<sup>2</sup> L'exigence de parcelles contiguës a été supprimée avec l'entrée en vigueur de la révision de l'OEne le 1<sup>er</sup> janvier 2023. Si une ligne privée doit être construite sur un terrain, cela doit être réglé par contrat.

<sup>3</sup> Vous pouvez télécharger les commentaires des dispositions d'exécution [ici](#).

coûts de capital qui en découlent pour les installations qui ne sont plus utilisées ou qui ne le sont plus que partiellement doivent être pris en charge par les consommateurs propres ou par les propriétaires fonciers (art. 3, al. 2<sup>bis</sup>, OApEI).

**6.1 De l'électricité est produite sur un bâtiment situé sur le terrain A, puis acheminée directement au moyen d'un câble privé vers un autre bâtiment situé sur le terrain B, où elle est consommée exclusivement par un consommateur final. Le gestionnaire de réseau peut-il exiger la création d'un RCP et la suppression de l'un des deux raccordements au réseau ?** Ajout du 16.03.2023

Comme l'électricité est acheminée directement de l'installation photovoltaïque vers le bâtiment situé sur le terrain B et que l'installation domestique correspondante est séparée de celle du bâtiment situé sur le terrain A, l'électricité produite ne peut être utilisée que par le consommateur final du bâtiment situé sur le terrain B, et non par d'autres consommateurs finaux, notamment le consommateur final du bâtiment situé sur le terrain A. On ne peut pas parler d'une consommation propre *commune* à plusieurs consommateurs finaux sur le lieu de production. En conséquence, la situation ne permet pas de créer un RCP au sens des définitions de l'article 17, alinéas 1 et 2, LEne. Le gestionnaire de réseau ne peut pas exiger la création d'un RCP et la suppression de l'un des deux raccordements au réseau en se référant au droit de l'énergie.

**7. Un gestionnaire de réseau doit-il autoriser l'injection au niveau de réseau 5 d'une installation hydroélectrique actuellement raccordée au niveau de réseau 3 (10 MW), afin que la communauté d'autoconsommation, prévue avec l'installation hydroélectrique, soit plus avantageuse ? En cas d'injection au niveau de réseau 5, il faudrait alors renforcer le réseau.**

Les gestionnaires de réseau doivent pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace (art. 8, al. 1, LA- pEI). Lorsque le raccordement du regroupement au niveau de réseau 5 n'est pas efficace, il faut raccorder le regroupement dans le cadre de la consommation propre au niveau de réseau 3.

**8. Un gestionnaire de réseau peut-il, contre rémunération, mettre le réseau de distribution à disposition d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre ou transmettre la propriété de certaines installations et, dans ce cas, les conditions de l'article 14, alinéa 3, OEne seraient-elles satisfaites ?** Mise à jour du 16.03.2023

Selon l'article 14, alinéa 2, OEne, seule l'électricité qui n'utilise pas le réseau du gestionnaire de réseau entre l'installation de production et la consommation est considérée comme faisant l'objet d'une consommation propre sur le lieu de production. Le réseau de distribution utilisé à titre individuel (raccordement au réseau) entre le point de transition et le point de raccordement fait également partie du réseau de distribution. Le fait qu'une installation fasse partie ou non du réseau de distribution est évalué indépendamment de la propriété ou du transfert pour utilisation. La consommation propre n'est donc pas possible si le gestionnaire de réseau met son réseau de distribution à disposition contre rémunération ou s'il transfert la propriété d'une installation.

Pour que le réseau de distribution ne soit pas sollicité, il faudrait déplacer le point de transition. La situation des lignes avant un regroupement ne doit pas empêcher la consommation propre, et le gestionnaire de réseau ne peut pas refuser un changement au niveau des raccordements (cf. question 6).

D'autre part, le droit sur l'énergie n'exclut pas la possibilité de louer ou de vendre au RCP, pour une utilisation au point de production, un conduit de câbles si celui-ci est situé du côté du RCP au point de raccordement. Le RCP déplacera ses propres câbles dans le conduit et, par conséquent, l'électricité ne passerait pas physiquement par le réseau de distribution. Le RCP devrait contribuer en tant qu'initiateur de ces coûts et il faudrait pouvoir distinguer de manière claire et pertinente les coûts supportés par le RCP des coûts du réseau. Afin de mettre en œuvre une répartition des coûts établie dans le

respect du principe de causalité, des clés doivent être définies et appliquées conformément à l'article 7, alinéa 5, OApEI. Ces clés doivent faire l'objet d'une définition écrite, pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.

**9. Pour augmenter la part de consommation propre, l'électricité produite en surplus doit être stockée dans le réseau de distribution puis réinjectée en cas de besoin (« batterie virtuelle »). La rémunération perçue sur l'utilisation du réseau, les redevances et les prestations, ainsi que le supplément à verser au réseau de transport sont-ils dus lors du soutirage du surplus ?** Mise à jour du 16.03.2023

Si le consommateur final soutire l'électricité provenant de la « batterie virtuelle », le réseau de distribution est utilisé à cette fin et il n'y a pas de consommation propre (art. 14, al. 2, OEne).

Puisque l'électricité provenant de la « batterie virtuelle » est réputée fournie par le réseau de distribution, la rémunération pour l'utilisation du réseau, les redevances et prestations fournies aux collectivités publiques, ainsi que les suppléments sur le réseau de transport sont dus sur la quantité d'électricité concernée conformément au principe du soutirage (art. 14, al. 2, LApEI). En ce qui concerne le caractère non admissible de tarifs spéciaux applicables en cas de recours à des batteries virtuelles, il est ici renvoyé à la communication « [Questions et réponses sur les tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie](#) », février 2019, ch. 3.5 et 4.4.

**10. Le gestionnaire de réseau peut-il exiger la signature des locataires en vue de la mise en place d'un regroupement pour la consommation propre ? Le gestionnaire de réseau peut-il exiger l'utilisation d'un formulaire officiel à cet effet ?**

Mises à jour du 16.03.2023 et du 22.08.2023

Les propriétaires fonciers doivent communiquer trois mois à l'avance au gestionnaire de réseau la formation d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, ainsi que l'identité des locataires et des preneurs à bail qui y participent (art. 18, al. 1, let. a, OEne). Lors de la mise en place d'une consommation propre commune, les locataires ont la possibilité de demander que l'approvisionnement de base soit assuré par le gestionnaire de réseau (art. 17, al. 3, LEne). Le passage suivant est tiré du guide pratique de la consommation propre élaboré pour le compte de SuisseEnergie : « *Si le propriétaire foncier met en place le regroupement pour ses locataires/fermiers, il est opportun de nommer individuellement les différents sites de consommation, par exemple sur une fiche de données de base, et de faire figurer en conséquence le consentement des locataires à la participation à la consommation propre.* (disponible sous : [Guide pratique de la consommation propre](#), version 3, mai 2023, p. 9 [voir aussi l'annexe 4], consulté le 8 août 2023). Afin d'examiner l'admissibilité du regroupement dans le cadre de la consommation propre ainsi que des participants, les signatures des locataires concernés doivent être mises à disposition trois mois à l'avance ou le propriétaire foncier doit confirmer leur accord par un autre moyen. Ce n'est qu'une fois leur accord disponible qu'il sera possible de savoir sans aucun doute quels locataires souhaitent participer au regroupement et renoncer à l'approvisionnement de base et quels locataires souhaitent rester dans l'approvisionnement de base. D'un point de vue juridique, il n'est toutefois pas nécessaire de fournir des signatures pour prouver le consentement des consommateurs finaux qui participent à un RCP. En outre, la législation sur l'énergie ne mentionne pas qu'il faut obligatoirement utiliser un formulaire du gestionnaire de réseau pour la notification.

**10.1 Le gestionnaire de réseau peut-il exiger que tous les changements de locataires dans un RCP lui soient communiqués ?** Ajout du 22.08.2023

La loi et l'ordonnance sur l'énergie ne contiennent aucune disposition prévoyant la notification des changements de locataires. La nécessité d'une telle notification n'est pas non plus évidente au regard des obligations du gestionnaire de réseau, notamment compte tenu du fait que les locataires suivants n'ont plus le droit de choisir entre l'approvisionnement de base et le RCP. En cas de cessation du RCP ou de cessation de la participation d'un locataire ayant pour effet que le site de consommation

du locataire ne fait plus partie du RCP<sup>4</sup>, il suffit que le gestionnaire de réseau reçoive les informations nécessaires sur les consommateurs finaux (locataires) concernés au moment de l'annonce de la cessation (art. 18, al. 1, let. b, OENE ou art. 18, al. 2, OENE). Il n'est donc pas nécessaire d'annoncer les changements de locataires dans le RCP. Demeurent toutefois réservées les éventuelles dispositions d'autres lois (par exemple la [LIE](#) et l'[OIBT](#)), dont l'application ne relève pas de la compétence de l'EEL-Com.

**11. Lors de l'introduction d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, le gestionnaire de réseau peut-il facturer des frais pour le démontage des compteurs du gestionnaire de réseau ?**

Les propriétaires fonciers prennent eux-mêmes en charge les coûts liés à l'introduction de la consommation propre commune, dans la mesure où ils ne sont pas couverts par la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 17, al. 4, LEne). Le gestionnaire de réseau peut donc facturer aux propriétaires fonciers les coûts pour le démontage des compteurs qui ne sont plus utilisés.

**12. Lors de l'introduction d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, le gestionnaire de réseau peut-il facturer des frais pour le démantèlement des boîtiers de raccordement ?**

Les propriétaires fonciers doivent prendre eux-mêmes en charge les coûts liés à l'introduction de la consommation propre commune, dans la mesure où ils ne sont pas couverts par la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 17, al. 4, LEne). Selon le document de la branche de l'Association des entreprises électriques suisses (AES) concernant le modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution, le gestionnaire de réseau est autorisé à exiger du bénéficiaire d'un raccordement au réseau les coûts de démontage du raccordement au réseau. Sur demande, le gestionnaire de réseau doit présenter les coûts engendrés par la suppression du raccordement au bénéficiaire de façon claire et de manière transparente (cf. MURD – CH 2021, p. 27). Si le gestionnaire de réseau scelle le fusible pour mettre hors service le boîtier de raccordement et, le cas échéant, retire également le câble, nous considérons qu'il est permis de facturer cette dépense individuellement.

**13. Le gestionnaire de réseau a-t-il le droit de mesurer la consommation propre sans cumuler les phases ?**

L'article 17, alinéa 4, OENE dispose expressément que pour l'utilisation d'accumulateurs électriques s'agissant de regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP), les appareils de mesure doivent être exploités au point de mesure en cumulant toutes les phases. Ainsi, si un accumulateur électrique est installé après le point de mesure d'un RCP, une mesure en phases séparées est strictement interdite. Cette disposition ne se réfère qu'aux cas de regroupements dans le cadre de la consommation propre. Cependant, il n'apparaît pas que le Conseil fédéral aurait voulu privilégier les RCP avec batterie par rapport aux autres RCP, voire par rapport aux consommateurs ordinaires, en ce qui concerne le comptage de la consommation propre. Cette appréciation est étayée par l'article 17, alinéa 2, OENE qui dispose que le gestionnaire de réseau doit raccorder les accumulateurs électriques aux mêmes conditions techniques qu'un producteur ou un consommateur final comparable. Par conséquent, la prise de mesure bidirectionnelle des flux d'énergie injectés ou soutirés au point de mesure doit toujours être effectuée en cumulant toutes les phases.

**14. L'énergie peut-elle être vendue sur son lieu de production à plusieurs consommateurs finaux, même sans regroupement dans le cadre de la consommation propre, et existe-t-il des dispositions concernant un « modèle de pratique » autorisé ?**

Veuillez vous référer à la communication [« Modèle de pratique concernant la consommation propre »](#) du 13 juillet 2020.

<sup>4</sup> En cas de revendication du droit d'accès au réseau par un locataire (art. 16, al. 5, let. a, OENE), en cas de violation des obligations du propriétaire foncier (art. 16, al. 5, let. b, OENE) ou en vertu d'une disposition contractuelle.

#### **14.1 Une consommation propre est-elle également possible pour une installation de production d'énergie qui n'est pas soumise à l'obligation de reprise et de rétribution selon l'article 15 LEne ?** Ajout du 16.03.2023

Conformément à l'article 16, alinéa 1, LEne, les exploitants d'installations peuvent consommer, sur le lieu de production, tout ou partie de l'énergie qu'ils ont eux-mêmes produite, voire la vendre en tout ou partie pour qu'elle soit consommée sur le lieu de production. Le texte de cette disposition ne prévoit pas de limiter ce droit à certaines installations. Certes, la règle de la consommation propre a été introduite en relation avec l'obligation de reprise et de rétribution (art. 15 LEne), car auparavant les gestionnaires de réseau décomptaient parfois toute l'électricité produite comme injectée et la totalité de l'électricité consommée comme prélevée sur le réseau. Cependant, les textes législatifs ne mentionnent pas que la consommation propre ne doit concerner que les installations auxquelles s'applique l'obligation de reprise et de rétribution. Le principe de droit privé de la liberté contractuelle, qui fait partie de la liberté économique (art. 27 de la Constitution fédérale de la Confédération suisse [[Cst.](#); [RS 101](#)]) plaide également en faveur du fait que la possibilité de consommer l'électricité que l'on produit soi-même (sur le lieu de production) peut être considérée comme une règle générale. On peut donc affirmer que la réglementation sur la consommation propre de l'article 16 LEne s'applique à toutes les installations de production d'énergie.

#### **15. Qui est responsable de la sécurité des installations dans le cadre d'un regroupement ?**

Les propriétaires fonciers qui participent à un regroupement assument les droits et obligations conformément à l'ordonnance sur les installations à basse tension ([OIBT](#); RS 734.27) et doivent fournir les preuves de sécurité correspondantes (cf. commentaires de l'OENE, 2017, p. 18). Les dispositions concernant le regroupement conformément au droit de l'énergie ne sont pas destinées à modifier les responsabilités. Il n'existe aucune base dans ce droit obligeant le représentant du regroupement à fournir cette preuve de la sécurité à la place du propriétaire foncier.

#### **16. Peut-on obliger le RCP à prévoir des emplacements de réserve sur la distribution des compteurs en fonction du nombre de mesures des sites de consommation ?**

Il y a de bonnes raisons pour cela et c'est également recommandé (cf. également manuel Réglementation de la consommation propre [MRCP-CH 2020] de l'AES, point 6.2, al. 2). Cependant, il n'existe aucune obligation d'un point de vue juridique : selon l'article 18, alinéa 1, LEne, après leur regroupement, les consommateurs finaux disposent ensemble, par rapport au gestionnaire de réseau, d'un point de mesure unique, au même titre qu'un consommateur final. Ils doivent être traités comme un consommateur final unique, également pour ce qui est de l'installation de mesure ou de la mesure. En principe, cela signifie qu'un seul compteur conforme aux spécifications du gestionnaire de réseau doit être prévu pour un comptage légalement conforme. L'article 16, alinéa 4, lettre b, OENE stipule qu'en cas de RCP, il convient au moins de préciser par écrit les modalités pour la mesure de la consommation interne. Cependant, ni la loi ni l'ordonnance sur l'énergie ne stipulent qu'un point de comptage par consommateur final doit être installé dans un RCP pour la mesure conformément à l'article 8a OApEl. Les conditions pour une mesure conforme à la loi peuvent également être créées rétroactivement si un consommateur final quitte le RCP ou si celui-ci est dissout (bien que les coûts soient alors souvent plus élevés). En principe, en cas de participation d'un consommateur final dans l'approvisionnement de base, le propriétaire foncier doit supporter les coûts correspondants (art. 18, al. 4, OENE).

