Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Secrétariat technique

4 mars 2025 / mise à jour du 16 juin 2026[1]

Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 (en particulier sur la loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables [acte modificateur unique/loi sur l'électricité])

La loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (acte modificateur unique/loi sur l'électricité) est entrée en vigueur le 1er janvier 2025 et apporte de nombreuses nouveautés. D'autres modifications entreront en vigueur le 1er janvier 2026. Les modifications concernent la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne ; RS 730.0), la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl ; RS 734.7) ainsi que plusieurs dispositions d'exécution. Dans ce contexte, le Secrétariat technique de l'ElCom répond à diverses questions présentées de manière synthétique ci-dessous et régulièrement mises à jour. Des crochets sont insérés là où il n'y a pas encore de questions et de réponses. À partir de la mise à jour du 25 mars 2025, 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.

[1] Mises à jour précédentes : 25 mars 2025, 20 mai 2025, 17 juin 2025, 30 septembre 2025, 2 décembre 2025 et 12 février 2026.

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Christoffelgasse 5, 3003 Berne
Tél. +41 58 462 58 33
info@elcom.admin.ch
www.elcom.admin.ch

Loi et ordonnance sur l’énergie **3**

1 Rétribution pour la reprise d’électricité **3**

2 Consommation propre **7**

Loi et ordonnance sur l’approvisionnement en électricité **17**

3 Raccordement de consommateurs finaux, d’installations de production et d’installations de stockage **19**

4 Obligations d’information et de justification du gestionnaire du réseau de distribution **20**

5 Rémunération pour l’utilisation du réseau **22**

6 Tarifs de l’énergie **26**

7 Systèmes de mesure intelligents et tarifs de mesure **35**

8 Systèmes de commande et de réglage, flexibilité **37**

9 Communautés électriques locales (CEL) **43**

10 Plateforme de données **47**

11 Régulation Sunshine **47**

12 Stockage (par batterie) **48**

13 Mesures d’efficacité **50**

Loi et ordonnance sur l'énergie

1 Rétribution pour la reprise d'électricité

1.1 Dans le cas des installations photovoltaïques, quelle puissance est déterminante pour les rétributions minimales selon le nouveau droit (art. 12, al. 1bis, OEne, Version du 1.1.2026, RO 2025 138) ? Ajout du 25 mars 2025

La puissance d'une installation photovoltaïque est définie à l'article 13, alinéa 1, de l'ordonnance sur l'énergie (OEne ; RS 730.01), qui prescrit qu'elle est calculée en fonction de la puissance DC (courant continu) maximale normée de la face avant du générateur d'électricité solaire. Pour les modules photovoltaïques, elle est calculée dans des conditions standard et figure sur les fiches de données de l'installation. Cette définition permet de mesurer de manière uniforme la puissance des installations photovoltaïques classiques monofaciales ainsi que celle des modules photovoltaïques bifaciaux, indépendamment de leur positionnement (voir ch. 2.2 du rapport explicatif de novembre 2022 concernant la révision de l'ordonnance sur l'énergie).

Pour classer les installations photovoltaïques afin de déterminer la rétribution minimale pour l'injection de l'électricité produite conformément à l'article 12, alinéa 1bis, OEne (version du 1.1.2026, RO 2025 138), on peut donc se baser sur la puissance de l'installation (art. 13, al. 1, OEne) et, par conséquent, sur la puissance installée mentionnée (kW).

1.2 Est-il permis d'échelonner la rétribution de reprise de l'électricité en fonction de la puissance de l'installation ? Ajout du 25 mars 2025

Les conditions de la rétribution de reprise de l'électricité sont principalement convenues par contrat (art. 15, al. 1, LEne). En cas de communication annuelle unilatérale (usuelle) concernant la rétribution par le gestionnaire de réseau et jusqu'à ce qu'il soit prouvé qu'un producteur a fait savoir pour la première fois au gestionnaire du réseau qu'il n'acceptait pas la rétribution, il faut au moins partir du principe qu'il existe un contrat tacite (art. 6 CO). En principe, la rétribution de reprise de l'électricité peut également être adaptée en cours d'année (voir question 28 de la communication de l'ElCom Hausse des prix de l'électricité : questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, sur l'approvisionnement de base et l'approvisionnement de remplacement ainsi que sur la rétribution de reprise de l'électricité du 7 décembre 2021 [mise à jour du 14 novembre 2023]). En raison de la liberté contractuelle qui prévaut, la rétribution des différents acheteurs pour l'électricité fournie peut varier considérablement.

À partir du 1er janvier 2026, le prix de marché de référence publié par l'OFEN s'appliquera à la rétribution de reprise de l'électricité si le gestionnaire de réseau et le producteur ne se mettent pas d'accord sur un autre montant de rétribution (art. 15, al. 1 et 1bis, LEne [version du 1.1.2026, AS 2024 679] en relation avec art. 12, al. 1, OEne [version du 1.1.2026, AS 2025 138], et art. 15 OEneR). Sont en outre prévues des rétributions minimales qui sont échelonnées en fonction de la puissance de l'installation et d'une éventuelle consommation propre (art. 15, al. 1bis, LEne [version du 1.1.2026, AS 2024 679] en relation avec art. 12, al. 1bis, OEne [version du 1.1.2026, AS 2025 138]).

1.3 Est-il possible de scinder physiquement ou virtuellement une installation photovoltaïque afin de bénéficier de taux de rétribution minimaux plus élevés conformément à l'article 12, alinéas 1 et 1bis, OEne (Version du 1.1.2026, RO 2025 138) ? Ajout du 25 mars 2025, mise à jour du 16 juin 2026

Conformément à l'annexe 1.2, chiffre 1, de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR), une installation photovoltaïque consiste en un ou plusieurs champs de modules, un ou plusieurs onduleurs et un point de mesure. Le rapport explicatif de

novembre 2022 concernant la révision de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables précise ce qui suit (p. 28) : *« Jusqu'à présent, toutes les parties d'une installation photovoltaïque ayant un même point de raccordement au réseau ou situées sur un même terrain après le point de raccordement au réseau étaient assimilées à une installation, les parties d'installation supplémentaires étant considérées comme un agrandissement. Les installations avaient été définies ainsi principalement pour empêcher leur scission artificielle en deux installations plus petites affectées à une classe de puissance inférieure et, partant, l'attribution d'un taux plus élevé dans le système de rétribution de l'injection. Cette scission artificielle aurait permis aux exploitants des installations de percevoir deux fois la contribution de base et de surcroît, selon la taille de ces dernières, d'obtenir un taux plus haut. Étant donné que les taux de rétribution sont désormais identiques pour toutes classes de puissance dans la rétribution unique et que la contribution de base sera supprimée, il n'y a plus d'incitation majeure à scinder artificiellement des installations situées sur un même terrain. La rétribution de l'injection conserve certes des taux différents en fonction de la classe de puissance, mais les écarts ne sont pas tels qu'il vaudrait la peine de scinder artificiellement une installation et de mettre en place deux mesurages distincts. »*

Même si ce qui précède concerne le système de rétribution de l'injection et la rétribution unique, le secrétariat technique de l'ElCom part du principe qu'une scission physique ou virtuelle des installations photovoltaïques en vue de bénéficier d'une rétribution minimale plus élevée conformément à l'article 12, alinéas 1 et 1bis, OEne (version du 1.1.2026, RO 2025 138), ne correspond pas à la volonté du législateur et n'est donc pas autorisée. Une répartition doit donc reposer sur des motifs objectifs, par exemple le fait que certaines installations soient destinées à la consommation propre ou qu'elles aient des propriétaires différents.

1.4 Pour promouvoir les énergies renouvelables, est-il possible, dans le cadre de la reprise de l'électricité, de verser des rétributions supérieures au prix de marché de référence et à la rétribution minimale ? Et comment ces rétributions sont-elles prises en compte dans les tarifs de l'approvisionnement de base ? **Ajout du 17 juin 2025**

Même avec la révision de la législation sur l'énergie (acte modificateur unique), le montant de la rétribution de reprise de l'électricité continue d'être en premier lieu négocié entre le gestionnaire de réseau et l'exploitant de l'installation de production d'énergie (art. 15, al. 1, LEne, qui entrera en vigueur le 1er janvier 2026, RO 2024 679]). Les rétributions de reprise de l'électricité qui dépassent le prix de marché de référence moyen sur un trimestre et/ou la rétribution minimale (pour les installations d'une puissance inférieure à 150 kW) selon l'article 15, alinéa 1bis, LEne (version du 1.1.2026, RO 2024 679) sont donc autorisées. Les rétributions qui ne sont pas soumises à des variations (en cours d'année), indépendamment des prix du marché, restent également autorisées.
Toutefois, si les quantités d'énergie concernées sont vendues dans le cadre de l'approvisionnement de base, le montant des rétributions prises en compte dans les tarifs de l'approvisionnement de base ne pourra toujours pas être fixé librement, et ce dans le but de protéger les consommateurs finaux captifs. Le nouvel article 4, alinéa 3, lettre e, OApEl, qui devra être appliqué à partir de l'année tarifaire 2026 (art. 33*c*, al. 1, LApEl), prévoit une réglementation différenciée à cet effet, selon que la garantie d'origine (GO) est reprise ou non.

Si la GO est reprise, l'ancienne réglementation de l'article 4, alinéa 3, OApEl dans sa version en vigueur au 1er juillet 2024 continue de s'appliquer conformément au chiffre 1. Celle-ci se base sur les coûts de revient d'installations de référence, déduction faite des éventuels encouragements visés à l'ancien article 4*a* OApEl dans sa version en vigueur au 1er juillet 2024. Les taux de rétribution suivants sont déterminants, compte tenu des coûts des GO :

- En règle générale ou pour les installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 100 kW, les taux de rétribution applicables sont fixés aux annexes 1.1 à 1.5 de l'OEneR (pour les installations photovoltaïques, voir annexe 1.2, ch. 2.2). Conformément à l'ancien article 4*a*, alinéa 1, lettre a, chiffre 3, OApEl dans sa version en vigueur au 1er juillet 2024, ils doivent être réduits de 20 % (avec consommation propre) ou de 40 % (pour les installations qui injectent la totalité de l'électricité produite, sans consommation propre).

- Pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW, les « taux de rétribution RPC » selon l'annexe 1.2 de l'ancienne OEne du 7 décembre 1998 (état à fin 2017) s'appliquent, également avec une réduction de 20 % (avec consommation propre) ou de 40 % (pour les installations qui injectent la totalité de l'électricité produite, sans consommation propre).

Selon les annexes de l'OEneR, les taux de rétribution varient en fonction de l'année de mise en service de l'installation de production. Comme ces taux ne remontent qu'à 2013, l'ancien article 4, alinéa 3, lettre a, OApEl dans sa version en vigueur au 1er juillet 2024 précise que les taux de rétribution applicables à des installations de production plus anciennes sont ceux qui étaient en vigueur au 1er janvier 2013.

Si la GO n'est pas reprise, la valeur maximale correspond au « prix de marché de référence » (au moment de l'injection), conformément au chiffre 2. Pour les petites installations (puissance inférieure à 150 kW), la rétribution minimale prévue à l'article 12, alinéa 1bis, OEne s'applique à partir de 2026. Cette rétribution peut également être prise en compte dans les tarifs de l'approvisionnement de base.

1.5 Comment les rétributions de reprise de l'électricité doivent-elles être réparties sur diverses installations de production lorsque celles-ci se trouvent derrière le même point de raccordement au réseau ?

Ajout du 30 septembre 2025, mises à jour du 10 février 2026 et du 16 juin 2026

Pour savoir si plusieurs installations de production se trouvent derrière un même point de raccordement au réseau, il suffit de consulter les définitions des installations dans les annexes de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR ; RS 730.03). La définition des installations photovoltaïques figure dans l'annexe 1.2, chiffre 1. Jusqu'à fin 2022, cette annexe disposait que plusieurs installations pouvaient se trouver derrière un même point de raccordement au réseau lorsque celles-ci étaient situées sur différents terrains. Début 2023, une nouvelle réglementation est entrée en vigueur. Celle-ci ne prend plus en compte l'existence de différents terrains, mais la mesure de la production d'électricité : « Une installation photovoltaïque consiste en un ou plusieurs champs de modules, un ou plusieurs onduleurs et un point de mesure. » Il ressort de cette définition que plusieurs installations se situent (ou peuvent se situer) derrière un même point de raccordement au réseau, lorsque les données de mesure pertinentes (selon la configuration : production nette et/ou surplus au point de raccordement au réseau) peuvent être enregistrées séparément par l'infrastructure de mesure existante. Si tel n'est pas le cas, il faut partir du principe qu'il y a un point de mesure et seulement une installation. Si une comptabilisation distincte est possible, il doit en outre exister des raisons objectives justifiant un traitement séparé des installations, par exemple une autoconsommation distincte ou des propriétaires différents pour chacune des « installations » (voir la dernière section ci-dessous ; cf. également la question 1.3).

S'il est établi que plusieurs installations de production se trouvent derrière un même point de raccordement au réseau, ni la loi ni l'ordonnance ne règle la manière dont les rétributions de reprise de l'électricité doivent être réparties sur les installations. Le guide de l'organe d'exécution visé à l'article 64 LEne (Pronovo SA) relatif à la certification de données d'installations et de production, expose, aux fins de certification par une garantie d'origine (art. 9, al. 1, LEne), la manière dont les quantités d'énergie injectées dans le réseau d'électricité peuvent être réparties sur les installations de production dans de tels cas (édition du 1er juillet 2025, ch. 3.10.5). Trois variantes sont proposées par le guide :

- Variante 1 : lorsque plusieurs consommateurs se situent également derrière un même point de raccordement au réseau en plus de la pluralité des installations de production, ils peuvent, selon les installations électriques (notamment l'infrastructure de mesure), être regroupés dans plusieurs unités de production/consommation autonomes avec leur propre production excédentaire. La production excédentaire commune ou globale qui est mesurée au point de raccordement au réseau, est répartie ainsi sur les installations de production des différentes unités selon la production excédentaire individuelle de ces unités enregistrée simultanément.

- Variante 2 : lorsque les installations de production d'électricité sont exclusivement des installations photovoltaïques, les exploitants d'installations peuvent s'accorder pour répartir la production excédentaire sur les diverses installations de production proportionnellement à la puissance de leurs installations (cf. art. 13, al. 1, OEne).
- Variante 3 : lorsque la production nette est enregistrée pour chaque installation, ce qui est impérativement le cas pour les installations dont la puissance est supérieure à 30 kVA, les quantités d'énergie injectées dans le réseau sont réparties sur les installations de production dans la proportion correspondante, et selon les volumes de production nette enregistrés simultanément.

Le Secrétariat technique de l'ElCom pense qu'il est pertinent d'envisager ces solutions également pour la répartition de la rétribution de l'injection en vertu de l'article 15 LEne. Une fois que les quantités injectées ont été attribuées aux différentes installations conformément aux variantes présentées, la taille de l'installation peut être déterminante pour fixer le montant du taux de rétribution. Cela vaut en particulier pour la rétribution minimale prévue à l'article 12, alinéa 1bis, OEne, c'est-à-dire pour les installations d'une puissance inférieure à 150 kW. Dans ces cas, il convient de se baser sur la taille de chaque installation.

Il convient de rappeler que plusieurs installations de production peuvent se trouver après un point de raccordement au réseau, que ce soit dans le cadre d'une participation à une communauté électrique locale (cf. art. 17*d* et 17*e* LApEl [version du 1.1.2026, RO 2024 679] et articles 19*e*–19*h* OApEl [version du 1.1.2026, RO 2025 139]) ou dans le cas d'une consommation propre. Cette situation peut toutefois également se produire lorsque derrière le point de raccordement au réseau concerné il n'y a que production et aucune consommation.

Il convient également de rappeler que contrairement à la question 1.3 ci-dessus, il ne s'agit pas ici de « séparer artificiellement » des choses qui font partie d'un tout, afin d'obtenir frauduleusement une rétribution plus élevée, mais de rendre possible la prise en compte séparée d'installations qui ne font effectivement pas partie d'un tout, sans pour autant qu'il y ait une intention frauduleuse. L'existence de plusieurs installations avec pour chacune un point de mesure individuel est pertinente si elles sont destinées à la consommation propre et si elles ont différents propriétaires.

1.6 La rétribution minimale pour des installations photovoltaïques avec une puissance installée de moins de 30 kW s'applique-t-elle indépendamment de l'existence ou non d'une consommation propre ? Ajout du 30 septembre 2025

Oui, la rétribution minimale pour des installations photovoltaïques avec une puissance installée inférieure à 30 kW s'applique indépendamment de la consommation propre et s'élève à 6 ct./kWh (art. 12, al. 1bis, let. a, OEne ; version du 1.1.2026, RO 2025 138).

Complément d'information : pour les installations photovoltaïques dont la puissance est égale ou supérieure à 30 kW, une règle différente s'applique selon qu'il existe ou non une consommation propre :

- pour les installations photovoltaïques avec consommation propre d'une puissance inférieure à 30 kW, la rétribution est de 6 ct./kWh, et pour celles d'une puissance égale ou supérieure à 30 kW, elle est de 0 ct./kWh (art. 12, al. 1^{bis,} let. b, OEne).
- pour les installations photovoltaïques sans consommation propre d'une puissance égale ou supérieure à 30 kW, la rétribution est de 6,2 ct./kWh (art. 12, al. 1bis, let. c, OEne). La rétribution minimale fixe pour les installations photovoltaïques sans consommation propre d'une puissance égale ou supérieure à 30 kW compense le fait que ces installations ne peuvent pas bénéficier des économies découlant de la consommation propre (cf. rapport explicatif du 19 février 2025, ch. 2.1.2 : « À partir d'une puissance de 30 kW, on peut en outre partir du principe que certaines installations sont réalisées sans consommation propre. […] Étant donné que ces installations, tout comme les très petites centrales hydroélectriques […], ne

peuvent pas bénéficier des économies découlant de la consommation propre, elles bénéficient d'une rétribution minimale spécifique. On renonce à cette distinction dans les cas d'installations d'une puissance inférieure à 30 kW, car elles sont presque toujours réalisées dans le cadre de la consommation propre. »). Pour une installation photovoltaïque avec par exemple une puissance installée de 90 kW sans consommation propre, la rétribution minimale s'élèverait donc à 6,2 ct./kWh pour tous les 90 kW.

1.7 Dans quel délai les producteurs peuvent-ils sortir de l'obligation d'achat et de rétribution du gestionnaire de réseau de distribution local et changer d'acheteur ? Ajout du 10 février 2026

L'article 15 LEne suit une approche réglementaire subsidiaire. Les producteurs d'électricité ont droit, s'ils remplissent les conditions légales, à la reprise et à la rétribution par le gestionnaire de réseau local. Ils sont toutefois libres de vendre leur production d'électricité par d'autres canaux ; le droit d'accès au réseau ne fait l'objet d'aucune restriction en matière d'injection (cf. art. 13, al. 1, LApEl). De même, le montant de la rétribution pour l'injection dans le réseau dépend en premier lieu de l'accord conclu entre le gestionnaire de réseau de distribution et le producteur (art. 15, al. 1, LEne). Si un producteur vend sa production d'électricité à un tiers, l'obligation d'achat et de rétribution ne s'éteint pas définitivement. Conformément à l'article 10, alinéa 4, OEne, les producteurs peuvent à nouveau faire valoir cette obligation à la fin de chaque trimestre, à condition d'en informer le gestionnaire de réseau au moins un mois à l'avance. De l'avis du Secrétariat technique, cette disposition s'applique également dans le cas inverse, lorsqu'un producteur d'électricité souhaite sortir de l'obligation d'achat et de rétribution par le gestionnaire de réseau de distribution local et céder sa production d'électricité à un autre acheteur. Les accords conclus dans le cadre de l'article 15 LEne se caractérisent souvent par un comportement tacite des parties : l'exploitant de réseau publie ses barèmes de rétribution et le producteur les accepte sans que les détails ne soient expressément réglés (cf. question 1.2).

1.8 Existe-t-il une obligation de reprise et de rétribution pour un groupe électrogène diesel de secours ? Ajout du 16 juin 2026

Conformément à l'article 15, alinéa 1, LEne, les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre l'électricité et le gaz renouvelable qui leur sont offerts dans leur zone de desserte et, s'ils ne parviennent pas à s'entendre avec le producteur sur la rétribution, de les rémunérer à un prix harmonisé au niveau suisse. L'obligation de reprise et de rétribution de l'électricité ne s'applique que si celle-ci provient d'installations d'une puissance maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite d'une éventuelle consommation propre, ne dépassant pas 5'000 MWh (art. 15, al. 2, LEne). L'obligation de reprise et de rétribution de l'électricité ne s'applique pas non plus tant que les producteurs participent au système de rétribution de l'injection prévu à l'article 19 LEne (art. 15, al. 4, LEne).

Selon le libellé de l'article 15, alinéa 1, LEne, l'obligation de reprise et de rétribution s'applique certes à l'« électricité » et ne précise pas de quelle source d'énergie cette électricité doit provenir. Il s'agit toutefois d'une erreur rédactionnelle manifeste. Dans les versions antérieures de l'article 15, alinéa 1, LEne (dernière version du 1er octobre 2025), l'obligation de reprise et de rétribution se limitait à l'électricité issue d'énergies renouvelables et provenant d'installations de cogénération alimentées par des combustibles fossiles ou partiellement fossiles. Rien n'indique que le législateur ait eu l'intention d'étendre cette obligation d'achat et de rétribution à l'électricité issue de toutes les sources d'énergie. D'un point de vue systématique, cela ressort également du fait que l'article 15, alinéas 1bis et 1ter, LEne ainsi que l'article 12 de l'ordonnance sur l'énergie du 1er novembre 2017 (OEne ; RS 730.01) ne régissent que la rétribution de l'électricité issue d'énergies renouvelables et d'installations de cogénération. Le sens et l'objectif de l'obligation de reprise et de rétribution (mesure de promotion de l'électricité issue de certaines sources d'énergie) ne permettent pas non plus d'en déduire autre chose. En résumé, il convient donc de constater que l'obligation de reprise et de rétribution continue de s'appliquer uniquement à l'électricité issue d'énergies renouvelables et d'installations de cogénération.

Un groupe électrogène diesel de secours n'appartient à aucune des deux catégories d'électricité soumises à l'obligation de reprise et de rétribution. Le gestionnaire de réseau n'est donc pas tenu de reprendre ni de rémunérer l'électricité produite par le groupe électrogène de secours. L'exploitant du groupe électrogène de secours doit donc, le cas échéant, trouver un autre acheteur pour l'électricité injectée. Le point d'injection est alors attribué en fonction du groupe-bilan de l'acheteur. Cela est également possible même si le point de soutirage correspondant relève de l'approvisionnement de base et, partant, du groupe-bilan du gestionnaire de réseau.

1.9 Un regroupement dans le cadre de la consommation propre virtuel (RCPv) est considéré comme un consommateur final. La puissance totale de l'ensemble des installations individuelles est-elle alors également déterminante pour l'obligation de reprise et de rétribution de l'électricité injectée ? Ajout du 16 juin 2026

Dans le cadre d'un RCP(v), les consommateurs finaux doivent certes, après le regroupement, être traités collectivement comme un consommateur final unique pour ce qui a trait au soutirage d'électricité du réseau (art. 18, al. 1, LEne). Toutefois, ce regroupement ne s'applique pas à la production/injection et, partant, à la rétribution de l'électricité injectée ; on continue en effet de se baser sur les installations individuelles (cf. par exemple le libellé de l'art. 15, al. 1, OEne, qui fait référence à « de l'installation ou des installations » pour déterminer la puissance de production nécessaire). La définition de l'installation selon l'annexe 1.2, ch. 1, OEneR est en principe déterminante (voir également ci-dessus, questions 1.3 et surtout 1.5).

2 Consommation propre

2.1 Un gestionnaire de réseau peut-il, sur la base de l'art. 18, al. 5, OEne, communiquer des données personnelles de tiers sans leur accord ?

Ajout du 25 mars 2025, mise à jour du 30 septembre 2025

Conformément à l'article 18, alinéa 5, OEne, le gestionnaire de réseau doit communiquer au propriétaire foncier les *informations* nécessaires à la formation d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, en prenant en compte les lignes de raccordement, dans un délai de 15 jours ouvrés. Il est notamment question des informations du gestionnaire de réseau sur ses installations, telles que la topologie du réseau et la situation du raccordement au réseau, mais pas des données personnelles de tiers. Le gestionnaire de réseau n'a donc pas le droit de communiquer des données personnelles de tiers *sans leur accord*, même en ce qui concerne les consommateurs finaux éventuellement éligibles pour un RCP.

Le registre foncier est toutefois public. Le secrétariat technique de l'ElCom part du principe que, dans le cadre de la constitution d'un RCP, les conditions requises pour consulter le registre foncier conformément à l'article 970, alinéa 1, CC sont remplies. L'ElCom n'est toutefois pas compétente pour se prononcer à ce sujet. Selon l'article 970, alinéa 2, CC, toutefois, toute personne a accès à certaines informations du grand livre, notamment au nom du *propriétaire* d'un immeuble donné.

