



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

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 1<sup>er</sup> janvier 2025**

### **Rapport explicatif**

---

## Table des matières

1.	Contexte .....	1
2.	Présentation du projet .....	1
2.1	Organisation de l’approvisionnement de base .....	1
2.2	Solidarisation des coûts des renforcements .....	5
2.3	Plateforme .....	7
2.4	Régulation Sunshine .....	8
2.5	Exemption de la rémunération pour l’utilisation du réseau .....	8
3.	Conséquences financières, conséquences sur l’état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes .....	8
3.1	Plateforme .....	9
3.2	Exemption de la rémunération pour l’utilisation du réseau .....	9
4.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales .....	9
4.1	Conception de l’approvisionnement de base .....	9
4.2	Régulation Sunshine .....	10
5.	Relation avec le droit de l’Union européenne .....	10
6.	Commentaire des dispositions .....	11

## 1. Contexte

Le 29 septembre 2023, le Parlement a modifié la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI ; RS 734.7) dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (FF 2023 2301). Par conséquent, des modifications de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI ; RS 734.71) sont nécessaires. La loi révisée entrera en vigueur de manière échelonnée, le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et le 1<sup>er</sup> janvier 2026. La révision de l'ordonnance décrite dans le présent rapport permet de mettre en œuvre les modifications de la loi qui entreront en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2025.

## 2. Présentation du projet

### 2.1 Organisation de l'approvisionnement de base

Le Parlement a réaffirmé son attachement à l'ouverture partielle du marché de l'électricité (pour les consommateurs dont la consommation annuelle dépasse 100 mégawattheures [MWh]). L'organisation actuelle de l'approvisionnement de base présente divers inconvénients pour les consommateurs finaux captifs, raison pour laquelle le législateur a procédé à des adaptations.

#### *Remplacement de la méthode du prix moyen*

Actuellement, un subventionnement croisé profite au marché libre au détriment de l'approvisionnement de base. La révision de l'art. 6 LApEI permet d'y remédier. La méthode du prix moyen (cf. ATF 149 II 187) est remplacée par des stratégies d'acquisition distinctes pour l'approvisionnement de base, d'une part, et les clients sur le marché libre, d'autre part. La régulation en fonction des coûts de revient est maintenue. Autrement dit, la production propre est intégrée dans les tarifs de l'approvisionnement de base aux coûts de revient (y compris un bénéfice approprié). Pour éviter que de l'électricité produite par les installations chères soit attribuée principalement à l'approvisionnement de base, les tarifs de ce dernier doivent être fixés en fonction des coûts de revient moyens de l'ensemble de la production propre sur un exercice, indépendamment de leur attribution (au marché libre ou à l'approvisionnement de base). La moyenne est calculée sur toutes les technologies (renouvelables et non renouvelables). Comme auparavant, les coûts administratifs et les coûts de distribution peuvent être compris dans les tarifs de l'approvisionnement de base. Le caractère approprié du bénéfice doit désormais dépendre des besoins financiers pour l'approvisionnement de base et d'un intérêt calculé, comme pour ce qui concerne le réseau.

#### *Renforcement des énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base et du rôle des coûts de revient*

Le Parlement a en outre renforcé la production d'électricité issue des énergies renouvelables en Suisse. À l'avenir, certaines quantités minimales d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables indigènes devront être écoulées dans l'approvisionnement de base. Ces parts minimales signifient que les clients de l'approvisionnement de base reçoivent *de facto* une certaine quantité d'électricité d'origine renouvelable et que leurs tarifs sont liés dans une large mesure aux coûts de revient. Les parts minimales se réfèrent à l'année tarifaire (et non à des trimestres ou des mois).

La première part minimale concerne ce qu'on appelle la *production propre élargie* (art. 4, al. 1, let. c<sup>bis</sup>, LApEI) issue d'énergies renouvelables indigènes. Celle-ci se compose des deux éléments suivants : la production propre au sens strict (électricité provenant des installations propres du fournisseur et d'installations partenaires pour lesquelles celui-ci détient un droit à de l'électricité en raison d'une participation) et l'électricité reprise dans la zone de desserte en vertu de l'obligation de reprise visée à

l'art. 15 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne ; RS 730.0). Les dispositions d'exécution du Conseil fédéral prévoient que la moitié au moins de cette production propre élargie issue d'énergies renouvelables par année tarifaire doit en principe être vendue dans l'approvisionnement de base (et donc être imputée aux coûts de l'approvisionnement de base). Cette prescription freine la hausse des tarifs de l'approvisionnement de base dans les périodes où les prix du marché sont élevés (au cas où ces prix excèdent les coûts de revient). Elle limite aussi à ces moments-là les possibilités d'optimisation des fournisseurs de l'approvisionnement de base lorsqu'ils vendent leur production sur le marché. Inversement, lorsque les prix du marché sont inférieurs aux coûts de revient, la possibilité d'écouler l'électricité dans l'approvisionnement de base grâce à la réglementation des coûts de revient procure un avantage aux fournisseurs.

Étant donné que les fournisseurs de l'approvisionnement de base dont la production d'électricité renouvelable indigène est relativement importante (ceci par rapport à l'ensemble de leurs ventes d'électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base) sont davantage concernés par cette nouvelle exigence que les fournisseurs de l'approvisionnement de base disposant d'une faible production propre, la nouvelle réglementation est assortie d'une exception. Selon cette dernière, il est possible de passer en dessous de la barre des 50 % si plus de 80 % de l'électricité totale vendue dans le cadre de l'approvisionnement de base provient de cette production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes. Les fournisseurs de l'approvisionnement de base ayant une production propre (élargie) importante bénéficient donc d'une certaine marge de manœuvre. Une disposition formulant une exception plus étendue ne se justifie pas car elle impliquerait des possibilités d'optimisation au détriment des consommateurs finaux de l'approvisionnement de base.

La deuxième part minimale concerne la production renouvelable indigène dans son ensemble. Il convient de prendre en compte non pas la production du fournisseur de l'approvisionnement de base, mais l'électricité qu'il vend dans l'approvisionnement de base (c'est-à-dire la quantité soutirée par les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base). Les dispositions d'exécution du Conseil fédéral prévoient que le portefeuille énergétique dans l'approvisionnement de base doit comporter une part minimale de production renouvelable indigène d'au moins 20 % sur l'année tarifaire. Si cette part minimale n'est pas déjà atteinte avec la vente obligatoire de la moitié de la production propre élargie, la part de production propre élargie écoulee doit être augmentée en conséquence ou, à titre d'alternative, des contrats d'achat d'énergies renouvelables indigènes à moyen ou long terme doivent être conclus à titre complémentaire. L'acquisition de garanties d'origine dans le seul but de « verdir » un contrat d'achat d'électricité n'ayant sinon aucune spécificité technologique (par exemple à la bourse) ne suffit pas. Pour répondre à l'exigence légale, il faut que des contrats d'acquisition d'électricité portant sur des sources d'énergie indigène renouvelable soient réellement conclus. Ces contrats doivent avoir une durée d'au moins trois ans. D'une part, ils servent à assurer à moyen et à long terme les quantités d'énergie pour l'approvisionnement de base. Mais d'autre part, pour le législateur, il s'agissait notamment de permettre aux producteurs d'électricité issue des énergies renouvelables d'assurer leurs ventes à long terme et de faire des contrats d'acquisition d'électricité, associés à l'approvisionnement de base, une nouvelle source de revenus sûre et prévisible en dehors du soutien de l'État. Le Conseil fédéral ne se prononce pas sur la forme concrète du contrat, des « Power Purchase Agreements » (PPA) étant notamment envisageables. Il ne limite pas non plus le regroupement de différentes centrales : il sera possible de conclure des contrats d'acquisition d'électricité pour chaque centrale ou des contrats regroupant dans un portefeuille la production renouvelable. Il faut partir du principe que les garanties d'origine renouvelables liées au contrat d'acquisition d'électricité seront en principe également transmises au fournisseur de l'approvisionnement de base.

Ainsi, cette deuxième part minimale est surtout pertinente pour les fournisseurs de l'approvisionnement de base présentant une production propre comparativement moindre. Elle est fixée par le Conseil fédéral à hauteur de 20 %, car avec ce chiffre, la disponibilité de tels contrats en Suisse est assurée. La disponibilité augmente avec le développement des énergies renouvelables. D'après les informations dont la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) dispose grâce à la comptabilité analytique, sur les 33 TWh écoulés dans l'approvisionnement de base, environ 22,5 TWh sont achetés, le reste provenant

de la production propre. L'objectif du Conseil fédéral en fixant la deuxième part minimale à 20 % est que, selon estimation, moins de 4,5 TWh<sup>1</sup> doivent être couverts dans l'approvisionnement de base par des contrats d'achat à long terme. Les quantités croissantes découlant du rapide développement engendré par l'obligation de reprise (art. 15 LENE) permettent à une grande majorité des gestionnaires de réseau d'atteindre plus facilement la part prescrite de 20%, même s'ils disposent par ailleurs de peu de production propre. Aujourd'hui déjà, la quantité couverte en raison de l'obligation de reprise représente environ 10% du chiffre d'affaires d'un gestionnaire de réseau de distribution moyen dans l'approvisionnement de base. Le Conseil fédéral observera le fonctionnement du marché pour les contrats à long terme (liquidité, évolution des prix) et relèvera à moyen terme, si possible, la deuxième part minimale.