#### **17. Plusieurs RCP et d'autres consommateurs finaux peuvent-ils être raccordés en amont du même point de raccordement (de l'habitation) ?** Mise à jour du 16.03.2023

La possibilité de participer à un RCP existe sur le lieu de production (art. 16, al. 1, LEne et art. 14 OENE). Un RCP doit se faire en amont du point de transition, car le réseau de distribution ne peut pas être utilisé (art. 14, al. 2, OENE). L'AES utilise pour cela le terme de point de fourniture (cf. annexe 1 MURD – CH 2021). Ceci est également conforme aux explications du manuel de l'AES intitulé Réglementation de la consommation propre (MRCP – CH 2020). Selon l'article 18, alinéa 1, LEne, après

leur regroupement, les consommateurs finaux disposent ensemble, par rapport au gestionnaire de réseau, d'un point de mesure unique, au même titre qu'un consommateur final. Ils doivent être traités comme un consommateur final unique, également pour ce qui est de l'installation de mesure, de la mesure ou du droit d'accès au réseau.

La loi et l'ordonnance ne règlent pas la question de savoir si plusieurs RCP et d'autres consommateurs finaux ne participant pas au RCP peuvent être raccordés en amont d'un point de fourniture. Il n'y a pas de restrictions légales explicites qui l'interdisent. Si les exigences de l'article 14 OENE concernant le lieu de production ainsi qu'une mesure correcte du RCP (à chaque fois électricité soutirée du réseau et injectée) conformément à l'article 18, alinéa 1, LEne et des éventuels consommateurs finaux non participants (électricité soutirée) sont assurées, plusieurs RCP et d'autres consommateurs finaux peuvent être raccordés en amont du même point de fourniture. Le gestionnaire de réseau doit pouvoir mesurer correctement l'électricité soutirée et l'injection des différents RCP ainsi que l'électricité soutirée. Conformément au principe du point de prélèvement, les consommateurs finaux *non* participants doivent payer la redevance d'utilisation du réseau sur la quantité totale d'électricité mesurée (art. 14, al. 2, LApEl), même si cette électricité provient physiquement de l'installation photovoltaïque. Restent réservées les exigences qui ne relèvent pas de la compétence de l'EICOM, par exemple dans le domaine de la loi sur les installations électriques ou de l'ordonnance sur les installations à basse tension.

### **17.1 La consommation d'un consommateur final qui ne participe pas à un RCP peut-elle être virtuellement exclue ?** [Ajout du 16.03.2023]

Les gestionnaires de réseau répondent du système de mesure (art. 8, al. 1, OApEl). Il n'est pas exclu que la consommation d'électricité d'un consommateur final qui ne souhaite pas participer à un RCP soit déduite de la consommation d'électricité du RCP sur la base de calculs (et non de mesures). Pour cela, le gestionnaire de réseau doit disposer de toutes les données de mesure nécessaires provenant de l'exploitation du réseau. C'est le cas lorsque le gestionnaire de réseau responsable installe un smartmeter côté réseau pour le RCP, un smartmeter pour le consommateur final qui ne participe pas au RCP et, selon la situation, encore un pour l'installation de production d'énergie. Il peut ainsi déterminer correctement le soutirage du RCP et du consommateur final non participant sur la base des données de mesure des smartmeters du réseau de distribution pour le prélèvement de la rémunération pour l'utilisation du réseau selon le principe du point de prélèvement. Nous considérons donc que l'exclusion virtuelle d'un consommateur final qui ne participe pas au RCP est admissible dans une telle configuration.

### **17.2 Quelles sont les règles de facturation et de transparence applicables à un locataire/preneur à bail au sein d'un RCP, notamment en ce qui concerne les données de mesure ?** [Ajout du 05.09.2024]

Si un propriétaire foncier (bailleur) prévoit une consommation propre commune également pour ses locataires, il est responsable de l'approvisionnement des participants au regroupement (art. 17, al. 2, LEne). Cela comprend également la facturation correcte, dont les principes sont régis par l'article 16, alinéas 1 à 3, OENE. L'article 16, alinéa 4, lettre b, OENE stipule qu'en cas de RCP, il convient au moins de préciser par écrit la façon de procéder pour la mesure de la consommation interne, la mise à disposition des données, la gestion et le décompte.

Le [rapport explicatif de novembre 2022 concernant la révision de l'ordonnance sur l'énergie](#) précise que les principes de la facturation basée sur les coûts découlent aussi des prescriptions relevant du droit du bail et de la pratique en matière de facturation des coûts accessoires. Les explications renvoient notamment à l'article 6b de l'ordonnance du 9 mai 1990 sur le bail à loyer et le bail à ferme d'habitations et de locaux commerciaux ([OBLF](#) ; RS 221.213.11), selon lequel les coûts visés à l'article 16 OENE peuvent être facturés par le bailleur en tant que coûts accessoires (en d'autres termes, ces coûts sont « assimilables à des frais accessoires », cf. [Rapport explicatif concernant la révision totale de l'ordonnance sur l'énergie de février 2017](#), section 2, art. 17), ainsi qu'à l'article 257b, ali-

néa 2, CO qui prévoit le droit de regard du locataire sur les justificatifs de charges. Les frais accessoires supplémentaires résultant de la participation au RCP doivent être introduits et justifiés vis-à-vis du locataire au moyen d'une notification officielle (art. 269d, al. 3, CO) et être expressément convenus comme frais accessoires (cf. art. 257a, al. 2, CO). Si les coûts du RCP sont facturés en tant que frais accessoires, le bailleur doit en rendre compte au locataire sur la base du droit de bail. En cas de litige, les organes de conciliation et les tribunaux civils correspondants sont compétents.

Les coûts du RCP peuvent également être facturés en dehors d'une solution relevant du droit du bail, c'est-à-dire pas en tant que frais accessoires (cf. [Guide pratique de la consommation propre de l'Office fédéral de l'énergie](#), 3.1). Dans ce cas, les dispositions de protection du droit de bail et les obligations d'information du bailleur ne s'appliquent pas, seules les dispositions du droit de l'énergie (LEne et OENE) et les dispositions contractuelles sont valables. Dans la mesure où les données de mesure sont nécessaires au suivi de la répartition des coûts, elles doivent être communiquées à toutes les parties concernées (cf. Guide pratique de la consommation propre, ch. 3.1, p. 10). Chaque locataire peut visualiser les données détaillées via les mesures de sa consommation (voir le guide de la consommation propre, annexe 2, point 3). En outre, selon l'article 16, alinéa 1, lettre a, OENE, au moins les coûts de l'électricité soutirée à l'extérieur doivent être facturés aux locataires en fonction de leur consommation, c'est-à-dire au moyen d'une mesure individuelle. Selon l'annexe 1, chiffres 8.5 et 10.5 de l'ordonnance sur les instruments de mesure ([OIMes](#) ; RS 941.210), les valeurs de consommation individuelles cumulées doivent par ailleurs être rendues accessibles au consommateur au moyen d'un affichage visuel, ce qui permet au locataire de contrôler lui-même les consommations facturées.

Le locataire a donc dans tous les cas un droit de regard sur les données nécessaires pour pouvoir vérifier le respect des prescriptions de l'article 16, alinéas 1 à 3, OENE. La question de savoir sur quelle base les renseignements sur le décompte détaillé sont demandés (droit du bail, LEne/OENE ou contrat) n'est donc pertinente « que » pour la question de l'applicabilité des dispositions de protection du droit du bail et de l'obligation de renseigner ainsi que pour les compétences procédurales. L'obligation de renseigner existe cependant dans tous les cas (cf. également art. 16, al. 5, let. b, OENE).

### **17.3 À quoi une EAE doit-elle faire attention si elle veut utiliser des compteurs déjà installés dans le cadre de l'exploitation du réseau pour la mesure et le décompte internes du RCP (prestation de marché) ?** [Ajout du 05.09.2024]

Selon l'article 18, alinéa 1, LEne, après leur regroupement, les consommateurs finaux disposent ensemble, par rapport au gestionnaire de réseau, d'un point de mesure unique, au même titre qu'un consommateur final. La mesure interne du RCP est donc privée et ne relève pas de l'exploitation du réseau. Si une entreprise d'approvisionnement en électricité (EAE) propose des prestations de mesure et de décompte pour le RCP, elle le propose en tant que prestation en concurrence avec d'autres entreprises. Conformément à l'article 10, alinéa 1, LApEl, les EAE doivent assurer l'indépendance de l'exploitation du réseau. Les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites. Si des compteurs installés au préalable comme compteurs de réseau (c.-à-d. dans le cadre de l'exploitation du réseau) sont utilisés pour les services relevant du RCP, l'EAE doit créditer les coûts d'installation ainsi que la valeur résiduelle de ces compteurs aux coûts du réseau à la charge du secteur des services.

# **Loi et ordonnance sur l'approvisionnement en électricité**

## **3 Rémunération pour l'utilisation du réseau**

### **18. Peut-il y avoir deux tarifs applicables par défaut (haut tarif / bas tarif) ?**

Aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV, les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année avec une consommation annuelle inférieure ou égale à 50 MWh conformément à l'article 18, alinéa 2, OApEl appartiennent au même groupe de clients (groupe de clients de base). Les gestionnaires de réseau doivent proposer aux consommateurs finaux du groupe de clients de base un tarif d'utilisation du réseau présentant une composante de travail (ct. / kWh) non dégressive de 70 % au minimum (art. 18, al. 3, OApEl). Par conséquent, il ne peut y avoir qu'un seul tarif applicable par défaut.

Le gestionnaire de réseau peut proposer en sus d'autres tarifs d'utilisation du réseau aux consommateurs finaux (art. 18, al. 4, OApEl). Le choix appartient au consommateur final.

### **19. Le tarif simple est le tarif applicable par défaut. Peut-on maintenir dans le groupe de clients avec tarif optionnel les consommateurs finaux avec approvisionnement de base avec consommation annuelle jusqu'à 50 MWh qui ont choisi le tarif double avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 ou attribuer pour la première fois un nouveau consommateur final à ce groupe de clients ?**

Si le gestionnaire de réseau déclare que le tarif simple est le tarif applicable par défaut, il doit en principe appliquer ce tarif à tous les consommateurs finaux. Si le tarif optionnel est économiquement plus avantageux pour le consommateur final (par ex. pour les consommateurs finaux avec un chauffe-eau) ou si le consommateur final a déjà choisi le tarif double avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018, il ne semble pas impossible que le gestionnaire de réseau garde les consommateurs finaux dans le groupe de clients avec tarif optionnel ou qu'il leur attribue un tarif optionnel pour la première fois. Le gestionnaire de réseau doit informer les consommateurs finaux du groupe ayant un tarif optionnel (tarif double, tarif de puissance, etc.) et les consommateurs ayant un tarif applicable par défaut de la possibilité de changer de tarif.

### **20. Peut-on également proposer un tarif optionnel aux groupes de clients ayant une consommation supérieure à 50 MWh ?**

L'article 18, alinéa 4, OApEl permet au gestionnaire de réseau de proposer des tarifs d'utilisation de réseau en sus. Cette disposition vaut aussi pour les groupes de clients avec consommateurs finaux ayant une consommation supérieure à 50 MWh. Cependant, les tarifs optionnels ne sont autorisés que s'ils sont mis à disposition de l'ensemble du groupe de clients.

### **21. Le gestionnaire de réseau doit-il appliquer le tarif le plus avantageux économiquement au consommateur final ?**

Une application automatique du tarif le plus avantageux économiquement n'est à notre avis pas prévue. Toutefois, les consommateurs finaux doivent être informés des options. Le gestionnaire de réseau n'est pas obligé d'informer directement les consommateurs finaux par écrit, les clients peuvent être informés par d'autres moyens (par ex. sur le site internet ou dans une publication mensuelle).

#### **21.1 Un logement indépendant dans une maison individuelle doit-il bénéficier de son propre point de mesure ?** [Ajout du 16.03.2023]

En principe, la facturation pour chaque consommateur final ou chaque logement dont la consommation peut être attribuée à un seul consommateur final doit se faire via un point de mesure séparé. Cela

s'applique également aux logements indépendants loués de manière permanente ou utilisés de manière permanente par des tiers.

En revanche, lorsqu'une unité d'habitation n'est utilisée que temporairement – par exemple un appartement de vacances ou une chambre d'hôtel – le propriétaire du bien-fonds est considéré comme le consommateur final et peut facturer forfaitairement à l'hôte/au locataire une partie de l'électricité consommée. Par utilisation temporaire, on admet typiquement que les hôtes/locataires changent si souvent qu'il semble insensé que le gestionnaire de réseau de distribution local établisse un décompte séparé. Ce critère est rempli dans le cas d'une chambre d'hôtel ou d'un appartement de vacances loué à la semaine. Le cas doit être examiné si la durée de location est nettement plus longue.

**22. Existe-t-il déjà des recommandations pour compenser les frais de mesure des prosommateurs soumis à la nouvelle législation ? (La question se rapporte à un compteur qui ne mesure pas les valeurs de courbe de charge et ne représente pas un système de mesure intelligent).**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, il n'existe pas de base légale relative à l'imputation individuelle des frais de mesure pour l'installation de production du prosommateur, que ce soit dans la loi sur l'énergie ou dans la loi sur l'approvisionnement en électricité. Par conséquent, il n'est en principe pas possible, après le 1<sup>er</sup> janvier 2018, de facturer, en plus du tarif d'utilisation du réseau, un tarif de mesure pour la lecture manuelle des données de mesure de la reprise d'énergie<sup>5</sup>. Comme ni la loi sur l'énergie, ni celle sur l'approvisionnement en électricité ne contient de base légale relative à l'imputation individuelle des frais de mesure aux prosommateurs, l'imputation d'une seconde lecture sur la base de cette législation serait également illicite. Les parties peuvent cependant convenir de la prise en charge de ces coûts par le producteur.

**23. Les coûts d'installation d'un smartmeter peuvent-ils être facturés aux producteurs ?**

Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux, les installations de production et les agents de stockage (art. 8a, al. 1, OApEl). L'article 13a, lettre a, OApEl dispose que les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans cette ordonnance sont considérés comme imputables. Les coûts imputables peuvent être couverts par la rémunération pour l'utilisation du réseau. La rémunération pour l'utilisation du réseau doit être versée par les consommateurs finaux (art. 14, al. 2, LApEl). Aussi est-il illégal de facturer aux producteurs les coûts de mesure, qu'ils soient ponctuels ou récurrents. Il en va de même pour les coûts d'installation pour le montage, le raccordement et la mise en service du système de mesure sur une surface de montage préparée (tableau raccordé). Les prosommateurs s'acquittent du tarif d'utilisation du réseau propre au groupe de clients dont ils font partie en raison de leur consommation / de leur soutirage.

**24. Comment le supplément sur le réseau doit-il apparaître sur la facture à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 ?**

La directive 1/2014 de l'ElCom « Facturation transparente et comparable » n'est pas modifiée et fixe les exigences minimales. Les taxes fédérales pour la promotion des énergies renouvelables et la protection des eaux et des poissons doivent donc être mentionnées séparément. Le gestionnaire de réseau peut modifier la subdivision.

Le gestionnaire de réseau peut également utiliser l'expression « assainissement écologique des centrales hydrauliques » sur la facture.

---

<sup>5</sup> S'il n'est pas possible d'installer un système de mesure intelligent parce que le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de stockage refuse son utilisation, le gestionnaire de réseau peut facturer individuellement les coûts de mesure supplémentaires qui en découlent à partir du moment où l'utilisation a été refusée. (art. 8a, al. 3<sup>ter</sup>, OApEl).