2.2 Dans le cas d'un RCP nouvellement créé dans un immeuble d'habitation, un système de mesure intelligent doit-il être installé pour chaque membre du RCP ?

Ajout du 25 mars 2025

Conformément à l'art. 8*a*^{sexies}, al. 9, OApEl, un RCP peut demander à être équipé d'un système de mesure intelligent, et ce, concernant tous les points de mesure du regroupement gérés par le gestionnaire de réseau.

Toutefois, si un RCP souhaite mettre en place des compteurs privés, nous estimons que le gestionnaire du réseau de distribution n'a pas le droit d'installer un de ses compteurs pour chaque participant au RCP. Le RCP doit être traité comme un consommateur final unique pour ce qui a trait au soutirage

d'électricité du réseau (art. 18, al. 1, LEne). Dans cette configuration, le gestionnaire du réseau de distribution doit installer un système de mesure intelligent pour chacun des consommateurs finaux de l'immeuble d'habitation qui ne participent pas au RCP et un autre au point de raccordement. Cela lui permet de procéder correctement à la facturation.

2.3 Dans un RCP (virtuel), une batterie doit être utilisée pour réduire la puissance (écrêtement des pics de charge ou *peak shaving*). L'énergie nécessaire peut-elle être achetée sur le marché libre ? Qu'en est-il si, en plus de la réduction de puissance, de l'énergie doit être vendue aux participants au RCP ? **Ajout du 25 mars 2025**

Conformément à l'art. 18, al. 1, LEne, les consommateurs finaux doivent, après leur regroupement, être traités comme un consommateur final unique pour ce qui a trait au soutirage d'électricité du réseau. Avec l'acte modificateur unique, un point de mesure physique unique et commun n'est plus exigé, de façon à permettre la constitution de RCP virtuels (voir art. 17, al 1, LEne en relation avec art. 18, al. 1, LEne et art. 14, al. 3, OEne). Le fait de traiter les points de mesure existants comme des points de mesure virtuels du RCP ne change rien aux conditions requises pour la formation et l'existence d'un RCP. Le RCP étant considéré comme un consommateur final unique, il n'est pas possible pour une installation de stockage participant à un RCP (virtuel) de soutirer l'électricité différemment du reste du RCP. Un consommateur final ne peut pas relever à la fois de l'approvisionnement de base et du marché libre. Les modalités d'utilisation du dispositif de stockage ne sont pas déterminantes pour cette question. L'approvisionnement énergétique des participants au RCP pose en outre le problème suivant : un RCP bénéficiant de l'approvisionnement de base aurait ainsi la possibilité illicite d'être approvisionné soit sur le marché libre, soit dans le cadre de l'approvisionnement de base, en fonction du prix de l'électricité le plus avantageux.

2.4 Une maison individuelle possède une installation photovoltaïque en consommation propre (un point de mesure et pas de système de mesure de la production). Le prélèvement sur le réseau de cette maison est soumis à la rémunération pour l'utilisation du réseau, les besoins propres de l'installation photovoltaïque n'étant pas mesurés séparément et étant également facturés via la mesure principale. Existe-t-il des dispositions légales précisant si cela doit être indiqué séparément ? **Ajout du 25 mars 2025**

Pour calculer quels besoins propres de l'installation photovoltaïque ont été couverts via un prélèvement sur le réseau, il faudrait équiper l'installation d'un système de mesure. La législation prévoit une telle obligation dans certaines conditions (voir question 32 de la communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 »). S'il n'existe aucune obligation de ce genre et qu'un exploitant d'installation souhaite être exonéré de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour ce qui est des besoins propres de son installation photovoltaïque, il doit installer à ses frais un système de mesure de la production.

2.5 L'imbrication de plusieurs RCP (virtuels) est-elle autorisée ? Faut-il installer des compteurs du GRD supplémentaires lorsque plusieurs RCP initiaux fusionnent pour former un RCP virtuel ? **Ajout du 25 mars 2025, mises à jour du 20 mai 2025**

Le Secrétariat technique estime qu'une imbrication de plusieurs RCP (par ex. : deux RCP se trouvent dans un RCP virtuel) n'est pas autorisée. De telles imbrications ne sont pas possibles juridiquement, car un RCP doit être traité comme un seul consommateur final vis-à-vis du gestionnaire de réseau (art. 18, al. 1, LEne). Au sein d'un RCP (virtuel), il ne peut y avoir d'autres RCP qui devraient également être traités comme des consommateurs finaux vis-à-vis du gestionnaire de réseau. Ainsi, le gestionnaire de réseau doit facturer la consommation d'électricité prélevée sur le réseau (uniquement) au (seul) RCP (virtuel) plus grand et non (également) aux consommateurs finaux initialement individuels (c'est-à-dire en particulier aux RCP initiaux). Si les propriétaires fonciers respectifs des RCP initiaux décident de se regrouper pour former un RCP (virtuel) plus important, ils peuvent le faire. Les RCP initiaux ne pourraient pas continuer d'exister au sein du nouveau RCP (virtuel) et n'existent plus après

la création du nouveau RCP virtuel. Dans les relations externes, il n'y aurait alors à nouveau qu'une seule entité (à savoir le RCP élargi) au sens de la loi sur l'énergie (art. 18, al. 1, LEne). Il serait toutefois envisageable que certains accords de droit privé du RCP originel continuent d'exister, pour autant qu'ils respectent le cadre fixé par la LEne et la LApEl.

Le fait que les RCP initiaux n'existent plus après la création d'un nouveau RCP (virtuel) et ne puissent pas continuer à exister au sein du nouveau RCP virtuel ne signifie toutefois pas que, par exemple en cas de participation d'immeubles collectifs au nouveau RCP virtuel, tous les appartements doivent être équipés de compteurs du gestionnaire de réseau (GRD). Le calcul de la consommation d'électricité du (nouveau) RCP virtuel prélevée sur le réseau devrait également être possible avec les compteurs principaux du GRD existants des RCP (immeubles collectifs) d'origine. Étant donné que l'intention du législateur en ce qui concerne les RCP virtuel était de « simplifier » la mise en œuvre de la consommation propre en coopération (FF 2021 1666, p. 59), les propriétaires fonciers RCP virtuel peuvent décider eux-mêmes du nombre de points de mesure que leur RCP virtuel doit comporter et auxquels le gestionnaire de réseau doit effectuer la mesure conformément aux prescriptions légales (cf. rapport explicatif concernant la révision de l'OApEl du 20 novembre 2024, p. 22). Les compteurs privés existants ne doivent donc pas être remplacés par des compteurs du GRD, sauf si les propriétaires fonciers en font la demande. Il en va de même pour les nouveaux lotissements, où un RCP virtuel est créé directement dans le cadre du nouveau raccordement.

2.6 Combien de fois un gestionnaire de réseau peut-il facturer le prix de base de l'utilisation du réseau (taxe de base) à un Regroupement dans le cadre de la consommation propre virtuel (RCPv) de dix participants ?

Ajout du 25 mars 2025

Selon l'art. 14, al. 2, LApEl, la rémunération pour l'utilisation du réseau doit être versée par les consommateurs finaux par point de prélèvement. Selon l'art. 2, al. 1, let. c, OApEl, un point d'injection ou de soutirage est le point du réseau où un appareil de mesure saisit et mesure le flux d'énergie injecté ou soutiré (point de mesure). Il en résulte que le prix de base peut en principe être facturé pour chaque point de mesure. Selon l'ancien droit, un RCP devait toujours avoir un point de mesure physique unique comme interface avec le gestionnaire de réseau. Conformément au nouveau droit actuellement en vigueur, l'interface avec le réseau peut également être un point de mesure virtuel, dans le cadre duquel les appareils de mesure déjà installés chez les consommateurs finaux anciennement autonomes sont utilisés non seulement pour la mesure interne au RCP, mais aussi pour la détermination du soutirage d'électricité du réseau par le RCP. Une telle mesure ne change rien au RCP d'un point de vue conceptuel : il reste une unité dans les relations extérieures, c'est-à-dire un consommateur final unique, le reste se déroulant « en coulisses » (voir message du 18 juin 2021 concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, p. 68). Ainsi, selon la volonté du législateur, avec la création d'un RCP virtuel, les différents points de mesure ne devraient pas être considérés comme des points de mesure indépendants en ce qui concerne le soutirage d'électricité du réseau : un seul point de mesure est déterminant, à savoir le point de mesure virtuel. Un RCP virtuel doit être traité de la même manière qu'un RCP non virtuel pour ce qui est de la rémunération pour l'utilisation du réseau (et donc le prix de base). Par conséquent, le prix de base ne peut être facturé qu'une fois pour le RCP virtuel (dans son ensemble).

2.7 Quels coûts de mesure un gestionnaire de réseau peut-il facturer à un RCP virtuel de dix participants en 2025 ? Ajout du 25 mars 2025

Conformément à l'art. 13*a*^{bis}, let. a, OApEl, les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure sont considérés comme imputables. Les coûts imputables peuvent être couverts par la rémunération pour l'utilisation du réseau. Celle-ci doit être versée par les consommateurs finaux (art. 14, al. 2, LApEl). Ainsi, les consommateurs finaux, et donc aussi un RCP (virtuel), paient indirectement les coûts de mesure via la rémunération pour l'utilisation du réseau. En 2025, ni les différents participants au RCP ni le RCP lui-même ne pourront se voir facturer séparément une rémunération pour l'utilisation des compteurs.

2.8 Un modèle de pratique virtuel (selon la communication Modèle de pratique concernant la consommation propre [« *Praxismodell* »]) est-il autorisé, de manière analogue au RCP virtuel ? Ajout du 25 mars 2025

Conformément à l'article 16, alinéa 1, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne ; RS 730), tout exploitant d'installation peut consommer, sur le lieu de production, tout ou partie de l'énergie qu'il a lui-même produite. Il peut aussi vendre tout ou partie de cette énergie pour qu'elle soit consommée sur le lieu de production. Le Conseil fédéral édicte les dispositions visant à définir et à délimiter le lieu de production et peut désormais autoriser l'usage de lignes de raccordement. À l'article 14 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEne ; RS 730.01), il a défini le lieu de production : celui-ci comprend la propriété sur laquelle se situe l'installation de production ainsi que d'autres propriétés, pour autant que l'électricité produite sur place puisse être consommée sur celles-ci sans utilisation du réseau de distribution. Au niveau de tension inférieur à 1 kV, la ligne de raccordement et l'infrastructure électrique locale au point de raccordement correspondant peuvent être utilisées pour la consommation propre.

Étant donné que les dispositions relatives au lieu de production concernent la consommation propre en général et ne sont pas limitées au RCP, les lignes de raccordement et l'infrastructure électrique locale peuvent également être utilisées au point de raccordement au réseau, au niveau de tension inférieur à 1 kV, dans le cadre d'un modèle de pratique.

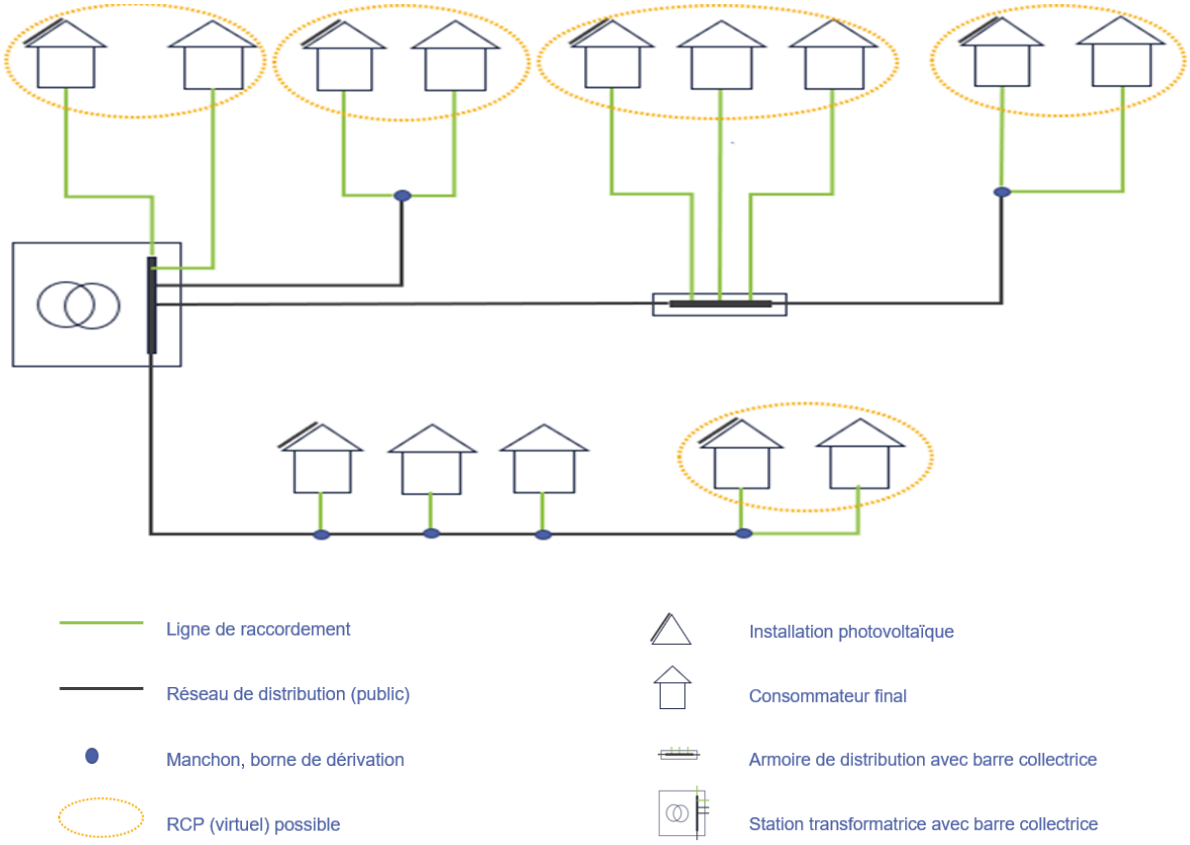
2.9 Quelles sont les possibilités de créer des RCP virtuels ou d'appliquer le modèle pratique (lieu de production) en utilisant les lignes de raccordement et le point de raccordement au réseau ? Ajout du 20 mai 2025, mise à jour du 10 février 2026

L'article 14, alinéa 3, OEne prévoit, pour le lieu de production, que la ligne de raccordement et l'infrastructure électrique locale au point de raccordement peuvent être utilisées pour la consommation propre lorsque la tension est inférieure à 1 kV. Selon le rapport explicatif sur l'OEne du 20 novembre 2024, l'utilisation relative au point de raccordement au réseau comprend à la fois le point de raccordement au réseau en tant que tel (borne de sortie de la distribution basse tension dans la station transformatrice ou bornes de sortie dans l'armoire de distribution) et l'infrastructure électrique locale au point de raccordement, comme par exemple les barres collectrices et les dispositifs de sécurité dans une armoire de distribution ou la distribution à basse tension dans la station transformatrice. Si le point de raccordement au réseau est une borne de dérivation sur une ligne aérienne ou câbles, l'utilisation conjointe des lignes de raccordement n'est normalement pas possible. Ce dernier point peut être précisé en indiquant que, dans le cas d'une borne de dérivation (manchon), la formation d'un RCP virtuel n'est possible que si plusieurs lignes de raccordement en dérivent. Ces explications relatives au lieu de production s'appliquent également au modèle de pratique (voir à ce sujet la communication modèle de pratique pour la consommation propre [« *Praxismodell* »], ch. 3).

L'évaluation de la possibilité d'une autoconsommation doit être effectuée en se basant sur l'état de fonctionnement normal des installations de réseau. Si, par exemple, une barre omnibus est équipée d'une séparation longitudinale permettant en principe de séparer les clients concernés les uns des autres, cela ne fait pas obstacle à l'autoconsommation. La condition préalable est que les installations concernées soient localement délimitées (par exemple dans le même local du transformateur), de sorte que l'on puisse encore parler d'une « infrastructure électrique locale » au point de raccordement au réseau. On peut en outre retenir que la délimitation du lieu de production ne dépend pas des rapports de propriété en droit réel.

Le graphique suivant illustre différentes possibilités de formation de RCP virtuels[2] :

[2] Il s'agit d'un schéma simplifié qui se concentre sur la représentation du lieu de production en utilisant les lignes de raccordement et l'infrastructure électrique locale au point de raccordement au réseau. Ainsi, la représentation des immeubles collectifs ou des différentes configurations de mesure n'est pas prise en compte. En outre, il n'est pas exclu qu'il puisse exister d'autres configurations admissibles de RCP virtuels.



2.10 Comment les compétences de l'ElCom et des tribunaux civils sont-elles délimitées en cas de litige dans le domaine de la consommation propre ? Ajout du 17 juin 2025

Conformément à l'article 62, alinéa 3, LEne, l'ElCom tranche en cas de litige lié à la consommation propre, y compris concernant les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP), pour autant que le litige ne relève pas de la compétence de la juridiction civile. Selon l'article 62, alinéa 4, LEne, les tribunaux civils sont compétents en cas de litige entre les propriétaires fonciers (let. a) ainsi qu'en cas de litige entre les propriétaires fonciers et les locataires ou entre les propriétaires fonciers et les fermiers (let. b).

À titre indicatif, on peut en déduire que l'ElCom est principalement compétente dans les « relations externes », c'est-à-dire vis-à-vis du gestionnaire de réseau, soit concernant la relation entre le gestionnaire de réseau et le consommateur propre ou le RCP. L'ElCom est donc notamment compétente pour les litiges concernant la fourniture d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base, la rémunération pour l'utilisation du réseau, les mesures réalisées aux points de mesure et la question de l'admissibilité de la consommation propre. En revanche, l'évaluation des litiges dans les « relations internes », c'est-à-dire entre les différents participants sur le lieu de production, relève des tribunaux civils. C'est le cas, par exemple, pour l'imputation des coûts de l'électricité produite sur le lieu de production. Pour ce qui est des contrats de bail à loyer ou à ferme, les autorités de conciliation compétentes en la matière peuvent être saisies, notamment lorsqu'il s'agit de faire appliquer les dispositions de protection des locataires visées aux articles 16 ss OEne.

En outre, l'ElCom n'est pas compétente concernant les prestations qui ne font pas partie des tâches légales des gestionnaires de réseau et qui sont fournies dans le cadre de la concurrence et du marché libre. Il s'agit notamment des prestations liées au traitement des processus internes au RCP en matière de mesure, de mise à disposition des données et de facturation. Même si le gestionnaire de réseau local intervient en tant que prestataire, l'ElCom n'est pas compétente en cas de litige, sauf s'il

est question des dispositions relatives à la séparation des activités. En outre, la fourniture d'électricité sur le marché libre relève dudit marché.

Le fait qu'un RCP soit virtuel ou non ne joue aucun rôle dans la délimitation des compétences entre les autorités. Par ailleurs, ce qui précède peut également s'appliquer aux modèles de pratique concernant la consommation propre et aux communautés électriques locales, même si ceux-ci ne sont pas explicitement mentionnés à l'article 62, alinéa 3 et 4, LEne.

2.11 Lors d'un regroupement de plusieurs RCP dans un nouveau RCP(v) plus grand, les RCP préexistants doivent-il préalablement être dissous ou peuvent-ils l'être après la formation du nouveau RCP(v) ; la question est en lien avec l'accord des locataires/fermiers consommateurs finaux ? Ajout du 30 septembre 2025

L'ElCom n'est pas compétente pour les relations entre le propriétaire foncier et le locataire (relations internes), mais uniquement pour celles entre le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) et le RCP (art. 62, al. 3 et 4, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie [LEne ; RS 730.0]). Nous partons toutefois du principe que les propriétaires fonciers des immeubles déjà constitués en RCP qui entendent se regrouper dans un nouveau RCP(v) plus grand doivent également obtenir l'accord de leurs locataires concernant la formation du futur RCP(v), en particulier si cela entraîne des modifications importantes des conditions initialement acceptées par les locataires. Néanmoins, nous partons de l'idée que, sauf accord contraire des parties, les anciens consommateurs finaux membres des RCP préexistants ne reviennent pas à l'approvisionnement de base entre le moment de la dissolution des anciens RCP préexistants et la formation du futur RCP(v). En d'autres termes, en général et sauf accord contraire des parties, le RCP(v) succèdera immédiatement et sans lacune aux anciens RCP préexistants, mais les propriétaires, locataires et fermiers qui seraient considérés comme consommateurs finaux sans la création du nouvel RCP(v) doivent consentir à leur participation.

2.12 Les personnes ayant acquises des parts de propriété par étage (PPE) dans l'ancien RCP mais après la formation de celui-ci doivent ou non donner leur accord lors de la création d'un nouvel RCP(v) plus étendu issu du regroupement de deux anciens RCP ? Ajout du 30 septembre 2025

De nouveaux propriétaires se sont substitués aux anciens détenteurs de PPE entre le moment de la formation des anciens RCP et celle du nouvel RCP(v). Dans ce cas, nous partons de l'idée qu'un propriétaire par étages qui vend ses parts d'un immeuble quitte le RCP au moment de la vente. Les détails sont à régler contractuellement. Si l'acquéreur de l'immeuble souhaite prendre part au RCP(v), il entreprendra les démarches au moment de l'acquisition de la PPE.

2.13 La formation d'un RCP virtuel est-elle également autorisée lorsque l'infrastructure électrique locale au point de raccordement prévue pour la co-utilisation est exploitée par un autre gestionnaire de réseau que les lignes de raccordement correspondantes ? Ajout du 30 septembre 2025

Si les conditions pour la formation d'un RCP (*lieu de production* selon art. 14 OEne, *puissance de production considérable* selon art. 17, al. 1, LEne en lien avec l'art. 15, al. 1, OEne et *consommation propre commune* selon art. 17, al. 1, et 2, LEne) sont remplies, celui-ci doit être mis en œuvre par le gestionnaire de réseau. Des conditions supplémentaires, comme p. ex. que lors de l'utilisation au point de raccordement de la ligne de raccordement et de l'infrastructure électrique locale celles-ci doivent nécessairement être exploitées par le même gestionnaire de réseau, ne sont prévues ni dans la loi sur l'énergie ni dans l'ordonnance correspondante. Les documents de la branche de l'AES sont appliqués par l'ElCom si la solution qui y est proposée se révèle appropriée et est compatible avec la législation sur l'approvisionnement en électricité (cf. communication de l'ElCom du 1er février 2010 sur la nature juridique des directives et documents de la branche). Selon le paragraphe 3.2 (7) du manuel « Réglementation de la consommation propre » (MRCP-CH 2025) de l'AES, toutes les installations utilisées pour la consommation propre doivent être exploitées par le même gestionnaire de réseau.

Selon le Secrétariat technique de l'ElCom, il n'y a pas de base légale pour cette exigence. C'est pourquoi il considère que ce paragraphe n'est pas compatible avec la législation sur l'énergie.

2.14 En cas de demandes concernant la création d'un RCP, un gestionnaire de réseau peut-il présenter les avantages de son modèle de pratique et proposer sa mise en œuvre ? Ajout du 30 septembre 2025

Non. Selon l'article 10, alinéa 2, LApEl, 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 entreprises d'approvisionnement en électricité. Selon l'article 29, alinéa 1, lettre c, LApEl, la violation de cette disposition constitue une infraction et l'OFEN est compétent pour engager des poursuites à l'encontre de son auteur (art. 29, al. 3, LApEl). L'information sur la personne intéressée par l'installation d'un RCP est une information que l'entreprise d'approvisionnement en électricité obtient en tant qu'exploitant du réseau, qui est sensible sur le plan économique et qui ne peut donc pas être utilisée pour proposer d'autres prestations de services, notamment celles en lien avec le modèle de pratique (« *Praxismodell* »).

2.15 Le gestionnaire de réseau de distribution est-il autorisé à exiger du propriétaire foncier qu'il lui fournisse la dénomination du point de mesure des futurs participants au RCP ? Ajout du 30 septembre 2025

L'article 18, alinéa 1, lettre a, OEne dispose que le propriétaire foncier doit communiquer l'identité des locataires et des preneurs à bail, qui participent au RCP et qui ne seront plus considérés comme des consommateurs finaux après la formation du regroupement. Il ne ressort ni de l'ordonnance ni du rapport explicatif que la dénomination du point de mesure doit être fournie. Le nom et l'adresse sont donc suffisants étant donné également que le GRD dispose lui-même de la dénomination du point de mesure.

En principe, le GRD ne peut pas refuser la création d'un RCP uniquement parce que la dénomination du point de mesure des participants concernés ne lui a pas été communiquée. Cependant, il peut exiger la dénomination du point de mesure lorsqu'un point de mesure ne peut pas être attribué clairement au consommateur final/futur participant sur la base des informations personnelles (nom et adresse), p. ex. lorsque deux consommateurs finaux du même nom habitent à une même adresse, l'un participant au RCP, mais pas l'autre.