### **Exemples chiffrés pour les deux parts minimales**

#### Cas 1 : production propre élargie d'un ordre de grandeur correspondant environ à la consommation dans l'approvisionnement de base

Hypothèses :

- production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes : 100 GWh
- ventes dans l'approvisionnement de base : 125 GWh

Calcul des parts minimales dans le cas 1 :

- Selon l'art. 4a, al. 1, 1<sup>re</sup> phrase, OApEI, au moins 50 GWh de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes doivent être attribués à l'approvisionnement de base (au minimum 50% de 100 GWh).
- Selon l'art. 4a, al. 2, OApEI, la consommation dans l'approvisionnement de base doit être couverte par au moins 25 GWh provenant d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (au moins 20% de 125 GWh).

*Implications pour le gestionnaire du réseau de distribution* : si la part minimale visée à l'art. 4a, al. 1, 1<sup>re</sup> phrase, OApEI est respectée, la part minimale visée à l'art. 4a, al. 2, OApEI est elle aussi atteinte. Dans ce cas, il n'y a pas d'implication supplémentaire.

#### Cas 2 : production propre élargie nettement inférieure à la consommation dans l'approvisionnement de base

Hypothèses :

- production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes : 20 GWh
- ventes dans l'approvisionnement de base : 160 GWh

Calcul des parts minimales dans le cas 2 :

- Selon l'art. 4a, al. 1, 1<sup>re</sup> phrase, OApEI, au moins 10 GWh de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes doivent être attribués à l'approvisionnement de base (au minimum 50% de 20 GWh).
- Selon l'art. 4a, al. 2, OApEI, la consommation dans l'approvisionnement de base doit être couverte par au moins 32 GWh provenant d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (au moins 20% de 160 GWh).

<sup>1</sup> Le chiffre sera inférieur à 4,5 TWh, car de nombreuses entreprises devant acquérir sur le marché une grande partie de la quantité d'énergie pour leurs clients dans l'approvisionnement de base disposeront de la production propre et de la quantité d'énergie découlant de l'obligation de reprise visée à l'art. 15 LENE.

*Implications pour le gestionnaire du réseau de distribution* : le respect de la part minimale visée à l'art. 4a, al. 1, OApEI, ne suffit pas à atteindre la part minimale visée à l'art. 4a, al. 2, OApEI. Le gestionnaire du réseau de distribution pourrait, par exemple, fixer sa part de production propre élargie indigène attribuée à l'approvisionnement de base à un niveau dépassant la part minimale, par exemple à 75%, soit 15 GWh dans le cas présent. Il lui resterait alors 17 GWh à acheter par des contrats à long terme portant sur des capacités de production renouvelables et indigènes.

Cas 3 : production propre élargie nettement supérieure à la consommation dans l'approvisionnement de base

Hypothèses :

- production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes : 250 GWh
- ventes dans l'approvisionnement de base : 100 GWh

Calcul des parts minimales dans le cas 3 :

- Selon l'art. 4a, al. 1, 1<sup>re</sup> phrase, OApEI, au moins 125 GWh de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes doivent être attribués à l'approvisionnement de base (au minimum 50% de 250 GWh).
- Selon l'art. 4a, al. 2, OApEI, la consommation dans l'approvisionnement de base doit être couverte par au moins 20 GWh provenant d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (au moins 20% de 100 GWh).

*Implications pour le gestionnaire du réseau de distribution* : il n'est pas possible de respecter la part minimale requise par l'art. 4a, al. 1, 1<sup>re</sup> phrase, OApEI (125 GWh), la demande dans l'approvisionnement de base (100 GWh) étant trop basse. Dans ce cas, c'est la deuxième phrase de l'al. 1 qui s'applique. La production propre élargie renouvelable et indigène qui est attribuée à l'approvisionnement de base peut être réduite jusqu'à couvrir 80% de la demande dans l'approvisionnement de base. Le gestionnaire du réseau de distribution peut, dans le présent cas de figure, attribuer à l'approvisionnement de base 80 GWh de sa production propre élargie renouvelable et indigène. La part minimale visée à l'art. 4a, al. 2, OApEI est ainsi forcément atteinte et il n'est donc pas nécessaire de conclure des contrats d'achat à long terme.

*Cas particulier : installations participant au système de rétribution de l'injection en tant que partie de la production propre élargie*

Pour les installations participant au système de rétribution de l'injection (RPC), la plus-value écologique est indemnisée au moyen du tarif de rétribution. L'exploitant de l'installation ne bénéficie donc pas des garanties d'origine correspondantes. Dans le marquage de l'électricité, l'électricité produite dans les installations du système RPC est répartie uniformément parmi tous les clients finaux de Suisse et signalée comme électricité bénéficiant d'un encouragement. C'est là une différence fondamentale par rapport au nouveau système d'encouragement de la prime de marché flottante. En effet, avec cette dernière, la plus-value écologique est octroyée à l'exploitant de l'installation sous la forme d'une garantie d'origine pour la commercialisation. L'exploitant reçoit en échange une prime réduite.

Étant donné que, pour les installations faisant partie du système RPC, la plus-value écologique est déjà indemnisée, l'électricité provenant de ces installations est considérée comme du courant gris et ce, même du point de vue de l'approvisionnement de base. Si un gestionnaire de réseau de distribution est propriétaire d'une telle installation, l'électricité produite fait bien partie de sa production propre élargie

indigène, mais n'est pas qualifiée de « renouvelable ». Cette énergie doit être traitée comme une production propre de courant gris et ne doit donc pas être prise en compte pour atteindre les deux parts minimales.

#### *Produit électrique standard*

La nouvelle règle fixée à l'art. 6, al. 2<sup>bis</sup>, LApEI contraint les gestionnaires de réseau de distribution à proposer un produit électrique comme standard dans l'approvisionnement de base, ce produit devant être basé en particulier sur l'utilisation d'énergie indigène issue de sources renouvelables. Les gestionnaires de réseau de distribution sont libres de proposer d'autres produits électriques en plus de ce produit standard. Concernant cette prescription d'un produit standard, le législateur était conscient que le marquage de l'électricité prouvant son origine se fera trimestriellement à partir de 2027. De ce fait et en raison d'un moins grand nombre de garanties d'origine indigènes pour l'électricité issue de sources renouvelables durant les trimestres d'hiver, l'expression « en particulier » relativise d'une certaine manière la prescription d'une origine renouvelable. Le Conseil fédéral précise à présent dans l'OApEI qu'un taux minimal de deux tiers de ces garanties d'origine est requis chaque trimestre.

#### *Réduction des risques et meilleure stabilité des tarifs*

En outre, l'électricité nécessaire à l'approvisionnement de base doit désormais obligatoirement et explicitement faire l'objet d'achats structurés anticipant les besoins à long terme, ce qui permet d'atténuer les fluctuations de prix. L'objectif est d'assurer l'achat de l'électricité destinée aux clients captifs au moment opportun et de réduire ainsi le plus possible la volatilité des tarifs. Le respect de la disposition applicable depuis l'entrée de vigueur de la LApEI prévoyant que les gestionnaires du réseau de distribution sont en mesure de fournir en tout temps « aux consommateurs [...] la quantité d'électricité qu'ils désirent [...] à des tarifs équitables » est ainsi mieux assuré. Contrairement à ce que prévoyait encore le projet mis en consultation, le Conseil fédéral renonce à préciser les parts à assurer. Il laisse aux gestionnaires de réseau de distribution plus de marge de manœuvre dans la mise en œuvre, tout en les obligeant à définir, documenter et appliquer des stratégies d'achat. La répartition des achats dans le temps constitue un élément central d'une stratégie d'achat durable.

## **2.2 Solidarisation des coûts des renforcements**

La transformation du système énergétique entraîne une forte augmentation de l'électrification et du développement des énergies renouvelables. L'injection de plus en plus décentralisée nécessite de poursuivre le renforcement des réseaux de distribution afin de transporter l'électricité produite et de la fournir de manière fiable aux consommateurs.

Est considéré comme un renforcement de réseau au sens de l'art. 15b, al. 1 à 4, LApEI le renforcement nécessaire de la capacité de l'infrastructure existante. Le maintien de la substance ou l'extension du réseau au sens d'un développement ne constituent pas des renforcements de réseau.

En ce qui concerne les renforcements du réseau de distribution engendrés par la production décentralisée, les coûts de ces renforcements sont en principe plus élevés dans les régions rurales. Ceci s'explique par le fait que la campagne offre, d'une part, davantage d'espace pour les installations utilisant des énergies renouvelables. D'autre part, les réseaux en région rurale sont généralement moins bien développés à l'heure actuelle et les coûts de développement au sein d'une zone de desserte sont répartis sur un nombre de ménages moins important.