- 25. Une station de pompage avec une puissance d'environ 70 kW et une consommation annuelle de moins de 50 MWh n'est exploitée que sporadiquement. Dans ce cas, le tarif d'utilisation du réseau, visé à l'article 18, alinéa 3, OApEl, consistant pour au moins 70 % en une taxe de consommation non dégressive s'applique-t-il ?**

L'article 18, alinéas 2 et 3, OApEl se réfère aux consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année. Les maisons de vacances sont typiquement des biens-fonds qui ne sont pas utilisés à l'année car elles ne sont occupées que quelques semaines par année. Dans ces cas, une imputation des prestations ou une augmentation du prix de base ( $> 30\%$ ) est judicieuse afin que les coûts puissent être imputés selon le principe de causalité et que les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année ne doivent pas supporter de coûts trop élevés. Une station de pompage utilisée principalement en cas de précipitations exceptionnelles et qui a donc très peu d'heures d'exploitation peut également être considérée comme un consommateur final dont le bien-fonds n'est pas utilisé à l'année. Le gestionnaire de réseau peut alors facturer à une telle station de pompage un tarif de puissance basé sur le principe de causalité.

- 26. Doit-on attribuer le tarif de base à une station de recharge rapide (située sur une autoroute) présentant une consommation inférieure à 50 MWh et une durée d'utilisation relativement faible, ou est-il possible d'appliquer un tarif de puissance ?**

Selon l'article 18, alinéa 2, 2<sup>e</sup> phrase, OApEl, les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année avec une consommation annuelle allant jusqu'à 50 MWh appartiennent au même groupe de clients (groupe de clients de base).

Il découle de la systématique de la loi que la notion de « bien-fonds » ne doit pas être comprise au sens technique de l'article 2, lettre a, de l'ordonnance du 23 novembre 2011 sur le registre foncier ([ORF](#) ; RS 211.432.1). Étant donné qu'à l'article 18 OApEl, le titre de « Tarifs d'utilisation du réseau » recouvre une disposition d'exécution de l'article 14, alinéa 3, LApEl, il faut se référer en principe, et compte tenu de l'article 14, alinéa 2, LApEl, à l'emplacement du consommateur final ayant un point de prélèvement. De plus, l'article 18, alinéa 2, 2<sup>e</sup> phrase, OApEl ne se réfère pas uniquement à des biens-fonds *habités*, comme cela pourrait notamment découler du terme retenu (« *utilisés* »).

Selon la teneur de cette disposition, il est déterminant de savoir si un bien-fonds est utilisé à l'année. En soi, la durée d'utilisation (consommation annuelle / puissance <sub>max</sub>) ne spécifie pas s'il y a utilisation à l'année ou non. Il serait plus parlant de connaître le nombre d'heures d'utilisation de l'installation et surtout de savoir si cette utilisation s'étend sur toute l'année (dans le cas d'une résidence secondaire, l'EICOM ne s'était pas opposée à un seuil de 250 jours par an fixé par le gestionnaire de réseau de distribution). On peut partir du principe qu'une station de recharge située sur une autoroute est utilisée presque tous les jours de l'année et donc qu'il y a utilisation à l'année.

Par conséquent, conformément aux prescriptions de l'article 18 OApEl, les stations de recharge rapide mentionnées doivent être attribuées au tarif du groupe des clients de base en raison de leur consommation annuelle inférieure à 50 MWh.

- 27. Les gestionnaires de réseau pourraient profiter de leur position de monopole lorsqu'ils exploitent des bornes de recharge électriques. L'EICOM peut-elle vérifier les tarifs pratiqués aux bornes de recharge ?**

Selon la LApEl, l'EICOM est compétente pour évaluer les questions juridiques en lien avec l'électricité fournie aux exploitants des bornes de recharge étant considérés comme consommateurs finaux mais pas pour évaluer leurs prestations, c'est-à-dire plus particulièrement la recharge. Les prestations des exploitants de bornes de recharge ne sont pas soumises à la loi sur l'approvisionnement en électricité et sont proposées sur le marché libre. Par conséquent, l'EICOM n'a aucune compétence pour vérifier les prix qu'ils facturent pour la recharge.

Il convient de noter que les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent garantir l'indépendance de l'exploitation du réseau (art. 10, al. 1, LApEI). Les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites. Dans le cas où un gestionnaire de réseau exploite aussi des bornes de recharge, cela signifie que les coûts des bornes de recharge - c'est-à-dire les coûts d'acquisition et d'exploitation, y compris les coûts pour soutirer l'électricité nécessaire - ne peuvent pas être imputés aux coûts du réseau. Les bornes de recharge n'étant pas nécessaires à l'approvisionnement énergétique de base, leurs coûts ne peuvent pas non plus être facturés aux coûts de cet approvisionnement. Toutefois, le *bénéfice* tiré du réseau (et autorisé dans un certain cadre réglementaire) ainsi que de l'approvisionnement énergétique de base peut être utilisé pour couvrir les pertes éventuelles des bornes de recharge.

Les gestionnaires de réseau doivent par ailleurs appliquer aux exploitants des bornes de recharge (y compris aux unités d'une EAE qui exploitent des bornes de recharge) les mêmes tarifs que pour des consommateurs finaux comparables. Cela s'applique à la fois aux tarifs d'utilisation du réseau et aux tarifs de fourniture d'énergie, pour autant qu'aucun accès au réseau n'ait été demandé pour une borne de recharge dont la consommation est supérieure à 100 MWh.

## 4 Tarifs de l'énergie

### 27.1 Les coûts des certificats CO<sub>2</sub>-destinés à compenser les émissions de CO<sub>2</sub> générés par la production d'électricité peuvent-ils être intégrés dans les tarifs énergétiques de l'approvisionnement de base ? [Ajout du 22.08.2023]

Non. D'une part, les certificats de CO<sub>2</sub> sont déjà pris en compte dans les prix de gros, qui sont intégrés dans les tarifs de l'énergie. D'autre part, si les gestionnaires de réseau de distribution basent leur tarif de l'énergie électrique sur 100 pour cent d'énergie renouvelable (p. ex. avec des garanties d'origine), il n'y a pas ou très peu d'émissions de CO<sub>2</sub> à compenser. La prise en compte de certificats de CO<sub>2</sub> serait tout au plus envisageable si le gestionnaire du réseau de distribution exploitait en Suisse une propre centrale électrique à énergie fossile, pour laquelle il verse une taxe sur le CO<sub>2</sub>.

### 27.2 Un gestionnaire de réseau de distribution peut-il vendre à un tiers tout ou partie des garanties d'origine (GO) de sa propre production, qui est entièrement prise en compte dans l'approvisionnement de base ? [Ajout du 22.08.2023]

Non. Dans la mesure où le gestionnaire du réseau de distribution fournit à ses consommateurs finaux dans le cadre de l'approvisionnement de base, conformément à l'article 6, alinéa 5<sup>bis</sup>, LApEI, de l'électricité produite en Suisse à partir d'énergies renouvelables indigènes, il doit, conformément à l'article 4, alinéa 4, OApEI, utiliser pour le marquage de l'électricité les garanties d'origine émises pour cette électricité. Les GO sont donc déjà utilisées avec la fourniture d'électricité de la centrale concernée aux consommateurs finaux en approvisionnement de base et ne peuvent pas être vendues séparément.

### 27.3 Les assurances du gestionnaire de réseau de distribution destinées à couvrir les pertes sur débiteurs concernant les consommateurs finaux sur le marché libre constituent-elles des coûts imputables aux domaines régulés (approvisionnement de base ou réseau) ? [Ajout du 22.08.2023]

Si les pertes sur débiteurs concernent le réseau électrique, les primes d'assurance correspondantes sont imputables dans la mesure où elles sont plus efficaces que les pertes sur débiteurs possibles. En revanche, si les pertes sur débiteurs concernent l'approvisionnement de clients du marché, les primes d'assurance ne peuvent être imputées ni à l'approvisionnement de base ni au réseau. Cela vaut également pour l'approvisionnement de remplacement. Les pertes sur débiteurs correspondantes ne constituent pas des coûts imputables à l'approvisionnement de base ou au réseau (voir également à

ce sujet la communication de l'ElCom 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](#) », question 24).

## 5 Systèmes de mesure intelligents

### 28. L'accord du consommateur final est-il nécessaire pour installer un système de mesure intelligent ? Mise à jour du 16.03.2023

Non, un accord explicite du consommateur final n'est pas nécessaire. Le gestionnaire de réseau est tenu de faire procéder à l'installation de systèmes de mesure intelligents chez les consommateurs finaux, les producteurs ou les agents de stockage, pour le système de mesure et les processus d'information (art. 17a, al. 2, LApEI ; art. 8a, al. 1, OApEI ; cf. également [arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2372/2021](#) du 26 juillet 2022, consid. 5.1.3).

### 29. De quelles possibilités le gestionnaire de réseau dispose-t-il lorsqu'un consommateur final refuse la mise en place d'un système de mesure intelligent ? Mise à jour du 05.09.2024

Dans ses [décisions 233-00091](#) du 11 juin 2019 et [233-00093](#) du 6 avril 2021, l'ElCom a décidé que le consommateur final devait autoriser l'installation d'un smartmeter. Dans les cas où le consommateur final refuse la mise en place d'un système de mesure, le gestionnaire de réseau dispose des possibilités suivantes pour intervenir :

1. Le gestionnaire de réseau dépose une requête auprès de l'ElCom, qui ouvre une procédure et peut ordonner, par le biais d'une décision, l'installation d'un compteur intelligent. Les frais de procédure sont à la charge de la partie qui succombe.
2. Le gestionnaire de réseau accepte le refus et facture individuellement au consommateur final les coûts de mesure supplémentaires qui en découlent sur la base de l'article 8a, alinéa 3<sup>ter</sup>, OApEI. Le consentement explicite du consommateur final n'est pas nécessaire à cet effet. L'article 8a, alinéa 3<sup>ter</sup>, OApEI constitue la base de la facturation des coûts supplémentaires. La possibilité pour le gestionnaire de réseau d'accepter le refus du système de mesure intelligent et de facturer des frais supplémentaires ne donne pas aux consommateurs finaux le droit de refuser (et de relever eux-mêmes le compteur existant) ou un droit au remplacement du compteur existant par un compteur conventionnel. Ce faisant, il faut toutefois tenir compte de l'article 31e, alinéa 1, OApEI : la renonciation à l'installation d'un compteur intelligent n'est admise que dans le cadre des 20 % des compteurs qui peuvent être utilisés aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré. Selon nous, le « refus payant » n'est donc pas admissible si le compteur précédent n'est plus fonctionnel et doit être remplacé par un compteur intelligent.

### 29.1 Quels sont les coûts de mesure supplémentaires selon l'article 8a, alinéa 3<sup>ter</sup>, OApEI qui peuvent être facturés individuellement au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage qui refuse l'utilisation d'un système de mesure intelligent ?

Ajout du 22.08.2003, mise à jour du 05.09.2024

Le comptage sans système de mesure intelligent doit également être effectué de manière efficace (cf. art. 8, al. 1, let. a, LApEI). Le gestionnaire de réseau doit notamment procéder de manière efficace, en ce qui concerne le choix de la méthode de relevé, le rythme de relevé et la gestion des données, dans la mesure où il doit exploiter les synergies avec d'autres relevés comparables et utiliser les processus déjà en place. Le gestionnaire de réseau de distribution ne peut facturer que les coûts réellement encourus et ne peut pas appliquer de « pénalité »<sup>6</sup>. Le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de stockage ne peuvent être facturés que pour les coûts qu'ils ont eux-mêmes occasionnés.<sup>7</sup>

<sup>6</sup> Il ne ressort ni du texte de l'ordonnance ni des explications qu'il s'agirait d'une sorte de sanction.

<sup>7</sup> On peut imaginer des cas où (par exemple dans un immeuble collectif) des compteurs intelligents sont installés mais ne peuvent pas encore être relevés à distance parce qu'ils ne remplissent pas les exigences des articles 8a et 8b OApEI. Dans ce cas, par rapport à un smartmeter le refus d'installer un smartmeter ne devrait pas entraîner de coûts supplémentaires qui pourraient être facturés conformément à l'article 8a, alinéa 3<sup>ter</sup>, OApEI.

Les coûts supplémentaires sont tous les efforts supplémentaires nécessaires pour déterminer la consommation effective d'électricité conformément à la loi sans utiliser de système de mesure intelligent. Les coûts supplémentaires comprennent essentiellement les dépenses supplémentaires liées au relevé (manuel) et à la mise à jour (manuelle) des données de mesure, à la facturation ou au traitement des données (cf. à ce sujet les [explications du DETEC sur la révision partielle de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité d'avril 2019](#), p. 15). Le gestionnaire de réseau de distribution peut prévoir des montants forfaitaires pour couvrir les coûts supplémentaires. Le produit des montants forfaitaires ne doit pas dépasser les coûts supplémentaires. En se basant sur des chiffres correspondants d'autres gestionnaires de réseau, le Secrétariat technique de l'EICOM considère que des coûts récurrents pour le relevé et la facturation sous la forme d'un forfait de l'ordre de 90 à 120 francs par an ne sont pas suspects. Le cas échéant, le gestionnaire de réseau de distribution doit toutefois justifier et documenter les coûts supplémentaires. Les gestionnaires de réseau sont libres de facturer des frais plus élevés si un refus entraîne effectivement des coûts plus importants dans un cas particulier, par exemple pour une lettre de rappel ou si plusieurs déplacements sont nécessaires parce que l'accès au compteur n'est pas possible à une date convenue. Or, selon le libellé de l'article 8a, alinéa 3<sup>ter</sup>, OA-PEI, les coûts supplémentaires doivent toujours se rapporter à la mesure du consommateur final qui refuse. Les autres frais engagés par le gestionnaire de réseau dans le cadre du refus, comme l'établissement de contrats standard ou la détermination des forfaits, ne peuvent pas être facturés individuellement.

Comme mentionné, le gestionnaire de réseau de distribution doit choisir la procédure appropriée dans la mesure où il doit exploiter les synergies et effectuer la mesure selon l'article 8a, al. 3<sup>ter</sup>, OA-PEI dans le cadre de processus existants. Trois groupes de cas envisageables sont décrits ci-dessous, avec leurs éléments de coûts et le temps estimés :

1. Relevé et transmission des données de mesure par le consommateur final (p. ex. au moyen d'une photographie et d'un courriel ; effort minimal)
  - Pas de déplacement et de relevé par les collaborateurs du GRD
  - Traitement/administration manuel(le) : env. 5 à 10 min de charges supplémentaires.
2. « Télerelevé » sur place (effort moyen)
  - Déplacement : dépend du lieu du relevé (si efficace, possibilité de confier le relevé à un tiers, par exemple à un facteur)
  - Relevé : connexion à l'interface de lecture (externe) sur place ; la présence du consommateur final pas forcément obligatoire ; au total, environ 5 à 10 min de plus.
  - Traitement/administration : en principe, pas de frais supplémentaires, car la lecture et la transmission à distance sont déjà intégrées dans le système de données de mesure du gestionnaire de réseau.
3. Relevé sur place (effort majeur)
  - Déplacement : dépend du lieu du relevé ; le cas échéant, déplacements multiples en cas d'absence du consommateur final (si présence nécessaire)
  - Relevé par les employés : max. 5 min de plus
  - Traitement/administration : max. 5 min supplémentaires, s'il n'a pas déjà été saisi dans le système lors du relevé (pour les anciens compteurs avec inscription manuelle)

**30. Dans quelle mesure le gestionnaire de réseau est-il autorisé à transférer et à analyser les données ?**

La loi sur la protection des données s'applique également aux données de mesure lues avec des systèmes de mesure intelligents (art. 17c LApEI). Les gestionnaires de réseau ne sont autorisés à installer que des systèmes de mesure intelligents dont les éléments ont été soumis à une vérification réussie destinée à garantir la sécurité des données (art. 8b OApEI). Dès lors qu'un système de mesure intelligent est installé, nous ne voyons actuellement pas de possibilité d'interdire une collecte de données conforme à la loi qui intervient au moyen de celui-ci.