2.16 Les coûts de mesure d'un RCP(v) doivent-ils être facturés aux différents participants ou au RCP(v) ? Ajout du 30 septembre 2025, mise à jour du 16 juin 2026

Avec la révision de l'ordonnance sur l'énergie (OEne) sur la base de l'acte modificateur unique, les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) ne doivent plus, comme auparavant, disposer d'un seul point de mesure physique, mais sont désormais autorisés à avoir plusieurs points de mesure (art. 17, al. 1, LEne). Le Conseil fédéral prévoit donc que le gestionnaire de réseau est désormais tenu d'autoriser ce qu'on appelle un « RCP virtuel ». Cela signifie que les systèmes de mesure intelligents du gestionnaire de réseau peuvent continuer à être utilisés lors de la création d'un RCP. D'une part, ils servent de point de mesure virtuel du RCP pour le gestionnaire de réseau. D'autre part, le gestionnaire de réseau met à la disposition du RCP les différentes données de mesure pour la facturation interne du RCP (art. 8, al. 4 et 8*a*^{sexies}, OApEl ; rapport explicatif du 20 novembre 2024 relatif à la modification de l'ordonnance sur l'énergie, p. 3).

Pour la facturation des coûts des mesures par le gestionnaire de réseau au RCP(v), ce qui suit s'appliquait encore pour l'année 2025 :

Les coûts de mesure étaient encore considérés comme des coûts du réseau imputables (art. 13*a*^{bis}, let. a, OApEl). La rémunération pour l'utilisation du réseau devait être versée par les consommateurs finaux (art. 14, al. 2, LApEl). En 2025, un RCP(v) payait donc les coûts de mesure encore de façon

indirecte, à savoir via la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le gestionnaire de réseau facture la rémunération pour l'utilisation du réseau au RCP (en tant que consommateur final, cf. art. 18, al. 1, LEne), mais pas aux participants. La facturation des coûts à l'interne d'un regroupement est réglée par les articles 16*a* et 16*b*, OEne.

Pour savoir quels coûts de mesure un gestionnaire de réseau pouvait facturer en 2025 à un RCP(v) avec plusieurs participants, nous vous renvoyons à la question 2.7 ci-dessus.

Pour la facturation des coûts de mesure par le gestionnaire de réseau au RCP(v), ce qui suit s'appliquera à partir de 2026 :

Selon l'article 17*a*, alinéa 3, LApEl, qui est entré en vigueur le 1.1.2026 (RO 2024 679), les gestionnaires de réseau percevront la rémunération au titre de la mesure *par point de mesure*. La rémunération du mesurage perçue devra être conforme au principe de causalité et ne devra pas dépasser les coûts de mesure imputables (art. 17*a*, al. 2 et 3 LApEl ; version du 1.1.2026, RO 2024 679). Selon le rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl, p. 3, les *points de mesure virtuels* constituent un cas spécial : « Les points de mesure virtuels constituent un cas spécial, puisque la position correspondant à l'appareil de mesure n'est pas mentionnée sur la facture. Certains coûts subsistent néanmoins, les coûts uniques pour la programmation et les coûts pour les licences du logiciel, et devraient en principe être répercutés conformément au principe de causalité. En règle générale, le montant de ces coûts reste limité et les tarifs devraient donc être nettement inférieurs à ceux d'un point de mesure habituel. La branche est libre de décider si ces coûts sont facturés conformément au principe de causalité, au moyen des tarifs correspondants, ou si l'on renonce à les facturer, à des fins d'efficacité, lorsque le montant est minime. ». Par ailleurs, les gestionnaires de réseau devront mettre gratuitement à la disposition du RCP(v), pour les besoins de la facturation, les données des courbes de charge nécessaires tirées de la mesure de la production et celles tirées de la mesure de la consommation des différents participants (art. 18, al. 7, OEne).

Selon le rapport explicatif du 20 novembre 2024 relatif à la modification de l'ordonnance sur l'énergie, p. 17, le gestionnaire de réseau facture les coûts de mesure au regroupement dans son ensemble, et non pas individuellement à chaque participant au RCP. Ainsi, le gestionnaire de réseau peut facturer 10 fois la rémunération du mesurage à un RCP(v) avec 10 points de mesure. Le gestionnaire de réseau est libre de décider s'il facture en plus une rémunération réduite pour le point de mesure virtuel ou s'il renonce à le facturer, à des fins d'efficacité, lorsque le montant est minime.

2.17 Un client industriel exploite un site de production dans la commune A, située dans la zone d'approvisionnement du gestionnaire de réseau de distribution A, et une installation de production d'énergie dans la commune B, située dans la zone d'approvisionnement du gestionnaire de réseau de distribution B. Le client industriel est-il autorisé à utiliser l'électricité produite dans la commune B pour alimenter le site de production situé dans la commune A ? Ajout du 2 décembre 2025

Les exploitants d'installations de production d'énergie (IPE) sont autorisés à vendre l'électricité qu'ils produisent à n'importe quel tiers, pour autant que cette électricité ne doive pas être affectée à un groupe-bilan particulier en vertu de la loi (p. ex. GB-ER pour l'électricité provenant d'installations RPC). Dans la pratique, il arrive que de grands consommateurs finaux couvrent leur consommation d'électricité (ou une partie de celle-ci) au moyen de contrats d'achat d'électricité (PPA) conclus directement avec les producteurs. Ces PPA supposent que le consommateur final se trouve sur le marché pour ses besoins en électricité.

La particularité du cas présent réside dans le fait que le producteur et le consommateur final sont la même personne morale et se trouvent en outre dans des communes et des zones de desserte différentes. La consommation propre intercommunale et interrégionale n'est possible ni sous la forme d'une communauté d'autoconsommation (par exemple selon le modèle pratique, « *Praxismodell* »), ni sous la forme d'un RCP(v) ou d'une CEL (cf. LApEl, section 2c : communautés électrique locale, version du 1.1.2026, RO 2024 679). Pour une communauté d'autoconsommation et un RCP(v), il

manque la consommation finale sur le lieu de production (art. 16 LEne en relation avec l'art. 14 OEne) et une CEL n'est autorisée que sur le même territoire communal au maximum (cf. art. 17*d*, al. 3, deuxième phrase LApEl, version du 1.1.2026, RO 2024 679). Si un grand consommateur sur le marché libre souhaite donc, sur le site de la commune A, se procurer de l'électricité provenant de son IPE sur le site de la commune B, il peut le faire du point de vue du droit de l'approvisionnement en électricité et du droit de l'énergie (la question de savoir comment cela devrait être concrètement mis en œuvre sur le plan contractuel ne relève pas de la compétence de l'ElCom, d'autant plus que le client industriel, en tant que producteur, devrait conclure un contrat avec lui-même en tant que consommateur final). Toutefois, comme il ne s'agirait pas dans ce cas d'une consommation propre, le soutirage de cette électricité du réseau de distribution serait soumis à la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 14 LApEl) et à tous les suppléments (supplément réseau selon l'art. 35 LEne, réserve d'énergie selon l'art. 8*b* LApEl, renforcement du réseau et des raccordements selon l'art. 15*b* LApEl et mesures de soutien selon l'art. 14bis LApEl) seraient dus.

2.18 L'électricité provenant de batteries peut-elle être transmise et vendue aux participants au sein d'un RCPv ou d'une CEL ? Si oui, dans quelles conditions ?

Ajout du 2 décembre 2025

La participation des installations de stockage est en principe possible tant pour les RCP (art. 18, al. 2, let. c, LEne en relation avec l'art. 17 OEne) que pour les CEL (art. 17*d*, al. 1, LApEl, version du 1.1.2026, RO 2024 679). Toutefois, pour les relations internes, comme le prix de l'électricité fournie en interne (provenant d'installations de production ou d'installations de stockage), ce sont les tribunaux civils et non l'ElCom qui sont compétents, tant pour les RCP que pour les CEL (cf. pour les RCP art. 62, al. 4, LEne et pour les CEL, explications de l'OFEN, p. 10).

Les RCP sont considérés comme un seul consommateur final en ce qui concerne le soutirage du réseau (art. 18, al. 1, LEne). En ce qui concerne l'utilisation d'installations de stockage au sein d'un RCP, le droit de l'énergie ne prévoit aucune restriction quant à la fourniture d'électricité à partir d'une installation de stockage aux différents participants. Les conditions (telles que le prix) doivent être réglées contractuellement dans le cadre des relations internes.

Toutefois, l'utilisation d'installations de stockage dans les CEL est soumise à une restriction concernant la fourniture d'électricité à partir d'une installation de stockage. Conformément à l'article 19*h*, alinéa 4, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139), les installations de stockage ne peuvent pas, par période de facturation, vendre au total plus d'électricité au sein de la communauté qu'ils n'en achètent à celle-ci (cf. également question 2.3). Pour la quantité qui, lors du réinjection dans la communauté, dépasse la quantité achetée à la communauté, le droit à la réduction sur le tarif d'utilisation du réseau est supprimé.

2.19 L'ElCom est-elle compétente pour se prononcer sur le prix de l'énergie facturé par le bailleur à titre d'autoconsommation dans le cadre du modèle de pratique ?

Ajout du 2 décembre 2025

D'une manière générale, deux variantes sont possibles pour créer un régime de consommation propre : avec regroupement en vue de la consommation propre (RCP ; art. 17 ss de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie [LEne ; RS 730.0]) ou sans (art. 16, LEne, p. ex. selon le modèle de pratique, cf. également ST ElCom, Communication du 13.07.2020, compléments du 04.09.2020 et du 06.05.2025 portant sur le modèle de pratique concernant la consommation propre (« *Praxismodell* »).

Dans le cadre du modèle de pratique, l'exploitant d'installation vend de l'électricité au consommateur final sur le lieu de production (art. 16, al. 1, LEne). Une telle vente est toujours basée sur un contrat de vente, nécessitant (également) l'accord de l'acheteur. Les parties contractantes déterminent librement le prix de l'électricité fournie, ce qui signifie que le prix peut être supérieur ou inférieur au tarif de l'électricité fixé par le gestionnaire de réseau (cf. Communication modèle de pratique, ch. 2.1, p. 2).

Ce régime d'autoconsommation repose dès lors sur le libre marché, lequel relève de la compétence des tribunaux civils et non de l'ElCom (cf. aussi question 2.10).

2.20 Un consommateur final disposant d'un raccordement électrique de chantier peut-il participer à un RCPv ? Ajout du 10 février 2026

Oui, cela est permis si les conditions générales (rapport entre la production et la puissance raccordée, lieu de production, contrat de location ou de bail avec le propriétaire foncier ou avec différents propriétaires fonciers, etc. ; art. 17, al. 1, LEne et art. 14 et suivants OEne) pour un RCPv sont remplies et si les délais prévus à l'article 18, alinéa 1, OEne sont respectés. Au regard du critère des tarifs basés sur le principe de causalité (art. 14, al. 3, let. a, LApEl), la question se pose dans ce cas de savoir si les tarifs d'électricité de chantier devraient éventuellement être modifiés (par exemple avec un prix de base plus élevé) afin de continuer à refléter de manière adéquate les coûts supportés par le réseau pour le raccordement électrique de chantier. Les coûts liés au compteur intelligent requis sont couverts par un tarif de mesure basé sur le principe de causalité (qui pourrait tout à fait être supérieur au tarif normal si des frais particuliers liés à la communication de données, etc., sont engagés).

2.21 Le droit à l'autoconsommation est-il exclu en cas de recours à une rétribution unique élevée ? Ajout du 10 février 2026

Si l'exploitant d'une installation photovoltaïque a bénéficié d'une « rétribution unique élevée » (RUE), il est tenu d'injecter la totalité de l'électricité produite dans le réseau électrique pendant au moins 20 ans à compter de la mise en service de l'installation (art. 25, al. 3, LEne en lien avec l'art. 33, al. 3, OEneR). En d'autres termes, aucune autoconsommation ne peut avoir lieu sur le lieu de production pendant cette période. Si une installation bénéficiant de la RUE est intégrée à un RCP avant l'expiration de ce délai, la rétribution unique doit être remboursée proportionnellement à l'organe d'exécution visée à l'article 64 LEne (Pronovo AG) (art. 34, al. 2, OEneR). La RUE ne fait toutefois pas obstacle à la participation à une CEL, car les quantités d'électricité cédées dans le cadre d'une CEL ne sont pas considérées comme de l'autoconsommation.

2.22 L'obligation de reprise et de rétribution incombant au gestionnaire de réseau en vertu de l'article 15 LEne s'applique-t-elle à l'égard du RCP (virtuel) et non à l'égard du producteur, lorsque l'installation concernée fait partie d'un RCP(v) ? Ajout du 16 juin 2026

Non. Sauf convention contraire, l'obligation de reprise et de rétribution qui incombe au gestionnaire de réseau à l'égard du producteur (individuel) s'applique également lorsque l'installation fait partie d'un RCP(v). Dans le cas d'un RCP(v), il est vrai qu'après le regroupement, les consommateurs finaux doivent être traités collectivement comme un consommateur final unique pour ce qui a trait au soutirage d'électricité du réseau (art. 18, al. 1, de la loi sur l'énergie du 30 septembre 2016 [EnG ; RS 730]). Toutefois, ce regroupement ne s'applique pas à la production/injection ; on continue en effet de se référer aux installations individuelles (cf. par exemple le libellé de l'article 15, alinéa 1, de l'ordonnance sur l'énergie du 1er novembre 2017 [OEne ; RS 730.01], qui mentionne « de l'installation ou des installations » pour déterminer la puissance de production nécessaire). Par conséquent, la détermination de la rétribution pour l'injection dans le réseau doit également se fonder sur les installations individuelles. La définition de l'installation selon l'annexe 1.2, chiffre 1, de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR ; RS 730.03) est en principe déterminante. Selon le chiffre 4.3 (2) du manuel « Réglementation de la consommation propre » (MRCP-CH 2025) de l'AES, l'obligation de reprise et de rétribution du gestionnaire de réseau de distribution s'applique vis-à-vis du regroupement, dans la mesure où les conditions prévues par l'article 15 LEne sont remplies. La rétribution de l'énergie refoulée est versée au regroupement. Comme mentionné ci-dessus, une rémunération versée au RCP(v) n'est pas exclue. Celle-ci devrait toutefois faire l'objet d'un accord explicite. Conformément à la loi sur l'énergie, l'obligation de reprise et de rétribution s'applique en principe à l'égard des producteurs (individuels) et non, comme le prévoit le paragraphe 4.3 (2) du MRCP-CH 2025, à l'égard du regroupement. Voir également, à ce sujet, les réponses aux questions 1.3 et 1.5.

2.23 La responsabilité du gestionnaire de réseau de distribution en matière de comptage dans le cadre du RCP(v) se limite-t-elle au point de raccordement au réseau ? Ajout du 16 juin 2026

Tout dépend si les propriétaires fonciers optent pour la mise en place d'un RCP(v) avec des compteurs privés ou pour un RCP(v) avec des compteurs du gestionnaire de réseau pour chaque participant. Conformément à l'article 17*a*[bis], alinéa 3, LApEl, les gestionnaires de réseau doivent équiper *les participants d'un RCP(v)* d'un système de mesure intelligent *à leur demande*. Le gestionnaire de réseau doit ensuite mettre gratuitement les données de mesure correspondantes à la disposition du RCP(v), conformément à l'article 18, alinéa 7, OEne. Si les propriétaires fonciers optent donc pour la mise en place d'un RCP(v) avec des compteurs du gestionnaire de réseau, ce dernier reste responsable de la mesure (séparée) de la consommation des participants au RCP(v). Les propriétaires fonciers peuvent également opter pour un RCP(v) avec des compteurs du GRD même si la mise en place d'un RCP(v) avec des compteurs privés serait également possible sans câblage supplémentaire.

En ce qui concerne le soutirage d'électricité du réseau, les consommateurs finaux doivent toutefois être traités, après le regroupement, comme un consommateur final unique, malgré la pluralité de points de mesure. Le gestionnaire de réseau facture donc le soutirage d'électricité du réseau et la rémunération pour l'utilisation du réseau correspondante au regroupement, même dans le cas d'un RCP(v), et non aux consommateurs finaux individuels (voir la question/réponse 2.16 concernant le montant de la rémunération du mesurage).

2.24 J'ai constitué un RCP avec 16 autres parties. Nous avons par la suite été classés dans une catégorie de clients soumise à un tarif de puissance et devons donc payer une rémunération pour l'utilisation du réseau plus élevée. Est-ce légal ? Ajout du 16 juin 2026

Avec un tarif de puissance, le prix pour *l'utilisation du réseau* n'est pas calculé sur la base des kilowattheures (kWh) consommés au cours d'une période donnée, mais sur la base de la puissance maximale consommée à un moment donné (puissance de pointe), mesurée en kilowatts (kW). Alors que la consommation indique la quantité totale d'énergie utilisée, le pic de puissance décrit l'intensité avec laquelle l'énergie a été sollicitée à un moment donné. Lors d'un regroupement de plusieurs parties, des pics de puissance plus élevés peuvent tout à fait se produire, par exemple parce que tout le monde cuisine à la même heure. De nombreux tarifs dits « à puissance » ne sont pas des tarifs « purs » à puissance, mais comprennent à la fois une composante de puissance (fr./kW) et une composante de travail ou de quantité (cts./kWh). Pour les consommateurs finaux appartenant au groupe de clients de base (consommateurs finaux dans des biens-fonds utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh), la composante de puissance dans le tarif standard ne doit pas dépasser, selon le modèle, 30 ou 50 pour cent ; par ailleurs, en cas de choix d'un tarif dynamique, il convient de prévoir un tarif optionnel assorti d'un plafond correspondant (art. 18*a*, al. 2, let. a–c, et art. 18, al. 6, OApEl).

Un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) est considéré, pour ce qui a trait au soutirage d'électricité du réseau, comme un consommateur final unique (art. 18, al. 1, LEne). Par conséquent, les 16 parties au RCP sont considérées comme un « nouveau » consommateur final unique, et celui-ci peut, en raison de sa consommation, relever d'un tarif de puissance – même en dehors du groupe de clients de base –, de sorte que, le cas échéant, les plafonds mentionnés ne s'appliquent pas. Il en résulte qu'un RCP peut également entraîner des rémumérations pour l'utilisation du réseau plus élevées pour le soutirage d'électricité. La quantité d'électricité soutirée du réseau de distribution devrait toutefois diminuer, car une partie de la consommation est désormais couverte par l'installation photovoltaïque, pour laquelle aucune redevance d'utilisation du réseau n'est due. De plus, une gestion ciblée de la charge au sein du RCP permet, le cas échéant, d'atténuer les pics de puissance et de réduire ainsi les coûts pour l'utilisation du réseau. Cela est par exemple envisageable grâce à une batterie qui peut être chargée pendant les périodes de faible consommation d'électricité et déchargée pendant les pics de puissance.

2.25 Un client disposant d'une installation photovoltaïque à injection directe (injection intégrale sans consommation propre) et d'une maison individuelle souhaiterait passer à un mode d'autoconsommation avec injection du surplus de production, sans avoir à modifier l'infrastructure de mesure et/ou les installations électriques. Dans une telle configuration, le gestionnaire de réseau doit-il déterminer virtuellement le surplus de production ? Ajout du 16 juin 2026

Par définition, la création d'un RCP nécessite au moins deux consommateurs finaux (par exemple, un propriétaire foncier et un locataire). Dans la configuration décrite, ce n'est pas le cas, mais une autoconsommation « classique » est possible si les conditions requises sont remplies. Au niveau de tension inférieur à 1 kV, la ligne de raccordement et l'infrastructure électrique locale au point de raccordement au réseau peuvent notamment être utilisées à des fins d'autoconsommation (voir à ce sujet l'art. 16, al. 1, LEne et l'art. 14, al. 1 à 3, OEne). Avec l'acte modificateur unique, le législateur visait notamment à permettre l'autoconsommation sans devoir construire des lignes parallèles coûteuses (cf. p. 65-66 du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2021 1666). Bien que RCP y soient cités à titre d'exemple, les explications en question portent sur l'autoconsommation en général et non uniquement sur les RCP (art. 16, al. 1, LEne). Cette affirmation s'applique donc également à d'autres possibilités d'autoconsommation (voir également la question 2.8 ci-dessus). Si le gestionnaire de réseau est en mesure de déterminer virtuellement la production excédentaire à l'aide de l'infrastructure de mesure existante et que les conditions requises pour l'autoconsommation sont remplies, il doit donc, à la demande du client, procéder à une détermination virtuelle. Dans ce cas, aucune adaptation de l'infrastructure de mesure et/ou des installations électriques n'est nécessaire.

Loi et ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

3 Raccordement de consommateurs finaux, d'installations de production et d'installations de stockage

3.1 À qui dois-je adresser mes demandes d'indemnisation pour les coûts nécessaires de renforcement du réseau ? Ajout du 30 septembre 2025

Si des installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables engendrent des renforcements du réseau, ces coûts sont imputables sous forme de coûts du réseau de transport et donnent lieu à une indemnisation par la société nationale du réseau de transport (art. 15*b*, al. 2, LApEl).

Pour les installations de ce type *raccordées au réseau à moyenne ou plus haute tension*, le gestionnaire du réseau de distribution doit soumettre la demande d'indemnisation à l'ElCom (art. 15*b*, al. 3 LApEl).

Pour les installations de ce type *raccordées au réseau à basse tension*, les gestionnaires d'un réseau de distribution reçoivent, sur demande, une indemnité forfaitaire couvrant les besoins généraux en renforcements du réseau, indépendamment de leur réalisation effective (art. 15*b*, al. 4, LApEl). L'indemnité forfaitaire pour les besoins généraux en renforcements du réseau comprend tous les éléments. Le remplacement éventuel d'un transformateur est donc également couvert par l'indemnité forfaitaire et ne peut pas être indemnisé séparément via une demande à l'ElCom selon l'article 13*e*, alinéa 1, OApEl en lien avec l'article 15*b*, alinéa 3, LApEl.

3.2 Quelle est la date qui est déterminante pour l'application du nouveau droit relatif aux renforcements de réseau nécessaires ? Ajout du 30 septembre 2025

Le nouveau droit s'applique aux renforcements de réseau engendrés par la production pour lesquels le gestionnaire de réseau a accepté la demande de raccordement technique avant le 1er janvier 2025

ou pour lesquels un contrat de raccordement au réseau a été conclu avant le 1er janvier 2025 (art. 31*o*, al. 2, OApEl ; cf. aussi directive 8/2025 de l'ElCom du 1er juillet 2025).

L'ancien droit (concrétisé dans la directive 1/2019 de l'ElCom du 15 janvier 2019) s'applique aux renforcements de réseau engendrés par la production pour lesquels le gestionnaire de réseau a approuvé la demande technique de raccordement avant le 1er janvier 2025 ou pour lesquels un contrat de raccordement au réseau a été conclu avant le 1er janvier 2025 (art. 31*o*, al. 2, OApEl).

3.3 Comment les renforcements des lignes de raccordement sont-ils indemnisés ? Ajout du 30 septembre 2025

Selon l'article 15*b* LApEl, les coûts des renforcements nécessaires des lignes de raccordement des limites de la parcelle jusqu'au point de raccordement sont également imputables comme coûts du réseau de transport (art. 15*a* LApEl), si les renforcements sont engendrés par l'injection d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dans des installations d'une puissance raccordée supérieure à 50 kW. Cette indemnité est versée directement par la société nationale du réseau de transport en vertu de l'article 13*f*, alinéa 2, OApEl. Les indemnités pour les coûts des renforcements des lignes de raccordement visés à l'article 15*b*, alinéa 5, LApEl s'élèvent à 50 francs au maximum par kilowatt de puissance de production nouvellement installée (art. 13*e*, al. 3, OApEl). L'indemnité pour les coûts des renforcements des lignes de raccordement visés à l'article 15*b*, alinéa 5, LApEl doit être versée aux producteurs (art. 13*f*, al. 1, let. b, OApEl). Si les renforcements sont engendrés par l'injection d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dans des installations d'une puissance raccordée inférieure à 50 kW, tous les coûts sont à la charge des producteurs conformément au droit actuel qui continuera de s'appliquer.

3.4 Une indemnisation par la société nationale du réseau de transport est-elle exclue lorsque le tracé de la ligne de raccordement est modifié en raison des travaux de renforcement nécessaires ? Ajout du 16 juin 2026

Non. Conformément à l'article 15*b*, alinéa 5, LApEl, pour que les coûts soient pris en compte au titre des coûts du réseau de transport, il faut qu'une ligne de raccordement existante doive être renforcée. En l'absence de ligne de raccordement préexistante, un cofinancement par la société nationale de réseau est exclu. À cet égard, un renforcement ne se caractérise pas par l'ajout de cuivre à une ligne existante. Au contraire, on remplace généralement une ligne existante par une autre plus performante. Le fait que la ligne de raccordement change de tracé n'a aucune incidence sur le respect des conditions prévues à l'article 15*b*, alinéa 5, LApEl. Lors du raccordement d'installations de production de grande taille, il n'est pas rare que le point de raccordement au réseau change, par exemple en étant déplacé d'une cabine de distribution vers un poste de transformation.