#### *Renforcements du réseau*

Afin de remédier à une telle inégalité des charges entre les zones urbaines et les zones rurales, l'art. 15b, al. 2 à 4 est nouvellement introduit dans la loi. L'alinéa 3 de l'article 15b de la LApEI prévoit que les coûts de renforcements de réseau occasionnés au niveau de moyenne tension par le raccordement d'installations utilisant des énergies renouvelables peuvent être répercutés sur la société

nationale du réseau de transport sur demande et après autorisation de l'EiCom. Ces coûts sont ainsi répartis entre tous les utilisateurs du réseau en Suisse grâce à une solidarisation via le réseau de transport.

Pour le niveau de basse tension, le législateur prévoit en revanche une indemnité forfaitaire simplifiée, compte tenu du nombre d'installations possibles et des frais d'exécution qui en découlent (art. 15b, al. 4, LApEI). Le forfait doit être compris comme une indemnité unique. Il est versé par raccordement et son montant est déterminé en fonction de la puissance de l'installation raccordée. En règle générale, le moment du renforcement du réseau ne coïncide pas avec celui du raccordement de l'installation.

Conformément aux dispositions légales, le montant du forfait se base sur les coûts moyens de renforcement du réseau par kW de puissance des installation nouvellement raccordée. Il dépend donc de l'extension des capacités au niveau de basse tension entraînée par le développement de la production renouvelable, ainsi que de la puissance de raccordement ajoutée au même niveau.

Dans le cadre des débats parlementaires, il a été souligné que le montant du forfait devait être fixé de manière à limiter ou à empêcher les renforcements disproportionnés et coûteux. L'étude portant sur les effets de l'électrification et de l'essor des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution d'électricité suisses, élaborée par Consentec/Polynomics et EBP en 2022 (*Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze*, en allemand avec résumé en français), a été utilisée pour déterminer la valeur initiale du forfait. Pour ce faire, les investissements en faveur de l'extension des capacités au niveau de réseau 7 ont été utilisés comme base, en supposant qu'ils étaient pour moitié justifiés par la production. Ce montant a été divisé par la puissance des nouvelles installations utilisant des énergies renouvelables. L'étude part du principe que la majorité des installations est à attribuer au niveau de réseau 7 et que le développement des installations est réparti entre l'extension du réseau et l'extension des capacités en fonction du rapport entre les investissements correspondants. Une réduction de 25 % est appliquée en réponse à la volonté du législateur de fixer un forfait bas.

Les données actuelles ne permettent pas de définir le forfait avec précision ; celui-ci devra donc probablement être adapté une fois que les premières expériences auront été recueillies. Les exigences en matière de reporting prévues par l'ordonnance y contribueront également. Le montant sera vérifié régulièrement et systématiquement dans le cadre de la surveillance, sur la base des données récoltées, et modifié si nécessaire (en différenciant éventuellement les régions urbaines et les régions rurales). Il faut partir du principe qu'avec les premières expériences pratiques, les dispositions de l'ordonnance devront faire l'objet d'adaptations parfois conséquentes.

#### *Renforcement des lignes de raccordement*

Jusqu'à présent, lors du raccordement d'installations de production, le producteur assumait les coûts jusqu'au point de raccordement au réseau et le gestionnaire de réseau les coûts à partir de ce point. C'est ce que prévoit aujourd'hui l'art. 10 de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'énergie (OEnE ; RS 730.01). Jusqu'à présent, cela s'appliquait également aux renforcements nécessaires de ces lignes de raccordement. Avec l'art. 15b, al. 5, LApEI, le législateur adapte ce principe uniquement pour le renforcement des lignes de raccordement existantes, rendu nécessaire par les installations supplémentaires de production renouvelable en aval du point de raccordement. Cette mesure permet, par exemple, de renforcer les lignes pour des exploitations agricoles lorsqu'une installation solaire est placée sur le toit d'une grange. Dans ces cas, le législateur prévoit, pour les installations d'une puissance supérieure à 50 kW, de solidariser les coûts à partir de la limite de la parcelle en les imputant aux coûts du réseau de transport. La puissance de l'installation définie à l'art. 13 OEnE est ici déterminante. Dans ce cadre, il a donné au Conseil fédéral la compétence de fixer une limite supérieure à ces coûts imputables. Le Conseil fédéral fait usage de cette possibilité. En partant d'hypothèses admettant une distance moyenne de 100 mètres, des coûts de renforcement moyens de 100 CHF/m et une installation de taille moyenne d'une puissance de 200 kW, il fixe le plafond à 50 CHF/kW. Pour des installations de cette taille, cela correspond à environ 5 % des coûts d'investissement totaux.

L'art. 10, al. 3, deuxième phrase, de l'ordonnance sur l'énergie ne s'applique donc plus au renforcement de conduites existantes faisant suite au raccordement d'une installation produisant de l'énergie de source renouvelable.

Cette nouvelle réglementation vise notamment à améliorer le degré de couverture des toits par des installations photovoltaïques dans les zones rurales. Les coûts de la partie de la ligne de raccordement située sur la parcelle restent en revanche à la charge du producteur.

## 2.3 Plateforme

L'ordonnance règle le processus de constitution et de mise en place de la plateforme nationale destinée à l'échange de données énergétiques. La réglementation comprend des dispositions relatives à la constitution de l'exploitant de la plateforme, notamment des dispositions relatives aux statuts et à la neutralité de l'exploitant ainsi qu'à la planification conceptuelle des aspects organisationnels et techniques. Elle contient également des dispositions relatives à l'organisation de l'exploitant de la plateforme, qui visent à garantir la plus grande neutralité possible et l'implication des consommateurs finaux et des prestataires. Les consommateurs finaux doivent ainsi avoir plus facilement accès à leurs données via la plateforme, ce qui renforce leur position dans le processus de transformation numérique du système électrique. Enfin, l'innovation numérique et le marché des prestations énergétiques doivent en être renforcés, les prestataires de service ou des tiers ayant eux aussi un accès facilité et standardisé, via la plateforme, aux données des consommateurs finaux qui ont donné leur accord. La mise en place est structurée en différentes phases avec des dispositions claires sur le raccordement des points de mesure à la plateforme nationale.

### *Processus d'échange de données, tâches et responsabilités*

En outre, des dispositions sont édictées en lien avec les processus et les délais applicables à l'échange de données, ainsi que le contenu des données de référence importantes pour les processus d'échange de données, qui doivent être sauvegardées sur la plateforme. Ces données de référence doivent être définies au plus vite par les gestionnaires de réseau, en tenant compte des exigences découlant des processus d'information à mettre en place via la plateforme. Les directives de la branche sur l'échange de données standardisé pour le marché du courant électrique suisse (SDAT-CH) doivent ici servir de base. D'importantes données de référence y sont définies, telles que le point de mesure, ainsi que leurs attributs, comme par exemple les liens avec le Registre fédéral des bâtiments et des logements. Les données de référence doivent en particulier permettre d'avoir une vue d'ensemble, au niveau national, des énergies renouvelables et de leur intégration sur le marché, de l'électromobilité et de l'approvisionnement en énergie utilisant l'électricité. En ce qui concerne les processus régissant l'échange de données, l'ordonnance prévoit en outre que la branche développe les directives correspondantes afin d'intégrer la plateforme nationale dans ses processus d'information et d'échange de données. Ceci en vue de permettre une automatisation des processus beaucoup plus vaste et plus centralisée, par exemple dans le domaine des processus de changement, et aussi pour garantir une compatibilité à long terme avec les modèles de référence européens d'interopérabilité et d'accès aux données sur les marchés de l'électricité. Cela permet de garantir juridiquement que la plateforme est intégrée de manière durable et adéquate dans les directives de la branche. Si l'intégration n'est pas adéquate – par exemple en cas de divergences entre les gestionnaires de réseau et l'exploitant de la plateforme – le Conseil fédéral peut intervenir par voie d'ordonnance. En outre, les tâches et les responsabilités de l'exploitant de la plateforme sont concrétisées afin de délimiter les responsabilités par rapport aux autres acteurs dans l'échange de données énergétiques. Cela comprend par exemple des directives relatives à une exploitation sûre, performante et efficace de l'infrastructure, à la mise à disposition et à l'exploitation d'interfaces numériques standardisées ou en particulier à la garantie de l'accès aux données de tiers autorisés par les personnes concernées ainsi qu'à la mise à disposition de certains agrégats de données d'intérêt public, tels que des informations par commune ou par canton.

Enfin, l'ordonnance édicte certaines conditions-cadres relatives au financement et à la couverture des coûts de la plateforme nationale. Il s'agit en particulier de dispositions régissant la comptabilité et l'indemnisation des coûts encourus par le groupe d'entreprises fondatrices, telles que les charges d'intérêts.