**31. La mise en place d'un compteur intelligent non testé constitue-t-elle une violation de la loi sur la protection des données ?**

En principe, les gestionnaires de réseau ne sont autorisés à installer que des systèmes de mesure intelligents dont les éléments ont été soumis à une vérification réussie destinée à garantir la sécurité des données (art. 8b, al. 1, OApEI). Les systèmes de mesure qui disposent d'un appareil de mesure électronique avec mesure de la courbe de charge de l'énergie active, d'un système de communication avec transmission automatique des données et d'un système de traitement des données peuvent être pris en compte dans les 80 % des compteurs intelligents selon l'article 31e, alinéa 1, OApEI et utilisés jusqu'à la fin de leur cycle de vie s'ils ont été installés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 (art. 31l, al. 1, let. a, OApEI) ou si leur acquisition a débuté avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019 (art. 31l, al. 1, let. b, OApEI). Cela s'applique également s'ils n'ont pas été vérifiés quant à la sécurité des données conformément à l'article 8b, alinéa 1, OApEI. Le traitement des données dans le cadre des systèmes intelligents de mesure, de contrôle et de régulation est régi par la loi fédérale du 19 juin 1992 sur la protection des données ([LPD](#) ; RS 235.1) (art. 17c, al. 1, LApEI). Selon l'article 7, alinéa 1, LPD, les données personnelles doivent être protégées contre tout traitement non autorisé par des mesures organisationnelles et des techniques appropriées. Partant, le gestionnaire de réseau doit garantir la sécurité des données des systèmes de mesure, de commande et de réglage. À cet égard, il tient notamment compte des articles 8 à 10 de l'ordonnance du 14 juin 1993 relative à la loi fédérale sur la protection des données ([OLPD](#) ; RS 235.11) ainsi que des normes et recommandations internationales édictées par les organisations spécialisées reconnues (art. 8d, al. 5, OApEI). Ces dispositions s'appliquent aussi bien aux systèmes de mesure certifiés qu'aux systèmes non certifiés. Le fait qu'un compteur intelligent n'ait fait l'objet d'aucun contrôle de la sécurité des données ne constitue pas une atteinte à la sécurité des données ni une violation de l'article 7, alinéa 1, LPD (cf. [décision de l'EICOM 233-00093 du 6 avril 2021](#), note marginale 39).

**32. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, les nouvelles installations de production d'énergie avec une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA doivent-elles être équipées d'un système de mesure intelligent ?**

Une mesure de la production est nécessaire uniquement lorsque :

- la production nette est « injectée » (pas de consommation propre) ;
- l'enregistrement de la production nette pour l'établissement de garanties d'origine est obligatoire. Ne sont pas soumis à cette obligation de fournir une garantie d'origine les producteurs d'électricité dont les installations (art. 9, al. 1, LEne, art. 2, al. 2, let. a, Oene) :
  - a. sont exploitées pendant 50 heures par an ou plus ;
  - b. ne sont raccordées ni directement ni indirectement au réseau d'électricité (installations isolées) ;
  - c. ont une puissance nominale côté courant alternatif de 30 kVA au plus ;
  - d. sont classées conformément à l'ordonnance du 4 juillet 2007 concernant la protection des informations (OPrl ; RS 510.411) ; ou
  - e. sont protégées en vertu des articles 1 et 2 de l'ordonnance du 2 mai 1990 concernant la protection des ouvrages militaires (RS 510.518.1).

Lorsqu'aucune mesure de la production n'est nécessaire, il suffit de mesurer les flux bidirectionnels au niveau du point de raccordement au réseau. Cette mesure doit en principe être effectuée au moyen d'un compteur intelligent au sens des articles 8a s. OApEl, sauf s'il s'agit d'installations de production dont l'installation n'est pas soumise à l'obligation d'autorisation prévue à l'article 6 de l'ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations à basse tension (OIBT ; RS 734.27) (installations dites plug & play ; cf. [Communication de l'EICOM du 25 juin 2024](#)). Dans sa décision 212-00283 du 19 janvier 2017, l'EICOM conclut qu'il n'existe pas d'obligation d'enregistrer la quantité produite pour une installation de production d'énergie avec une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA qui est utilisée pour la consommation propre, ce qui est également conforme à la nouvelle législation.

Le gestionnaire de réseau peut installer un dispositif traditionnel de mesure de la courbe de charge avec télérelevé au lieu d'un système de mesure intelligent au sens des articles 8a ss dans les cas suivants :

1. Lorsque l'acquisition du système de mesure a débuté avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019 (art. 31I, al. 1, let. b, OApEl).
2. Tant qu'il n'est pas possible d'obtenir des systèmes de mesure répondant aux exigences des articles 8a ss, le gestionnaire de réseau peut utiliser, si nécessaire, des systèmes de mesure ou leurs éléments, qui ne répondent pas encore entièrement aux exigences de l'OApEl et qui peuvent être comptabilisés dans les 80 % visés à l'article 31e, alinéa 1, OApEl jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti (art. 31I, al. 2, OApEl). De tels systèmes doivent obligatoirement équiper les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau et les producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production au réseau électrique (art. 31e, al. 2, 2e phrase, OApEl ; cf. Newsletter de l'EICOM du 26 septembre 2019). L'installation est également nécessaire dans le cas où le gestionnaire de réseau raccorde de nouveaux consommateurs finaux dans sa zone de desserte (art. 5, al. 2, LApEl).

L'EICOM considère que l'acquisition d'un système de mesure (ou d'éléments d'un tel système) est réputée avoir débuté du moment qu'elle est attestée et a fait l'objet d'un accord contraignant (p. ex. au moyen d'un contrat de vente). Ainsi, des décisions d'une entreprise d'approvisionnement en énergie prises à l'interne, les tractations en vue de l'achat, et les appels d'offres ne peuvent pas encore être assimilés à des acquisitions ayant déjà débuté.

À partir de 2019, les systèmes de mesure qui sont déjà utilisés ou dont l'acquisition a débuté avant 2019 ne peuvent être complétés que par des éléments qui répondent aux exigences des articles 8a et 8b OApEl.

### **32.1 Est-il possible d'aménager plusieurs installations photovoltaïques sur un terrain et peut-on autoriser plusieurs mesures par point de raccordement ?** Ajout du 16.03.2023

Oui. Avec l'entrée en vigueur de la révision de l'OEneR le 1<sup>er</sup> janvier 2023, la définition de l'installation photovoltaïque a été modifiée. Une installation photovoltaïque consiste en un ou plusieurs champs de modules, un ou plusieurs onduleurs et un point de mesure (ch. 1, annexe 1.2, OEneR). La règle n'autorisant qu'une seule installation photovoltaïque aménagée par terrain a été supprimée. L'adaptation visait à éviter que des installations photovoltaïques sans consommation propre aménagées sur des terrains sur lesquels une installation existe déjà soient exclues des mises aux enchères selon l'art. 25a LEne. Avec la nouvelle définition, ces installations sont considérées comme des installations à part entière et non plus comme des extensions, à condition qu'elles disposent de leur propre point de mesure. Le point de mesure concerne la mesure de l'excédent pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kVA et la mesure de la production pour les installations d'une puissance supérieure (cf. art. 4, al. 4 de l'ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité [[OGOM](#) ; RS 730.010.1] ; cf. [rapport explicatif de novembre 2022 concernant la révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC](#),

p. 28). Si plusieurs installations photovoltaïques sont aménagées sur un même terrain, plusieurs mesures de la production ou de l'excédent sont nécessaires en fonction de la taille des installations. Si une mesure est prescrite, les coûts de capital et d'exploitation sont imputables aux coûts du réseau (cf. art. 13a, let. a, OApEl). Le gestionnaire de réseau ne peut donc pas partir du principe qu'il n'a à fournir qu'une mesure par point de raccordement et qu'il peut facturer individuellement les coûts d'une mesure de production supplémentaire.

**33. Chaque installation de production d'énergie d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre doit-elle être mesurée avec un système de mesure intelligent ?**

Les regroupements dans le cadre de la consommation propre sont tous soumis à la règle suivante : une mesure des différentes installations de production est nécessaire uniquement lorsque la production nette doit être enregistrée.

Si la production nette d'une installation de production ou si les garanties d'origine doivent être enregistrées, ces dernières sur une base volontaire, un système de mesure intelligent conforme à l'article 8a OApEl doit être installé sur les installations de production nouvellement raccordées au réseau électrique, sous réserve de l'article 31l, al. 1 et 2, OApEl (art. 8a, al. 1 et art. 31e, al. 2, OApEl).

La mesure de l'injection dans le réseau de distribution (production excédentaire) doit, pour des installations de production nouvellement raccordées au réseau électrique et sous réserve de l'article 31l, alinéas 1 et 2, OApEl, être aussi effectuée par un système de mesure intelligent (art. 8a, al. 1 et art. 31e, al. 2, let. b, OApEl). Sur les installations déjà existantes, il est admis que la saisie se fasse avec un simple compteur (bidirectionnel). Ces compteurs peuvent être comptabilisés dans les 80 % visés à l'article 31e, alinéa 1, OApEl, s'ils ont été installés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 ou si leur acquisition a débuté avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019 (art. 31l, al. 1, let. a et b, OApEl).

**34. Un client exploite un groupe électrogène de secours diesel d'une puissance de 300 kVA sur une ancienne surface industrielle. La reprise correspond à env. 30 kWh par mois, soit l'équivalent d'une heure par mois. L'installation doit-elle être équipée d'un système de mesure intelligent ?**

La production doit être mesurée seulement lorsque la production nette doit être enregistrée (cf. l'énumération relative au besoin d'enregistrement à la question 32).

Si aucune mesure de la production n'est nécessaire pour l'installation, une mesure bidirectionnelle des flux au niveau du point de raccordement au réseau est suffisante. Pour les nouvelles installations, cette mesure doit en principe être effectuée à l'aide d'un système de mesure intelligent (art. 17a LApEl, art. 8a et art. 31e, al. 2, let. b, OApEl, art. 31l, al. 1 et 2, OApEl concernant les possibilités d'installer un système conventionnel de mesure de la courbe de charge).

Si une mesure de la production est nécessaire, les nouvelles installations doivent être équipées d'un système de mesure intelligent dès le 1<sup>er</sup> janvier 2018 (art. 17a LApEl, art. 8a et art. 31e, al. 2, let. b, OApEl, art. 31l, al. 1 et 2, OApEl concernant les possibilités d'installer un système conventionnel de mesure de la courbe de charge).

L'ElCom n'a pas encore accordé d'exceptions à l'obligation d'utiliser un système de mesure intelligent au sens de l'article 8a, alinéa 3, OApEl. Le caractère disproportionné d'un système de mesure intelligent pour la mesure de la production nette pourrait selon toute attente se justifier pour un groupe électrogène de secours qui injecte dans le réseau une charge définie pendant une heure par mois. Si une exception est admise, l'utilisation d'un système de mesure conventionnel sans transmission de données serait suffisante.

### **35. À partir de quel moment et sous quelle forme l'EICOM prendra-t-elle en compte les coûts nécessaires au déploiement des systèmes de mesure intelligents ?**

Ces coûts n'ont pas encore été pris en compte dans la comptabilité analytique 2018. Nous vous conseillons cependant d'enregistrer d'ores et déjà ces coûts avec une position séparée, p. ex. dans le compte annuel, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018. A partir de la comptabilité analytique 2019, la déclaration des coûts devra obligatoirement se faire séparément (pos. 500).

### **36. Quels coûts relatifs à l'introduction et l'exploitation d'un système de mesure intelligent sont imputables ?** [Mise à jour du 14.11.2023]

En principe, et conformément à l'article 15, alinéa 1, LApEl, tous les coûts sont imputables. La puissance nécessaire aux compteurs électroniques pour fonctionner fait également partie des coûts d'exploitation. Dans le cadre de l'examen de type prévu par l'[ordonnance du DFJP du 26 août 2015 sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques \(OIMepe ; RS 941.251\)](#), le METAS vérifie que la consommation propre d'un compteur ne dépasse pas certaines valeurs de puissance et que la précision du compteur n'est pas affectée par une fonction secondaire telle que l'échange de données. Cela permet de garantir que la consommation des compteurs ne soit pas imputée individuellement aux clients. Lorsque les installations ne sont pas utilisées pour la gestion de réseaux (par ex. EDM, fibre optique, etc.), seuls les coûts générés dans le réseau sont imputables au prorata. Pour le calcul de la part, une clé de répartition des coûts doit être utilisée.

#### **36.1 Le gestionnaire de réseau peut-il prélever des coûts de mesure individuels ?**

Ajout du 16.03.2023

Il convient ici de différencier entre une mesure nécessaire à l'exploitation du réseau et une mesure qui ne l'est pas. Il incombe aux gestionnaires de réseau de pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace (art. 8, al. 1, let. a, [LApEl](#) ; RS 734.7). Les gestionnaires de réseau répondent du système de mesure et des processus d'information ; ils doivent installer des systèmes de mesure intelligents chez les consommateurs finaux, dans les installations de production et chez les agents de stockage (art. 8, al. 1, et art. 8a, al. 1, OApEl). En matière d'électricité, la quantité, la période de production et les données relatives aux installations doivent être certifiées par une garantie d'origine (art. 9, al. 1, LEne). Les producteurs d'électricité dont les installations ont une puissance nominale côté courant alternatif de 30 kVA au plus ne sont pas tenus de faire enregistrer leur installation de production ni l'électricité produite au moyen de garanties d'origine (art. 2, al. 2, let. c, Oene). Si des garanties d'origine sont néanmoins émises pour de telles installations, il est possible d'enregistrer uniquement l'électricité injectée physiquement dans le réseau (production excédentaire) au lieu de la production nette (art. 4, al. 4, [OGOM](#) ; RS 730.010.1). Si des mesures de la production sont nécessaires pour satisfaire aux prescriptions selon la communication « Modèle de pratique concernant la consommation propre », nous sommes d'avis que les coûts d'une mesure de la production nécessaire pour un décompte transparent peuvent être imputés aux coûts du réseau, même si les installations disposent d'une puissance nominale côté courant alternatif inférieure ou égale à 30 kVA.

L'art. 13a, let. a, OApEl dispose que les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure que le gestionnaire de réseau doit installer conformément au droit de l'approvisionnement en électricité sont considérés comme imputables. Les coûts imputables peuvent être couverts par la rémunération pour l'utilisation du réseau dont s'acquittent les **consommateurs finaux** pour chaque point de prélèvement (art. 14, al. 2, LApEl). Aucun coût de mesure (qu'il soit unique ou récurrent) ne peut être facturé aux **producteurs**.

En revanche, toutes les autres prestations fournies au producteur qui ne sont pas nécessaires doivent être considérées comme des prestations extérieures à l'exploitation du réseau, raison pour laquelle les coûts correspondants doivent être séparés des coûts du réseau et en principe facturés aux clients (par ex. via le modèle de pratique ou un RCP) conformément à l'accord contractuel. Ces prestations comprennent par exemple les tâches administratives effectuées sur mandat de l'exploitant d'installations, la facturation de la consommation propre, l'encaissement et la reprise éventuelle du risque de

ducroire. Ces coûts doivent être strictement séparés des coûts du réseau ; les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres domaines d'activité sont interdites (art. 10, al. 1, LApEl). Toutefois, le gestionnaire de réseau ne doit pas nécessairement fournir de telles prestations en dehors de l'exploitation du réseau. L'exploitant d'installations peut également établir lui-même le décompte ou faire appel à un prestataire de services.