4 Obligations d'information et de justification du gestionnaire du réseau de distribution

4.1 À quelle fréquence un gestionnaire de réseau doit-il envoyer une facture au consommateur final ? Ajout du 25 mars 2025

Le droit de l'approvisionnement en électricité ne fixe pas la périodicité des factures. Pour respecter l'article 12, alinéa 2, OApEl, il suffit d'une facture par année, pour autant que les exigences de la directive 5/2025 de l'ElCom du 6 mai 2025 soient remplies. La fréquence de facturation est donc laissée à l'appréciation du gestionnaire de réseau. En tout état de cause, celui-ci doit se conformer aux exigences de ladite directive.

4.2 Le gestionnaire de réseau peut-il facturer individuellement les surcoûts liés à la facturation selon la périodicité souhaitée par le consommateur final ?

Ajout du 25 mars 2025

Oui. Le droit de l'approvisionnement en électricité n'interdit pas de facturer individuellement les coûts des factures supplémentaires.

4.3 Par quel canal les consommateurs finaux doivent-ils être informés des contenus visés à l'article 7*b*, alinéa 2, OApEl (évolution de la quantité d'électricité soutirée, consommation moyenne et fourchette de consommation, potentiels d'économie) ?

Ajout du 25 mars 2025

Selon l'OApEl, les consommateurs finaux doivent être informés « de manière appropriée » au moins une fois par an. Les informations peuvent par exemple figurer sur la facture ou dans le portail client.

4.4 À quoi se réfèrent la consommation moyenne et la fourchette de consommation des consommateurs finaux appartenant au même groupe de clients mentionnées à l'article 7*b*, alinéa 2, lettre b, OApEl ? S'agit-il des profils de l'ElCom H1-C9 ?

Ajout du 25 mars 2025

Conformément à l'art. 7*b*, al. 2, let. b de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl ; RS 734.71), le gestionnaire de réseau est tenu d'informer les consommateurs finaux de la consommation moyenne et de la fourchette de consommation de tous les consommateurs finaux appartenant au même groupe de clients. Le rapport explicatif du 20 novembre 2024 mentionne effectivement les catégories de consommation de l'ElCom concernant l'art. 7*b* OApEl. Ces catégories de consommation (H, C) utilisées par l'ElCom pour les comparaisons de tarifs correspondent toutefois chacune à une consommation annuelle donnée et ne sont pas conçues pour déterminer une consommation moyenne d'un groupe de clients donné du gestionnaire de réseau ou une fourchette de consommation dans ce groupe de clients. Il n'est donc pas nécessaire d'indiquer en plus les catégories de consommation (H, C). Les gestionnaires de réseau sont cependant libres d'informer également les clients sur la catégorie de consommation qui correspond le mieux à leur consommation.

La consommation moyenne et la fourchette de consommation peuvent être établies sur la base des données de consommation existantes des groupes de clients conformément à la fiche tarifaire. Dans la mesure où le gestionnaire du réseau de distribution dispose de catégorisations plus fines, il peut bien entendu fournir de meilleures options de comparaison.

4.5 Qu'entend-on par « potentiels d'économie » au sens de l'article 7*b*, alinéa 2, lettre c, OApEl ?

Ajout du 25 mars 2025

Il s'agit de conseils généraux sur la manière d'économiser de l'électricité, qui peuvent être fournis sous la forme d'une liste de mesures particulièrement efficaces ou faciles à mettre en œuvre. Toutefois, nous estimons qu'il est également suffisant de renvoyer à des sources pertinentes qui présentent les potentiels d'économie correspondants, telles que les informations émanant de SuisseEnergie.

4.6 Les gestionnaires de réseau sont tenus par la loi de publier leurs tarifs sous une forme lisible par machine. De quoi s'agit-il ?

Ajout du 30 septembre 2025

Selon l'article 7*b*, alinéa 1, OApEl, les gestionnaires de réseau doivent publier leurs tarifs sous une forme lisible par machine. Cela signifie que les informations sont préparées de manière à pouvoir être lues et traitées par les applications ou logiciels de différents systèmes (p. ex. par des systèmes de gestion de l'énergie SGE). L'AES a développé un standard et un outil qui permet de convertir les tarifs afin de les rendre lisibles par la machine. Le format de données utilisé par l'AES est JSON. L'ElCom n'est pas responsable de l'outil. L'ElCom demande dans ses formulaires tarifaires si les gestionnaires de réseau publient leurs tarifs sous une forme lisible par machine et si oui, sous quelle adresse. Ces

adresses sont livrées à la plateforme de données Lindas où elles sont mises à la disposition des systèmes de manière centralisée à des fins de conseil.

4.7 Pour les tarifs lisibles par machine, l'année ne devrait-elle pas également figurer dans l'URL ou dans le nom du fichier .json ? Ainsi, l'URL principale pourrait rester inchangée et « seule » l'année correspondant à la nouvelle année tarifaire serait publiée à chaque fois. Et pendant combien de temps le fichier lisible par machine doit-il rester disponible en ligne ? Ajout du 16 juin 2026

Selon l'AES, la validité de chaque tarif est définie dans le fichier lui-même et non dans le nom du fichier. Le nom du fichier ne doit pas contenir d'éléments variables, par exemple d'année, car il doit rester identique (tout comme l'URL) au fil des ans. À partir du calcul des coûts 2027, les tarifs de deux années doivent donc figurer dans le fichier. Fin août, le fichier sera mis à jour et contiendra alors toujours les tarifs de l'année en cours et de l'année suivante. Exemple :

- d'ici fin août 2026, un nouveau fichier contenant les tarifs 2026 et les tarifs 2027 sera publié ;
- d'ici fin août 2027, un nouveau fichier contenant les tarifs 2027 et les tarifs 2028 sera publié.

5 Rémunération pour l’utilisation du réseau

5.1 Les gestionnaires de réseau sont-ils libres de fixer les tarifs optionnels pour les consommateurs finaux à basse tension dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh sans systèmes de mesure intelligents ? Ajout du 20 mai 2025

Les consommateurs finaux à basse tension, dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh et qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent (SMI) constituent un groupe de clients distinct (art. 18*a*, al. 1, let. b, OApEl [version du 1.1.2026, RO 2025 139]). Conformément à l'article 18*a*, alinéa 4, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139), tous les tarifs présentent une composante de travail non dégressive (cts/kWh) d'au moins 70 pour cent. En vertu du libellé clair de l'ordonnance, il n'est pas possible de déroger à cette prescription, même pour les tarifs optionnels.

5.2 Concernant les différents tarifs pour l'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux équipés ou non d'un système de mesure intelligent (SMI)

Ajout du 20 mai 2025, mise à jour du 16 juin 2026

a. Est-il possible d'appliquer des tarifs standard différents aux consommateurs finaux équipés ou non d'un SMI ?

L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité autorise explicitement l'application de tarifs standard différents pour les consommateurs finaux équipés d'un système de mesure intelligent (SMI) et pour ceux qui n'en sont pas équipés : conformément à l'article 18*a*, alinéa 1, lettre a, OApEl, les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh et qui sont équipés d'un système de mesure intelligent (smart meter), appartiennent au groupe de clients de base. Pour le tarif standard de ce groupe de clients de base, le gestionnaire de réseau de distribution peut choisir l’un des trois modèles prévus à l’article 18*a*, alinéa 2, OApEl. En revanche, les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh, mais qui ne sont pas encore équipés d’un système de mesure intelligent, forment ensemble un groupe de clients distinct (art. 18*a*, al. 1, let. b, OApEl). Conformément à l’article 18*a*, alinéa 4, OApEl, tous les tarifs destinés à ce groupe de clients doivent comporter une composante de travail d’au moins 70 pour cent.

b. En cas de tarifs différents, faut-il procéder à des installations anticipées de SMI à la demande d'un consommateur final, ou peut-on s'en tenir au déploiement prévu ?

On ne peut en principe pas contester le fait que les consommateurs finaux ne soient transférés vers le tarif de la catégorie de clients de base qu'une fois l'installation prévue du smart meter effectuée.

c. Les consommateurs finaux au sens de l'article 18*a*, alinéa 1, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139) peuvent ou doivent-ils être classés dans un autre tarif standard au cours d'une année tarifaire après l'installation d'un SMI chez eux ?

Si un SMI est nouvellement installé chez des consommateurs finaux sans SMI (pour les prescriptions légales spécifiques, voir question 5.1), ceux-ci ne font plus partie du groupe de clients spécifique de l'article 18*a*, alinéa 4, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139). En conséquence, l'attribution du tarif standard du groupe de clients de base doit également être effectuée en cours d'année. Les points suivants doivent être pris en compte :

- L'attribution lors de l'installation d'un SMI doit être mentionnée à un endroit approprié (par exemple dans la fiche tarifaire correspondant au tarif applicable aux consommateurs finaux sans SMI).
- L'attribution ne peut avoir lieu au plus tôt que le premier jour du deuxième mois suivant (installation du compteur le 4 mars → attribution au plus tôt à partir du 1er mai), afin que les consommateurs finaux puissent s'y adapter.
- Les consommateurs finaux concernés doivent être informés par écrit (par voie électronique si la communication s'effectue exclusivement par ce moyen) de la réattribution. S'il existe des tarifs optionnels, il convient également de leur signaler qu'ils peuvent choisir ces derniers.

5.3 Les tarifs dynamiques sont-ils également possibles pour les consommateurs finaux sans système de mesure intelligent ? Ajout du 20 mai 2025

Cela n'est pas possible, même si l'exigence d'une composante de travail non dégressive d'au moins 70 pour cent pour les consommateurs finaux à basse tension dans des immeubles utilisés toute l'année et dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh était remplie. En effet, les systèmes de mesure intelligents sont nécessaires pour permettre une actualisation du tarif à une fréquence suffisante (cf. rapport explicatif sur l'OApEl du 19 février 2025, p. 2) et mesurer les consommations pertinentes des consommateurs finaux pendant cette période. Sans système de mesure intelligent, les consommateurs finaux n'auraient en outre aucune incitation à modifier leur comportement. Cela serait contraire au principe de causalité.

5.4 Est-il possible d'appliquer des tarifs d'utilisation du réseau dans lesquels les différents tarifs par unité de temps ne sont déterminés qu'à posteriori, sur la base de mesures concrètes effectuées sur le réseau ? Ajout du 20 mai 2025

Pour les tarifs d'utilisation du réseau dans lesquels les différents tarifs sont fixés en fonction de variables liées au réseau, les prescriptions relatives aux tarifs dynamiques figurant à l'article 18, alinéa 5 et 6, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139) doivent être respectées. L'article 18, alinéa 5, lettre a, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139) prévoit que ces tarifs incitent à adopter un comportement au service du réseau en étant fixés en fonction des valeurs de charge du réseau attendues pour le jour suivant. En raison du libellé clair de cette disposition, les tarifs applicables doivent donc être communiqués la veille, afin que les consommateurs finaux puissent s'y référer et adapter leur comportement en conséquence.

5.5 Comment faut-il procéder quand un gestionnaire de réseau n'attribue pas un consommateur final ayant sa propre installation photovoltaïque au groupe de clients de base, alors que son soutirage est inférieur à 50 MWh ? Ajout du 30 septembre 2025

Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients. Aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV, les consommateurs finaux, dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 50 MWh, appartiennent au même groupe de clients (groupe de clients de base selon art. 18, al. 2, OApEl [état au 1.3.2025] ; à partir du 1.1.2026 art. 18, al. 2, OApEl [« […] avec profil de soutirage semblable […] ») en lien avec l'art. 18*a*, al. 1, let. a, OApEl ; version du 1.1.2026, RO 2025 139). Pour l'attribution au groupe de clients de base, c'est la consommation annuelle qui est déterminante et non le soutirage. Selon l'article 4, alinéa 4 de l'ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM, RS 730.010.1), l'enregistrement de la production nette n'est pas obligatoire pour les installations d'une puissance nominale côté courant alternatif de 30 kVA au plus. Il est possible d'enregistrer la production excédentaire au lieu de la production nette. Pour une installation photovoltaïque dont la puissance est inférieure à 30 kW, le gestionnaire de réseau ne connaît donc pas nécessairement la production nette. Les installations photovoltaïques disposent d'un onduleur qui permet en général de lire la quantité d'énergie produite. Le consommateur final peut ainsi déterminer sa consommation annuelle. Si la consommation annuelle du consommateur final est effectivement inférieure à 50 MWh, il peut demander l'attribution au groupe de clients de base au gestionnaire de réseau en attestant le volume de la production nette.

5.6 Le tarif de mesure doit-il être pris en compte pour remplir la condition de la « composante de travail (ct./kWh) non dégressive inférieure à 70 pour cent » visée à l'article 18*a*, alinéa 2, lettre a, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139) ? Ajout du 30 septembre 2025

Les tarifs d'utilisation du réseau (art. 14 LApEl) et les tarifs de mesure (art. 17*a* LApEl ; version du 1.1.2026, RO 2024 679) doivent être calculés séparément. Les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de mesure doivent être publiés séparément et indiqués individuellement dans les factures adressées aux consommateurs finaux (art. 12, al. 1 et al. 2, LApEl ; version du 1.1.2026, RO 2024 679). Plus aucun coût de mesure ne doit figurer dans les coûts du réseau en raison de cette répartition entre les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de mesure.

L'article 18*a* OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139) s'applique aux tarifs d'utilisation du réseau. Il n'existe pas de disposition correspondante pour les tarifs de mesure (cf. art. 8–8*a*^{quater} OApEl ; version du 1.1.2026, RO 2025 139). Le tarif de mesure ne doit donc pas être pris en compte pour remplir la condition d'une « composante de travail (ct./kWh) non dégressive inférieure à 70 pour cent ».

5.7 Que doit-on prendre en compte pour la transparence des tarifs dynamiques ? Ajout du 30 septembre 2025

Selon l'article 18, alinéa 5, lettre e, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139), la structure des tarifs dynamiques doit être transparente et compréhensible. Certaines exigences se trouvent dans le rapport explicatif relatif à la modification de l'OApEl, qui entrera en vigueur le 1er janvier 2026, p. 27.

Les exigences relatives à la transparence peuvent varier selon la conception de la méthode de tarification. Des dispositions supplémentaires peuvent donc s'appliquer selon le cas. Cette réponse ne porte pas sur la conception de la méthode de tarification. Les éléments ci-dessous contribuent à la transparence et à la compréhensibilité des tarifs dynamiques :

- Un prix maximal doit être indiqué à moins que celui-ci ne résulte pas déjà directement de la méthode de tarification. L'indication d'un prix minimal est souhaitable.
- Lorsque des prix moyens (p. ex. en ct./kWh) sont indiqués dans la fiche tarifaire, il faut décrire la manière dont ils ont été calculés.

- Il peut être pertinent de définir le tarif applicable lorsque pour des raisons techniques par exemple, les tarifs applicables ne peuvent pas être communiqués pour le lendemain.
- La méthode de tarification doit être représentée (y inclus les formules).
- Pour une méthode de tarification complexe, un graphique doit permettre de visualiser la mise en œuvre de la méthode de tarification dans les rémunérations pour l'utilisation du réseau. En outre, la méthode de tarification doit être expliquée.
- Pour une méthode de tarification complexe (p. ex. pour les systèmes de smart home), les données tarifaires antérieures (p. ex. celles de l'année passée) peuvent être mises à disposition à un endroit approprié.
- La directive 5/2025 de l'ElCom « Facturation transparente et comparable » du 6 mai 2025 contient des dispositions au sujet de la facturation et du portail client. Elle dispose notamment que le tarif de travail moyen doit être mentionné sur la facture. Les détails du tarif dynamique doivent être visibles dans le portail client du consommateur final. À ce sujet, elle précise également que, pour les tarifs dynamiques et les autres tarifs avec des composantes qui dépendent de certaines données des systèmes de mesure intelligents pour la facturation, il convient d'indiquer dans le portail client, en plus des valeurs de mesure, le tarif applicable et la valeur de facturation qui en résulte.

5.8 Comment les revenus prévisionnels doivent-ils être calculés pour la comptabilité analytique au niveau des tarifs dynamiques ? Ajout du 30 septembre 2025

Les valeurs prévisionnelles peuvent être calculées sur la base de valeurs moyennes pondérées, afin de représenter le revenu prévisionnel des tarifs dynamiques. En ce qui concerne la comptabilité analytique, les gestionnaires de réseau ne disposent actuellement pas d'autres documents, hormis la directive et les indications fournies lors des séances d'information.

5.9 Les tarifs dynamiques peuvent-ils faire l'objet d'une différenciation temporelle, même au niveau local entre les raccordements au réseau (p. ex. dans un quartier), afin de réduire la simultanéité dans un secteur de transformateur ? Ajout du 30 septembre 2025

Selon l'article 18, alinéa 5, lettre c, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139) et le rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl, la possibilité de différencier les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau ne se limite pas au secteur de transformateur. La différenciation doit pouvoir s'effectuer en fonction de la situation sur le réseau (rapport explicatif, p. 28). En outre, ils doivent être structurés de manière à être comparables, pour le profil de charge standard d'un groupe de clients, à d'autres tarifs de ce groupe de clients (art. 18, al. 5, let. c, OApEl ; version du 1.1.2026, RO 2025 139).

5.10 Tarifs dont les composantes de puissance varient en fonction des heures avec au moins 4 valeurs (ct./kW) par jour : peuvent-ils changer dans la semaine (jour ouvrable / week-end / jour férié) et le cas échéant, selon la saison ou les conditions météorologiques ? Ne peut-on pas ici prendre en compte la moyenne des 12 mois maximum, comme pour la facturation du gestionnaire de réseau amont ? Ajout du 30 septembre 2025

Contrairement aux tarifs dynamiques, les tarifs individuels avec une composante de puissance variable au sens de l'article 18*a*, alinéa 2, lettre c, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139) sont fixés jusqu'au 31 août de l'année précédente et donc fixes pendant la période de tarification. Les tarifs individuels avec une composante de puissance variable ne sont donc pas vraiment « variables » malgré leur désignation en tant que telle dans l'OApEl. Cela exclut par exemple les tarifs dépendant des conditions météorologiques (ou de la charge du réseau attendue). En revanche, il est possible de prévoir, par exemple pour le week-end, d'autres périodes ou bien d'autres tarifs de puissance que ceux des jours ouvrables. En outre, les variations saisonnières des tarifs de puissance sont également autorisées.

Pour ces tarifs, il importe que les valeurs des composantes de puissance soient définies, pour les différentes périodes, selon les valeurs historiques de la charge du réseau et suffisamment différenciées (cf. rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl, p. 27 s.).

5.11 La consommation propre d'une installation photovoltaïque est-elle exonérée de la rémunération pour l'utilisation du réseau en vertu de l'article 14*a*, alinéa 1, lettre a, LApEl ? Ajout du 10 février 2026

Conformément à l'article 14*a*, alinéa 1, lettre a, LApEl, les centrales électriques ne paient aucune rémunération pour l'utilisation du réseau pour leurs besoins propres. Conformément à l'article 18*c* OApEl, l'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau s'étend également aux coûts des services-système, aux coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH, au supplément visé à l'article 35 LEne et aux coûts découlant des articles 15*a* et 15*b* LApEl.

Une installation photovoltaïque (IPV) relève également de la notion de centrale électrique au sens de cette disposition. La consommation propre d'une IPV est donc en principe exemptée de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le droit sur l'approvisionnement en électricité ne prévoit pas d'obligation de demande pour cette exemption, raison pour laquelle le gestionnaire de réseau serait en principe tenu de l'appliquer. Il convient toutefois de tenir compte du fait que la mise en œuvre de l'exemption de la rémunération pour l'utilisation du réseau serait, dans de nombreux cas, notamment pour les petites installations photovoltaïques, disproportionnée et économiquement préjudiciable pour le producteur.

Le calcul des besoins propres d'une petite installation photovoltaïque nécessite, par exemple, qu'outre le comptage principal, un comptage supplémentaire de l'installation de production soit effectué pour enregistrer la consommation (nocturne) de celle-ci, et qu'un point de mesure virtuel soit créé afin de déduire la consommation de l'installation photovoltaïque, déterminée par le comptage supplémentaire, de la consommation mesurée au compteur principal, mais uniquement pour l'utilisation du réseau, et non pour l'énergie. Les tarifs de mesure qui en découlent devraient généralement dépasser les économies réalisées par le producteur sur la rémunération pour l'utilisation du réseau. À cela s'ajoute la charge que représente pour le producteur l'installation d'un compteur supplémentaire.

La situation pourrait être différente pour les installations photovoltaïques de plus grande taille, qui disposent déjà d'un compteur de production qui, le cas échéant, ne devrait être reconfiguré que pour la mesure bidirectionnelle. Dans de tels cas, la charge financière pour le producteur serait, le cas échéant, plus avantageuse par rapport au potentiel d'économies que pour les petites installations. De manière générale, le gestionnaire de réseau ne peut toutefois pas évaluer de manière fiable les besoins propres concrets d'une installation de production – et donc le rapport coûts-bénéfices d'une exemption de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour la consommation propre – sans mesure bidirectionnelle ou sans informations supplémentaires fournies par le producteur.

Dans ce contexte, il semble justifié, voire opportun dans le cas des petites installations photovoltaïques, que les gestionnaires de réseau ne poussent pas activement à la mise en œuvre de l'exemption de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour la consommation propre des installations photovoltaïques, ou qu'ils se limitent aux cas où les producteurs tireraient manifestement un avantage significatif de cette exemption. Tout au plus, on pourrait également prévoir, dans les formulaires de demande de raccordement pour les nouvelles installations photovoltaïques, que le client puisse choisir s'il souhaite ou non bénéficier de cette exemption – avec toutes les conséquences que cela implique sur le concept de comptage et les coûts de comptage.

5.12 À partir de quand l'exploitant d'une installation pilote ou de démonstration peut-il, au plus tôt, déposer auprès du gestionnaire de réseau une demande de remboursement au titre de l'article 18*h*, alinéa 3, OApEl, afin que son installation soit prise en compte dans la liste des installations dont la puissance éligible au soutien au niveau national ne dépasse pas 200 MW ? Ajout du 16 juin 2026

Dès que l'OFEN reconnaît une installation en tant qu'installation pilote et de démonstration conformément à l'article 18*h*, alinéa 2, de l'OApEl, le remboursement peut être demandé auprès du gestionnaire de réseau. Le demandeur figure alors sur la liste publique tenue par l'OFEN conformément à l'article 18*h*, alinéa 5, OApEl, sous réserve de la disponibilité de la puissance de l'installation sur la liste et de la mise en œuvre du projet. L'OFEN prévoit de publier une directive détaillée concernant la procédure de reconnaissance et de demande.

6 Tarifs de l'énergie

6.1 Quels coûts de revient de la production propre et des prélèvements reposant sur des participations peuvent être pris en compte pour la part minimale 1 dans l'approvisionnement de base ?

Seuls les coûts de revient moyens de l'ensemble de la production propre et des prélèvements reposant sur des participations sont imputables dans l'approvisionnement de base. Il peut s'agir de production renouvelable comme de production non renouvelable.

Conformément à l'art. 6, al. 5bis, let. d, LApEl, pour les installations propres ou les prélèvements reposant sur des participations, les tarifs peuvent inclure au maximum les coûts de revient moyens de *l'ensemble de cette production*. La production propre élargie est définie comme la production d'électricité à partir d'installations propres et qui provient de prélèvements reposant sur des participations. Est également incluse l'électricité découlant de l'obligation de reprise au sens de l'article 15 LEne (art. 4, al. 1, let. c^{bis}, LApEl). Le fait que la production propre soit issue d'énergies indigènes ou renouvelables ne joue aucun rôle dans cette définition (pour la prise en compte des centrales électriques et des participations étrangères, voir la question **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Les coûts de revient moyens sont calculés sur l'ensemble de la production issue des installations propres et des prélèvements reposant sur des participations, que l'électricité produite soit vendue ou non dans l'approvisionnement de base (art. 4, al. 3, let. c, OApEl).

6.2 La part minimale 1 de 50 % prévue à l'art. 4*a*, al. 1, OApEl est-elle respectée du moment que les coûts de revient moyens sont calculés sur l'ensemble de la production propre et des prélèvements reposant sur des participations et que les énergies non renouvelables sont également incluses ?

Oui, la part minimale 1 est respectée même si l'on considère les coûts de revient moyens pour l'ensemble de la production propre et des prélèvements reposant sur des participations.

L'art. 4*a*, al. 1, OApEl détermine quelle part minimale de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes doit être vendue dans l'approvisionnement de base. Ainsi, il établit la *quantité*, et non les *coûts* qui peuvent être pris en compte. Les coûts imputables sont déjà régis par l'art. 6, al. 5bis, let. d, LApEl. En conséquence, pour les installations propres ou les prélèvements reposant sur des participations, seuls les coûts de revient moyens *de l'ensemble de cette production* peuvent être pris en compte. La distinction entre la quantité et les coûts ressort également de l'art. 4, al. 3, let. c, OApEl, selon lequel il n'est pas pertinent, pour calculer les coûts de revient moyens, de savoir si les quantités d'électricité produites sont vendues ou non dans l'approvisionnement de base.