## **2.4 Régulation Sunshine**

La régulation Sunshine est un instrument de transparence qui vise à aider les gestionnaires de réseau à améliorer l'efficacité et la qualité de leurs prestations. Afin de permettre à cet instrument de produire le plus grand effet possible, il est important d'utiliser des valeurs de comparaison et des méthodes appropriées. Il convient notamment de choisir des groupes appropriés afin que la comparaison des coûts de réseau soit suffisamment étayée. D'un point de vue économique, cette comparaison est au cœur de la régulation. L'EiCom doit pouvoir utiliser, en complément aux indicateurs, des méthodes économétriques fondées, principalement dans le but de pouvoir également comparer de manière appropriée les coûts totaux de réseau et vérifier ainsi si les indicateurs sont appropriés. En outre, elle doit fournir à l'OFEN des données annuelles appropriées afin de permettre une évaluation solide de la régulation dans le délai prévu par la loi. Ceci de par le fait que la régulation Sunshine n'entraîne pas directement de pression à la baisse des coûts et que les coûts de réseau augmenteront considérablement dans les réseaux de distribution. La Suisse étant, en comparaison européenne, un pays où les coûts de réseau sont élevés, il est nécessaire d'appliquer la régulation Sunshine chaque année pour que l'instrument de transparence ait un minimum d'effet.

Parallèlement, il en résulte une amélioration du cadre juridique pour d'éventuels examens de coûts et réductions des coûts dans le contexte d'une régulation Sunshine efficace, telle qu'elle est souhaitée. Cette démarche a du sens, car les résultats obtenus via la régulation Sunshine n'ont pas de conséquences financières. Lors de tels examens des tarifs d'utilisation du réseau, des tarifs de l'électricité ou des tarifs de mesure, l'EiCom doit considérer des gestionnaires de réseau efficaces qui sont foncièrement comparables. Elle peut également se limiter à certaines composantes de coûts. Les bénéfices indus découlant de coûts excessifs doivent être compensés via le mécanisme habituel de la différence de couverture.

## **2.5 Exemption de la rémunération pour l'utilisation du réseau**

L'ordonnance précise la réglementation sur l'exemption de l'obligation de payer la rémunération pour l'utilisation du réseau. Sont concernés les centrales pour leurs besoins propres, l'exploitation de pompes dans des centrales de pompage-turbinage, les installations de stockage sans consommation finale ainsi que le réseau de courant de traction (propres besoins de la centrale, actionnement des pompes des centrales de pompage-turbinage et « l'échange d'eau »). Les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques continuent de relever de la compétence des cantons / communes. Jusqu'ici, la pratique exemptait les centrales de pompage-turbinage du paiement des taxes et de la fourniture de prestations. Il serait judicieux que la pratique dans ce domaine reste uniformisée.

## **3. Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes**

L'EiCom n'exclut pas, en raison des modifications, que des dépenses supplémentaires, encore à calculer, soient nécessaires concernant les coûts de personnel et d'investissement. Sous réserve des remarques ci-après, la révision de l'ordonnance n'a pas de conséquences majeures pour la Confédération, les cantons et les communes.

### 3.1 Plateforme

La Confédération, les cantons et les communes pourront tirer un grand avantage de la modernisation des processus d'échange de données, de l'accès numérique moderne et uniforme aux données pour les consommateurs finaux et les tiers et de la mise à disposition de certains agrégats de données. Des statistiques et des évaluations pourront être établies plus simplement sur cette base. Les tâches de surveillance, qui sont actuellement effectuées de manière indépendante aux différents échelons de l'État, pourront profiter de bases de données standardisées et de haute qualité. À moyen terme, on peut ainsi s'attendre à une amélioration de l'efficacité dans l'accomplissement des tâches étatiques.

Par ailleurs, la révision de l'ordonnance n'a pas d'effet majeur sur la Confédération, les cantons et les communes.

### 3.2 Exemption de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Les modifications prévues concernant la gestion de la nouvelle réglementation applicable au stockage n'ont aucune conséquence pour la Confédération, que ce soit au niveau des finances, de l'état du personnel ou autre. La mise en œuvre de cet article entraîne une certaine charge supplémentaire pour les gestionnaires du réseau de distribution, ce qui peut avoir des conséquences indirectes sur les cantons et les communes, dans le cas où ces dernières sont les propriétaires de l'entreprise.

## 4. Conséquences économiques, environnementales ou sociales

La révision de l'ordonnance entraîne les conséquences présentées ci-après pour l'économie, l'environnement et la société.

### 4.1 Conception de l'approvisionnement de base

L'EiCom a développé la « méthode du prix moyen » en se fondant sur la LApEI en vigueur. Selon cette méthode, les tarifs de l'approvisionnement de base sont calculés en fonction des coûts moyens de production et d'acquisition de l'ensemble du portefeuille énergétique du fournisseur de l'approvisionnement de base. Le Parlement a relativisé dans une certaine mesure la méthode du prix moyen en 2016 puis en 2019 en permettant que les coûts de revient de l'électricité issue d'énergies renouvelables produite en Suisse soient *intégralement* pris en compte dans les tarifs d'approvisionnement de base. Cela a conduit à des distorsions qui pénalisent systématiquement les clients captifs : en cas de bas prix sur le marché, il y a une incitation à facturer aux clients de l'approvisionnement de base les coûts de revient plus élevés de la propre production. Inversement, lorsque les prix du marché sont élevés, il est possible d'augmenter les ventes auprès des clients se fournissant sur le marché libre. Les gestionnaires du réseau de distribution chargés de l'approvisionnement de base peuvent répercuter proportionnellement sur les clients de l'approvisionnement de base les achats d'électricité (coûteux) effectués sur le marché et destinés exclusivement aux clients du marché. La suppression de la méthode du prix moyen et l'exigence de mener une stratégie d'acquisition séparée pour les clients de l'approvisionnement de base, d'une part, et pour ceux du marché libre, d'autre part, met fin aux distorsions de prix actuelles entre ces deux catégories de clients.

La nouvelle réglementation protège les clients de l'approvisionnement de base des prix élevés du marché et des fluctuations de ces prix de la manière suivante :

- La première part minimale fixée par le Conseil fédéral correspond à une partie de la production propre renouvelable indigène qui est affectée pour les clients de l'approvisionnement de base au prix de revient.
- Les risques liés aux prix sont réduits au minimum en répartissant les achats dans le temps. L'acquisition doit se faire de façon échelonnée, en répartissant les quantités. En procédant à plusieurs achats partiels, on réduit en principe les risques liés aux prix et on lisse les prix dans l'approvisionnement de base. Les contrats établis par profil protègent aussi la clientèle de la volatilité des prix, dans la mesure où elle se voit au préalable attribuer un profil de charge avec un prix fixe correspondant à son profil de consommation. Parallèlement, les contrats établis par profil leur permettent de générer des recettes supplémentaires grâce à des reports et à des réductions de la charge.

À des fins de sécurité d'approvisionnement et de diversification, il est dans l'intérêt des fournisseurs de l'approvisionnement de base sans production propre ou avec peu de production propre de détenir en plus, dans leur portefeuille, un certain nombre de contrats d'acquisition d'électricité à moyen ou long terme. Les quantités d'énergie destinées aux clients dans l'approvisionnement de base sont ainsi assurées à long terme. La disponibilité de tels contrats en Suisse est un élément central pour cela. De façon générale, cette disponibilité augmentera avec le développement des énergies renouvelables.

## 4.2 Régulation Sunshine

La régulation Sunshine vise à créer une incitation pour que les réseaux électriques deviennent plus efficaces. Pour que cette mesure de transparence déploie tous ses effets, les possibilités de l'EICom concernant l'examen des coûts sont améliorées. La portée des effets de ces mesures complémentaires n'est pas établie. Si l'effet est moindre, le Conseil fédéral soumettra au Parlement un projet d'acte visant à introduire une régulation incitative (art. 22a, al. 3, LApEI).

## 5. Relation avec le droit de l'Union européenne

La présente conception de la plateforme nationale est conforme aux dispositions légales de l'UE et à leurs perspectives d'application. En accordant aux consommateurs finaux et aux tiers autorisés par ces derniers un accès uniforme aux données, l'ordonnance concrétise des éléments importants des directives de l'UE en matière de données énergétiques. Les règles du CEP (*Clean Energy Package*) pour le marché intérieur (directive [UE] 2019/944<sup>2</sup>) contiennent déjà des directives relatives aux données énergétiques, à l'accès à ces données et à leur interopérabilité. Sur la base du plan d'action pour la transition numérique du système énergétique et en application de la directive sur l'électricité, la Commission européenne a adopté un règlement d'exécution concernant les exigences en matière d'interopérabilité et l'accès indiscriminé des consommateurs finaux à leurs données de mesure et de consommation, la flexibilité et le changement de fournisseur (règlement d'exécution [UE] 2023/1162<sup>3</sup>). Ces dispositions constituent une base importante du « pacte vert pour l'Europe » et du plan REPowerEU, car elles permettent aux consommateurs de participer activement à la transition énergétique. En outre, elles soutiennent la conception et l'élaboration d'espaces de données fiables dans le secteur de l'énergie. Les États membres de l'UE développeront sans doute rapidement et de manière significative leurs échanges de données énergétiques en se fondant sur le règlement d'exécution. La présente révision d'ordonnance permet à la Suisse de ne pas prendre de retard dans ce domaine et d'évoluer dans une direction similaire.