### **36.2 Est-ce qu'un RCP a droit à des fournitures gratuites de données au format eblIX ?**

Ajout du 05.09.2024

En principe, le gestionnaire de réseau doit permettre aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux exploitants de stockage de consulter et de télécharger gratuitement sur un portail client les courbes de charge enregistrées chez eux au cours des cinq dernières années (art. 8a, al. 2, let. c, et art. 8a , al. 2bis, OApEl). Sur la base des dispositions mentionnées, le gestionnaire de réseau de distribution n'est pas tenu d'entreprendre d'autres actions que celles nécessaires pour garantir le droit de consulter et de télécharger les données de mesure.

En outre, seules les données fournies dans le cadre des processus de fourniture de données selon l'article 8, alinéa 3, OApEl sont gratuites pour le destinataire des données. Le Secrétariat technique de l'EICCom estime que ces processus sont en premier lieu ceux qui sont nécessaires à l'exploitation du réseau et à l'approvisionnement en électricité. Les destinataires des données selon l'article 8, alinéa 3, OApEl sont donc en premier lieu les gestionnaires de réseau, les fournisseurs et les groupes-bilan, qui reçoivent les données de manière automatisée selon les processus SDAT correspondants. Comme ces processus prévoient également une fourniture des données au format eblIX, au moins pour les consommateurs finaux libres ainsi que pour les producteurs avec une puissance de raccordement > 30 kVA (cf. SDAT-CH 2022 Bases et définitions, ch. 3 [1]) et en raison du libellé de l'article 8, alinéa 3, lettre f, OApEl (processus de facturation découlant de la LEne et de l'OEne), on pourrait toutefois argumenter, conformément au droit en vigueur, que dans certaines constellations, il existe un droit à la fourniture gratuite des données de mesure au format eblIX en vue d'une facturation interne RCP. Hormis ce cas, le gestionnaire de réseau est toutefois autorisé, en vertu du droit en vigueur, à exiger un dédommagement couvrant les frais sur la base de l'article 8, alinéa 4, OApEl.

À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025 (entrée en vigueur probable de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables), la LApEl contiendra une réglementation plus précise à ce sujet et fera clairement la distinction entre les processus d'échange de données nécessaires au bon fonctionnement de l'approvisionnement en électricité et l'accès des consommateurs finaux, des producteurs et des exploitants de stockage à leurs propres données de mesure. Ces derniers devraient pouvoir accéder à leurs données de mesure via le portail client du gestionnaire de réseau, via la future plateforme centrale et en temps réel via l'interface client locale. En ce qui concerne l'accès aux données via la future plateforme de données centrale, il sera probablement également possible de « rendre les données accessibles à des tiers via la plateforme ». Les bases juridiques correspondantes dans l'OAPEL ne seront toutefois probablement adoptées définitivement par le Conseil fédéral que vers la fin 2024, raison pour laquelle il n'est pas encore possible de faire des estimations définitives à ce sujet. Les frais de fourniture de données supplémentaires au clients ou à des tiers pourront probablement être facturés par le gestionnaire de réseau à l'avenir également.

### **37. Quelle est la durée d'amortissement applicable aux systèmes de mesure intelligents et aux composants individuels ?**

L'EICCom accepte la durée d'amortissement de 10 à 15 ans conformément au Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution publié par l'AES (SCCD – CH) pour les compteurs électriques.

### **38. Les coûts d'installation des systèmes de mesure intelligents peuvent-ils être activés ?**

Ajout du 14.11.2023

Selon le SCCD – CH 2019 de l'AES (et les précédentes éditions), les coûts d'installation des systèmes de mesure intelligents sont inclus dans les autres coûts en tant que coûts d'exploitation (p. 27). Dans les cas particuliers, l'EICOM examine les solutions proposées par les directives de la branche et les adopte si elle les juge appropriées et compatibles avec le droit en vigueur pour l'approvisionnement en électricité. L'EICOM a adapté la comptabilité analytique conformément à la réglementation du SCCD – CH visant à déclarer les coûts d'installation comme coûts d'exploitation. Dans le SCCD - CH 2023, l'AES renvoie à cette position de l'EICOM (SCCD - CH 2023, p. 30, pos. 510). Si les coûts d'installation des compteurs intelligents étaient activés, cela entraînerait une inégalité de traitement avec les gestionnaires de réseau qui ont déjà procédé à des adaptations à large échelle. Les coûts d'installation des systèmes de mesure intelligents ne peuvent pas être activés.

### **39. Si un client dispose d'un compteur intelligent (non conforme à l'OAPEI) déjà existant, le gestionnaire de réseau doit-il lui donner accès à une interface disponible ?**

Conformément à l'article 8a, alinéa 1, lettre a, chiffre 3, OApEI, le gestionnaire de réseau est tenu de donner l'accès au client si le compteur dispose d'une interface pour le client qui remplit les exigences de l'OAPEI (c.-à-d. s'il existe pour ce modèle une autorisation de METAS avec le logiciel utilisé). Dans la mesure où le système de mesure installé remplit déjà les exigences relatives aux systèmes de mesure intelligents conformément aux articles 8a et 8b, OApEI, il doit en principe être traité comme tel.

Si un système de mesure qui n'est pas encore conforme à l'OAPEI peut être mis en conformité avec l'OAPEI sans engendrer d'importantes charges supplémentaires pour le gestionnaire de réseau (par ex. par une mise à jour du logiciel déjà prévue ou simplement par une configuration appropriée), nous sommes également d'avis que le gestionnaire de réseau doive permettre l'accès à l'interface.

### **40. Qui assume les coûts d'une installation nécessaire pour la communication dans un réseau de faible envergure et permettant le télérelevé de la mesure de la production ?**

Le producteur doit mettre à disposition la place nécessaire à l'installation des dispositifs de mesure et faire aménager les installations nécessaires au raccordement des dispositifs de mesure conformément aux instructions des gestionnaires de réseau. Dans un cas concret, une installation nécessaire à la communication entre le compteur et le point de transition a été considérée comme une installation nécessaire au raccordement du point de mesure. Les coûts sont à la charge du producteur.

### **41. Les données de mesure non liées à la facturation doivent-elles être rendues anonymes ou supprimées au bout d'un an, conformément à l'article 8d, alinéa 3, OApEI ?**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, l'article 8a, alinéa 2, lettre c, OApEI est en vigueur, stipulant que les éléments d'un système de mesure intelligent doivent permettre au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage de consulter les valeurs de courbe de charge de 15 minutes le concernant enregistrées sur une période remontant à cinq ans et présentées de manière compréhensible et de télécharger celles-ci dans un format de données international courant. Pour les consommateurs finaux, il est utile d'avoir un aperçu des valeurs historiques de courbe de charge afin d'obtenir une image aussi fiable que possible de leur profil de soutirage. Sur cette base, il est possible, par exemple, d'optimiser les possibilités d'économie d'électricité ou les solutions de consommation propre. Les gestionnaires de réseau sont généralement tenus de conserver à disposition les données de mesure collectées au cours de chacune des cinq dernières années et ils ne sont pas autorisés à supprimer les données relatives aux courbes de charge des consommateurs finaux après un an seulement, même si celles-ci ne sont pas utilisées à des fins de facturation. Toutefois, nous n'excluons pas que le consommateur final puisse renoncer à la conservation des données si celles-ci ne sont pas pertinentes pour la facturation et s'il ne veut pas utiliser les données de mesure à ses propres fins. Si le consommateur final renonce à une utilisation, les données devront être supprimées après un an ou ne pourront être utilisées que de manière anonyme.

**42. Les données de mesure mises à disposition sur un portail client peuvent-elles être incomplètes ?**

Les exigences légales ne permettent aucune extrapolation quant au statut (complet/incomplet) des données de mesure mises à la disposition des consommateurs finaux sur le portail web. Cependant, le document de la branche (Metering Code de l'AES [MC – CH 2022]) ne prévoit pas une vérification quotidienne de la plausibilité des données. Après ce contrôle, les données de mesure sur le portail web doivent être complètes.

**43. Quels coûts liés à l'utilisation d'un réseau à fibre optique pour la communication des systèmes de mesure intelligents peuvent être imputés au réseau ?**

Normalement, et compte tenu des faibles quantités de données que le système de mesure intelligent communique, il n'est pas nécessaire de disposer de la fibre optique. Conformément à l'article 8d, alinéa 4, OApEI, le gestionnaire de réseau relève les données relatives aux systèmes de mesure intelligents une fois par jour au plus ; en règle générale, 96 valeurs sont relevées. Ce à quoi il est possible d'ajouter des signaux de commande pour bloquer et débloquer des consommateurs (remplacement de la télécommande centralisée). Les gestionnaires de réseau doivent s'assurer que seuls les coûts de la variante la plus économique (la moins chère) pour la communication selon l'article 15, alinéa 1, LApEI sont imputés aux coûts du réseau. Si la variante la plus économique n'est pas retenue, les gestionnaires de réseau doivent réduire en conséquence la participation aux réseaux à fibre optique ou financer la différence, qui ne peut pas être facturée dans les coûts de réseau, p. ex. à partir des revenus du WACC du réseau. Le calcul de la participation du réseau électrique aux coûts du réseau à fibre optique doit inclure au prorata tous les composants nécessaires à la communication des systèmes de mesure intelligents, p. ex. via Ethernet. Si la connexion par fibre optique est aussi utilisée pour enregistrer d'autres données (consommation de gaz, chauffage à distance, eau, etc.), les coûts doivent être ventilés selon le principe de causalité entre les différents agents énergétiques (secteurs). La répartition ne doit pas se faire selon le principe de la capacité de financement (prise en charge).

Lors de la réalisation de tracés pour les câbles électriques, il est fréquent que des tubes de réserve soient posés afin de permettre des extensions et des renforcements ultérieurs du réseau sans coûts importants. Afin d'éviter un doublement des galeries de câbles, les tubes de réserve non nécessaires, ou qui ne sont que partiellement occupés, sont utilisés pour le passage de câbles de fibre optique. L'article 10, alinéa 1, LApEI est déterminant pour la répartition des coûts des câbles de fibre optique posés dans les tracés. Il dispose que les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites. Il n'est donc pas possible de proposer des prestations du réseau de fibre optique à un prix plus avantageux au détriment de l'approvisionnement en électricité. Afin de mettre en œuvre une répartition des coûts établie dans le respect du principe de causalité, des clés doivent être définies et appliquées conformément à l'article 7, alinéa 5, OApEI. Ces clés doivent faire l'objet d'une définition écrite, pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance. L'El-Com considère qu'il est pertinent de répartir ou ventiler les coûts en fonction des fouilles et/ou des sections de tuyaux de protection utilisées, comme le propose l'AES (Évaluation des réseaux de distribution suisses, édition 2007, p. 40). Les revenus qui en résultent doivent être déduits des coûts du réseau et apparaître en conséquence dans la comptabilité analytique.

### **43.1 Les gestionnaires de réseau peuvent-ils utiliser des systèmes de mesure intelligents avec des solutions à prépaiement ?** Ajout du 05.09.2024

Le droit de l'approvisionnement en électricité ne s'oppose en principe pas à l'utilisation de compteurs à prépaiement. Dans la mesure où l'alimentation en électricité des consommateurs finaux est coupée à distance après l'épuisement de leur crédit au moyen d'une fonction de coupure, le consentement des personnes concernées est toutefois nécessaire (cf. arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2372/2021 du 26 juillet 2022, consid. 6.4.1 s.).

## **6 Dispositifs de mesure des courbes de charge**

### **44. Qui supporte les coûts des dispositifs de mesure des courbes de charge qui ont été installés en 2018 conformément à l'ancien article 31e, alinéa 3, lettre b, OApEI ?**

Conformément au nouvel article 13a, lettre a, OApEI, tous les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans cette ordonnance sont imputables. Cela s'applique à tous les systèmes de mesure qui sont mis en service pendant le champ d'application temporel de la nouvelle ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, c.-à-d. à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Ainsi, les coûts des dispositifs de mesure des courbes de charge (qui ne sont pas encore conformes aux art. 8a ss, OApEI) sont imputables au réseau (art. 31I, al. 3, OApEI).

### **45. À partir de janvier 2018, tous les frais de mesure pour les producteurs avec une puissance de raccordement supérieure à 30 kVA seront-ils imputables au réseau ?**

À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, ne sont pas imputables au réseau les coûts de mesure pour les producteurs avec une puissance de raccordement supérieure à 30 kVA et ceux pour les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau et dont les systèmes de mesure ont été installés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 (ancien art. 8, al. 5, OApEI). Jusqu'au 31 mai 2019, ces coûts de mesure devaient être facturés aux producteurs et/ou aux consommateurs finaux ayant accédé au réseau (ancien art. 31e, al. 4, OApEI). Avec l'entrée en vigueur de la stratégie Réseaux électriques le 1<sup>er</sup> juin 2019, l'article 31e, alinéa 4, OApEI est abrogé. À partir de cette date, les coûts des dispositifs de mesure de la courbe de charge déjà utilisés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 sont également imputables.

Les coûts déjà imputables au réseau à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 sont les coûts des systèmes de mesure installés chez les producteurs à partir de cette date (art. 15, al. 1, LApEI ; art. 13a, let. a, OApEI).

### **46. Les compteurs électroniques déjà installés (avec télérelevé) qui ne satisfont pas à toutes les exigences des articles 8a ss OApEI pourront-ils être pris en compte dans les 80 % de compteurs intelligents qui devront être installés dans les dix années à venir ?**

Les systèmes de mesure qui comportent des moyens de mesure électroniques avec mesure de la courbe de charge de l'énergie active, un système de communication avec transmission automatique des données, et un système de traitement des données, mais qui ne répondent pas encore aux exigences des articles 8a et 8b OApEI (par exemple parce qu'ils n'ont pas de registre pour la puissance réactive ou qu'ils ne sont pas certifiés par METAS), pourront être comptabilisés dans les 80 % jusqu'à la fin de leur cycle de vie si :

- a. ces systèmes ont été installés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 (art. 31I, al. 1, let. a, OApEI) ; ou
- b. leur acquisition a débuté avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019 (cf. art. 31I, al. 1, let. b, OApEI) ; ou
- c. s'ils sont utilisés avant qu'il soit possible d'obtenir des systèmes de mesure répondant aux exigences des articles 8a ss OApEI (art. 31I, al. 2, OApEI).

**47. Un producteur avec une puissance de raccordement supérieure à 30 kVA peut-il désactiver la lecture à distance du compteur et continuer à recevoir malgré tout la rétribution OAO ?**

Non, un producteur n'est pas autorisé à désactiver la lecture à distance de son compteur. La quantité d'électricité produite en kWh doit être enregistrée au niveau du point de mesure ou à un point de mesure virtuel, puis transmise à l'organe d'exécution par un procédé automatisé, à la demande du producteur et directement depuis le point de mesure (art. 1, al. 2, let. a ; art. 4, al. 1 ; art. 5, al. 1, OGOM).

**48. Deux dispositifs de mesure de la courbe de charge (une pour la production et une pour le surplus) ont été installés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 pour un prosommateur avec une installation supérieure à 30 kVA. Quels coûts individuels pour les mesures sont toujours imputables au prosommateur ?**

La répartition des coûts pour les dispositifs de mesure de la courbe de charge qui ont été mis en fonction avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 était régie jusqu'au 31 mai 2019 par l'article 8, alinéa 5, du droit alors en vigueur (art. 31e, al. 4, OApEl). Conformément à l'article 8, alinéa 5, aOApEl (état 01.10.2017), tous les consommateurs finaux qui ont fait usage de leur droit à un accès de réseau ainsi que les producteurs avec une puissance de raccordement au réseau supérieure à 30 kVA doivent être équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge. Ils supportent les frais d'acquisition de cet équipement ainsi que les frais récurrents. En ce qui concerne le dispositif de mesure de la consommation propre, il ne ressort pas du droit de l'énergie ni du droit de l'approvisionnement en électricité alors en vigueur que le surplus doit être enregistré par un dispositif de mesure de la courbe de charge. Il n'existe aucun base légale pour l'imputation des coûts individuels pour le second dispositif de mesure de la courbe de charge. Ainsi, jusqu'au 31 mai 2019, seuls les frais pour le dispositif de mesure de la production devaient être facturés individuellement au prosommateur.