6.3 Conformément à l'article 4*b* OApEl, les exigences de qualité doivent être remplies chaque trimestre. Le prix moyen pour la production propre et les prélèvements reposant sur des participations peut-il également être calculé par trimestre ?

Non. Les coûts de revient imputables doivent toujours être calculés annuellement.

L'art. 4*b* OApEl concerne le produit électrique standard, et non le prix moyen pour la production propre et les prélèvements reposant sur des participations. Ce prix moyen est régi par l'art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 1, LApEl. Il se rapporte uniquement aux coûts de revient de la production des installations propres et des prélèvements reposant sur des participations.

6.4 Quel est la relation entre la prime de marché (art. 31, al. 3, LEne) et les exigences de la nouvelle régulation de l'énergie ?

L'art. 31, al. 3, LEne sur la prime de marché reste valable. Les dispositions de la nouvelle régulation de l'énergie ne s'appliquent donc qu'à la partie du portefeuille de centrales qui n'a pas été prise en compte au préalable dans l'approvisionnement de base conformément à l'art. 31, al. 3, LEne.

6.5 Si un gestionnaire du réseau de distribution ayant atteint la part minimale 1 (50 %) ne respecte pas encore la part minimale 2 (20 %), doit-il utiliser sa production propre élargie en priorité pour atteindre la part minimale 2 ?

Un gestionnaire du réseau de distribution doit vendre dans l'approvisionnement de base une part minimale d'électricité issue d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (part minimale 2). Si sa production propre élargie ne suffit pas, il doit acquérir les quantités d'électricité nécessaires par des contrats d'achat à moyen ou long terme (art. 6, al. 5, let. b, LApEl). Le texte de la loi est donc clair : le gestionnaire du réseau de distribution doit utiliser en priorité sa production propre élargie pour atteindre la part minimale 2 (20 %). Ce n'est que si cette production est insuffisante qu'il conclut des contrats d'achat portant sur une durée d'au moins trois ans (art. 4*a*, al. 2, OApEl).

Selon le rapport explicatif, le gestionnaire du réseau de distribution est libre de décider comment il remplit cette exigence (Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables : Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité qui entrera en vigueur le 1er janvier 2025, rapport explicatif du 20 novembre 2024, p. 14). Il en résulte une divergence entre le texte de l'art. 6, al. 5, let. b, LApEl et les explications fournies dans le rapport explicatif. Afin de lever cette divergence, le droit de choisir devrait être défini dans un acte normatif.

6.6 Sur la base de quelle disposition d'ordonnance les garanties d'origine (GO) achetées peuvent-elles être affectées à l'approvisionnement de base ?

Il n'existe aucune disposition d'ordonnance qui règle explicitement l'imputabilité des GO dans l'approvisionnement de base. Les coûts d'achat des GO relèvent toutefois de l'art. 4, al. 3, let. a, ch. 2, OApEl (coûts d'acquisition fixés dans des contrats d'achat conclus à des conditions appropriées).

6.7 L'obligation d'utiliser en priorité les garanties d'origine (GO) provenant de la production propre élargie s'applique-t-elle uniquement à la part minimale 1 (50 %) ou à l'ensemble des ventes dans l'approvisionnement de base ?

Selon l'art. 4, al. 3, let. d, OApEl, les gestionnaires du réseau de distribution doivent utiliser en priorité les GO provenant de leur production propre élargie. Cette obligation s'applique à l'ensemble des ventes dans l'approvisionnement de base et va donc au-delà de la part minimale 1 (50 %). Dans la mesure où il a besoin de GO pour la définition de produits dans le cadre de l'approvisionnement de base, un gestionnaire du réseau de distribution doit utiliser en priorité les GO issues de la production propre élargie, que l'énergie vendue dans l'approvisionnement de base provienne de la production propre élargie ou de contrats d'achat.

6.8 L'obligation de reprise pour les énergies renouvelables peut entraîner des coûts d'énergie d'ajustement pour le gestionnaire du réseau de distribution. Où ces coûts peuvent-ils être déclarés et imputés ?

Les coûts de l'énergie d'ajustement doivent être déclarés avec les coûts de l'énergie dans la comptabilité analytique. À partir de la comptabilité analytique 2026, l'énergie d'ajustement fera l'objet d'une sous-position distincte.

Les coûts de l'énergie d'ajustement ne peuvent pas être pris en compte dans le calcul de la rétribution pour la reprise de l'électricité, qui doit répondre aux exigences de la loi sur l'énergie.

6.9 Le « courant au bénéfice de mesures d'encouragement » peut-il également être pris en compte pour le respect des exigences relatives aux parts minimales et au produit électrique standard (art. 4*b* OApEl) ?

La quantité produite par des installations participant au système de rétribution de l'injection n'est pas considérée comme renouvelable, car la plus-value écologique de ces installations est déjà indemnisée au moyen du tarif de rétribution. Du point de vue de l'approvisionnement de base, l'électricité provenant desdites installations est considérée comme du courant gris (Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables : Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité qui entrera en vigueur le 1er janvier 2025, rapport explicatif du 20 novembre 2024, pp. 4 et 13). Par conséquent, cette production ne peut être imputée ni à la part minimale 1 (50 %) ni à la part minimale 2 (20 %).

Dans le cadre du marquage de l'électricité, l'électricité produite par les installations participant au système de rétribution de l'injection est répartie de manière égale entre tous les clients finaux suisses et déclarée comme courant au bénéfice de mesures d'encouragement. Elle est donc prise en compte dans le produit électrique standard selon l'art. 4*b* OApEl en tant que contribution de base.

6.10 Le produit électrique standard doit être au moins à deux tiers indigène et renouvelable. Cela signifie-t-il qu'il doit être entièrement indigène et au moins à deux tiers renouvelable, ou au moins à deux tiers indigène et au moins à deux tiers renouvelable ?

Les deux tiers doivent être à la fois indigènes et renouvelables, c'est-à-dire qu'il faut atteindre chaque trimestre une « part d'électricité verte » indigène d'au moins deux tiers.

6.11 Selon quel WACC faut-il rémunérer le fonds de roulement net (FNR) de l'énergie ?

Conformément à l'art. 4, al. 3, let. a, ch. 5, OApEl, le taux d'intérêt calculé visé à l'annexe 1 de l'OApEl s'applique pour le FNR. Ladite annexe détermine le WACC du réseau. Celui-ci s'applique donc pour le calcul des intérêts sur le FNR de l'énergie.

6.12 La règle des 60 francs sera-t-elle vraiment supprimée ?

Les nouvelles dispositions relatives à l'approvisionnement de base ne seront applicables qu'à partir de l'année tarifaire 2026. À partir de cette année-là, le bénéfice approprié dans le cadre de l'approvisionnement de base en énergie sera calculé selon l'art. 4, al. 3, OApEl. La directive 3/2022 de l'ElCom concernant la règle des 60 francs est applicable jusqu'à l'année tarifaire 2025 incluse.

6.13 Est-ce l'intention du législateur que le bénéfice soit réduit de plus de moitié avec le taux d'intérêt du FRN de l'énergie qui remplacera la règle des 60 francs ?

Le calcul du bénéfice pour l'énergie prévu à l'art. 4, al. 3, let. a, ch. 5, OApEl correspond à la règle des 60 francs actuelle décrite dans la directive 3/2022 de l'ElCom telle qu'elle s'applique lorsque les coûts

de gestion dépassent la limite des 60 francs (bénéfice calculé de la même manière que pour le réseau). La règle des 60 francs servait jusqu'à présent de critère d'intervention pour l'ElCom. Elle permettait d'évaluer de manière simple les coûts de gestion appropriés (autres coûts inclus) ainsi que les bénéfices des gestionnaires de réseau dans la distribution d'énergie relevant de l'approvisionnement de base. Si un gestionnaire de réseau respectait la limite des 60 francs, ces coûts (bénéfice inclus) n'étaient pas analysés plus en détail pour des questions de priorité. La règle des 60 francs n'avait pas pour but de permettre aux gestionnaires de réseau d'optimiser leur bénéfice avec cet argent. La nouvelle réglementation permettra aux gestionnaires de réseau de réaliser un bénéfice approprié sur le capital effectivement investi (comme pour le réseau).

6.14 Maintenant question 0.

6.15 Maintenant question 13.2.

6.16 En cas d'acquisition anticipée, il se peut que l'énergie non nécessaire à l'approvisionnement de base doive être vendue à perte sur le marché. De telles pertes peuvent-elles être prises en compte dans le cadre de l'approvisionnement de base (« *netting* ») ? **Ajout du 25 mars 2025**

Les achats sur le marché relèvent des contrats d'achat dans la mesure où ils sont affectés à l'approvisionnement de base. Les coûts moyens d'acquisition relevant de l'approvisionnement de base fixés dans les contrats d'achat sont donc imputables (art. 4, al. 3, let. a, ch. 2, OApEl). Cela s'applique également aux achats qui n'ont pas pu être écoulés ultérieurement dans le cadre de l'approvisionnement de base (excédent). Ceux-ci doivent toute de même être intégrés dans les coûts moyens d'acquisition (Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables : Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité qui entrera en vigueur le 1er janvier 2025, rapport explicatif du 20 novembre 2024, p. 12). Toutefois, seule la quantité effectivement consommée peut être facturée dans le cadre de l'approvisionnement de base.

Les pertes sur les ventes ne sont pas prises en compte, car la législation sur l'approvisionnement en électricité prévoit une approche basée uniquement sur les coûts. Ainsi, seuls les coûts sont déterminants.

6.17 Pour atteindre la part minimale 2 (20 %), il se peut qu'un gestionnaire du réseau de distribution doive conclure de nouveaux contrats. Si cela entraîne la résiliation de contrats en cours pour de l'énergie non renouvelable ou non indigène, qui supporte les coûts engendrés ? **Ajout du 25 mars 2025**

Le gestionnaire du réseau de distribution devait attribuer tous les contrats en cours au 1er janvier 2025 à l'approvisionnement de base ou aux consommateurs finaux faisant usage de leur droit d'accès au réseau (art. 6, al. 5bis, let. b, en relation avec art. 33*c*, al. 2, LApEl). Les contrats en cours qui ne peuvent pas être attribués à l'approvisionnement de base, parce qu'il existe un excédent en raison des nouveaux contrats nécessaires pour respecter la part minimale de 20 %, doivent être soit attribués aux consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau ou être vendus. Les coûts résultant de ces contrats ou de leur résiliation ne peuvent pas être imputés à l'approvisionnement de base.

L'ElCom a publié la directive 3/2025 du 18 mars 2025 concernant un délai de transition pour atteindre la part minimale de 20 % d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (art. 4*a*, al. 2, OApEl ; part minimale 2). En conséquence, la part minimale de 20 % peut également être remplie pendant une période transitoire de deux ans par le biais d'achats de garanties d'origine.

6.18 Certaines entreprises d'approvisionnement en énergie ont déjà conclu des contrats d'achat de garanties d'origine concernant leur (futur) marquage de l'électricité pour l'ensemble de leur approvisionnement de base pour les deux à trois prochaines années. Si de nouveaux contrats doivent être conclus pour atteindre la part minimale 2 (20 %) et que des garanties d'origine excédentaires déjà achetées doivent être revendues à cet effet, les pertes éventuelles résultant de ces ventes sont-elles imputables ? Ajout du 25 mars 2025

Non. Les pertes sur les ventes ne sont pas prises en compte, car la législation sur l'approvisionnement en électricité prévoit une approche basée uniquement sur les coûts. Ainsi, seuls les coûts sont déterminants (voir aussi question 6.16).

L'ElCom a publié la directive 3/2025 du 18 mars 2025 concernant un délai de transition pour atteindre la part minimale de 20 % d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (art. 4*a*, al. 2, OApEl ; deuxième part minimale). En conséquence, la part minimale de 20 % peut également être remplie pendant une période transitoire de deux ans par le biais d'achats de garanties d'origine.

6.19 Comment gérer les cas où les coûts maximaux imputables pour les rétributions selon l'art. 15, al. 1, LEne avec reprise de la garantie d'origine (GO) sont inférieurs aux prix harmonisés sans reprise de la GO ? Ajout du 25 mars 2025

L'article 4, alinéa 3, lettre e, OApEl fixe les coûts maximaux imputables dans l'approvisionnement de base pour les rétributions selon l'article 15, alinéa 1, LEne. Ces coûts maximaux s'appliquent également si le prix maximal avec GO basé sur les coûts de revient est inférieur au prix maximal sans GO basé sur les prix du marché.

Dans le cas d'une reprise de GO, les coûts de revient maximaux imputables sont ceux prévus à l'article 4, alinéa 3, OApEl dans sa version en vigueur au 1er juillet 2024, déduction faite des éventuelles subventions conformément à l'article 4*a* OApEl dans sa version en vigueur au 1er juillet 2024. Le gestionnaire de réseau accorde ainsi une rétribution sur la base des coûts de revient diminués des subventions. Cela crée une couverture pour le producteur et implique une reprise de la GO. Si la GO n'est pas reprise, le prix maximal imputable est le prix harmonisé au niveau suisse selon l'article 15, alinéa 1, LEne au moment de l'injection ou la rétribution minimale. Le gestionnaire de réseau accorde ainsi une rétribution pour l'électricité grise sans GO sur la base de la valeur de marché. Le producteur supporte alors un risque lié aux prix du marché.

6.20 Un gestionnaire de réseau utilise le toit d'un client pour installer sa propre installation photovoltaïque et verse une compensation pour l'utilisation du toit. Comment cette compensation doit-elle être prise en compte dans les coûts énergétiques imputables ? Ajout du 20 mai 2025

Seuls les coûts d'une production efficace sont pris en compte (art. 4, al. 3, OApEl). Si le gestionnaire de réseau verse une indemnité pour l'utilisation d'un toit en vue de la construction et de l'exploitation de sa propre installation photovoltaïque, il s'agit en principe, sous réserve de l'efficacité, de coûts de production imputables. Une indemnité pour l'utilisation d'un toit est considérée comme efficace si elle correspond au maximum à ce qu'un tiers agissant de bonne foi et n'étant pas gestionnaire de réseau paierait pour l'utilisation du toit.

Dans le réseau, les rémunérations pour l'octroi de droits et de servitudes en rapport avec l'exploitation du réseau sont considérées comme des coûts d'exploitation (art. 15, al. 2, let. c, OApEl). Cette disposition englobe également les paiements uniques (cf. décision de l'ElCom 25-00070 du 12 décembre 2019, ch. marg. 100). Il en va de même pour l'énergie : les rémunérations pour l'octroi de droits et de servitudes en rapport avec la production sont considérées comme des *coûts d'exploitation* et ne peuvent donc pas être comptabilisées dans les immobilisations régulatoires.

6.21 Lors du calcul des coûts de revient moyens liés aux installations propres et aux prélèvements reposant sur des participations (art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 1, LApEl), faut-il également tenir compte des centrales et participations étrangères ?
Ajout du 17 juin 2025

Les centrales électriques étrangères et les participations étrangères à des unités de production doivent être prises en compte dans le calcul des coûts de revient moyens uniquement si elles servent à l'approvisionnement des consommateurs finaux en Suisse. Il peut s'agir d'électricité produite à l'étranger dont l'importation en Suisse est garantie de manière démontrable par la mise en réserve de capacités de réseau transfrontalières correspondantes, par exemple par le biais d'une priorisation à la frontière.

En ce qui concerne la production propre élargie au sein d'un groupe, nous vous renvoyons à la directive 4/2025 du 1er avril 2025 de l'ElCom.

6.22 La valeur maximale de la rétribution imputable avec reprise des garanties d'origine (GO) selon l'article 4, alinéa 3, lettre e, chiffre 1, OApEl (sur la base des coûts de revient) doit-elle être respectée sur l'année ou selon une résolution temporelle plus précise ? **Ajout du 17 juin 2025**

L'article 4, alinéa 3, lettre e, chiffre 1, OApEl définit les *coûts maximums imputables* d'un gestionnaire de réseau dans l'approvisionnement de base dans le cadre de la rétribution visée à l'article 15 LEne. Comme les tarifs de l'approvisionnement de base sont fixés sur une base annuelle (art. 4, al. 1, OApEl), ce plafond doit être respecté sur l'année. Ainsi, le fait que le montant versé dépasse la valeur maximale sur une période d'un mois n'impacte pas l'approvisionnement de base si cet écart est entièrement compensé le mois suivant.

Il convient également de déterminer si la *rétribution versée* au producteur est légale. La rétribution s'évalue conformément aux dispositions de la loi et de l'ordonnance sur l'énergie. À cet égard, l'ElCom n'est compétente qu'en cas de litige (art. 62, al. 3, LEne). C'est aux gestionnaires de réseau de distribution de concevoir leurs contrats de manière que la rétribution de reprise de l'électricité ne dépasse pas les coûts imputables. Si les coûts imputables sont dépassés, il faut que cela ne grève que le bénéfice des gestionnaires de réseau de distribution.

6.23 Le rapport du 20 novembre 2024 « Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables : Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité qui entrera en vigueur le 1er janvier 2025, rapport explicatif » précise en page 12 qu'un gestionnaire de réseau de distribution qui, en raison d'une demande insuffisante, ne peut pas écouler dans l'approvisionnement de base des excédents dus à l'obligation de reprise et de rétribution n'est pas autorisé à intégrer les coûts de reprise liés à ce surplus dans les coûts de l'approvisionnement de base. S'agit-il d'une approche annuelle (approche bilancielle) ou d'une approche au quart d'heure ? **Ajout du 17 juin 2025**

L'obligation de reprise et de rétribution visée à l'article 15 LEne peut entraîner des excédents qui ne peuvent pas être écoulés dans l'approvisionnement de base en raison du profil de consommation concerné. Le gestionnaire de réseau doit vendre ces excédents ailleurs. Parallèlement, il doit acheter de l'énergie à d'autres moments et donc conclure des contrats d'achat. Si les excédents résultant de l'obligation de reprise et de rétribution étaient facturés dans l'approvisionnement de base, ces acquisitions supplémentaires par le biais de contrats d'achat équivalentes aux excédents ne seraient logiquement pas imputables, car, dans le cas contraire, une quantité d'énergie plus importante que celle effectivement consommée serait facturée dans l'approvisionnement de base. Dans ce contexte, une approche au quart d'heure semble adéquate.

6.24 Les gestionnaires de réseau de distribution doivent vendre au moins la moitié de leur production propre indigène d'origine renouvelable dans leur approvisionnement de base (part minimale 1). Cette exigence doit être remplie à la fin de chaque année tarifaire. Cette approche annuelle permet-elle d'attribuer à l'approvisionnement de base une production propre qui n'y est pas du tout consommée ? **Ajout du 17 juin 2025**

Il est vrai que la part minimale de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes, fixée à 50 % (part minimale 1), doit être atteinte sur une année. Les écarts en cours d'année ne portent pas à conséquence. Toutefois, cette production propre doit *être vendue* dans le cadre de l'approvisionnement de base. Cela signifie qu'un gestionnaire de réseau peut par exemple attribuer à l'approvisionnement de base 30 % de sa production propre élargie d'origine renouvelable au premier trimestre, 60 % au deuxième, 70 % au troisième et 40 % au quatrième. Sur l'année, il vend ainsi 50 % de sa production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes dans l'approvisionnement de base et atteint la part minimale. L'idée de l'approche annuelle n'est pas qu'un gestionnaire de réseau attribue sur l'année 50 % de sa production élargie indigène à l'approvisionnement de base sans toutefois la vendre dans cet approvisionnement. Sinon, l'approvisionnement de base se verrait imputer plus d'énergie qu'il n'en consomme réellement, car la conclusion de contrats d'achat est également nécessaire à certains moments.

Vous trouverez de plus amples informations sur la part minimale 1 dans la communication de l'ElCom du 4 mars 2025.

6.25 La part minimale 1 doit-elle être répartie proportionnellement sur tous les produits énergétiques en approvisionnement de base (50 % au moins par produit) ou suffit-il que, pris dans son ensemble, le volume d'énergie attribué à l'approvisionnement de de base respecte la part minimale 1 de 50 % (c.-à-d. que certains produits ne sont pas couverts à 50% au moins par de l'énergie renouvelable) ? **Ajout du 30 septembre 2025**

L'article 4*a*, alinéa 1, 1ère phrase de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEl ; RS 734.71) dispose que la part minimale de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigène (art. 6, al. 5, let. a, LApEl) qui doit être vendue dans l'approvisionnement **de base** se monte à 50 % à partir de l'année tarifaire 2026. Le message explicatif mentionne quant à lui que les gestionnaires du réseau de distribution doivent en principe en affecter au moins la moitié à leur approvisionnement de base (Rapport explicatif du 20 novembre 2024 sur l'OApEl, Commentaire ad art. 4*a*, p. 13).

Il découle de ce qui précède que tant l'ordonnance que le message explicatif se contente de mentionner « l'approvisionnement de base », sans plus de précision. L'on en retient que le législateur n'entendait pas faire de sous-catégorie par tarifs dans l'approvisionnement de base en ce qui concerne la part minimale 1. Il y a ainsi lieu de distinguer le portefeuille d'approvisionnement de base, d'une part, de la tarification des différents produits, d'autre part.

La part minimale 1 concerne la production propre élargie issue d'énergie renouvelable qui doit être vendue dans l'approvisionnement de base (art. 4*a*, al. 1 OApEl). La part minimale 1 de 50 % se réfère donc à l'ensemble du volume de la production propre élargie à l'approvisionnement de base livrée dans la zone de desserte du gestionnaire de réseau (GRD) concerné. Le GRD doit prendre les mesures nécessaires afin que cette part minimale 1 soit toujours respectée, même lorsque les clients en approvisionnement de base choisissent des produits contenant peu d'énergies renouvelables.

6.26 Les tarifs dynamiques de l'énergie sont-ils autorisés ? Si oui, comment doivent-ils être consignés dans le formulaire tarifaire du site Internet concernant les prix de l'électricité ? **Ajout du 30 septembre 2025**

Les tarifs dynamiques de l'énergie (tarifs optionnels) ne sont pas exclus par l'ElCom (cf. communication « Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses », ch. 4.2 [ce document n'a pas encore été adapté selon les nouvelles dispositions de l'acte

modificateur unique]). Toutefois, les dispositions relatives à l'acquisition et aux tarifs de l'énergie doivent être respectées. Jusqu'à maintenant, le Secrétariat technique n'a pas eu à déterminer si et comment cela est possible dans le contexte des nouvelles dispositions de l'acte modificateur unique.

À l'instar des tarifs dynamiques du réseau, les tarifs dynamiques de l'énergie doivent être consignés sur une base horaire (valeurs moyennes horaires). De même, une limite inférieure et une limite supérieure ne sont pas exigées.

6.27 Avec l'attribution des contrats d'achat au portefeuille correspondant (approvisionnement de base/marché), les ventes sur le marché spot, qui servent à compenser les écarts prévisionnels, peuvent-elles ou doivent-elles être également imputées au portefeuille correspondant ? Ajout du 30 septembre 2025

Les achats sur le marché relèvent des contrats d'achat dans la mesure où ils sont attribués à l'approvisionnement de base. Les coûts moyens d'acquisition relevant de l'approvisionnement de base fixés dans les contrats d'achat sont donc imputables (art. 4, al. 3, let. a, ch. 2, OApEl). Cela s'applique également aux achats qui n'ont pas pu être vendus ultérieurement dans le cadre de l'approvisionnement de base (excédent). Ils sont quand même pris en compte dans les coûts moyens d'acquisition. Toutefois, seule la quantité effectivement consommée peut être facturée dans le cadre de l'approvisionnement de base. Un gestionnaire de réseau de distribution ne doit pas acheter pour l'approvisionnement de base dans de moins bonnes conditions que pour le marché. Il n'est pas permis d'attribuer unilatéralement des contrats coûteux à l'approvisionnement de base.

La législation sur l'approvisionnement en électricité prévoit une prise en compte des coûts seulement (art. 6, al. 5bis, let. d, LApEl ; art. 4 OApEl). Seuls les coûts occasionnés sont déterminants. La séparation du portefeuille n'y change rien. Une modification de la loi serait nécessaire pour la prise en compte des ventes.

6.28 Comment la production minimale doit-elle être prise en compte en cas d'approvisionnement *full supply* déjà procuré ? Ajout du 30 septembre 2025

Déjà dans l'ancienne législation, c'est-à-dire conformément à la méthode du prix moyen applicable jusqu'en 2025, la production propre devait aussi être prise en compte dans les tarifs de l'approvisionnement de base. Tout comme l'ancien droit, la nouvelle législation ne permet pas de fixer des tarifs uniquement sur la base d'un contrat d'approvisionnement *full supply* qui ne tient pas compte de la production propre indigène. Les exigences relatives à la part minimale 1 de la LApEl et de l'OApEl doivent être impérativement respectées.