<sup>2</sup> Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (refonte), version du JO L 158 du 14.06.2019, p. 125

<sup>3</sup> Règlement d'exécution (UE) 2023/1162 de la Commission du 6 juin 2023 relatif aux exigences d'interopérabilité et aux procédures non discriminatoires et transparentes pour l'accès aux données de comptage et de consommation, version du JO L 154 du 15.06.2023, pp. 10 à 40.

## 6. Commentaire des dispositions

### *Art. 1, al. 2 à 3<sup>bis</sup>*

L'*al. 2* a subi une modification d'ordre rédactionnel sur la base du nouvel art. 14a LApEI, lequel définit désormais au niveau légal le réseau de courant de traction (réseau électrique des entreprises ferroviaires). Celui-ci n'étant pas entièrement passé à 132 kV, le critère de la tension n'est plus mentionné. La disposition de l'*al. 2* étend, comme jusqu'ici, le champ d'application de la loi ou de certaines dispositions, au réseau de courant de traction. On se référera à ce sujet au rapport explicatif de l'OFEN sur le projet de révision de l'OApEI du 27 juin 2007 soumis à la consultation (commentaire de l'art. 1, al. 2, p. 5).

Le contenu de l'*al. 3*, qui prévoit l'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau s'il y a un convertisseur de fréquence dans une centrale à 50 Hz, a subi une modification rédactionnelle suite à la définition du réseau de courant de traction à l'art. 14a LApEI. Le rapport explicatif de l'OFEN du 2 octobre 2012 sur la modification de l'OApEI peut être consulté au sujet de la réglementation spéciale applicable au convertisseur de fréquence (commentaire de l'art. 1, al. 3, pp. 2 à 5).

La formulation de l'*al. 3<sup>bis</sup>* a été revue en raison de la nouvelle réglementation à l'art. 14a LApEI.

Du fait de sa compétence étendue, l'EICom peut vérifier que les dispositions déterminantes pour le réseau de courant de traction sont respectées (art. 22, al. 1, LApEI). L'art. 25 LApEI lui permet d'obtenir les documents requis. Il faut notamment que les partenaires d'une centrale électrique, lorsque l'un d'eux produit de l'électricité à 50 Hz et l'autre à 16,7 Hz, puissent prouver, sur demande, que le pompage prévu (pour lequel une exemption du paiement de la rémunération pour l'utilisation du réseau est demandée sur la base de l'art. 14a, al. 3, let. c, LApEI) a lieu en même temps que le turbinage et avec les mêmes quantités. Dans ce contexte, les partenaires de la centrale sont en particulier obligés de transmettre sur demande à l'EICom la comptabilité hydraulique qu'ils ont effectuée, les données des convertisseurs de fréquence et toutes les autres données et informations nécessaires pour prouver que c'est bien le cas.

### *Art. 4* Tarifs de l'approvisionnement de base

L'*al. 1* précise que les tarifs doivent être fixés pour une année civile, comme c'est le cas pour les tarifs d'utilisation du réseau et comme ce sera le cas pour les tarifs de mesure à partir de l'année tarifaire 2026.

L'*al. 2* établit le lien entre la rémunération pour l'approvisionnement de base et les coûts énergétiques imputables.

*Al. 3* : les coûts énergétiques imputables sont déjà réglés dans les grandes lignes au niveau de la loi (cf. art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. d, LApEI) mais sont précisés dans cet alinéa.

La *let. a* énumère les cinq composantes des coûts énergétiques imputables et précise les points suivants :

**Ch. 1, coûts de revient** : seuls les coûts de revient engendrés par la production issue d'une exploitation efficace sont imputables. Il est également précisé que les encouragements reçus doivent être déduits de ces coûts de revient. Cette déduction doit prendre en compte le type d'encouragement. S'il s'agit d'un paiement unique, comme pour les contributions d'investissement ou les rétributions uniques, c'est celui-ci qui est porté en déduction. En cas d'encouragement récurrent, comme la prime de marché flottante qui est nouvellement introduite, il faut prendre en compte le montant effectivement perçu. Ce montant n'étant déterminé qu'a posteriori, après la fin de l'année civile, il diverge du montant de l'encouragement prévu lors de la fixation du tarif. Il faut traiter ces écarts dans le cadre des différences de couverture.

**Ch. 2, contrats d'achat** : il est ici précisé que les contrats doivent être conclus à des conditions appropriées. Il faut en principe se fonder sur les prix moyens d'un exercice. Pour déterminer si les conditions sont appropriées, il faut prendre les prix de marché, s'il y en a, comme base de comparaison (par exemple le prix de marché de référence trimestriel et les prix moyens des garanties d'origine).

Le ch. 2 concerne également l'attribution des contrats à l'approvisionnement de base, en particulier dans le cas d'une « surcouverture », c'est-à-dire lorsque la quantité d'électricité des contrats d'achat attribuée à l'approvisionnement de base est supérieure à la quantité vendue dans l'approvisionnement de base. Un tel constat ne peut évidemment être fait qu'une fois l'année tarifaire terminée. Les éventuelles corrections doivent se faire par des compensations dans le cadre des tarifs pour les années tarifaires suivantes.

**Ch. 3, obligation de reprise et de rétribution** : ce chiffre précise, en lien avec la rétribution visée à l'art. 15, al. 1, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne), que les garanties d'origine qui ont éventuellement été reprises et rétribuées peuvent aussi être imputées. Il apporte une précision concernant l'imputabilité des rétributions visées à l'art. 15 LEne : un gestionnaire de réseau de distribution, qui ne peut pas écouler dans l'approvisionnement de base, en raison d'une demande insuffisante, des excédents dus à l'obligation de reprise et de rétribution, n'est pas autorisé à intégrer dans les coûts de l'approvisionnement de base les coûts de reprise liés à ce surplus.

**Ch. 4, coûts de distribution et d'administration** : les coûts administratifs et les coûts de distribution font aussi partie des coûts énergétiques imputables. Les coûts effectifs de distribution et d'administration sont imputables s'ils doivent être attribués à l'approvisionnement de base. Leur efficacité peut être comparée comme le prévoit l'art. 19 OApEI.

**Ch. 5, bénéfice approprié** : ce ch. précise le caractère approprié des composantes du bénéfice (cf. art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. d, phrase introductive, LApEI). Jusqu'ici, ni la loi, ni l'ordonnance ne fournissaient de prescriptions à ce sujet. Cette lacune a été comblée dans la pratique de l'EICom et des instances de recours (cf. par exemple arrêt 2C 828/2019 du Tribunal fédéral du 16 juillet 2020, consid. 5). Pour déterminer si, dans la distribution d'énergie dans l'approvisionnement de base, les coûts d'administration et de distribution (y compris le bénéfice) sont appropriés, l'EICom a jusqu'ici calculé une valeur limite. Elle ne procédait à un contrôle ou un calcul spécifiques du bénéfice de la distribution d'énergie dans l'approvisionnement de base que lorsque cette limite était dépassée. Elle vérifiait aussi, à intervalles réguliers, si cette valeur limite était appropriée et la modifiait si nécessaire (cf. directive actuelle de l'EICom 3/2022, « Règle des 60 francs » ; décision 211-00300 de l'EICom du 7 novembre 2023, Cm 108). Le caractère approprié du bénéfice doit être déterminé en se fondant sur les besoins financiers requis pour l'approvisionnement de base et sur un intérêt calculé, conformément à la pratique de l'EICom et comme cela se fait dans le domaine des réseaux. Pour calculer le bénéfice, il faut, concrètement, appliquer au capital de roulement nécessaire pour fournir l'approvisionnement de base le coût moyen pondéré du capital (WACC) défini à l'annexe 1 de l'ordonnance.

La *let. b* précise les coûts de revient imputables mentionnés à la *let. a*, ch. 1. Elle souligne d'abord que la valeur des garanties d'origine fait partie intégrante des coûts de revient. Elle fait ensuite la distinction entre coûts d'exploitation et coûts de capital. Pour ces derniers, le ch. 2 précise que les amortissements annuels sont effectués avant le calcul des intérêts, en indiquant le taux d'intérêt calculé à appliquer.

La *let. c* explicite la prescription de l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. d, ch. 1, LApEI. Il faut veiller ici à calculer la moyenne sur la base de tous les coûts de revient de la production d'électricité issue des installations propres et des prélèvements reposant sur des participations. Il est également à noter que la moyenne doit être calculée en prenant en compte les installations produisant à partir d'énergies renouvelables et celles produisant à partir d'énergies non renouvelables. Cela permet d'éviter que de l'énergie provenant d'installations de production coûteuses soit attribuée à l'approvisionnement de base et celle provenant d'installations plus avantageuses soit vendue à des consommateurs finaux libres.