**49. Peut-on imputer à un consommateur final demandant l'accès au réseau dès le 1<sup>er</sup> janvier 2019 des coûts individuels pour le dispositif de mesure de la courbe de charge ? Pour les gros consommateurs finaux avec une consommation supérieure à 100 MWh, des dispositifs de mesure de la courbe de charge standard ont été installés.**

Conformément à l'article 8a OApEl, il convient d'installer des systèmes de mesure intelligents chez les consommateurs finaux pour mettre en œuvre les systèmes de mesure et les processus d'information. Bien que le gestionnaire de réseau puisse déterminer la date à laquelle il souhaite équiper les consommateurs finaux d'un système de mesure intelligent pendant le délai transitoire de dix ans, les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau doivent dans tous les cas être équipés d'un système de mesure de ce type (art. 31e, al. 2, let. a, OApEl). Les coûts d'exploitation et les coûts de capital des systèmes de mesure intelligents requis par la loi et installés chez le consommateur final sont réputés être des coûts imputables au sens de l'article 15, alinéa 1, LApEl. Dans le droit en vigueur, il n'y a pas de base légale pour l'imputation individuelle des coûts des mesures (à l'exception de l'art. 31e, al. 4, 2<sup>e</sup> phrase, OApEl, développé ci-après).

Jusqu'au 31 mai 2019, l'imputation des frais pour les dispositifs de mesure installés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 se base sur l'article 8, alinéa 5, du droit alors en vigueur (art. 31e, al. 4, OApEl). Conformément à l'article 8, alinéa 5, aOApEl (état 01.01.2017), tous les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau ainsi que les producteurs dont la puissance raccordée est supérieure à 30 kVA doivent être équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données. Ils supportent les frais d'acquisition de cet équipement ainsi que les frais récurrents. Il ne ressort pas du droit sur l'approvisionnement en électricité en vigueur jusqu'au 31 décembre 2017 que les consommateurs finaux dont la consommation est supérieure à 100 MWh, même s'ils ne demandent pas d'accès au réseau, doivent être équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge.

L'article 31e, alinéa 4, OApEl ne s'applique pas si le gestionnaire de réseau a, pour des raisons purement métrologiques, installé des dispositifs de mesure de la courbe de charge qui n'étaient ni exigés

par le droit en vigueur, ni par le consommateur final. Dans ce cas, des coûts individuels ne peuvent pas être facturés pour le dispositif de mesure de la courbe de charge.

## **7 Systèmes de commande et de réglage intelligents pour les consommateurs finaux et les producteurs**

### **50. Les systèmes de commande et de réglage intelligents doivent-ils être définis dans les conditions générales comme les systèmes standard du réseau ?**

Conformément à l'article 8c, alinéa 1, OApEI, le consommateur final doit accepter l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents. Lorsque leur utilisation est uniquement prévue dans les conditions générales, cela ne signifie pas que le consommateur final a donné son consentement.

### **51. Lorsqu'un consommateur final refuse la télécommande centralisée, cela a-t-il un impact sur la commutation HT/BT ?**

Un système de commande et de réglage intelligent permet 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 (art. 17b, al. 1, LApEI). Si la télécommande centralisée ne permet d'agir que sur le tarif HT/BT, elle ne relève pas de la catégorie des systèmes de commande et de réglage intelligents, dans la mesure où elle ne peut pas agir sur la consommation, la production ou le stockage.

### **52. Comment les rétributions pour des systèmes de commande et de réglage intelligents doivent-elles être définies ?**

Conformément à l'article 8c, alinéa 2, OApEI, les rétributions doivent se fonder sur des critères objectifs, comme par exemple la durée de la disponibilité (voir commentaires du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC de novembre 2017 relatifs aux dispositions d'exécution de la nouvelle loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie, révision partielle de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité [ci-après : commentaires de l'OAPEI, 2017], p. 14). La rétribution peut être mentionnée dans les conditions générales.

#### **52.1 Le gestionnaire de réseau peut-il faire passer un consommateur final d'un double tarif (heures pleines/heures creuses) à un tarif simple si celui-ci refuse le blocage de la pompe à chaleur à midi ?** [Ajout du 22.08.2023]

On part du principe que le gestionnaire de réseau utilise un système de commande et de régulation intelligent au sens de l'article 17b LApEI pour le blocage de la pompe à chaleur. Selon l'article 17 b, alinéa 3, LApEI, l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents chez les consommateurs finaux, les producteurs et les agents de stockage requiert en principe (voir l'exception à la question 56) l'accord des personnes concernées. Conformément à l'article 8 c, alinéa 1, lettre c, et alinéa 2, OApEI, l'utilisation des systèmes de commande et de réglage intelligents visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau doit être rémunérée de manière appropriée. Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau proposent souvent aux consommateurs finaux disposant de charges commutables des tarifs spéciaux d'utilisation du réseau qui prévoient une rémunération, par exemple sous la forme d'un tarif réduit d'utilisation du réseau, en contrepartie de la possibilité de commande et de réglage. Un tarif heures pleines/heures creuses peut également être considéré comme un tel tarif spécial s'il est en règle générale avantageux pour les consommateurs finaux avec des charges réglées. Dans la mesure où le gestionnaire de réseau ne prévoit donc un double tarif que si le consommateur final accepte le blocage des charges, le passage au tarif simple est légal en cas de retrait du consentement au blocage de la pompe à chaleur.

**53. Un utilisateur du réseau peut-il proposer une utilisation flexible (p. ex. pompe à chaleur) à un tiers alors qu'il l'a déjà promise au gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre d'un contrat de raccordement au réseau et donc déjà reçu une rétribution ?**

Conformément à l'article 8c, alinéa 1, lettre b, OApEl, le gestionnaire de réseau convient des modalités d'utilisation du système de commande et de réglage intelligent avec les consommateurs finaux et les producteurs. La question de savoir si une utilisation flexible (par ex. commande de la pompe à chaleur, commande de la chaudière) peut ou non être proposée à un tiers dépend ainsi de ce qui a été convenu de manière concrète pour l'utilisation du système.

**54. Quand les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents sont-ils imputables au réseau ?**

Les coûts sont imputables au réseau si le producteur ou le consommateur final a donné son consentement à l'utilisation du système de commande et de réglage intelligent et que ce système est utilisé pour que le réseau soit sûr, performant et efficace (art. 17b, al. 3, LApEl ; art. 8c, al. 1, et art. 13a, let. b, OApEl).

La notion d'efficacité peut résulter du fait que le réseau de distribution ne doit pas être renforcé ou élargi. Lorsque le système de commande et de réglage n'est pas utilisé pour que le réseau soit sûr, performant et efficace, mais p. ex. pour optimiser l'autoconsommation, c'est principalement dans l'intérêt de l'autoconsommateur et pas nécessairement dans l'intérêt du gestionnaire de réseau (voir commentaires de l'OApEl, p. 14).

**55. Les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents sont-ils imputables au réseau lorsque de l'énergie de réglage est fournie pour être vendue sur le marché ?**

Les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage, visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau en vertu de l'article 8c OApEl, sont considérés comme des coûts de réseau imputables (art. 13a, let. b, OApEl). Si le gestionnaire de réseau entend gérer à distance la consommation, la production ou le stockage à l'aide d'un système de commande et de réglage, dans le but de vendre de l'énergie de réglage sur le marché, il n'agit pas en tant que gestionnaire de réseau mais en tant que tiers. L'utilisation d'un système de commande et de réglage dans le but de fournir de l'énergie de réglage sur le marché n'est pas imputable aux coûts du réseau.

**55.1 Les coûts des préparatifs techniques côté installation domestique pour installer un système de commande et de réglage intelligent constituent-ils des coûts de réseau imputables ?** Ajout du 05.09.2024

L'élément central de la définition des systèmes de commande et de réglage intelligents est la possibilité d'agir à distance sur la consommation, la production ou le stockage de l'électricité (art. 17b, al. 1, LApEl ; cf. arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2372/2021 du 26 juillet 2022, consid. 6.4.2). Pour qu'il soit possible d'agir sur les processus mentionnés, des préparatifs techniques peuvent être nécessaires dans l'installation domestique. En règle générale, cela suppose notamment l'installation d'un raccordement par contacteur et câble entre l'emplacement de l'appareil de commande et l'objet à commander.

Dans la mesure où le système doit être utilisé pour une exploitation sûre, performante et efficace du réseau et qu'il n'est pas possible d'agir sur la consommation, la production ou le stockage d'électricité sans les préparatifs techniques correspondants, les coûts de ces préparatifs du côté de l'installation domestique sont donc (aussi) en principe imputables (art. 13 a, let. b en relation avec l'art. 8c OApEl). Dans de tels cas, ces coûts ne peuvent donc pas être facturés individuellement.

En revanche, si un système de commande et de réglage intelligent est utilisé dans l'intérêt d'un consommateur final, d'un producteur ou d'un exploitant de stockage, par exemple pour optimiser la consommation propre, ceux-ci doivent (également) supporter eux-mêmes les coûts des préparatifs techniques côté installation domestique.

- 56. Quelles sont les exigences lorsqu'un système de commande et de réglage intelligent est installé sans le consentement du consommateur final afin d'éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau ?**

L'article 8c, alinéa 5, OApEI autorise les gestionnaires de réseau à installer un système de commande et de réglage intelligent sans le consentement du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage concerné en vue d'éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau. L'installation ne presuppose pas qu'une telle mise en péril se soit déjà produite. Il suffit que celle-ci soit potentielle. Pour l'installation, le gestionnaire de réseau a généralement identifié au préalable les points névralgiques du réseau (voir commentaires de l'OAPEI 2017, p. 15). Il convient d'évaluer cas par cas si les conditions de l'article 8c, alinéa 5, OApEI sont remplies en cas d'installation sur l'ensemble de la zone de desserte.

## **8 Renforcements de réseau (éliminé avec mise à jour du 06.07.2023)<sup>8</sup>**

- 57. Quels effets sur les indemnités pour les coûts liés au renforcement de réseau la modification de la référence à l'article 22, alinéa 3, OApEI a-t-elle sur les nouveaux articles 15 et 19 LEne ?** Éliminée avec mise à jour du 19.07.2023
- 58. Le gestionnaire de réseau est-il tenu d'examiner l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents à la place d'un renforcement de réseau ?**  
Éliminée avec mise à jour du 19.07.2023
- 59. Le réglage fixe d'une installation de production d'énergie relève-t-il de l'utilisation d'un système de commande et de réglage intelligent ?** Éliminée avec mise à jour du 19.07.2023
- 60. Quand la prétention au remboursement des coûts nécessaires au renforcement du réseau est-elle prescrite ?** Éliminée avec mise à jour du 19.07.2023
- 60.1 Les coûts de renforcement du réseau de grandes installations photovoltaïques dans les régions alpines peuvent-ils être remboursés ?** Éliminée avec mise à jour du 19.07.2023

## **9 Stockage (par batterie)<sup>9</sup>**

- 61. Les dispositifs de stockage sont-ils considérés comme des éléments de réseau et leurs coûts peuvent-ils être facturés au titre de coûts du réseau ?**

La LApEI s'applique aux réseaux électriques alimentés en courant alternatif de 50 Hz (art. 2, al. 1, LApEI). L'article 4, alinéa 1, lettre a, LApEI définit le réseau électrique comme un ensemble d'installations constitué d'un grand nombre de lignes et des équipements annexes nécessaires au transport et à la distribution d'électricité. En revanche, des dispositifs de stockage situés en aval d'un point de raccordement requièrent un redresseur, voire un onduleur, sont alimentés avec du courant continu et peuvent, contrairement aux éléments de réseau, soutirer de grandes quantités d'énergie du réseau ou à l'inverse les injecter. Partant, ils ne peuvent pas être qualifiés d'éléments de réseau comme défini dans la loi.

<sup>8</sup> À ce propos nous renvoyons aux « Questions et réponses (FAQ) concernant l'indemnisation des coûts de renforcement de réseau nécessaires » du 6 juillet 2023, disponible sous : [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Communications

<sup>9</sup> Les présentes explications ne sont valables que pour les dispositifs de stockage qui sont raccordés en dehors du réseau de transport. Elles ont en outre été élaborées dans l'optique du stockage par batteries. Les conclusions peuvent toutefois en principe également être appliquées à d'autres technologies de stockage de l'électricité, bien que le Secrétariat technique de l'ElCom se réserve le droit de s'écartier de ces conclusions pour des raisons objectives.

Outre une utilisation liée au réseau, les dispositifs de stockage peuvent par ailleurs être affectés à plusieurs autres buts. Dans ce cas, l'utilisation effective peut difficilement être vérifiée. Par ailleurs, des affectations purement liées au réseau sont en règle générale associées à des transactions énergétiques. Dans ce contexte, plusieurs questions se posent concernant les mesures et le décompte, l'imputation des recettes, la séparation des activités ainsi que le remplacement des dispositifs de stockage en cas d'extension du réseau ultérieure.<sup>10</sup> On peut également supposer que les « dispositifs de stockage avec consommation finale » servent principalement à l'optimisation de la consommation finale (en particulier la consommation propre) de l'exploitant de stockage.

En raison de leurs caractéristiques techniques et d'exploitation, les dispositifs de stockage ne sont pas assimilables à des éléments de réseau. Faute de dispositions légales contraires, il s'ensuit également que les coûts d'exploitation et d'investissement des dispositifs de stockage ne constituent pas des coûts de réseau imputables au sens de l'art. 15 LApEI et ne peuvent donc pas être inclus dans la comptabilité analytique correspondante.

Un dispositif de stockage peut cependant également être utilisé pour une exploitation sûre, performante et efficace du réseau. Des prescriptions supplémentaires doivent cependant être observées concernant les indications, l'exécution et la rémunération liées à une telle utilisation (cf. ci-dessous, question 62 let b).

## **62. Une entreprise d'approvisionnement en électricité (EAE<sup>11</sup>) peut-elle exploiter des dispositifs de stockage ?**

### a. Exploitation du dispositif de stockage à des fins liées au marché<sup>12</sup>

Le fait que les dispositifs de stockage soient privés des propriétés de réseau signifie que le domaine en charge de l'exploitation du réseau ne peut pas être responsable de leur exploitation (cf. également art. 8 LApEI).

Compte tenu des règles s'appliquant à la séparation des activités, il convient d'examiner si une EAE est autorisée à exploiter de façon commerciale un dispositif de stockage. Il faut noter que ni l'article 10, ni l'article 17b LApEI, en application de l'article 8c OApEI, n'interdisent de manière explicite une telle activité de la part de l'EAE et donc qu'ils n'excluent pas qu'une EAE exploite un dispositif à des fins commerciales. Toutefois, les exigences concernant la séparation comptable et de l'information doivent être respectées :

L'article 10, alinéa 1, LApEI prévoit que les EAE doivent assurer l'indépendance de l'exploitation du réseau et que les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites. Ainsi, les EAE doivent séparer au moins sur le plan comptable les secteurs du réseau de distribution des autres secteurs d'activité (art. 10, al. 3, LApEI). Les dispositifs de stockage n'étant pas considérés comme des éléments de réseau, tous les coûts qui leur sont liés (coûts directs et frais généraux ventilés selon des critères appropriés) doivent être imputés à un domaine autre que l'exploitation du réseau. Aucun coût supplémentaire découlant de l'exploitation du dispositif de stockage ne doit être supporté par l'exploitation du réseau : il faut veiller à ce que l'exploitation du dispositif de stockage assume véritablement ses coûts réels.