6.29 Comment doit-on procéder lorsque la quantité totale d'énergie pour 2026, et le cas échéant pour 2027, a déjà été achetée avant l'entrée en vigueur de l'acte modificateur unique et que la part minimale 2 de 20 pour cent ne peut pas être respectée ? Ajout du 30 septembre 2025

Selon la directive 3/2025 de l'ElCom du 18 mars 2025, la part minimale d'électricité issue d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse devra s'élever à 20 pour cent (part minimale 2) à partir de l'année tarifaire 2026. Pendant une période transitoire de deux ans – c'est-à-dire durant les années tarifaires 2026 et 2027 –, cette part minimale 2 (dans la mesure où elle n'est pas déjà couverte par la production propre élargie) peut également être atteinte par l'achat de garanties d'origine, indépendamment du fait que le gestionnaire de réseau de distribution ait ou non des contrats d'achat en cours à moyen et long terme.

6.30 Pour les installations photovoltaïques, comment les coûts maximaux imputables pour la rétribution de l'injection y compris la garantie d'origine sont-ils calculés selon la taille de l'installation et l'année de construction ?

Ajout du 30 septembre 2025

Les coûts maximaux imputables sont réglés dans l'article 4, alinéa 3, lettre e, OApEl. Il y est fait une distinction entre « garantie d'origine est reprise » et « garantie d'origine n'est pas reprise ». Lorsque la garantie d'origine n'est pas reprise, c'est le prix de référence du marché ou la rétribution minimale qui s'applique. Lorsque la garantie d'origine est reprise, ce sont en principe les taux de l'OEneR qui s'appliquent.

L'article 4, alinéa 3, lettre e, OApEl dispose que ce qui était défini dans la version du 1.7.2024 pour la reprise de l'électricité avec la garantie d'origine (cf. art. 4, al. 3 et art. 4*a*, al. 1, let. a, OApEl), s'appliquera à partir de 2026 en tant que limites supérieures, à savoir que :

a) pour les installations dont la puissance est égale ou supérieure à 100 kW, les taux de rétribution visés à l'annexe 1.2 de l'OEneR s'appliqueront avec une déduction de 20 pour cent (ou de 40 % pour les « installations à injection totale » ; art. 4*a*, al. 1, let. a, ch. 3, OApEl [état au 1.7.2024]).

b) pour les installations dont la puissance est inférieure à 100 kW, les taux de rétribution RPC de l'ancienne OEneR, visés à l'annexe 1.2 de la version du 1er janvier 2017 (RO 2016 4617), s'appliqueront également avec une déduction de 20 pour cent (avec consommation propre) ou de 40 pour cent (pour les « installations à injection totale », sans consommation propre).

6.31 Les dispositions relatives à la séparation du portefeuille s'appliquent-elles également à l'acquisition de garanties d'origine ? Ajout du 10 février 2026

Conformément à l'article 6, alinéa 5bis, lettre b, LApEl, les gestionnaires de réseau de distribution doivent distinguer, d'une part, les acquisitions destinées à l'approvisionnement de base et, d'autre part, celles destinées aux consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau ; ces contrats d'achat doivent être affectés au segment correspondant pour toute la durée du contrat. Ce libellé ne permet aucune restriction se limitant uniquement à l'achat d'énergie. Un gestionnaire de réseau doit également se procurer des certificats d'origine dans le cadre de son obligation d'approvisionnement. Par conséquent, les garanties d'origine doivent elles aussi faire l'objet d'acquisitions séparées respectivement être affectées au portefeuille correspondant.

En outre, lors de l'acquisition respectivement de l'affectation des garanties d'origine, il convient de tenir compte des dispositions de l'article 4, alinéa 3, OApEl. La garantie d'origine est intégrée à l'approvisionnement de base lors de l'imputation des coûts de production (art. 4, al. 3, let. b, OApEl). Par ailleurs, les gestionnaires de réseau de distribution utilisent en priorité les garanties d'origine provenant de leur production propre élargie (art. 4, al. 1, let. cbis, LApEl) (art. 4, al. 3, let. d, OApEl).

6.32 Est-ce qu'un tarif de l'énergie « saisonnier » (par exemple, par trimestre), avec des heures pleines et creuses, est admissible ? Ajout du 16 juin 2026

Un tel tarif est admissible. Certes, conformément à l'article 6, alinéa 3, LApEl, les tarifs sont valables pour un an au moins. Cela signifie toutefois uniquement que les tarifs doivent être fixés pour toute la durée d'une année, mais n'exclut pas l'existence de tarifs changeant selon les saisons. L'exigence essentielle selon laquelle les tarifs doivent être équitables peut également être satisfaite par des tarifs saisonniers. En ce qui concerne les parts minimales prévues à l'article 6, alinéa 5, LApEl, en lien avec l'article 4*a*, OApEl, ainsi que la disposition relative au produit standard (art. 6, al. 2bis, LApEl, en lien avec l'art. 4*b*, OApEl ; qui se réfère de toute façon à l'énergie livré par trimestre), celles-ci peuvent également être respectées en cas de tarifs saisonniers (à voir et à respecter toutefois notamment les documents suivants : Communication Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 à partir de l'AMU, ch. 6 ; Communication Part minimale de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes dans l'approvisionnement de base (part minimale 1) : précisions). Enfin, l'exigence

relative aux stratégies en vue d'achats structurés qui prémunissent les gestionnaires du réseau de distribution contre les fluctuations des prix du marché (art. 6, al. 5bis, let. a, LApEl, en lien avec l'art. 4*c*, OApEl), ne s'oppose pas non plus à des tarifs changeant selon les saisons.

En résumé, un tarif standard saisonnier n'est donc pas en soi incompatible avec la législation fédérale sur l'approvisionnement en électricité, pour autant que les dispositions relatives à l'approvisionnement de base (art. 6 LApEl, et art. 4 ss, OApEl) soient respectées.

7 Systèmes de mesure intelligents et tarifs de mesure

7.1 Des tarifs de mesure différents peuvent-ils être fixés sur le même niveau de réseau pour les mesures directes et les transformateurs de mesure beaucoup plus chers ? Ajout du 30 septembre 2025

Les gestionnaires de réseau fixent, pour chaque année tarifaire, les tarifs de mesure pour les différentes puissances de raccordement et ils les publient au plus tard le 31 août (art. 8, al. 1, OApEl ; version du 1.1.2026, RO 2025 139).

Le montant facturé pour le mesurage est perçu par point de mesure et doit figurer séparément de la rémunération pour l'utilisation du réseau lors de la facturation. En fonction des types de points de mesure, les coûts et charges des gestionnaires de réseau peuvent être différents. La rémunération du mesurage perçue doit être conforme au principe de causalité et ne doit pas dépasser les coûts de mesure imputables (art. 17*a*, al. 2 et 3, LApEl ; version du 1.1.2026, RO 2024 679). En conséquence, lors de mesures bidirectionnelles, une rémunération pour le mesurage complète ne doit pas être prélevée deux fois sur le même point de mesure (p. 3 du rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl).

Le gestionnaire de réseau peut donc prévoir des tarifs de mesure différents pour les mesures directes et les transformateurs de mesure et peut facturer les coûts de mesures avec un transformateur via un tarif de mesure séparé, lorsque l'énergie active et réactive ne peut pas être enregistrée à un point de mesure sans transformateur.

7.2 À partir du 1.1.2026, les coûts des mesures de la production pourront-ils être facturés individuellement au producteur ? Ajout du 30 septembre 2025

Oui. Selon l'article 17*a*, alinéa 2, LApEl (version du 1.1.2026, RO 2024 679), les gestionnaires de réseau fixent des tarifs de mesure conformes au principe de causalité. Selon l'alinéa 3 de cet article, les gestionnaires de réseau perçoivent la rémunération au titre de la mesure par point de mesure sur la base de ces tarifs. À partir de l'année tarifaire 2026, le tarif de mesure correspondant s'appliquera donc également pour les mesures de la production.

7.3 Les consommateurs finaux, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage sont-ils soumis à différents tarifs de mesure ? Ajout du 30 septembre 2025

En fonction des types de points de mesure, les coûts et charges des gestionnaires de réseau peuvent être différents. Comme l'article 17*a*, alinéa 2, LApEl (version du 1.1.2026, RO 2024 679) prévoit des tarifs de mesure conformes au principe de causalité, il faut au moins différencier selon les puissances de raccordement (p. ex. pour les mesures avec ou sans transformateur) en vertu de l'article 8, alinéa 1, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139).

Lors de mesures bidirectionnelles, une rémunération pour le mesurage complète ne doit pas être prélevée deux fois sur le même point de mesure (même dans le cas où 2 points de mesure seraient attribués techniquement aux mesures bidirectionnelles). Si, en comparaison avec un mesurage unidirectionnel, des surcoûts uniques ou récurrents sont occasionnés, seuls les surcoûts concernés peuvent

être facturés pour la deuxième mesure (p. 3 du rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl).

7.4 Si aucun système de mesure intelligent (SMI) n'est installé en raison d'un refus, un tarif de mesure propre peut-il être introduit pour ces consommateurs finaux ?

Ajout du 30 septembre 2025

Avec l'introduction des tarifs de mesure au 1.1.2026 (cf. art. 17*a*, al. 2, LApEl ; version du 1.1.2026, RO 2024 679), la loi n'impose aucune obligation de définir un tarif de mesure dédié aux consommateurs finaux qui refusent l'installation d'un SMI. Il ressort de l'article 8*a*^{ter}, alinéa 2, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139), dont le contenu correspond à l'actuel article 8*a*^{sexies}, alinéa 7, OApEl (état au 1.3.2025), que le gestionnaire de réseau peut facturer individuellement les coûts de mesure supplémentaires générés par le refus à partir du moment où l'utilisation a été refusée.

À l'inverse, il n'est pas explicitement interdit de définir un tarif de mesure dédié à ces consommateurs finaux. Il est indéniable que les coûts et charges que le gestionnaire de réseau doit assumer peuvent varier en fonction du type de point de mesure (cf. rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl, p. 3). La rémunération du mesurage perçue doit être conforme au principe de causalité et ne doit pas dépasser les coûts de mesure imputables (art. 17*a*, al. 2 et 3 LApEl ; version du 1.1.2026, RO 2024 679). Pour tous les consommateurs finaux qui refusent l'installation d'un SMI, un tarif de mesure uniforme incluant les surcoûts supposerait donc de notre point de vue, que les surcoûts effectifs, qui doivent être facturés individuellement à chaque consommateur final conformément au principe de causalité, correspondent au même montant pour tous les consommateurs finaux qui ont ce tarif de mesure spécial.

L'article 8, alinéa 1, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2024 679), selon lequel les tarifs de mesure doivent être différenciés selon le critère de la puissance de raccordement, pourrait également contredire l'admissibilité de tarifs de mesure pour les consommateurs finaux qui refusent l'installation d'un SMI. Vraisemblablement, les puissances de raccordement de consommateurs finaux qui refusent l'installation d'un SMI ne sont pas différentes de celles de consommateurs finaux comparables qui autorisent son installation (cf. rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl, p. 23).

7.5 Un consommateur final, un gestionnaire d'installations de stockage ou un producteur a-t-il droit à la fourniture gratuite de données par le gestionnaire de réseau ?

Ajout du 10 février 2026

Selon l'article 17*g*, alinéa 4, lettre e, LApEl en lien avec l'article 8, alinéa 3, lettre j et l'article 8*a*^{septies}, alinéa 2, OApEl, les données de référence et les données de mesure enregistrées au cours des cinq années précédentes doivent être communiquées aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux gestionnaires d'installations de stockage dans un format international courant. Les consommateurs finaux, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage doivent pouvoir télécharger ces données et, en particulier, les mettre à la disposition des tiers qu'ils ont autorisés par l'intermédiaire de la plateforme de données sous une forme lisible par machine. Selon l'article 17*f*, alinéa 1, LApEl, les données visées à l'article 8, alinéa 3, OApEl doivent être mises à disposition gratuitement. Les explications du DETEC du 20 novembre 2024 concernant l'article 8*a*^{ter}, alinéa 2, OApEl susmentionné précisent notamment (p. 19) :

> *« Al. 2 : cette disposition garantit que les consommateurs finaux, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage peuvent exercer leur droit à la remise et à la transmission des données (art. 17g, al. 4, let. e, LApEl). Ceux-ci peuvent ainsi, selon les cas, accorder à des tiers des droits d'accès gratuits à leurs données de mesure et leurs données de référence par l'intermédiaire de la plateforme (et retirer ces droits ultérieurement si nécessaire). Pour garantir un traitement ultérieur efficace des données, il faut que celles-ci soient mises à disposition dans un format uniforme et lisible par la machine, via une interface numérique de la plateforme, par*

exemple une API. L'exploitant de la plateforme devra garantir, sur les plans technique et organisationnel, que les données (données de référence actuelles et données de mesure au quart d'heure des cinq dernières années, dès le jour suivant la mesure) peuvent être remises et transmises dans le format prévu (cf. art. 8, al. 2, let. c) dès la mise en service de la plateforme.»

Selon l'article 8*asepties*, alinéa 2, OApEl, cette obligation incombe à l'exploitant de la plateforme de données. Toutefois, étant donné que les gestionnaires de réseau ont jusqu'à présent fourni directement les données correspondantes en vertu de l'article 8, alinéa 3, OApEl, l'obligation de communication des données incombe aux gestionnaires de réseau tant que l'exploitant de la plateforme de données n'est pas en mesure de s'en charger.

La possibilité de percevoir des redevances ne subsiste donc que dans les cas visés à l'article 8, alinéa 4, OApEl. À ce sujet, le rapport explicatif précise (p. 17) :

«L'al. 4 correspond pour l'essentiel à la règle déjà existante. Cette disposition importe désormais uniquement dans les cas où un consommateur final, un producteur ou un gestionnaire d'installation de stockage demande la transmission de ses données, données qu'il ne peut pas déjà télécharger ou transmettre gratuitement via la plateforme en vertu de l'al. 3, let. j (ou de l'art. 8ater, al. 2). On peut notamment penser ici aux cas dans lesquels d'autres données que les données de mesure ou celles de référence sont concernées, ou alors aux cas où des données de mesure ou des données de référence préparées différemment sont exigées (par exemple autre agrégation, autre résolution, autre format ou données portant sur un autre aspect local).»

7.6 A-t-on droit à un compteur supplémentaire financé par le gestionnaire du réseau lorsqu'un compteur intelligent, dont l'acquisition a été lancée avant 2019, ne dispose pas d'une interface client conforme à l'OApEl ? Ajout du 16 juin 2026

L'article 17*a*^{bis}, alinéa 7, LApEl, en vigueur depuis le 1er janvier 2026, prévoit que ceux pour lesquelles la consultation de leurs propres données de mesure à l'aide du système de mesure intelligent mis en place par le gestionnaire de réseau n'est pas garantie sous la forme prescrite par la loi ont le droit de faire compléter ce système, aux frais de ce dernier, par un compteur d'électricité supplémentaire. Ces coûts ne constituent pas de coûts de mesure imputables du gestionnaire de réseau.

Le droit à un compteur supplémentaire dépend de la question de savoir si et sous quelle forme la consultation des données de mesure propres est prescrite par la loi pour le compteur concerné. Conformément à l'article 17*a*^{bis}, alinéa 2, LApEl, le Conseil fédéral peut édicter des prescriptions concernant l'introduction de systèmes de mesure intelligents. Il oblige les gestionnaires de réseau à utiliser, à partir d'une date déterminée, des systèmes de mesure intelligents pour tous les consommateurs finaux, producteurs et gestionnaires d'installations de stockage, ou pour certaines catégories d'entre eux.

Le Conseil fédéral a notamment fait usage de cette compétence avec l'article 31*l*, alinéa 1, OApEl, qui prévoit que le gestionnaire de réseau peut utiliser des compteurs intelligents qui ne répondent pas à toutes les exigences prévues aux articles 8*a*^{decies} et 8*b* OApEl, jusqu'à la fin de leur durée de vie utile (et les imputer aux 80 % visés à l'art. 31*e*, al. 1, OApEl), si leur acquisition a débuté avant le 1er janvier 2019. Les compteurs intelligents relevant de ces dérogations ne doivent donc en principe pas disposer d'une interface client utilisable.

Dans ce cas, le nouvel article 17*a*^{bis}, alinéa 7, LApEl ne s'applique donc pas non plus. Celui-ci se limite en effet aux cas dans lesquels le gestionnaire de réseau serait tenu de mettre à disposition l'interface client, mais ne le fait pas ou ne le fait pas conformément à la réglementation.

Toutefois, si un système de mesure non encore conforme à l'OApEl peut être mis en conformité sans effort supplémentaire significatif de la part du gestionnaire de réseau (par exemple grâce à une mise à jour du micrologiciel déjà prévue ou simplement par une configuration appropriée, l'installation d'un

adaptateur, etc.), nous estimons que le gestionnaire de réseau doit néanmoins permettre l'accès à l'interface client (cf. Questions et réponses sur la Stratégie énergétique 2050, question 39).

7.7 Ma facture d'électricité a augmenté suite à la mise en place des tarifs de mesure, alors que ma consommation est restée la même. Est-ce conforme à la loi ?

Ajout du 16 juin 2026

Jusqu'à fin 2025, les coûts liés aux mesures étaient intégrés dans les coûts de construction, d'exploitation et d'entretien du réseau électrique (coûts de réseau), que les gestionnaires de réseau répercutent sur les consommateurs finaux par le biais des tarifs pour l'utilisation du réseau (voir art. 14 et suivants de la loi fédérale du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité [LApEl ; RS 734.7)]). Jusqu'à présent, il n'y avait pas de facturation séparée des coûts de réseau et de mesure, conformément aux dispositions légales.

Dans le cadre de la révision de la LApEl prévue par la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (dite « acte unificateur unique »), le Conseil fédéral a proposé au législateur de libéraliser le secteur du comptage (p. 49 et suivantes du message relatif à l'acte unificateur unique). Le législateur s'est toutefois prononcé contre une ouverture du marché dans le domaine du comptage et a créé à la place de nouvelles règles prévoyant une imputation plus transparente et équitable des coûts de comptage – il n'est plus autorisée de les solidariser dans les coûts de réseau (p. 3 du rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl).

À compter de l'année tarifaire 2026, la facturation des coûts de réseau et de mesure s'effectuera par le biais de composantes tarifaires distinctes. Les gestionnaires de réseau sont désormais tenus de fixer des tarifs de mesure selon le principe de causalité. Sur la base de ces tarifs de mesure, les gestionnaires de réseau perçoivent la rémunération au titre de la mesure par point de mesure. La rémunération de mesure perçue ne doit pas dépasser les coûts de mesure imputables (art. 17*a*, al. 2 et 3, LApEl dans la version en vigueur à compter du 1er janvier 2026). Étant donné que les coûts de mesure sont désormais facturés via les rémunérations de mesure, les coûts de réseau devront être réduits des coûts de mesure à partir de l'année 2026. Étant donné que les coûts de mesure ne représentaient généralement qu'une fraction des coûts de réseau imputables totaux, il est toutefois possible que la réduction des coûts de réseau résultant de la suppression des coûts de mesure soit compensée, voire plus que compensée, par des investissements supplémentaires et la comptabilisation des couvertures insuffisantes des années précédentes.

En particulier pour les gestionnaires de réseau dont les tarifs d'utilisation du réseau ne comprenaient jusqu'à présent qu'un tarif de travail (cts./kWh) et ne comportaient aucune composante fixe (indépendant de la consommation), l'introduction des tarifs de comptage pour les clients à faible consommation peut donc entraîner une augmentation globale des coûts individuels de comptage et de réseau. À l'inverse, pour les consommateurs finaux à forte consommation desservis par ces mêmes gestionnaires de réseau, les modifications législatives devraient avoir pour effet de réduire proportionnellement leur contribution aux coûts de comptage. Bien que cela soit, dans une certaine mesure, en contradiction avec les objectifs de la Stratégie énergétique 2050, en particulier avec l'objectif légal d'une utilisation économe et efficace de l'énergie (art. 1, al. 2, let. b, LEne), il s'agit toutefois, comme expliqué, d'une conséquence des adaptations voulues par le législateur.

8 Systèmes de commande et de réglage, flexibilité

8.1 L'installation d'un smart meter avec un disjoncteur (fonction de coupure) sera-t-elle à l'avenir autorisée ? Ajout du 30 septembre 2025

Droit applicable jusqu'au 31.12.2025

Le terme de disjoncteur n'est pas compris partout de la même manière. Pour nous, il s'agit d'un dispositif de protection qui permet d'interrompre à distance l'alimentation électrique de consommateurs finaux (cf. aussi le chiffre 6.2.7 du manuel AES « Systèmes de mesure intelligents » ; HBiMS – CH 2019). Les disjoncteurs ne doivent pas être confondus avec les contacteurs qui sont utilisés pour augmenter ou abaisser l'injection ou le soutirage d'une installation de production ou d'un appareil (p. ex. chaudière, borne de recharge, pompe à chaleur). Les interprétations ci-dessous se rapportent uniquement aux disjoncteurs.

Selon la jurisprudence du Tribunal administratif fédéral (TAF), les smart meters (SM), qui permettent d'interrompre à distance l'alimentation électrique, entrent dans la définition des systèmes de commande et de réglage intelligents (SCRI ; art. 17*b*, al. 1, LApEl). L'utilisation de tels systèmes requiert en règle générale le consentement des consommateurs finaux, des producteurs et des gestionnaires des installations de stockage concernés (art. 17*b*, al. 3, LApEl). Selon le Tribunal, c'est seulement en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau que les SCRI peuvent être installés sans le consentement de la personne concernée et utilisés dans un tel cas (art. 8*c*, al. 5 et 6, OApEl ; arrêt A-2372/2021 du TAF du 26 juillet 2022, consid. 6.4.2-6.4.4). En l'absence de ce genre d'exception (cf. art. 8*c*, al. 5 ou 6, OApEl), l'installation (c.-à.-d. le montage) et l'emploi (c.-à.-d. l'utilisation) d'un SM avec disjoncteur ne sont autorisés qu'en cas de consentement et d'accord sur l'installation du système, le type d'utilisation et la rétribution des personnes concernées (cf. art. 8*c*, al. 1, let. a–c, OApEl).

Selon le droit applicable et la jurisprudence en vigueur du Tribunal administratif fédéral, un consentement séparé est ainsi requis pour l'installation et l'utilisation d'un SM avec disjoncteur. Si le consentement est donné uniquement dans les conditions générales, il n'est pas valable. (cf. question 50 de la communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 »).

Acte modificateur unique valable à partir du 1.1.2026

Avec la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (acte modificateur unique), l'article 17*b*, alinéa 3, LApEl demeure inchangé. Désormais, le recours à la flexibilité au service du réseau est garanti aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD) en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau, même contre la volonté des consommateurs finaux, producteurs et gestionnaires des installations de stockage concernés (cf. art. 17*c*, al. 4, let. b en lien avec l'al. 5, LApEl ; version du 1.1.2026, RO 2024 679). L'article 8*c*, alinéa 5, OApEl est abrogé au 1er janvier 2026 (RO 2025 139). À partir du 1er janvier 2026, le GRD pourra utiliser un SCRI sans le consentement du détenteur concerné de la flexibilité pour les utilisations garanties de la flexibilité qui lui reviennent (cf. art. 19*c*, al. 3, OApEl ; version du 1.1.2026, RO 2025 139). Cela suppose qu'il soit autorisé à installer un SCRI en l'absence de consentement. Pour l'emploi (c.-à.-d. utilisation) de SM avec disjoncteur, le consentement du consommateur final est cependant requis s'il ne s'agit pas d'une utilisation garantie.

8.2 Les smart meters avec disjoncteur et compteur électrique à pièces ou carte prépayée sont-ils autorisés pour les mauvais payeurs ? Ajout du 30 septembre 2025

La législation sur l'approvisionnement en électricité ne règle pas la manière dont les gestionnaires de réseau doivent procéder à l'égard des clients qui ne paient pas leur facture d'électricité. En revanche, il existe dans maintes localités des décrets communaux et cantonaux qui contiennent des prescriptions en la matière. Pour les disjoncteurs, il convient de rappeler que l'interruption de la fourniture

d'électricité (refus de livraison) constitue une intervention relativement grave, qui est autorisée uniquement dans certaines conditions, en particulier lorsqu'elle est pratiquée chez des consommateurs finaux en réaction au non-paiement de factures pour des livraisons d'électricité déjà effectuées dans le cadre de l'approvisionnement de base (cf. arrêt du Tribunal fédéral 2C_450/2010 du 15 décembre 2010, consid. 5.5, publié sous la référence ATF 137 I 120). Si le soutirage est interrompu à distance par un smart meter avec disjoncteur, le consentement de la personne concernée est requis selon la jurisprudence du Tribunal administratif fédéral (cf. arrêt A-2372/2021 du 26 juillet 2022, consid. 6.4.2–6.4.4).