La *let. d* indique les garanties d'origine qui doivent prioritairement être attribuées à l'approvisionnement de base. Les gestionnaires de réseau de distribution utilisent en priorité, dans l'approvisionnement de

base, les garanties d'origine qui ont été émises pour l'électricité produite dans leurs propres installations ou dans le cadre de prélèvements reposant sur des participations, ainsi que les garanties d'origine qu'ils reprennent de producteurs situés dans leur zone de desserte dans le cadre de l'obligation de reprise et de rétribution visée à l'art. 15 LEnE. La *let. d* ordonne donc d'attribuer en priorité ses « propres » garanties d'origine ; en effet, la valeur des garanties d'origine est déjà comprise dans les coûts de revient et ces coûts de revient sont intégrés (en tant que moyenne et non pour chaque centrale) aux tarifs de l'approvisionnement de base.

La *let. e* précise les rétributions mentionnées à la *let. a*, ch. 3, pour les quantités reprises dans la zone de desserte conformément à l'art. 15, al. 1, LEnE. Pour garantir des tarifs équitables dans l'approvisionnement de base, comme l'exige l'art. 6, al. 1, LApEI, il faut que soit fixé le montant imputable maximal des rétributions convenues entre gestionnaire de réseau et producteur d'après l'art. 15, al. 1, LEnE. L'obligation de reprise et de rétribution visée à l'art. 15 LEnE se réfère jusqu'ici uniquement au « courant gris » injecté, c'est-à-dire qu'elle ne règle pas la reprise des garanties d'origine ; les gestionnaires de réseau ne sont donc pas contraints de les reprendre ou de les rétribuer. Dans ce cas, d'après le ch. 1, la rétribution convenue pour le courant gris et la garantie d'origine peut être au maximum égale aux coûts de revient d'une installation de référence, après déduction des éventuels encouragements. Le ch. 1 renvoie à l'actuel art. 4, al. 3, OApEI (version du 1<sup>er</sup> juillet 2024) pour déterminer les coûts de revient, et à l'actuel art. 4a OApEI (version du 1<sup>er</sup> juillet 2024) pour calculer les encouragements à déduire. Si la garantie d'origine n'est pas reprise, c'est le ch. 2 qui s'applique.

*Al. 4* : la séparation des portefeuilles énergétiques entre le segment de l'approvisionnement de base et le segment des consommateurs finaux sur le marché libre est de nature purement comptable. Aucun autre instrument de séparation ne doit être utilisé. Il faut démontrer à l'EICom cette attribution dans la comptabilité par unité d'imputation ou dans un document complémentaire. Les contrats d'achat nouvellement conclus ne peuvent être attribués à l'approvisionnement de base que dans la mesure où ils sont nécessaires pour couvrir la consommation attendue dans l'approvisionnement de base. Il n'est pas permis de transférer dans l'approvisionnement de base des contrats attribués jusque-là au marché libre et plus chers que les contrats actuels. Il n'est pas permis non plus de retirer de l'approvisionnement de base des contrats dont les conditions sont plus avantageuses que les nouveaux contrats ou que les contrats sur le marché libre, sauf si les ventes d'électricité ont baissé.

#### *Art. 4a* Parts minimales issues d'énergies renouvelables

*Al. 1, 1<sup>re</sup> phrase* : la première part minimale (art. 6, al. 5, *let. a*, LApEI) concerne la production propre élargie (art. 4, al. 1, *let. c<sup>bis</sup>*, LApEI) issue d'énergies renouvelables indigènes. Les gestionnaires du réseau de distribution doivent en principe en affecter au moins la moitié à leur approvisionnement de base. Cette exigence doit être remplie à la fin de chaque année tarifaire. En d'autres termes, les écarts en cours d'année ne portent pas à conséquence ; c'est la production moyenne de l'exercice annuel qui compte. Les gestionnaires du réseau de distribution sont libres de décider dans quelle proportion ils recourent à la production issue de leurs propres installations, à des prélèvements reposant sur des participations ou à l'électricité découlant de l'obligation de reprise visée à l'art. 15 LEnE. Ils seraient par exemple autorisés à utiliser en priorité l'électricité visée à l'art. 15 LEnE pour remplir cette exigence. Les garanties d'origine permettent de déterminer si l'électricité obtenue en vertu de l'obligation de reprise doit être considérée comme renouvelable ou pas. L'électricité reprise dans le cadre de l'obligation de reprise sans garantie d'origine n'est pas considérée comme renouvelable et n'entre pas en ligne de compte pour la part minimale. La quantité produite par des installations qui participent au système de rétribution de l'injection n'est pas non plus considérée comme renouvelable car la plus-value écologique, pour ces installations, est déjà indemnisée par l'encouragement.

*Al. 1, 2<sup>e</sup> phrase* : les portefeuilles énergétiques des quelque 600 fournisseurs de l'approvisionnement de base en Suisse sont très différents. Chez ceux dont la part de production renouvelable indigène est relativement élevée, la part minimale est proportionnellement plus importante. Afin de tenir dûment compte de ces inégalités et des éventuelles distorsions du marché, les gestionnaires du réseau de distribution concernés peuvent vendre moins de 50 % de leur production propre élargie dans

l'approvisionnement de base, si celle-ci représenterait plus de 80 % de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base.

*Al. 2* : la deuxième part minimale (art. 6, al. 5, let. b, LApEI) concerne les gestionnaires du réseau de distribution ayant une production renouvelable indigène relativement faible. En raison de l'obligation de reprise visée à l'art. 15 LEnE, tous les gestionnaires du réseau de distribution disposent d'une certaine quantité de production propre élargie issue d'énergies renouvelables (s'ils reprennent les garanties d'origine). Il est exigé que l'approvisionnement de base soit assuré à au moins 20 % par de l'électricité issue d'énergies renouvelables qui est produite par des installations sises en Suisse (que ce soit avec une centrale spécifique ou via un portefeuille). Cette exigence doit être remplie à la fin de chaque année tarifaire. Certains gestionnaires du réseau de distribution satisferont déjà à cette exigence avec l'écoulement de la moitié de la production propre élargie à partir d'énergies renouvelables indigène, conformément à l'al. 1. Si tel n'est pas le cas, le gestionnaire du réseau de distribution dispose de deux possibilités pour combler la lacune : soit il augmente la part de la production propre élargie qu'il vend dans l'approvisionnement de base, soit il conclut des contrats d'achat correspondants pour une durée d'au moins trois ans. Il est également libre de combiner ces deux instruments.

Afin que les contrats d'achat puissent vraiment être imputés à la part minimale, ils doivent comprendre l'achat d'électricité d'une installation de production renouvelable indigène ou d'un pool de telles installations. L'achat d'un produit de courant gris (par exemple à la bourse) qui est simplement « vert » au moyen de garanties d'origine renouvelables indigènes ne suffit pas pour respecter la part minimale.

Le « courant au bénéfice de mesures d'encouragement » dans le cadre du système de rétribution de l'injection (RPC) n'est pas imputable à la deuxième part minimale visée à l'al. 2. Le courant du RPC continuera comme aujourd'hui à figurer dans le marquage de l'électricité du mix de fournisseur mais ne doit pas être mélangé avec la deuxième part minimale. La deuxième part minimale comprend des contrats d'achat de long terme effectivement conclus.

*Al. 3* : les gestionnaires du réseau de distribution doivent au préalable, et de manière contraignante, indiquer à l'EiCom s'ils souhaitent remplir seulement les prescriptions minimales ou s'ils visent des parts minimales plus importantes. En ce qui concerne la part minimale de l'al. 1, ils sont également autorisés à viser les 80 % figurant à l'al.1, 2<sup>e</sup> phrase, au lieu de viser une certaine part de production propre. Comme pour l'attribution des contrats d'achat (art. 4, al. 3) dans l'approvisionnement de base, c'est la comptabilité par unité d'imputation qui sert à communiquer l'objectif prévu par le gestionnaire du réseau de distribution.

Si des divergences apparaissent en fin d'année par rapport aux ventes d'électricité initialement escomptées dans l'approvisionnement de base (en raison d'une consommation inférieure ou supérieure de la part des consommateurs finaux durant l'année tarifaire) ou par rapport à la quantité absolue initialement escomptée pour la production propre élargie (par exemple en raison de fluctuations de la production dues aux conditions météorologiques, de pannes de centrales, de révisions, de modifications de la quantité reprise en vertu de l'obligation de reprise, etc.), les écarts qui en découlent dans les coûts imputables sont traités dans le cadre des différences de couverture.

L'al. 4 règle la surveillance par l'EiCom du respect des dispositions relatives aux parts minimales.