<sup>10</sup> Du reste, des études ont montré que des dispositifs servant (surtout uniquement) le réseau ne sont généralement pas rentables (cf. par ex. DANIEL GROTE/TIM MENNEL/HOGER ZIEGLER/STEFAN KIPPELT/CHRISTIAN REHTANZ, Dezentrale Speicher für Netzbetreiber, Alternative Netzkapazitäten, rapport du 24 octobre 2017, p. 55 ss (en allemand, avec synthèse de l'étude en français) ; THEODOR BORSCHE/ANDREAS ULBIG/GÖRAN ANDERSSON, SATW-Speicherstudie, Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende, 09.09.2016, p. 88 s (en allemand) ; ARTJOMS OBUSEVS, RAPHAEL KNECHT, FABIAN CARIGIET, FRANZ BAUMGARTNER, PETR KORBA, CEVSol : Cost effective smart grid solutions for the integration renewable power sources into the low-voltage networks, rapport final du 28.10.2019, p. 51).

<sup>11</sup> On entend ici par EAE une entreprise qui exploite un réseau selon l'article 5, alinéa 1, LApEI et est active dans d'autres domaines.

<sup>12</sup> L'« utilisation relevant du système », c'est-à-dire l'offre de services-système (SDL) à Swissgrid, est également reconnue comme étant un but commercial du fait que les SDL sont acquis au cours d'une procédure axée sur le marché (art. 22 OApEI).

Selon l'article 10, alinéa 2, LApEI, les informations économiques sensibles obtenues dans le cadre de l'exploitation des réseaux électriques doivent être traitées confidentiellement et ne pas être utilisées dans d'autres secteurs d'activité par les EAE. La protection de la confidentialité des informations commercialement sensibles doit (uniquement) être mise en œuvre dans le cadre des possibilités organisationnelles existantes d'une EAE, mais cette exigence est dans l'intérêt de cette dernière en termes de conformité (« compliance »). L'interdiction d'utilisation s'applique de manière absolue et sera sanctionnée par le droit pénal administratif en cas d'infraction (art. 29, al. 1, let. b, LApEI). À cet égard, il faut particulièrement tenir compte du fait que l'EAE est, par exemple, potentiellement en concurrence avec d'autres prestataires de flexibilité ou fournisseurs d'énergie.

On peut donc affirmer que l'utilisation d'un dispositif de stockage par une EAE à des fins commerciales est en principe autorisée selon la législation sur l'approvisionnement en électricité. Cependant, l'EAE doit tout particulièrement veiller à ce que les règles prévalent en matière de séparation des activités soient respectées.

#### b. Exploitation du dispositif de stockage liée au réseau

Étant donné qu'un dispositif de stockage n'est pas assimilable à un élément de réseau (cf. question 61), son exploitation ne relève pas non plus de l'exploitation du réseau.

Cependant l'utilisation d'un tel dispositif de stockage pour une exploitation sûre, performante et efficace du réseau est malgré tout possible. Si le gestionnaire de réseau ou le domaine exploitation du réseau veut ainsi l'utiliser au niveau du réseau, il s'agit alors d'appliquer l'article 8c OApEI, lequel régit l'utilisation de systèmes de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau (notamment au niveau des dispositifs de stockage). Cet article s'applique par analogie lorsque le dispositif de stockage est utilisé sans système de commande et de réglage intelligent. L'article 8c, alinéa 1, OApEI prévoit que l'exploitant de stockage (ou le domaine en charge de l'exploitation du réseau) convient avec le gestionnaire de réseau notamment de l'installation ainsi que des modalités d'utilisation et de rétribution du système, laquelle doit se fonder sur des critères objectifs et ne pas être discriminatoire (art. 8c, al. 2, OApEI). Le gestionnaire de réseau (ou plutôt le domaine en charge de l'exploitation du réseau) doit publier toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat, notamment les taux de rétribution (art. 8c, al. 3, OApEI).

Si l'EAE revêt elle-même le statut de gestionnaire de stockage et qu'elle est en mesure de fournir l'utilisation liée au réseau la plus efficace sans tenir compte de tiers, il y a lieu de tenir compte du point suivant concernant la rétribution adéquate : étant donné le cadre réglementaire existant et le fait que les subventions croisées sont interdites conformément à l'article 10, alinéa 1, LApEI, il faut actuellement en principe se baser sur les coûts supplémentaires attestés sur les coûts déclarés liés à une utilisation liée au réseau. Il n'est habituellement pas considéré comme approprié de s'aligner sur des coûts anciens ou potentiels, soit des coûts générés s'il n'y avait pas eu de recours au dispositif de stockage comme modèle pour la rétribution. Dans tous les cas, l'utilisation liée au réseau d'un dispositif de stockage de l'EAE doit être plus efficiente que d'autres solutions, c'est-à-dire qu'il incombe au gestionnaire de réseau d'analyser les solutions alternatives concernées<sup>13</sup>. En outre, la séparation au niveau de l'information doit également être respectée.

Selon l'article 13a, lettre b, OApEI, les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage<sup>14</sup> utilisés au sens de l'article 8c OApEI, y compris la rétribution versée (art. 8c, al. 1, let. c, OApEI) sont considérés comme coûts du réseau imputables.

<sup>13</sup> Par ex : utilisation d'élément du réseau, de systèmes de commande et de réglage par des tiers ou mesures tarifaires incitatives.

<sup>14</sup> Concernant les systèmes de commande et de réglage, sont seuls imputables les coûts supplémentaires induits pour permettre le pilotage lié au réseau d'un dispositif de stockage par le gestionnaire de réseau, et non pas les coûts du dispositif de stockage lui-même.

### **63. Le soutirage à partir du réseau de distribution par des dispositifs de stockage est-il soumis à la rémunération pour l'utilisation du réseau ?<sup>15</sup>**

En s'inspirant de la recommandation de la branche de l'AES « Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution »<sup>16</sup>, il faut distinguer les « dispositifs de stockage sans consommation finale »<sup>17</sup> des « dispositifs de stockage avec consommation finale » raccordés en aval d'un point de raccordement. Pour ce faire, il est nécessaire de savoir si le flux d'énergie du dispositif de stockage peut ou non être dissocié du flux d'énergie destiné à l'utilisation finale, tant du point de vue énergétique qu'au niveau des mesures. Le soutirage d'un « dispositif de stockage sans consommation finale » n'est pas soumis à l'obligation de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Tel est le cas lorsqu'aucune consommation finale n'est possible ou lorsqu'il est possible de garantir la séparation énergétique de la consommation finale par la technique de mesure. En d'autres termes, la technique de mesure doit permettre d'exclure une utilisation du dispositif de stockage à des fins de consommation finale (par ex. optimisation de la consommation propre). À cet effet, un compteur distinct est généralement requis. Par contre, le soutirage d'un dispositif de stockage est entièrement soumis à la rémunération pour l'utilisation du réseau lorsque le dispositif est utilisé à des fins de consommation finale (généralement optimisation de la consommation propre) ou qu'elle ne peut être exclue par la technique de mesure.

Le soutirage d'énergie de « dispositifs de stockage sans consommation finale » (comme défini ci-dessus) n'est pas soumis à la rémunération pour l'utilisation du réseau, étant donné que les exploitants de ces installations de stockage ne soutirent pas d'électricité pour leur « consommation propre » et ne peuvent donc pas être assimilables à des consommateurs finaux comme définis dans la loi (art. 4, al. 1, let. b, 1<sup>re</sup> phrase, LApEI).<sup>18</sup> De la sorte, on garantit que l'électricité n'est soumise qu'une seule fois à une rémunération pour l'utilisation du réseau entre sa production et sa consommation, rémunération qui doit être supportée par les consommateurs finaux conformément au principe du point de prélèvement. En outre, cela garantit l'égalité de traitement avec les centrales de pompage-turbinage et donc une réglementation uniforme et technologiquement neutre de tels dispositifs de stockage concernant la rémunération du réseau. Les exploitants de « dispositifs de stockage avec consommation finale » (comme défini ci-dessus) sont, par contre, soumis à la rémunération pour l'utilisation du réseau pour l'ensemble du soutirage du réseau effectué par leurs installations de stockage. On peut en effet supposer que la majorité de l'électricité soutirée et stockée sera consommée ultérieurement dans l'installation du consommateur final connectée au dispositif de stockage et peut donc être soumise à la rémunération pour l'utilisation du réseau. Une exemption des « dispositifs de stockage avec consommation finale » pour la part d'énergie soutirée puis réinjectée serait en pratique également associée à diverses difficultés de mise en œuvre et à une exécution complexe ; c'est pourquoi il faut renoncer à une telle solution, également en considération des coûts de réseau.

#### **63.1 Existe-t-il une obligation de raccordement des installations de stockage ?**

Ajout du 14.11.2023

L'exécution de l'obligation de raccordement ressortit de la compétence des cantons (art. 5, al. 2 en relation avec l'art. 30, al. 1, LApEI). L'ElCom n'est donc pas compétente pour juger de la question. L'évaluation suivante n'est donc qu'une appréciation purement informelle et non contraignante : certes, les installations de stockage ne sont pas mentionnées à l'article 5, alinéa 2, LApEI. Il s'agit donc d'une lacune de la loi qui devrait être comblée par les autorités compétentes. Les installations de

<sup>15</sup> Il convient de signaler que le Conseil fédéral, en dérogation à la présente explication du droit en vigueur fournie par l'ElCom, prévoit une réglementation dans la révision de la LApEI selon laquelle les installations de stockage qui soutirent de l'électricité du réseau doivent s'acquitter de la rémunération pour l'utilisation du réseau, à l'exception des centrales de pompage-turbinage (cf. [Fiche d'information 1 Modification de la loi sur l'approvisionnement en électricité du 3 avril 2020](#)).

<sup>16</sup> ASSOCIATION DES ENTREPRISES ÉLECTRIQUES SUISSES AES, Recommandation de la branche Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution, Bases pour l'utilisation du réseau et la rétribution de l'utilisation des réseaux de distribution suisses, MURD-CH 2019, p. 39 ; cf. également ASSOCIATION DES ENTREPRISES ÉLECTRIQUES SUISSES AES, Manuel Dispositifs de stockage d'électricité, Recommandation pour la mise en œuvre du raccordement et de l'exploitation de dispositifs de stockage d'électricité des niveaux de réseau 3 à 7, MDSE – Édition CH, 2016, p. 8 s.

<sup>17</sup> Selon la terminologie de l'AES : « dispositifs de stockage simples ».

<sup>18</sup> C'est-à-dire qu'en principe ils réinjectedent dans le réseau l'énergie soutirée, déduction faite des pertes. Sont également exemptés de la rémunération pour l'utilisation du réseau le soutirage de centrales électriques pour leurs propres besoins et celui destiné à faire fonctionner les pompes des centrales de pompage (art. 4, al. 1, let. b, LApEI).

stockage ont les caractéristiques d'un consommateur final et d'un producteur. Ces derniers ont en principe tous deux droit au raccordement au réseau. En règle générale, le raccordement au réseau devrait donc également être accordé aux installations de stockage.

### **63.2 Comment faut-il traiter les coûts de raccordement des installations de stockage sans consommation finale ?** [Ajout du 14.11.2023]

#### Principes d'imputation de coûts

Pour les installations de production qui participent au système de rétribution de l'injection<sup>19</sup> ou qui sont soumises à l'obligation de reprise et de rétribution<sup>20</sup>, l'article 10, alinéa 3, OENE constitue, selon l'EEL-Com, une réglementation fédérale exhaustive sur la prise en charge des coûts de raccordement, qui ne laisse plus de place aux réglementations cantonales (voir à ce sujet la question 64).<sup>21</sup> La première question qui se pose est donc de savoir si les règles de l'article 10 OENE s'appliquent également aux installations de stockage. Compte tenu de la clarté du texte de cette disposition, du contexte de la disposition en rapport avec les mesures d'encouragement de telles installations de production et de la possibilité de solidariser les renforcements de réseau conformément à l'article 22, alinéa 3 à 5, OAPEl, il convient de répondre par la négative quant à son applicabilité aux installations de stockage.

En outre, les dispositions cantonales s'appliquent (cf. message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi sur l'approvisionnement en électricité, FF 2005 1493 ; arrêt du TF 2E\_1/2019 du 30 avril 2020, consid. 3.6.3) sous réserve du respect de l'article 16, alinéa 3, OAPEl (voir à ce sujet ci-dessous). Selon l'article 14, alinéa 3bis, LApEl, les coûts facturés individuellement par les gestionnaires de réseau ne peuvent pas être pris en compte dans la rémunération pour l'utilisation du réseau. Selon le message, les coûts de raccordement au réseau et de renforcements du réseau sont mentionnés comme exemples de coûts facturés individuellement (FF 2014, 3837 ; FF 2005 1493).

En règle générale, les contributions de raccordement<sup>22</sup> au réseau sont facturées individuellement pour couvrir les coûts de réalisation du raccordement au réseau du bénéficiaire d'un raccordement. Les cantons sont en outre libres de prévoir que les gestionnaires de réseau de distribution peuvent facturer individuellement d'autres coûts aux personnes raccordées au réseau (donc également aux exploitants d'installations de stockage [avec ou sans consommation finale]) dans le cadre de l'équipement, que ce soit par le biais de contributions aux coûts du réseau<sup>23</sup> ou de contributions pour le renforcement du réseau<sup>24</sup>. Les dispositions légales cantonales/communales constituent la base d'une éventuelle imputation individuelle des coûts mentionnés. L'évaluation se fait donc selon cette législation et, en cas de litige, selon les instances cantonales.

Du point de vue du droit fédéral, il faut tenir compte de l'article 16, alinéa 3, OAPEl. Celui-ci stipule que les surcoûts disproportionnés du fait du raccordement ou de l'exploitation d'équipements producteurs ne doivent pas être assimilés aux coûts du réseau, mais supportés dans une mesure raisonnable par les producteurs. Selon le texte, cette disposition ne s'applique qu'aux installations de production. Le sens et l'objectif de l'article 16, alinéa 3, OAPEl devraient toutefois être, de manière

---

<sup>19</sup> Art. 19 LENE.

<sup>20</sup> Art. 15 LENE.

<sup>21</sup> Selon cette disposition les coûts de mise en place des lignes de desserte nécessaires jusqu'au point de raccordement au réseau et les éventuels coûts de transformation requis sont à la charge du producteur. Les autres coûts liés au raccordement sont des coûts de réseau imputables et peuvent être répartis de manière solidaire conformément l'article 22, alinéa 3, OAPEl.

<sup>22</sup> En règle générale, la contribution de raccordement au réseau couvre tous les coûts liés à l'établissement du raccordement au réseau, du point de raccordement jusqu'au coupe-surintensité, y inclus ce dernier (définition selon l'AES, NA/RR – CH 2019, section 4.1.1 [1]).

<sup>23</sup> Selon la définition de l'AES, la contribution aux coûts du réseau est prélevée en tant que contribution de la personne raccordée au réseau pour l'indemnisation des coûts de dimensionnement et d'extension du réseau occasionnés directement ou indirectement par la commande et est généralement calculée sur la base de la puissance de raccordement commandée (cf. NA/RR - CH 2019, section 4.1.2 [2]).