Pour la gestion des créances, nous recommandons donc d'utiliser des moyens moins radicaux tels que la poursuite pour dettes ou le compteur électrique à pièces ou carte prépayée. Pour les clients qui, à maintes reprises, n'ont pas réglé leur facture à temps en raison de difficultés financières, l'utilisation d'un compteur électrique à prépaiement est en général une solution proportionnée et efficace, qui n'est pas contestable du point de vue de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Ici aussi, le gestionnaire de réseau doit opter pour la méthode la plus proportionnée. Par exemple, le consommateur final devrait pouvoir créditer son compte en toute autonomie, sans avoir à se rendre chez le gestionnaire de réseau aux heures de bureau pour payer. Un arrêt du Tribunal administratif du canton de Berne dispose que l'installation d'un compteur à prépaiement doit être par ailleurs ordonnée par la voie d'une décision attaquable (TA 100.2010.341U du 17 novembre 2010, consid. 2.1, 3.4 avec d'autres indications).

Concernant les interruptions de courant, il est à noter que les personnes effectuant des travaux sur des installations électriques hors tension peuvent être mises en danger lors du réenclenchement (cf. art. 22, al. 1, let. b de l'ordonnance sur les installations électriques à basse tension [OIBT ; RS 734.27]). Nous considérons donc que le rétablissement de la fourniture d'électricité ne devrait pas être commandé à distance.

8.3 Est-il autorisé d'installer, chez les mauvais payeurs, des compteurs intelligents équipés de disjoncteurs ainsi que des compteurs à prépaiement à pièces ou d'autres types de compteurs à prépaiement ? Ajout du 10 février 2026

Le gestionnaire de réseau de distribution peut continuer à utiliser la flexibilité qu'il a utilisé avant le 1er janvier 2026 auprès d'un détenteur de flexibilité (consommateur final, producteur ou gestionnaire d'installations de stockage) au moyen d'un système de commande et de réglage, à condition qu'il informe chaque année le détenteur de flexibilité au moins sur l'utilisation d'un système de commande et de réglage, l'étendue de l'utilisation prévue de la flexibilité, le moyen de communication ainsi que la fréquence des informations relatives à l'utilisation et à la rémunération. En outre, le gestionnaire de réseau de distribution doit informer le détenteur de flexibilité au moins une fois par an que le fait de lui interdire la poursuite de l'utilisation de la flexibilité existante entraîne la suppression définitive de son droit d'utilisation privilégiée sur cette flexibilité (art. 19*d*, al. 1 et 2, let. a et b, OApEl ; voir également le rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl avec entrée en vigueur le 1er janvier 2026, p. 34 et 35). Ces informations doivent impérativement être communiquées pour la première fois par écrit, par courrier postal, entre le 1er et le 31 janvier 2026 (art. 31*p* OApEl). Les communications ultérieures doivent être effectuées sous une forme permettant de conserver une trace écrite (par exemple par courrier postal ou par e-mail). Les informations doivent être suffisamment claires et précises. Le gestionnaire de réseau de distribution doit dans tous les cas signaler au détenteur de flexibilité que l'absence de réaction de sa part vaut acceptation tacite de la poursuite de l'utilisation de sa flexibilité existante (cf. rapport explicatif, p. 34 et 35).

Parmi les exemples courants de flexibilités existantes, on peut citer le préchauffage des chaudières pendant la nuit à l'aide de systèmes de télécommande centralisée ou l'arrêt des pompes à chaleur à certaines heures.

8.4 Comment un détenteur de flexibilité doit-il procéder pour interdire la poursuite de l'utilisation de sa flexibilité existante (opt-out) ? Ajout du 10 février 2026

Le détenteur de flexibilité doit exprimer explicitement son interdiction (opt-out), par exemple en informant son gestionnaire de réseau : « Par la présente, j'interdis à mon gestionnaire de réseau de distribution de continuer à utiliser ma flexibilité existante, qu'il exploitait avant le 1er janvier 2026 au moyen d'un système de contrôle et de réglage. » Le détenteur de flexibilité pourrait, le cas échéant, préciser de quel type de flexibilité il s'agit et comment le gestionnaire de réseau de distribution l'a exploitée. Cela est particulièrement recommandé lorsque la formulation générale mentionnée ne permet pas d'identifier clairement à quelle flexibilité l'opt-out doit s'appliquer.

La notification doit impérativement être effectuée *par écrit*, c'est-à-dire par courrier postal adressé au gestionnaire de réseau de distribution. Dès que le détenteur de flexibilité a notifié l'interdiction, le gestionnaire de réseau de distribution ne peut plus invoquer une utilisation privilégié de la flexibilité existante. La possibilité de se soustraire à cette obligation est accordée au détenteur de flexibilité dans un délai de 30 jours à compter de chaque réception de nouvelles informations relatives à l'utilisation de la flexibilité existante, ou moyennant un préavis de trois mois avant la fin d'une année civile (art. 19*d*, al. 3, OApEl et rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl, entrant en vigueur le 1er janvier 2026, p. 35). Dans le cas de la variante de 30 jours, la notification prend donc effet immédiatement. Dans le cas de la variante prévoyant un préavis de trois mois avant la fin de l'année civile, le délai de préavis doit toutefois être respecté dans tous les cas, car un effet immédiat serait en contradiction directe avec l'octroi de ce délai.

L'interdiction est donc possible pour la première fois dans les 30 jours suivant la réception des informations, qui doivent être envoyées par courrier postal entre le 1er et le 31 janvier 2026, et prend effet dès leur notification. Si le gestionnaire du réseau fournit les informations avant le 1er janvier 2026, celles-ci sont réputées avoir été communiquées le 5 janvier 2026. Si le délai de 30 jours n'est pas utilisé, l'utilisation de la flexibilité existante ne peut être interdite qu'à compter du 1er janvier 2027, à condition que la notification soit envoyée par courrier postal au plus tard fin septembre 2026. En l'absence de règle spécifique concernant la charge de la preuve, le détenteur de la flexibilité doit être en mesure de prouver qu'il a fait usage de l'option de retrait (par application par analogie de l'article 8 du Code civil suisse du 10 décembre 1907 [CC ; RS 210]). Il est donc recommandé d'envoyer la lettre d'interdiction par courrier recommandé.

8.5 Quelles seraient les conséquences d'une interdiction de continuer à utiliser à la flexibilité existante (opt-out) ? Ajout du 10 février 2026

Toute interdiction notifiée concernant la poursuite de l'utilisation de la flexibilité entraîne la suppression définitive du droit privilégié accordé au gestionnaire de réseau de distribution. Toute nouvelle utilisation de la flexibilité doit donc être régie par un contrat d'utilisation de la flexibilité conformément à l'article 19*b* OApEl. Sont réservées les utilisations garanties de la flexibilité au sens de l'article 17*c*, alinéa 4, LApEl ou de l'article 19*c* OApEl. L'interdiction ne confère au détenteur de la flexibilité aucun droit à la désinstallation d'un système de commande et de réglage déjà installé. Ce système peutcontinuer à être utilisé pour les utilisations garanties (art. 19*d*, al. 4, OApEl ; rapport explicatif du 19 février 2025 relatif à la modification de l'OApEl, entrant en vigueur le 1er janvier 2026, p. 35).

8.6 Si le gestionnaire de réseau identifie une région ou un quartier spécifique où il doit prendre des mesures (par exemple en raison d'une surcharge) et que le recours à la flexibilité au service du réseau est envisageable dans cette zone : peut-il contacter directement un destinataire spécifique et vérifier si celui-ci serait intéressé par un investissement (tel qu'une batterie) ? Ajout du 16 juin 2026

Il convient tout d'abord de noter qu'il est admissible et même nécessaire de ne recourir à des mesures de flexibilité au service du réseau que dans les zones où se posent effectivement des problèmes de réseau correspondants.

Sous réserve des dispositions du droit des marchés publics, dont le respect ne relève pas de la compétence de l'ElCom, il n'est pas exclu que le gestionnaire de réseau contacte directement certains fournisseurs potentiels de flexibilité situés à des lieux appropriés. Même en l'absence d'obligation légale de lancer un appel d'offres en vertu du droit des marchés publics, le gestionnaire de réseau doit toutefois toujours respecter le principe d'efficacité. Cela signifie que, comme mentionné ci-dessus, il doit d'une part envisager d'autres solutions possibles et, d'autre part, garantir un achat efficace. Ce dernier point implique qu'il doit, le cas échéant, solliciter des offres auprès de plusieurs fournisseurs appropriés.

8.7 Les besoins en flexibilité doivent-ils faire l'objet d'un appel d'offres public, afin que toutes les parties intéressées puissent se manifester et obtenir le contrat ? Ce produit peut-il fonctionner selon les principes du marché, par exemple par le biais d'enchères ? Ces enchères peuvent-elles également être limitées géographiquement (à une partie spécifique de la zone de desserte) ? **Ajout du 16 juin 2026**

Comme mentionné plus haut (cf. question 8.6), l'ElCom n'est pas compétente en matière d'application du droit des marchés publics. Compte tenu de la nécessité d'un achat efficace, un appel d'offres public peut toutefois s'avérer judicieux. Des enchères limitées géographiquement ne sont pas non plus exclues. Leur pertinence dépendra probablement des circonstances concrètes, telles que la conception du produit et la flexibilité disponible (liquidité).

9 Communautés électriques locales (CEL)

9.1 Une batterie peut-elle, en tant que membre d'une communauté électrique locale (CEL), prélever de l'électricité sur le réseau de distribution, la stocker et la revendre ultérieurement au sein de la CEL en cas d'absence de production au sein de celle-ci ? **Ajout du 20 mai 2025**

Conformément à l'article 19*h*, alinéa 4, première phrase, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139), les installations de stockage ne peuvent pas vendre plus d'électricité au sein de la communauté qu'elles n'en soutirent de la communauté. Malgré toutes les précautions prises, il peut arriver que de l'électricité stockée pendant une période de décompte soit vendue alors qu'elle ne provient pas d'une production au sein de la CEL. Il s'agit toutefois d'une exception, car il est interdit de charger systématiquement de l'électricité depuis le réseau pour la réinjecter dans la CEL (cf. rapport explicatif sur l'OApEl à partir du 1er janvier 2026, p. 17, c, iii., à la fin). Les détails relatifs au remboursement du tarif d'utilisation du réseau devront être réglés dans les directives de la branche (cf. rapport explicatif sur l'OApEl à partir du 1er janvier 2026, p. 39).

L'utilisation d'installations de stockage au sein d'une CEL est donc autorisée dans la mesure où l'achat et la vente au sein d'une CEL sont équilibrés sur une période de décompte au sens de l'article 19*h*, alinéa 4, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139). Selon la volonté du législateur, les installations de stockage ne doivent donc pas permettre d'effectuer des opérations d'arbitrage (achat à bas prix en dehors de la CEL et revente plus chère au sein de la CEL). Le but d'une CEL est en effet la vente locale d'électricité produite localement. Si une CEL consomme plus qu'elle ne produit, l'électricité dite restante est achetée auprès des fournisseurs correspondants. Pour les consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base, il s'agit du gestionnaire de réseau de distribution local (GRD). Pour les consommateurs finaux non éligibles au marché, la participation à une CEL ne doit pas être utilisée de manière abusive pour contourner l'approvisionnement de base ; le consommateur final bénéficiant de l'approvisionnement de base ne peut être approvisionné que par le GRD ou par un participant à la CEL avec de l'électricité qu'il a lui-même produite (cf. pour l'ensemble rapport explicatif sur l'OApEl à partir du 1er janvier 2026, p. 9). Cela plaide également contre la licéité des opérations d'arbitrage au moyen d'installations de stockage. Pour le reste, il est renvoyé aux exemples de cas figurant aux pages 14 et suivantes du rapport explicatif susmentionné.

9.2 La formation d'une communauté électrique locale (CEL) est-elle autorisée lorsque le NR5 prévu pour la co-utilisation est exploité par un autre gestionnaire de réseau que le NR7 auquel sont raccordés les participants ? Ajout du 30 septembre 2025

Oui, si les conditions restantes sont remplies.

Pour la formation d'une CEL, les conditions ci-dessous s'appliquent (art. 17*d* LApEl [version du 1.1.2026, RO 2024 679] et art. 19*e* OApEl [version du 1.1.2026, RO 2025 139]) :

- les participants doivent être *raccordés* au réseau d'électricité dans la même zone de desserte (art. 17*d*, al. 2, let. a, LApEl) ;
- les participants doivent être *raccordés* au réseau d'électricité au même niveau de réseau (art. 17*d*, al. 2, let. a, LApEl) ;
- les participants doivent se trouver dans la même commune (art. 17*d*, al. 3, LApEl) ;
- les participants ne doivent pas être raccordés à des niveaux de tension supérieurs à 36 kV. En outre, de tels niveaux de tension ne doivent pas être utilisés pour l'échange d'électricité autoproduite dans le cadre de la communauté (art. 19*e*, al. 3, OApEl) ;
- tous les participants doivent être équipés d'un système de mesure intelligent, (art. 17*d*, al. 2, let. b, LApEl) ;
- la puissance des installations de production qui y sont utilisées représente au moins 5 pour cent de la puissance de raccordement de tous les consommateurs finaux qui y participent (art. 17*d*, al. 2, let. c en lien avec l'art. 19*e*, al. 1, OApEl).

Ni la LApEl ni l'OApEl ne prévoit la condition selon laquelle les NR7 et NR5 doivent être exploités par le même gestionnaire de réseau pour les CEL, dont les participants sont certes *raccordés* au NR7, mais qui cependant *co-utilisent* le NR5 pour l'échange d'électricité autoproduite. Le Secrétariat technique de l'ElCom part donc du principe que les gestionnaires de réseau – si les conditions restantes sont remplies – doivent mettre en œuvre des CEL également dans des configurations où les NR5, qui sont co-utilisés, ne sont pas exploités par le même gestionnaire de réseau que le NR7 auquel sont raccordés les participants. Les documents de la branche de l'AES sont appliqués par l'ElCom si la solution qui y est proposée se révèle appropriée et est compatible avec la législation sur l'approvisionnement en électricité (cf. communication de l'ElCom du 1er février 2010 sur la nature juridique des directives et documents de la branche). Selon le chiffre 4.1 (3) c) de la recommandation de la branche « Communautés électriques locales (CEL) » (DB CEL – CH 2025), l'ensemble des niveaux de réseau et des installations de réseau utilisés au sein de la CEL pour l'échange d'électricité sont gérés par le même GRD. Selon le Secrétariat technique, il n'y a pas de base légale pour cette exigence. C'est pourquoi il considère que ce chiffre n'est pas compatible avec la législation sur l'approvisionnement en électricité.

9.3 La participation à une CEL sur le territoire d'une commune voisine est-elle exclue lorsque le consommateur final ou l'installation de production de sa propre commune ne sont pas raccordés au réseau d'électricité ?

Ajout du 30 septembre 2025, mise à jour du 16 juin 2026

Oui, c'est exclu aussi dans ce cas-là.

L'étendue d'une CEL ne peut excéder le territoire d'une commune (art. 17*d*, al. 2, LApEl [version du 1.1.2026, RO 2024 679]). Il ressort de la phrase 1 (« proximité géographique des membres ») que la situation des participants est déterminante, à savoir le lieu où est produite et commercialisée leur électricité. En dehors de la commune, la participation à une CEL est par conséquent exclue. Cela s'applique également lorsque la ligne de raccordement d'un consommateur final ou d'une installation de production franchit une limite communale. Dans ce genre de cas, la participation à une CEL est totalement exclue : d'un côté, la question de la participation se heurte au problème de l'appartenance à une commune et de l'autre, il manque un raccordement au réseau.

Il ressort de la délibération parlementaire que le législateur a sciemment inscrit dans la loi le critère de l'appartenance à une commune malgré une critique (BO 2023 N 1488 et 1498). Au final, il a défini ce critère de sorte qu'il soit clairement compréhensible au niveau local et simple à mettre en œuvre, tout en sachant que les limites communales ne correspondent pas nécessairement à la topologie du réseau et que certains producteurs ou consommateurs finaux ne peuvent pour le moment pas participer à une CEL.

L'appartenance communale dépend de l'emplacement du site de consommation ou de production concerné. Cet emplacement est lui-même déterminé par la localisation du raccordement au réseau (entendu comme le point de raccordement domestique ; en allemand : «*[Haus-]Anschlusspunkt*»). C'est ce que suggère le libellé de l'article 17*d*, alinéa 2, lettre a, de la LApEl. Cette disposition présuppose que les participants à la LEG soient « *raccordés* au réseau électrique et proches localement ». Dans un souci de cohérence d'interprétation, c'est également ce critère qu'il convient de retenir pour la question de l'appartenance communale au sens de l'article 17*d*, alinéa 3, LApEl – qui porte également sur la proximité géographique entre les participants. Le raccordement au réseau permet de déterminer clairement et simplement l'emplacement d'un site de consommation ou de production. C'est donc également pour des raisons de praticabilité qu'il convient de se fonder sur ce critère et non, par exemple, sur l'emplacement des générateurs d'une installation de production.

Le point de référence déterminant pour la localisation d'un site de consommation ou de production est le point de raccordement (domestique) et non le point de jonction entre la ligne de raccordement au réseau et le réseau de distribution proprement dit, qui fait déjà partie du réseau de distribution.

9.4 La participation à une CEL pour l'électricité produite en interne donne-t-elle également droit à une réduction sur le tarif de mesure ? Ajout du 30 septembre 2025

Non. Selon la loi, cette déduction n'est applicable que sur le tarif d'utilisation du réseau (art. 17*d*, al. 3, phrase 2, LApEl, version du 1.1.2026, RO 2024 679). Dans l'ordonnance, l'article 19*h*, alinéa 5, OApEl (version du 1.1.2026, RO 2025 139) énumère quelques positions qui sont facturées sans déduction (p. ex. supplément perçu sur le réseau, redevances et prestations fournies aux collectivités publiques). Le fait que la rémunération du mesurage n'y soit pas mentionnée n'est pas déterminant. Comme la nouvelle loi fait une distinction entre le tarif d'utilisation du réseau et le tarif de mesure, une précision en ce sens n'était tout simplement pas nécessaire.

9.5 Qui doit payer la rémunération du mesurage d'une CEL ? Ajout du 30 septembre 2025

Le calcul de la rémunération du mesurage d'une CEL se fonde sur les dispositions concernant les systèmes de mesure (art. 19*g*, al. 7, OApEl ; version du 1.1.2026, RO 2025 139). Les consommateurs finaux sont les débiteurs de cette rémunération. Le gestionnaire de réseau et la CEL doivent convenir de manière contractuelle si la rémunération du mesurage est facturée à la communauté ou aux consommateurs finaux (pour l'utilisation du réseau et la fourniture d'électricité, cf. art. 17*e*, al. 6, LApEl ; version du 1.1.2026, RO 2024 679).

9.6 Lors du calcul du rapport minimal requis pour la création d'une CEL pour une installation de production intégrée dans un RCP, faut-il tenir compte d'une puissance réduite de l'installation, car une partie de la puissance est déjà à la disposition du RCP ? Ajout du 2 décembre 2025

Une CEL peut être constituée lorsque la puissance des installations de production utilisées dans la communauté représente au moins 5 pour cent de la puissance raccordée de tous les consommateurs finaux participants (art. 19*e*, al. 1, OApEl, version du 1.1.2026, RO 2025 139).

Le coffret de raccordement domestique est déterminant pour le calcul de la puissance de raccordement requise. Les accumulateurs ne doivent pas être pris en compte dans le calcul de la puissance de

raccordement. Une CEL n'est traitée comme telle que si les conditions générales sont toujours remplies. Si la puissance de raccordement venait à tomber en dessous de 5 pour cent, les participants à la CEL n'auraient notamment plus droit à une réduction sur le tarif d'utilisation du réseau (rapport explicatif du 19 février 2025 concernant la modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, entrée en vigueur le 1er janvier 2026, p. 35 f.).

La prise en compte d'une puissance réduite d'une installation de production intégrée dans un RCP lors du calcul du rapport minimal pour la formation d'une CEL conformément à l'article 19*e*, alinéa 1, OApEl ne peut être déduite des dispositions relatives aux CEL et des explications correspondantes.

9.7 Les consommateurs finaux d'une CEL qui disposent d'une installation de production sont-ils tenus de participer à cette CEL en tant que producteurs ? Ajout du 16 juin 2026

Selon l'article 19*e*, alinéa 4, OApEl, les consommateurs finaux ne peuvent participer qu'à une seule CEL par site de consommation. Les installations de production et les installations de stockage ne peuvent être utilisés que dans une seule CEL.

La participation à une CEL est facultative. Si un consommateur final dispose d'une installation de production d'électricité sur son lieu de consommation (ce qu'on appelle un « prosommateur »), il est libre de participer à une CEL uniquement en sa qualité de consommateur final ou uniquement en tant que producteur d'électricité. Sous réserve du respect des conditions légales de participation (cf. notamment l'art. 17*d*, al. 2 et 3, LApEl), il lui est également possible de participer en tant que consommateur final à une CEL, tout en injectant ses quantités de production dans une autre CEL.

Si les quantités produites ne sont pas commercialisées au sein de la même CEL, une différenciation est nécessaire au niveau de la comptabilité, car les quantités injectées et les quantités soutirées ne peuvent pas être affectées au même (sous-)groupe de bilan. Aux fins de cette distinction, deux désignations différentes sont attribuées au point de mesure concerné, conformément au Metering Code de l'AES (MC-CH 2025, ch. 4.2.4). Il en va de même, par ailleurs, indépendamment de la participation à une CEL, lorsqu'un consommateur final bénéficiant de l'approvisionnement de base ne met pas ses quantités produites à la disposition du gestionnaire de réseau local dans le cadre de l'obligation de reprise et de rétribution (art. 15 LEne), mais les vend à un autre acheteur sur le marché libre de l'électricité, en vertu de l'article 13, alinéa 1, LApEl.

9.8 Le gestionnaire de réseau de distribution est-il tenu de mettre gratuitement à la disposition de la CEL les « données virtuelles de courbe de charge », c'est-à-dire les quantités d'électricité vendues au sein de la communauté qu'il a calculées, ou doit-il simplement mettre gratuitement à la disposition de la CEL ou de ses représentants les valeurs physiques correspondantes de la courbe de charge ? Ajout du 16 juin 2026

Est considérée comme quantité d'électricité autoproduite et écoulée dans le cadre de la communauté via le réseau de distribution la plus petite des deux sommes suivantes : d'une part, la quantité d'électricité totale injectée au sein de la communauté et, d'autre part, la quantité totale d'électricité soutirée par la communauté, sur la base des valeurs de courbe de charge de quinze minutes. La quantité correspondante est attribuée à chaque participant en fonction de sa part dans la quantité totale d'électricité soutirée par la communauté (art. 19*g*, al. 4, let. a et b, OApEl).

Cette quantité d'électricité doit être calculée par le gestionnaire de réseau afin de déterminer la rémunération pour l'utilisation du réseau et la rémunération pour les fournitures d'électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base pour chaque participant, ainsi que la rémunération due pour le courant réinjecté dans le cadre de l'obligation de reprise et de rétribution (art. 19*g*, al. 4 à 6, OApEl)

Selon l'article 17*e*, alinéa 6, LApEl, la facturation tant de l'utilisation du réseau que des fournitures d'électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base, ventilée en fonction des consommations

des différents consommateurs finaux, est adressée à la communauté à la demande du gestionnaire de réseau de distribution ou de la CEL.

Les « données virtuelles de courbe de charge » sont donc des valeurs que le gestionnaire de réseau est tenu de déterminer en vertu de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Il ne s'agit donc pas de données de mesure supplémentaires ou traitées différemment pour lesquelles les gestionnaires de réseau pourraient exiger une rémunération couvrant leurs coûts conformément à l'article 8, alinéa 4, OApEl.

Il n'existe donc aucune base légale permettant à un gestionnaire de réseau d'exiger une rémunération de la part de la CEL pour la transmission de données dont il dispose déjà. La CEL, ou ses représentants, ont donc droit à la transmission gratuite de ces données.

9.9 Compte tenu des règles de séparation des activités, est-il autorisé d'afficher les proportions « approvisionnement CEL » / « approvisionnement externe » sur le portail client ? Ajout du 16 juin 2026

Les dispositions relatives à la séparation informative et comptable (art. 10 LApEl) constituent un instrument visant à garantir l'« indépendance de l'exploitation du réseau » et à instaurer des « conditions de concurrence équitables ». Les informations issues de l'exploitation du réseau (y compris l'approvisionnement de base), dans la mesure où elles sont sensibles sur le plan économique, ne doivent pas être utilisées à des fins concurrentielles, sous réserve des obligations légales de publication. Selon le message relatif à la LApEl, les dispositions sur la séparation visent à empêcher qu'un fournisseur d'électricité ne tire un avantage concurrentiel par rapport à des concurrents potentiels grâce aux connaissances issues de l'exploitation du réseau.