#### *Art. 4b*      Produit électrique standard

L'art. 4b précise que, à la différence des parts minimales visées à l'art. 4a, les exigences relatives au produit électrique standard (art. 6, al. 2<sup>bis</sup>, LApEI) ne portent pas sur la conclusion d'opérations de négoce d'énergie déterminées, c'est-à-dire sur l'affectation commerciale des quantités d'électricité correspondantes. Le produit électrique standard concerne l'achat de garanties d'origine (GO) qui seront ensuite utilisées pour le marquage de l'électricité. Cet article concrétise ce que la loi prescrit (« fourniture d'électricité basée en particulier sur l'utilisation d'énergie indigène issue de sources renouvelables »)

en imposant une part minimale à atteindre de deux tiers d'électricité d'origine renouvelable indigène durant chaque trimestre.

**Art. 4c** Dispositif pour se prémunir contre les fluctuations de prix du marché

Afin de se prémunir contre les fluctuations de prix extrêmes sur le marché, il est nécessaire de disposer d'un accès garanti à certaines quantités d'électricité.

Cet article concrétise l'exigence fixée dans la loi, pour les gestionnaires de réseau de distribution, d'acheter l'électricité nécessaire selon des stratégies qui les prémunissent le mieux possible contre les fluctuations de prix du marché (art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. a, LApEI). Plus précisément, les gestionnaires de réseau de distribution doivent définir au préalable des stratégies en ce sens et les mettre en œuvre. La mise en œuvre doit être documentée. Le Conseil fédéral laisse ainsi une marge de manœuvre entrepreneuriale aux gestionnaires de réseau de distribution pour définir leur stratégie. Il est attendu d'eux que, ce faisant, ils tiennent compte des risques relatifs au marché, aux quantités, aux liquidités et aux crédits. Il existe une vaste palette de possibilités d'achat. Des achats structurés peuvent par exemple comprendre différents produits standards répartis dans le temps (typiquement sur trois ans) de manière à lisser les coûts d'acquisition. Mais d'autres formes sont possibles, par exemple en fixant une stratégie de fournisseur unique avec des tranches réparties dans le temps et un prix défini par une formule (couverture totale), ou une stratégie fondée sur plusieurs fournisseurs, avec à la fois des prix fixes et des prix spot compétitifs pour les cas où les quantités sont inférieures ou supérieures. Si les gestionnaires du réseau de distribution recourent à des contrats d'achat, ils sont tenus d'effectuer des achats échelonnés. En d'autres termes, il leur est donc interdit, eu égard à de possibles fluctuations des prix du marché, d'acquiescer toutes les quantités d'électricité nécessaires au même moment. L'ECom peut édicter des directives pour préciser cet échelonnement dans le temps.

**Art. 4d** Coûts des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique

Les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base doivent, d'après l'art. 6, al. 1, LApEI, pouvoir obtenir en tout temps la quantité d'électricité qu'ils désirent à des tarifs équitables. Il est désormais prévu que les fournisseurs d'électricité doivent mettre en œuvre des mesures d'augmentation de l'efficacité en Suisse, ou acquiescer la preuve de la mise en œuvre de telles mesures (art. 46b, al. 2, LEne). Dans ce contexte, il est correct que les gestionnaires du réseau de distribution ne puissent appliquer aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base que des coûts correspondants, au maximum, aux taux du marché (al. 3). Les gestionnaires du réseau de distribution, en particulier ceux qui n'ont pas de clients sur le marché libre, ne sont pas forcément incités à maintenir les coûts le plus bas possible. Lorsque le gestionnaire d'un réseau de distribution met en œuvre lui-même les mesures, seuls les coûts effectifs, correspondant au maximum aux taux usuels sur le marché, peuvent être imputés. Il ne faut pas prévoir de part de bénéfice supplémentaire puisque les mesures d'efficacité sont mises en œuvre dans le cadre de la distribution de l'énergie et qu'une part de bénéfice est déjà prévue par la réglementation (let. c). À titre d'alternative, le gestionnaire du réseau de distribution qui le souhaite peut confier les mesures à des prestataires externes ; il doit alors le faire dans le cadre d'une procédure transparente, non discriminatoire et axée sur le marché (let. a). Des mesures déjà mises en œuvre peuvent être achetées au maximum aux taux usuels sur le marché (let. b). Cela doit permettre d'éviter que des mesures excessivement chères soient achetées.

Les gestionnaires du réseau de distribution ne peuvent répercuter que de manière proportionnelle, sur les clients finaux dans l'approvisionnement de base et sur ceux qui renoncent à l'accès au réseau (art. 6, al. 1, LApEI), les coûts liés à la réalisation des objectifs en matière de gains d'efficacité visés à l'art. 46b LEne. L'al. 1 clarifie ce qui est imputable en se fondant sur le volume de référence en matière de vente d'électricité visé à l'art. 51a OEne<sup>4</sup> : les gestionnaires du réseau de distribution peuvent facturer aux clients finaux dans l'approvisionnement de base la part des coûts de toutes les mesures imputables

<sup>4</sup> Le volume de référence en matière de vente d'électricité correspond à l'électricité vendue à des consommateurs finaux durant la dernière année civile annoncée, déduction faite de certaines livraisons visées à l'art. 51a, al. 2, OEne.

(mesures auprès des clients finaux sur le marché libre et auprès des clients finaux dans l'approvisionnement de base) qui correspond à leur part du volume de référence en matière de vente d'électricité du gestionnaire du réseau de distribution, exprimée en kWh. Ces frais sont facturés via le tarif de l'approvisionnement de base.

Les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas mettre de coûts à la charge des consommateurs finaux captifs ayant 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 (al. 2).

*Art. 4e* Communication de la modification des tarifs de l'approvisionnement de base

L'art. 4*b* actuel est déplacé ici pour des raisons de systématique du droit. Les modifications de son contenu sont d'ordre purement rédactionnel.

*Art. 6a, al. 2*

Le délai pour établir les plans pluriannuels pour les réseaux de distribution d'une tension nominale supérieure à 36 kV est modifié du fait que le délai correspondant pour la société nationale du réseau de transport selon l'art. 9*d*, al. 1, LApEI est désormais fixé à 12 mois.

*Art. 7, al. 3, let. e<sup>ter</sup>, f, f<sup>er</sup> et h*

Les postes de coûts pour les coûts visés à l'art. 15 de la loi et pour les coûts d'utilisation de la plateforme doivent désormais figurer dans la comptabilité analytique (*let. e<sup>ter</sup> et f<sup>er</sup>*).

Comme les coûts de mesure ne feront plus partie des coûts de réseau et seront facturés sur la base des tarifs de mesure via le montant facturé pour le mesurage, une répartition plus détaillée des coûts dans la comptabilité analytique est nécessaire, comme pour les coûts de réseau (*let. f*). L'EICom a besoin de ces informations pour vérifier les coûts de mesure imputables.

Les renforcements de réseau engendrés par la production étant désormais régis par l'art. 15*b* LApEI, le renvoi à la *let. h* doit être adapté en conséquence.

*Art. 7a*

L'ordonnance ayant été restructurée et complétée, l'art. 9 en vigueur jusqu'ici devient le nouvel art. 7*a*.

*Art. 7b*

L'*al. 1* correspond à l'art. 10 actuel. Il précise dorénavant que les données doivent être publiées sur un site Internet, sous une forme lisible par machine et dans un format non propriétaire. Cela doit faciliter leur réutilisation et éviter des charges supplémentaires (par exemple pour l'extraction et pour la transformation des données).

Les informations de l'*al. 2* doivent inciter les consommateurs finaux à réduire l'électricité qu'ils soutirent, comme prévu à l'art. 17*a*<sup>bis</sup>, al. 5, LApEI. Les informations doivent être transmises aux clients sous une forme appropriée au moins une fois par an, ce qui peut par exemple se faire via un portail Internet destiné aux clients comme le proposent déjà certains gestionnaires de réseau. Un tel portail doit permettre aux clients de faire des comparaisons suffisantes pour en tirer des conclusions utiles concernant l'électricité qu'ils soutirent. Il faut donc comparer les groupes de clients au moyen des profils H et C de l'EICom.

*Art. 8, al. 2 à 4*

*Al. 2* : les directives sur les processus d'échange de données doivent être adaptées en raison de la mise en place de la plateforme. Elles devront définir les données de mesure et les données de référence en vue de l'échange de données via la plateforme, ainsi que les données de référence qui doivent y être enregistrées. Les données de référence seront, comme jusqu'ici, détaillées dans la directive de la

branche portant sur l'échange de données standardisé en Suisse (SDAT-CH). Elles englobent les informations concernant un numéro de point de mesure, notamment la méthode de mesure, le type de facturation et la fréquence des relevés ou encore les informations sur le gestionnaire de réseau de distribution compétent, les fournisseurs d'énergie ou les responsables de groupes-bilan. En outre, il est prévu qu'elles reprennent d'autres attributs importants, tels que l'identificateur fédéral de bâtiment (EGID), qui sont déjà disponibles d'après la SDAT-CH. La mise à disposition centralisée de données de référence sur la plateforme doit en particulier tenir compte des derniers développements du marché de l'électricité, comme les regroupements dans le cadre de la consommation propre définis à l'art. 17 LENE, l'électromobilité ou l'approvisionnement en chaleur à base d'électricité. Il est ici prévu, pour renforcer les droits des acteurs les plus touchés par cette réglementation (consommateurs finaux, producteurs et fournisseurs d'électricité), que leurs représentants devront participer à l'élaboration des nouvelles directives. Les acteurs concernés ont ainsi un droit de participation leur permettant de s'impliquer et de faire valoir leurs intérêts dans les travaux en question. De plus, les prescriptions du règlement d'exécution de l'Union européenne relatif aux exigences d'interopérabilité et à l'accès non discriminatoire des consommateurs finaux à leurs données de mesure et de consommation<sup>5</sup> doivent être prises en compte autant que possible. Si les directives ne sont pas appropriées ou pas élaborées dans le délai imparti, l'OFEN peut, conformément à l'art. 27, al. 4, édicter des dispositions d'exécution.