<sup>24</sup> Ici on entend par là l'extension du réseau de distribution par le gestionnaire de réseau de distribution. D'un point de vue technique, le raccordement (en particulier les lignes de desserte) fait également partie du réseau de distribution.

générale, que les consommateurs finaux ne soient pas pénalisés par des coûts supplémentaires disproportionnés d'autres personnes raccordées/utilisateurs du réseau qui ne contribuent pas/peu au financement du réseau en raison du principe de soutirage. Les installations de stockage sans consommation finale exemptés de la rétribution de l'utilisation du réseau n'étaient manifestement pas à l'ordre du jour au moment de la promulgation de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité en 2008, raison pour laquelle ils n'ont pas pu être pris en compte par le législateur.<sup>25</sup> Sur la base de ces considérations, l'EICOM conclut que l'article 16, alinéa 3, OApEI s'applique également aux installations de stockage sans consommation finale. Par rapport à d'éventuelles prescriptions de droit cantonal, cet article doit être compris comme une prescription minimale, c'est-à-dire qu'au moins les coûts supplémentaires disproportionnés résultant d'un raccordement doivent être imputés individuellement dans une mesure appropriée. L'AES prévoit également, en référence à l'article 16, alinéa 3, OApEI, l'imputation des surcoûts disproportionnés aux producteurs (AES, recommandation de la branche Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution, Bases pour l'utilisation du réseau et la rétribution de l'utilisation des réseaux de distribution suisses, MURD - CH 2021, section 3.6.3 et suivantes ; voir également NA/RR - CH 2019, section 4.7, chiffre 5). Pour les installations de stockage sans consommation finale, il convient de procéder de la même manière que pour les installations de production en ce qui concerne les coûts de raccordement au réseau et les surcoûts dans les réseaux liés au raccordement (MURD - CH 2021, section 3.8.2, ch. 4). L'AES a également établi des principes pour une prise en charge appropriée des coûts supplémentaires disproportionnés (MURD - CH 2021, sections 3.6.3 à 3.6.5). Ces principes n'ont jamais été évalués par l'EICOM.

Par ailleurs, les coûts liés au raccordement d'installations de stockage sont des coûts de réseau imputables.

*Une solidarisation des coûts de renforcement du réseau est-elle possible sur la base de l'article 22, alinéa 3, OApEI ?*

Un renforcement de réseau pour lequel les gestionnaires de réseau – mais pas les producteurs ou les gestionnaires d'installations de stockage – peuvent déposer une demande de remboursement des coûts auprès de l'EICOM doit avoir été directement causé par le raccordement au réseau d'une installation de production d'énergie. Il ressort clairement de l'article 22, alinéas 3 à 5, OApEI que l'installation de production d'énergie doit relever de l'article 15 (installations de production auxquelles s'applique l'obligation de reprise et de rétribution), de l'article 19 (installations dans le système de rétribution de l'injection) ou de l'article 71a (grandes installations photovoltaïques) LEnE pour que le renforcement du réseau soit considéré comme faisant partie des prestations de services système de la société nationale du réseau de transport (Swissgrid) et puisse être remboursé au gestionnaire du réseau de distribution sur la base d'une autorisation de l'EICOM. Même si la révision de la LApEI<sup>26</sup> n'a en principe pas d'effets juridiques préalables, on peut néanmoins noter que le Parlement a prévu à l'article 15b rév.LApEI des bases légales pour l'imputabilité ou la répartition solidaire des renforcements de réseau ou des coûts de raccordement uniquement pour le raccordement d'installations de production. Le Parlement aurait eu la possibilité de prévoir explicitement de telles bases pour le raccordement des installations de stockage également, mais il ne l'a pas fait. Si le raccordement au réseau d'une installation de stockage nécessite un renforcement du réseau de distribution du gestionnaire de réseau, la société nationale du réseau de transport ne peut donc pas rembourser les coûts de renforcement du réseau au gestionnaire du réseau de distribution.

<sup>25</sup> Voir la question 63 sur l'obligation de payer l'utilisation du réseau pour les installations de stockage selon le droit en vigueur. Dans la [loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables \(modification de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité, dite « acte modificateur unique » ; le délai référendaire court jusqu'au 18 janvier 2024\)](#) le Parlement n'a pas introduit de dispositions relatives au raccordement des installations de stockage. Le prélèvement sur le réseau pour le stockage est désormais explicitement considéré comme une consommation finale (art. 4, al. 1, let. b, LApEI révisée). Les exceptions à l'obligation de payer la rétribution de l'utilisation du réseau sont désormais explicitement réglées à l'art. 14a, al. 1, let. b, et al. 4, let. b, LApEI révisée.

<sup>26</sup> Pour l'acte modificateur unique cf. note de pied de page 25.

**Le point de raccordement peut-il être défini de manière à ce que les coûts de réseau (au détriment des coûts imputés aux gestionnaires d'installations de stockage) soient les plus bas possibles ?**

Pour le raccordement, le gestionnaire de réseau de distribution doit choisir le point de raccordement au réseau le plus avantageux sur le plan technique et économique (cf. NA/RR - CH 2019, section 3.6). En ce qui concerne le critère économique, il faut tenir compte des implications économiques globales liées au raccordement, indépendamment de la prise en charge des coûts (voir également la [directive 1/2019 de l'EICOM du 15 janvier 2019 sur les renforcements de réseau](#), p. 3 s.). La détermination du point de raccordement doit être faite de manière non discriminatoire pour toutes les personnes raccordées au réseau, indépendamment du fait que la personne raccordée au réseau utilise le raccordement pour l'injection et/ou le soutirage.

**63.3 L'obligation de reprise et de rétribution du gestionnaire de réseau s'applique-t-elle également à l'énergie provenant d'installations de stockage ?** Ajout du 14.11.2023

Le libellé de l'article 15 LEne se réfère clairement à la reprise et à la rétribution de l'électricité produite par des installations de production bien définies. La disposition repose sur une idée de promotion de ces installations de production. Il n'est donc pas possible de combler une lacune législative et d'étendre l'applicabilité aux installations de stockage. L'article 15 LEne n'est donc en principe pas applicable à l'électricité injectée à partir d'installations de stockage. Une exception est faite lorsqu'il peut être prouvé par des mesures univoques que l'installation de stockage est directement chargée par une installation de production au sens de l'article 15, alinéa 1, LEne et que cette électricité est ensuite effectivement injectée dans le réseau. Ce n'est toutefois pas le cas pour l'énergie prélevée sur le réseau de distribution et réinjectée après déduction des pertes.

**63.4 Les installations de stockage sans consommation finale ont-elles droit de recourir à l'approvisionnement de base ?** Ajout du 05.09.2024

Selon l'article 6, alinéa 1, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité ([LApEI](#) ; RS 734.7), les gestionnaires d'un réseau de distribution prennent les mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs captifs et aux autres consommateurs finaux de leur zone de desserte qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables. L'obligation de l'approvisionnement de base est liée à la notion de consommateur final. Est considéré comme consommateur final le client achetant de l'électricité pour ses propres besoins (art. 4, al. 1, let. b, LApEI). Cette définition n'englobe ni l'électricité soutiré par les centrales électriques pour leurs propres besoins, ni celle destinée à faire fonctionner les pompes de centrales de pompage-turbinage.

Le soutirage d'un « dispositif de stockage sans consommation finale » n'est pas soumis à l'obligation de la rémunération pour l'utilisation du réseau car les exploitants de ces installations ne soutirent pas d'électricité pour leur « consommation propre » et ne peuvent donc pas être assimilables à des consommateurs finaux comme définis dans la loi, puisqu'ils réinjectedent en principe l'énergie soutirée dans le réseau, déduction faite des pertes (voir à ce sujet la question 63). En conséquence et compte tenu du libellé clair de l'article 6, alinéa 1, LApEI (consommateur final), une installation de stockage sans consommation finale n'a donc actuellement aucun droit à recourir à l'approvisionnement de base, quelle que soit sa consommation, et elle doit couvrir ses besoins sur le marché.

Avec l'entrée en vigueur de la [loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables](#), la définition légale du consommateur final est toutefois modifiée. À l'avenir, sera considéré comme consommateur final le client soutirant de l'électricité du réseau pour ses propres besoins ou à des fins de stockage (art. 4, al. 1, let. b, LApEI révisé). Étant donné qu'aucune exception n'a été autorisée dans le cadre de l'approvisionnement de base pour l'approvisionnement des installations de stockage sans consommation finale, on peut supposer que le droit à l'approvisionnement de base s'appliquera également à ces derniers. A l'heure actuelle, il n'a pas encore été décidé quand l'article 4, alinéa 1, lettre b LApEI révisé entrera en vigueur et si le Conseil fédéral

créera des dispositions transitoires pour les installations de stockage sans consommation finale en ce qui concerne le futur droit à l'approvisionnement de base.

## 10 Raccordement de consommateurs finaux et d'installations de production

### 63.5 Existe-t-il des délais pour le raccordement d'installations photovoltaïques ? Un producteur a-t-il droit à une indemnisation pour la période pendant laquelle l'installation ne peut pas alimenter le réseau ? [Ajout du 05.09.2024]

Conformément à l'article 5, alinéa 2 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl ; RS 734.7), les gestionnaires de réseau sont tenus de raccorder tous les producteurs d'électricité au réseau électrique dans leur zone de desserte. Conformément à l'article 30, alinéa 1, LApEl, l'exécution de cette disposition incombe aux cantons. Ce sont donc les autorités cantonales en charge de la question qui sont compétentes pour déterminer si le gestionnaire de réseau enfreint son obligation de raccordement (par exemple en raison de la durée de traitement des demandes de raccordement). De même, il incombe aux cantons de fixer d'éventuels délais, par exemple pour le traitement des demandes de raccordement.

Selon l'article 15, alinéa 1, lettre a, de la loi sur l'énergie (LEne ; RS 730), les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre et de rétribuer l'électricité issue d'énergies renouvelables qui leur est offerte dans leur zone de desserte. La condition préalable à la reprise de l'électricité est toutefois que l'installation correspondante soit (entièrement) raccordée au réseau, de sorte que l'injection complète d'électricité soit garantie. Si le canton concerné parvient à la conclusion que le gestionnaire de réseau a enfreint l'obligation de raccordement dans un cas particulier, il faudrait alors examiner dans un deuxième temps si le gestionnaire de réseau doit verser une indemnité au producteur pour l'électricité non reprise.

### 64. Un client commercial dispose actuellement d'un raccordement de 200 A. Il envisage maintenant une installation photovoltaïque de l'ordre de 350 à 400 kWp, ce qui signifie que son raccordement doit être renforcé d'environ 100 A. L'installation est également utilisée à des fins de consommation propre. Peut-on prélever une contribution aux coûts de réseau pour l'augmentation du raccordement ? [Ajout du 16.03.2023]

Au moment de raccorder un **consommateur final** au réseau électrique, on différencie généralement au niveau des frais de raccordement entre la contribution de raccordement au réseau et la contribution aux coûts du réseau. La contribution de raccordement au réseau comprend les coûts pour établir le raccordement au réseau pour le bénéficiaire d'un raccordement au réseau. La contribution aux coûts du réseau est prélevée comme contribution du bénéficiaire d'un raccordement au réseau pour couvrir les coûts de dimensionnement et de construction du réseau en relation directe ou indirecte avec la commande ; elle est généralement calculée sur la base de la puissance de raccordement commandée. L'EICOM est compétente pour examiner, en cas de litige, les tarifs d'utilisation du réseau (art. 22, al. 2, let. a, LApEl). En l'espèce, ce ne sont toutefois pas les tarifs d'utilisation du réseau qui sont contestés, mais la contribution aux coûts du réseau, voire son montant. Aucune disposition du droit de l'approvisionnement en électricité indique le montant que le gestionnaire de réseau peut prélever auprès des consommateurs finaux pour le raccordement au réseau et les contributions aux coûts du réseau. Pour autant que cela soit adéquat, politiquement acceptable et raisonnable, ces coûts doivent être facturés individuellement à ceux qui les occasionnent. La mise en œuvre concrète est réglée au niveau du canton, de la commune ou de l'entreprise d'approvisionnement (cf. message relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité du 3 décembre 2004, [FF 2005 1493](#), 1501, arrêt A-2850/2014 du Tribunal administratif fédéral du 28 mai 2015, consid. 6). La vérification des contributions aux coûts du réseau n'incombe pas à l'EICOM mais à la commune ou au canton. La rémunération pour l'utilisation du réseau ne peut pas inclure les coûts facturés individuellement par les gestionnaires de réseau (comme les

contributions de raccordement au réseau) ; ces coûts doivent donc être déduits des coûts du réseau (cf. art. 14, al. 3<sup>bis</sup>, LApEI).

La situation juridique initiale est différente concernant le raccordement d'une **installation de production** : selon l'article 10, alinéa 3, OEnE, le gestionnaire de réseau est tenu de relier l'installation de production d'énergie au point de raccordement au réseau le plus avantageux techniquement et économiquement, de manière à garantir l'injection et le prélèvement d'énergie. Les coûts de mise en place des lignes de desserte nécessaires jusqu'au point de raccordement au réseau et les éventuels coûts de transformation requis sont à la charge du producteur. Cela signifie qu'un producteur doit supporter les *coûts effectivement liés* à la mise en place de la ligne de desserte. Le droit fédéral règle ainsi de manière exhaustive la prise en charge des coûts lors de raccordements de producteurs. Nous considérons que la facturation d'une *contribution forfaitaire aux coûts du réseau ou de taxes de raccordement supplémentaires* à un producteur est contraire au droit fédéral (cf. à ce sujet la décision exécutoire de l'EICOM du 14 février 2013, 943-12-087, notes marginales 15 s ; consultable en ligne sous <http://www.elcom.admin.ch> > Documentation > Décisions > Renforcements de réseau). La recommandation de la branche Raccordement au réseau ([NA/RR – CH 2019](#)), chiffre 4 7, va d'ailleurs dans le même sens, puisqu'elle stipule que, lors du raccordement d'un consommateur final et d'une installation de production, la contribution aux coûts du réseau n'est prélevée que pour la puissance soutirée, et non pour la puissance injectée.

Ainsi, pour le prélèvement d'une contribution aux coûts du réseau, seule la puissance nécessaire/convenue pour soutirer de l'électricité est déterminante, même si la puissance injectée est plus élevée. L'entreprise dispose déjà d'une puissance de raccordement suffisamment dimensionnée pour le soutirage. Le raccordement doit donc être étendu uniquement en raison de la grande installation photovoltaïque. Partant, aucune contribution aux coûts du réseau en sus ne peut être prélevée en l'espèce pour l'augmentation de la puissance sollicitée.

Le problème d'un éventuel contournement de la taxe d'achat ultérieur pour une augmentation du raccordement côté soutirage, résultant de la construction d'une installation de production, peut par exemple être contré par le fait que le bénéficiaire du raccordement au réseau s'engage, avec le contrat de raccordement pour l'installation de production, à ne pas utiliser la puissance de raccordement augmentée en raison de l'installation de production pour soutirer de l'électricité. Il n'est pas non plus exclu, selon nous, de facturer une augmentation typique de la puissance de raccordement pour cette situation en tant que contribution aux coûts du réseau en cas d'augmentation évidente de la puissance pour le soutirage (par ex. avis d'installation pour une pompe à chaleur dans une maison individuelle).

## **65. Lors de la mise en place d'un RCP dans un immeuble d'habitation, le gestionnaire de réseau peut-il facturer les coûts de capital pour les compteurs inutilisés de certaines unités d'habitation ?** [Ajout du 14.11.2023]

Si un gestionnaire de réseau doit procéder à un changement d'un raccordement justifié par la consommation propre ou un regroupement pour la consommation propre, selon l'article 3, alinéa 2bis, OApEI, les coûts de capital résiduels pour les installations qui ne sont plus utilisées ou qui ne le sont plus que partiellement sont indemnisés proportionnellement par les consommateurs propres ou par les propriétaires fonciers du regroupement.

Le démontage des compteurs du gestionnaire de réseau qui ne sont plus nécessaires suite à la mise en place du RCP constitue une modification des installations pour le raccordement au réseau. Le gestionnaire de réseau est donc en droit de facturer la valeur résiduelle (coûts de capital) de ces compteurs.