La simple présentation des parts des achats internes et externes de la CEL ne relève pas du domaine de la concurrence : Conformément à l'article 8*a*^{decies}, alinéa 4, lettre c, OApEl, les gestionnaires de réseau doivent permettre aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux gestionnaires d'installations de stockage de consulter les valeurs de courbe de charge de 15 minutes les 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. Cette obligation s'adresse aux gestionnaires de réseau dans le cadre de l'exécution de leurs obligations relevant du domaine de monopole. Cette exigence est généralement satisfaite par le biais d'un portail client. Étant donné que la détermination des parts d'approvisionnement provenant de la CEL, d'une part, et de sources externes (approvisionnement de base ou fournisseur sur le marché libre), d'autre part, a une incidence directe sur la facturation – tant pour le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau que pour l'électricité fournie (cf. art. 17*c*, al. 4 et 5, LApEl) –, ces données peuvent également être affichées sur le portail client.

10 Plateforme de données

[…]

11 Régulation Sunshine

[…]

12 Stockage (par batterie)

12.1 Une installation de stockage peut-elle être raccordée à un transformateur de réserve dans une sous-station (sans sécurité n-1 ni coupure du réseau en cas de travaux de maintenance ou de pannes) afin d'éviter le démontage des deux transformateurs ? Ajout du 20 mai 2025

Cela n'est pas exclu par la législation sur l'approvisionnement en électricité, pour autant qu'un réseau sûr et performant puisse être garanti. Cette décision relève en premier lieu de l'appréciation et de la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution. Il convient toutefois de noter qu'une nouvelle catégorie de raccordement est ainsi créée (raccordement sans sécurité n-1, éventuellement à des coûts de raccordement plus avantageux), qui devrait, le cas échéant, être également accordée à d'autres raccordés sur la base des principes généraux du droit. La mise en œuvre de l'obligation de raccordement relève toutefois en principe de la compétence des Cantons (le cas échéant la question de la compétence devrait être clarifiée au cas par cas).

12.2 Un exploitant d'une installation de stockage doit-il supporter intégralement les surcoûts liés à l'extension du réseau résultant du raccordement de l'installation de stockage, au titre de l'article 16, alinéa 3, OApEl, au motif qu'il s'agit de surcoûts disproportionnés ? Quel est le rapport avec les éventuelles contributions aux coûts du réseau ? Ajout du 20 mai 2025

Il convient tout d'abord de mentionner que, sous réserve du respect de l'article 16, alinéa 3, OApEl, les dispositions cantonales s'appliquent en principe à l'obligation de raccordement des installations de stockage et aux conditions de raccordement. Cela vaut également pour la question de savoir si des contributions aux coûts de réseau peuvent être prélevées pour les installations de stockage sans consommation finale. L'ElCom n'est pas compétente pour vérifier ces conditions cantonales de raccordement. Des explications détaillées à ce sujet se trouvent dans la communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 », question 63.2. Ces explications restent valables même après l'entrée en vigueur de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelable (acte modificateur unique). Dans la mesure où, pour imposer des contributions aux coûts du réseau dans le cadre des dispositions cantonales, il est fait référence à la définition du consommateur final à l'article 4, alinéa 1, lettre b, de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité du 23 mars 2007 (loi sur l'approvisionnement en électricité, LApEl ; RS 734.7), on peut toutefois retenir qu'à partir du 1er janvier 2025, le prélèvement sur le réseau à des fins de stockage sera également considéré comme une consommation finale.

Si le raccordement ou l'exploitation d'une installation de stockage entraîne des surcoûts disproportionnés, ceux-ci doivent être supportés dans une mesure raisonnable par l'exploitant de l'installation de stockage (art. 16, al. 3, OApEl). Les surcoûts disproportionnés doivent être évalués en fonction des circonstances concrètes (voir à ce sujet la référence à la MURD – CH dans la communication susmentionnée). En ce qui concerne la prise en charge des coûts, le libellé de l'article 16, alinéa 3, OApEl ne prévoit pas la prise en charge intégrale des surcoûts disproportionnés, mais seulement dans une « mesure raisonnable ». Le libellé ne prévoit donc en principe qu'une charge partielle des coûts. Le caractère raisonnable ne peut être déterminé de manière forfaitaire, mais doit être apprécié au cas par cas, en fonction des circonstances concrètes. L'étendue ou la part des coûts pris en charge peut donc varier en fonction de la situation.

Si un gestionnaire de réseau applique l'article 16, alinéa 3, OApEl[3], les éventuelles contributions aux coûts de réseau doivent être prises en compte. Si la contribution aux coûts de réseau est prélevée à hauteur d'un montant substantiel, par exemple en fonction de la puissance, il convient d'examiner si

[3] La fixation des conditions de raccordement (y compris les contributions aux coûts du réseau), qui relève en principe de la compétence cantonale et qui peut prévoir une imposition individuelle plus élevée des coûts, n'est pas affectée.

elle ne couvre pas déjà, en règle générale, les surcoûts disproportionnés du raccordement. Les surcoûts disproportionnés liés à l'exploitation de l'installation de stockage doivent toutefois être évalués indépendamment de la contribution aux coûts du réseau.

Enfin, il convient de mentionner que l'égalité de traitement en matière de conditions de raccordement s'applique bien entendu également aux installations de stockage propres à l'entreprise d'approvisionnement en électricité.

12.3 Des coûts supplémentaires disproportionnés surviennent-ils également lorsqu'aucune extension du réseau n'est nécessaire, mais qu'un équipement producteurs existant est utilisé de manière substantielle par l'installation de stockage ? **Ajout du 20 mai 2025**

Les explications fournies dans le document de la branche MURD (MURD – CH 2024, sections 3.6.3 à 3.6.5, en particulier la référence aux coûts d'opportunité [ch. 3.6.3] et à la sollicitation supplémentaire d'un équipement producteurs [ch. 3.6.4, al. 4]) n'excluent pas une telle interprétation. Toutefois, la formulation de l'article 16, alinéa 3, OApEl, « *subit*…des surcoûts », semble plutôt indiquer que les coûts supplémentaires sont effectivement engagés ou, à tout le moins, très probablement engagés dans un avenir proche. Ce n'est que dans de telles configurations qu'il est possible d'estimer avec une certaine précision la part disproportionnée. Néanmoins, une disposition contractuelle prévoyant qu'un montant raisonnable serait dû en cas de besoin d'extension future n'est pas exclue.

12.4 L'ElCom dispose-t-elle déjà de directives concrètes pour déterminer les « coûts supplémentaires disproportionnés » et la « prise en charge des coûts dans une mesure appropriée » ? **Ajout du 20 mai 2025**

Jusqu'à présent, l'ElCom n'a pas eu à statuer sur des cas concernant le raccordement d'installations de stockage. Il n'existe donc pas de pratique en la matière et l'appréciation au cas par cas reste réservée.

12.5 Un système de stockage par batterie peut-il être installé de manière à pouvoir être utilisé, selon les besoins, soit comme système de stockage avec autoconsommation (optimisation de l'autoconsommation, exemption partielle seulement de la rémunération pour l'utilisation du réseau), soit comme système de stockage sans autoconsommation (utilisation exclusivement sur le marché, exemption totale de la rémunération pour l'utilisation du réseau) ? **Ajout du 10 février 2026**

Les bases juridiques et documents pertinents ne contiennent aucune disposition précisant dans quelles conditions le mode d'exploitation et le concept de mesure d'une installation de stockage peuvent être modifiés. Une installation de stockage destinée à la consommation finale ne doit en tout état de cause pas nécessairement être exploitée en tant que telle indéfiniment, pas plus qu'une installation de stockage non destiné à la consommation finale. Un changement de mode d'exploitation est donc en principe autorisé.

Une modification flexible du mode d'exploitation n'est toutefois pas réalisable : Le raccordement d'une installation de stockage nécessite le dépôt d'une demande de raccordement auprès du gestionnaire de réseau. Cette demande de raccordement (qui doit être approuvée par le gestionnaire de réseau) définit notamment le mode d'exploitation de l'installation de stockage – et donc également le concept de mesure requis – et précise, par exemple, si l'installation participe au marché des PSS. Une modification du mode de fonctionnement et du concept de mesure nécessite donc en principe le dépôt d'une nouvelle demande de raccordement. Une installation permettant au client de changer de mode de fonctionnement sans intervention du gestionnaire de réseau devrait être considérée par ce dernier comme une installation avec consommation finale, car elle pourrait à tout moment – sans intervention du gestionnaire de réseau – être utilisée comme installation de stockage avec consommation finale.

En résumé, cela signifie :

- Un changement de mode de fonctionnement est autorisé, mais nécessite en principe une nouvelle demande de raccordement.
- Si un gestionnaire de réseau autorisait une installation commutable, celle-ci devrait être traitée comme une installation de stockage avec consommation finale, car l'installation de stockage peut à tout moment être utilisée pour la consommation finale sans intervention du gestionnaire de réseau.

13 Mesures d'efficacité

Introduction ajoutée le 30 septembre 2025

Dans ce chapitre, il est question des gains d'efficacité obtenus par les fournisseurs d'électricité (ci-après : mesures d'efficacité) visés à l'article 46*b* LEne. L'OFEN est compétent pour garantir l'application de cet article et de ses dispositions d'exécution (art. 51*a* à 51*i* et art. 80*b*). Cela concerne en particulier la fixation des objectifs d'efficacité que les fournisseurs d'électricité doivent atteindre ainsi que l'imputabilité des coûts des mesures d'efficacité à ces objectifs. Les documents de l'OFEN concernant la mise en œuvre sont disponibles via ce lien.

L'ElCom est (uniquement) responsable de l'imputabilité des coûts des mesures d'efficacité dans l'approvisionnement de base, qui est réglée dans les articles 6, alinéa 5ter, LApEl et 4*d* OApEl. Le transfert des coûts des mesures d'efficacité par les fournisseurs d'électricité aux consommateurs finaux avec un accès au réseau (c.-à-d. sur le marché libre) n'est pas réglé par la loi et relève en principe du droit privé. Les tribunaux civils sont donc compétents en cas de litiges.

13.1 Quels principes généraux sont valable pour l'imputabilité de mesures visant à accroître l'efficacité énergétique ? À quel moment doivent être imputés les coûts des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique à l'approvisionnement de base, lors de leur réalisation ou lors de leur annonce ? Et comment cela doit-il être pris en compte dans l'élaboration des tarifs prévisionnels ?

Mise à jour du 20 mai 2025, ancienne question 6.14

Les principes suivants s'appliquent à l'imputabilité des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique :

- Seules les mesures visant à accroître l'efficacité énergétique effectivement réalisées (preuve de réalisation) à partir de 2025 et acceptées par l'OFEN sont imputables.
- Les coûts (à partir de 2025) de ces mesures qui peuvent être justifiés sont imputables l'année pour laquelle elles ont été annoncées à l'OFEN. Par exemple, les coûts des mesures réalisées durant l'année 2026 et annoncées courant 2027 sont à imputer en 2027.
- Les coûts généraux liés à la mise en œuvre des mesures d'efficacité doivent être répartis entre les différentes mesures à l'aide d'une clé de répartition appropriée ;
- Lors de la planification des tarifs, les gestionnaires de réseau indiquent les coûts auxquels ils s'attendent. Ils peuvent le faire de manière analogue aux processus de l'OFEN (cf. directive du 29 novembre 2024, tableau 1, cf. chap. 2.2.1) sur la base des données de l'année précédente remises à l'OFEN jusqu'au 30.4, respectivement des prévisions des objectifs de l'OFEN.

13.2 Il n'existe pas un marché des preuves des mesures. Comment déterminer le taux usuel sur le marché des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique dans le cadre de la procédure tarifaire ? Mise à jour du 20 mai 2025, ancienne question 6.15

En ce qui concerne le taux usuel sur le marché (art. 4*d*, al. 3, let. c, OApEl), on ne peut actuellement pas fournir d'indications sur lesquelles l'ElCom se basera. Le marché de ces prestations d'efficacité se développera certainement au fil du temps, mais actuellement il n'est pas possible de se prononcer sur les prix usuels du marché. En tant que simple valeur de référence sans signification juridique, on peut signaler que le coût moyen par kilowattheure économisé entre 2010 et 2023 était de 2,78 centimes/kWh (source : ProKilowatt Faits et chiffres 2010-2023). Des mesures d'efficacité existent en outre dans

d'autres pays, comme la France. On peut éventuellement y trouver des points de repère concernant les coûts.

13.3 Les coûts prévus pour la mise en œuvre des mesures visant à accroître l'efficacité peuvent-ils être soumis à l'ElCom pour approbation ? Ajout du 20 mai 2025

L'ElCom et le Secrétariat technique ne confirment pas que les coûts prévus pourront être imputés dans une certaine mesure à l'approvisionnement de base conformément à l'article 4*d* de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl ; RS 734.71). Les coûts peuvent être imputés si les conditions prévues à l'article 4, alinéa 3, lettre d, OApEl sont remplies. Comme dans d'autres domaines, l'ElCom se réserve le droit de procéder ultérieurement à des vérifications plus approfondies, notamment en comparant les coûts de mise en œuvre des fournisseurs d'énergie (avec approvisionnement de base). En outre, les coûts de mise en œuvre par kWh peuvent être publiés par l'ElCom (cf. art. 22*a*, al. 1 et 2, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité [LApEl ; RS 734.7]).

13.4 Que signifie l'exemption de certains consommateurs finaux des coûts liés aux mesures visant à accroître l'efficacité énergétique conformément à l'article 4*d*, alinéa 2, OApEl pour la tarification des gestionnaires de réseau de distribution ? Ajout du 20 mai 2025

Selon l'article 4*d*, alinéa 1, OApEl, les coûts occasionnés par des mesures visant la réalisation des objectifs en matière de gains d'efficacité énergétique peuvent être mis à la charge des consommateurs finaux de l'approvisionnement de base dans une proportion correspondant à la part de ces clients dans le volume de référence en matière de vente d'électricité. L'alinéa 2 précise qu'aucun coût n'est mis à la charge des consommateurs captifs et des consommateurs finaux qui ont renoncé à l'accès au réseau et qui ne sont pas pris en compte pour déterminer le volume de référence en matière de vente d'électricité selon l'article 51*a*, alinéa 2, OEne.

Cela signifie qu'il convient de distinguer les tarifs (dans l'approvisionnement de base) comme suit :

- Un premier dans lequel le coût des mesures d'efficacité énergétique sera pris en compte dans la part énergie du tarif, pour les consommateurs captifs et les consommateurs finaux qui ont renoncé à l'accès au réseau et qui sont pris en compte pour déterminer le volume de référence en matière de vente d'électricité ;
- Un second, n'incluant pas de répercussion des coûts d'efficacité énergétique, pour les consommateurs captifs et les consommateurs finaux qui ont renoncé à l'accès au réseau et qui ne sont pas pris en compte pour déterminer le volume de référence en matière de vente d'électricité.

Sur la fiche tarifaire, au lieu d'indiquer un tarif séparé aux quelques consommateurs finaux qui relèvent du champ d'application de l'article 4*d*, alinéa 2, OApEl, il serait également possible d'ajouter une mention (par exemple une note de bas de page ou une parenthèse) indiquant que pour les consommateurs finaux visés à l'article 4*d*, alinéa 2, OApEl, en relation avec l'article 51*a*, alinéa 2, OEne (par souci de clarté les catégories de consommateurs finaux pertinentes seraient à nommer explicitement), une déduction de x cts/kWh est appliquée sur le prix de l'énergie du tarif.

13.5 Les coûts des mesures d'efficacité peuvent-ils être répartis librement sur les clients libres et les clients de l'approvisionnement de base (p. ex. selon qui en profite), tant que la répartition proportionnelle entre le marché libre et l'approvisionnement de base est respectée ? Ajout du 30 septembre 2025

Les coûts occasionnés par des mesures visant la réalisation des objectifs en matière de gains d'efficacité énergétique peuvent (indépendamment du bénéficiaire de leur mise en œuvre) être mis à la charge des consommateurs finaux de l'approvisionnement de base (uniquement) dans une proportion correspondant à la part de ces clients dans le volume de référence en matière de vente d'électricité (art. 4*d*,

al. 1, OApEl). En outre, aucun coût n'est mis à la charge des consommateurs captifs et des consommateurs finaux qui ont renoncé à l'accès au réseau et qui ne sont pas pris en compte pour déterminer le volume de référence en matière de vente d'électricité (art. 51*a*, al. 2, OEne ; art. 4*d*, al. 2, OApEl).

L'ElCom n'est pas compétente en ce qui concerne la répartition des coûts des mesures d'efficacité parmi les consommateurs finaux avec un accès au réseau (marché). Le fournisseur d'électricité est donc libre de répartir les coûts, sous réserve de dispositions légales contraires.

Il reste à déterminer ce qui est applicable dans l'approvisionnement de base. L'imputation s'effectue selon le tarif de l'approvisionnement de base (cf. rapport explicatif du 20 novembre 2024 relatif à la modification de l'ordonnance sur l'énergie, p. 15). La loi dispose qu'un tarif uniforme doit être fixé pour les consommateurs captifs présentant les mêmes caractéristiques de consommation (art. 6, al. 3, LApEl). En ce qui concerne les coûts des mesures d'efficacité, le législateur n'a pas créé de règle spéciale. Les mesures d'efficacité ne doivent pas être nécessairement mises en œuvre dans sa propre zone de desserte, mais elles peuvent également être appliquées ou achetées dans toute la Suisse. De plus, une imputation aux consommateurs finaux selon l'utilité des mesures serait difficilement applicable. Par conséquent, les coûts ne doivent pas être répartis selon qu'ils profitent ou non à certains consommateurs finaux. Une imputation différenciée selon le profil de consommation (c.-à-d. selon le groupe de clients) n'est pas non plus indiquée, car les coûts des mesures d'efficacité ne doivent avoir aucune influence sur le profil de consommation et inversement, le profil de consommation ne doit pas impacter les coûts des mesures d'efficacité (hormis la consommation, cf. ci-dessous). Il convient donc de se demander comment les coûts des mesures d'efficacité doivent être répartis sur les consommateurs finaux de manière appropriée, à savoir par consommateur final ou selon la consommation. Comme l'étendue des mesures à mettre en œuvre par les fournisseurs d'électricité dépend du chiffre d'affaires de référence, une imputation selon la consommation (ct./kW) semble appropriée.

13.6 Les fournisseurs peuvent-ils utiliser des données issues de l'approvisionnement de base ou de la zone de desserte pour la mise en œuvre des mesures d'efficacité ? **Ajout du 30 septembre 2025**

L'obligation d'atteindre les objectifs d'efficacité s'applique aussi bien aux fournisseurs du marché libre qu'aux gestionnaires de réseau dans leur fonction de fournisseur de l'approvisionnement de base. Les mesures concernées peuvent être mises en œuvre dans toute la Suisse et chez tous les consommateurs finaux. Les fournisseurs sont libres d'atteindre eux-mêmes leurs objectifs ou d'acquérir auprès de tiers des preuves confirmant la mise en œuvre de mesures d'efficacité (art. 46*b*, al. 2, deuxième phrase, LEne).

Conformément au principe de la séparation de l'information (art. 10, al. 2, LApEl), 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. Les listes d'adresses font notamment partie de ces informations. Dans ce contexte, le fait de savoir si les informations sont issues de l'exploitation du réseau ou de l'approvisionnement de base n'est pas déterminant. Dans la pratique, l'approvisionnement de base fait également partie de l'« exploitation des réseaux d'électricité », car il est lui aussi associé à l'attribution cantonale de la zone de desserte et donc immédiatement relié à l'exploitation du réseau, sous exclusion de la concurrence.

En revanche, les mesures d'efficacité pour les « autres secteurs d'activité » doivent être classées conformément à l'article 10, alinéa 2, LApEl. Contrairement à l'approvisionnement de base, ces mesures ne font pas partie des obligations légales des gestionnaires de réseau. En outre, le législateur a imposé l'obligation d'atteindre les objectifs d'efficacité à tous les fournisseurs, même à ceux qui sont actifs sur le marché libre, de manière à créer une certaine concurrence parmi les fournisseurs, d'autant que ces mesures peuvent être mises en œuvre dans toute la Suisse et chez tous les consommateurs finaux, même par les fournisseurs dans l'approvisionnement de base.

Au final, on constate que les données acquises dans le secteur monopoliste (p. ex. listes d'adresses ou profils de soutirage) ne peuvent pas être utilisées pour la mise en œuvre des mesures d'efficacité. Cela vaut par exemple pour la prise de contact avec les consommateurs finaux dans sa propre zone de desserte dans le but de faire la promotion des mesures d'efficacité de sa propre entreprise. Cependant, la séparation de l'information ne s'oppose pas en principe à une mise en œuvre autonome de mesures par le fournisseur dans l'approvisionnement de base. Ainsi, les listes d'adresses peuvent être achetées. Lorsqu'un consommateur final met volontairement à disposition ses données de consommation, après une prise de contact conforme au principe de la séparation de l'information réalisée pour un conseil ou la mise en œuvre d'une mesure, celles-ci peuvent être utilisées. Dans ce contexte, le fait que les fournisseurs dans l'approvisionnement de base puissent mettre en œuvre ces mesures également en dehors de leur zone de desserte, est une facilitation.

13.7 Les deux portails de l'OFEN et de l'ElCom (EDES) sont-ils reliés et les processus de validation et de déclaration de l'ElCom sont-ils coordonnés ? Ajout du 30 septembre 2025

L'OFEN doit vérifier l'imputation des mesures d'efficacité aux objectifs d'efficacité. De son côté, l'ElCom est responsable de l'imputabilité des coûts dans l'approvisionnement de base. L'OFEN et l'ElCom se coordonnent pour les contrôles et peuvent également échanger des données. Cependant, les processus de saisie sont indépendants. L'ElCom demande aux gestionnaires de réseau de fournir les données requises par le biais de la comptabilité analytique (en particulier les données de coûts) dans EDES e-GOV. Comme d'habitude, ils livrent d'abord les données prévisionnelles, puis les données réelles. Le contrôle des coûts est réalisé par l'ElCom le cas échéant. Elle peut vérifier les données et indications portant sur les livraisons aux consommateurs finaux (art. 51*h*, al. 2, OEne).

13.8 Les coûts des mesures d'efficacité peuvent-ils être indiqués sous la forme d'une position tarifaire séparée ? Ajout du 30 septembre 2025

Les coûts des mesures d'efficacité sont imputés au tarif de l'approvisionnement de base et ils ne sont pas indiqués sous la forme d'une position tarifaire séparée (cf. aussi la question 13.4 sur la définition du tarif de l'approvisionnement de base). Par conséquent, les coûts des mesures d'efficacité ne sont pas non plus indiqués sous la forme d'une position tarifaire séparée sur la facture du consommateur final.

13.9 Tous les coûts des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) peuvent-ils être répercutés sur le prix de l'énergie dans l'approvisionnement de base ? Les GRD peuvent-ils donc investir dans les mesures d'efficacité pour le client final et donc faire valoir par exemple les coûts des nouveaux appareils/machines en plus des coûts de conseil ? Ajout du 30 septembre 2025

L'OFEN est compétent pour déterminer les mesures d'efficacité imputables aux objectifs d'efficacité. Pour les prestations de conseil, il convient de faire remarquer que seules les mesures mises en œuvre (sur cette base) et annoncées à l'aide de protocoles d'économie, sont prises en compte pour évaluer la réalisation des objectifs d'efficacité.

En principe, sont imputables les coûts qui sont occasionnés par la mise en œuvre. Par ailleurs, des contributions aux investissement des consommateurs finaux peuvent également être versées.

Toutefois, l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité pose certaines restrictions en matière d'imputabilité dans l'approvisionnement de base : d'une part, les coûts occasionnés par des mesures visant la réalisation des objectifs en matière de gains d'efficacité énergétique peuvent (indépendamment du bénéficiaire de leur mise en œuvre) être mis à la charge des consommateurs finaux de l'approvisionnement de base (uniquement) dans une proportion correspondant à la part de ces clients dans le volume de référence en matière de vente d'électricité (art. 4*d*, al. 1, OApEl) ; d'autre part, les coûts sont, en vertu de l'article 4*d*, alinéa 3, OApEl, imputables uniquement si le gestionnaire du réseau de distribution :

a. a délégué la mise en œuvre des mesures dans le cadre d'une procédure transparente, non discriminatoire et axée sur le marché ;
b. a acquis les preuves des mesures au plus aux taux usuels sur le marché ;
c. a mis lui-même en œuvre les mesures sur la base des coûts, mais au plus aux taux usuels sur le marché.

Lorsque on veut imputer à l'approvisionnement de base des coûts qui sont occasionnés par des mesures d'efficacité mises en œuvre soi-même, les coûts totaux (par kWh) doivent donc correspondre au plus aux taux usuels sur le marché (cf. art. 4*d*, al. 3, let. c, OApEl). Par conséquent, il est recommandé de se limiter au nécessaire lors de la mise en œuvre de mesures individuelles (et en particulier lors du versement de contributions). À ce sujet, il est possible de se référer le cas échéant aux valeurs empiriques d'autres entreprises en Suisse ou à l'étranger.