*Al. 3* : la disposition correspond pour l'essentiel à la règle déjà existante, dont le message principal figure désormais dans la loi (art. 17f, al. 1, LApEI). On distingue à présent les données de mesure et les données de référence des autres données. Sont ici considérées comme « autres données » toutes les données qui n'ont aucun lien avec des personnes. La communication des données de mesure, des données de référence et des autres données est autorisée pour permettre le bon fonctionnement de l'approvisionnement en électricité visé par l'art. 17f, al. 1, LApEI uniquement si ces données sont nécessaires pour les domaines énumérés aux let. a à j. Le changement de fournisseur et la communication des données relevant de l'art. 8a<sup>ter</sup>, al. 2 (let. i et j), viennent s'ajouter à la liste des domaines requérant des données.

*L'al. 3<sup>bis</sup>* est supprimé, notamment du fait que les données concernées doivent être mises gratuitement à disposition en vertu de l'art. 17f, al. 1, LApEI.

*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. 8a<sup>ter</sup>, 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).

#### **Art. 8a** Constitution de l'exploitant de la plateforme

La disposition de l'art. 8a règle la constitution de l'exploitant de la plateforme visée à l'art. 17h, al.2, LApEI. Selon l'al. 1, une demande d'approbation des statuts peut être remise au DETEC jusqu'au 30 septembre 2025. Le DETEC peut, sur demande ou d'office, prolonger une seule fois, de trois mois, le délai pour le dépôt de la demande. Si la constitution devait ne pas avoir lieu dans le délai imparti, le Conseil fédéral confierait la constitution et l'exploitation de la plateforme à une instance de droit public (à titre de solution subsidiaire) en vertu de l'art. 17h, al. 3, LApEI. Les dispositions nécessaires à cet effet seraient alors réglées dans un acte modificateur distinct. Tant les participants au marché de

---

<sup>5</sup> Règlement d'exécution (UE) 2023/1162 de la Commission du 6 juin 2023 relatif aux exigences d'interopérabilité et aux procédures non discriminatoires et transparentes pour l'accès aux données de comptage et de consommation

l'électricité que les entreprises qui ne font pas partie du secteur de l'électricité sont autorisés à déposer une demande. Il faut toutefois tenir compte du fait que la loi ne prévoit qu'un seul exploitant pour la plateforme. Il n'est donc pas possible d'approuver les statuts de plusieurs exploitants.

*Al. 2* : l'énumération des documents à fournir n'est pas exhaustive. Le DETEC peut demander d'autres documents et informations si l'examen de la demande l'exige. Le requérant doit présenter un projet de statuts explicite et détaillé (*let. a*), tenant compte des prescriptions (p. ex. indépendance de l'exploitant de la plateforme). Étant donné que le requérant peut avoir déjà assumé des frais de constitution avant le dépôt de la demande (pour la conception, l'étude de projet, le logiciel, le matériel informatique, etc.), il doit les démontrer. Si sa demande d'approbation des statuts est acceptée, le requérant se voit rembourser les frais de constitution qu'il a engagés jusqu'au dépôt de sa demande (cf. *al. 4*). La *let. b* prévoit donc qu'il doit présenter les coûts concernés (contrats, justificatifs, etc.). Ne sont pas considérées comme coûts au sens de la disposition les dépenses qui ont déjà été couvertes d'une autre manière, par exemple par une prise en compte dans les tarifs, par la vente de la valeur patrimoniale correspondante ou par un apport à la société de l'exploitant de la plateforme. Les coûts assumés par le requérant après le dépôt de la demande ne sont pas remboursés. À partir de là, les investissements qui s'avèrent encore nécessaires pour mettre en place la plateforme ne doivent plus être faits par le requérant, mais par l'exploitant de la plateforme. Si la demande d'approbation des statuts est refusée, aucun coût n'est remboursé au requérant. Celui-ci doit, d'après la *let. c*, remettre une planification détaillée des coûts présentant la suite de la mise en place de la plateforme après le dépôt de la demande ainsi que les coûts d'exploitation annuels présumés dans le cadre du concept technique. En ce qui concerne le concept technique visé à la *let. d*, il convient de prendre en considération l'état actuel de la technique de l'infrastructure concernée et de veiller à une automatisation des processus et une standardisation aussi poussées que possible ainsi qu'à l'utilisation de techniques de communication modernes, par exemple des API pour les interfaces importantes. Le concept technique doit de plus montrer quelles fonctions la plateforme fournira, quelles sont les possibilités ultérieures d'évolution fonctionnelle et technique et comment les données de référence des points de mesure, aujourd'hui gérées de manière décentralisée, seront migrées sur la plateforme. Il doit également montrer comment la qualité des échanges de données via la plateforme, ainsi que la qualité des données elles-mêmes, peut être observée et améliorée en permanence. Il faut que des indicateurs appropriés soient développés à cet effet. Le concept technique doit aussi indiquer quand et comment des services fournis (le cas échéant) par des tiers feront à nouveau l'objet d'un appel d'offres afin de correspondre à l'état actuel de la technique et de réduire le plus possible les coûts d'exploitation. Il devra également démontrer comment le transfert des données au DETEC ou à un organisme désigné par celui-ci est garanti si l'exploitant de la plateforme cesse son activité ou est mis en faillite (art. 8a<sup>quater</sup>, al. 3).

*Al. 3 et 4* : le DETEC publiera sur Internet les prescriptions concernant le dépôt de la demande. Il peut associer des experts externes à l'évaluation de la demande. S'il exige des rectifications ou des informations supplémentaires, il doit fixer un délai raisonnable. Il rend une décision au sujet de la demande. S'il approuve les statuts ou la demande, il fixe le montant du remboursement des frais visé à l'art. 17h, al. 4, LApEI. Sont déterminants tous les coûts appropriés nécessaires à la constitution de la plateforme assumés par le requérant et que celui-ci doit prouver d'après l'al. 2, let. b. Pour évaluer le caractère approprié des coûts, il faudra notamment tenir compte de projets de référence à l'étranger. Il est prévu d'accorder un intérêt à hauteur du coût moyen pondéré du capital visé à l'annexe 1 sur les coûts à rembourser. Les apports fournis aux détenteurs de parts par l'exploitant de la plateforme ne sont pas considérés comme des coûts non couverts et ne peuvent pas être remboursés, ceci en raison de l'interdiction de restitution. Ils ne sont donc pas pris en compte dans le calcul des coûts non couverts (cf. toutefois l'art. 8a<sup>quinquies</sup>, al. 5). L'exploitant de la plateforme doit rembourser au requérant le montant des coûts non couverts dans un délai de 10 ans à compter de la mise en service de la plateforme, conformément à l'al. 4. Une fois l'exploitant constitué, les statuts ne peuvent être modifiés qu'avec l'approbation du DETEC (art. 17h, al. 2, LApEI).

*Al. 5* : cette disposition permet au DETEC de s'assurer, par des dispositions accessoires, que la plateforme sera mise en service le plus rapidement possible après l'approbation des statuts. Cette mise

en service est prévue pour début 2027 au plus tard avec une proportion importante des points de mesure.

#### *Art. 8a<sup>bis</sup>* Organisation de l'exploitant de la plateforme

Les *al. 1 à 4* définissent les exigences organisationnelles imposées à l'exploitant de la plateforme, afin de garantir, dans la mesure du possible, une exploitation indépendante et donc non discriminatoire. Il s'agit en particulier d'éviter que des entreprises ayant des intérêts similaires (p. ex. des gestionnaires de réseau) puissent empêcher le développement et l'offre de services de données leur convenant. La conception de la plateforme doit correspondre le plus possible aux besoins des consommateurs finaux et des fournisseurs d'énergie indépendants. La séparation au niveau du personnel visée à l'*al. 2* garantit qu'aucun conflit d'intérêts ne survienne et que les informations économiquement sensibles ne parviennent pas à des participants au marché qui ne doivent pas y avoir accès. Il est possible de renoncer à d'autres prescriptions en matière de séparation au niveau de l'ordonnance, d'autant plus que l'exploitant de la plateforme est autonome sur le plan organisationnel, en tant que société voulue indépendante par la loi, et qu'il est tenu, en assumant ses tâches, de respecter les prescriptions concernant la protection des données et la sécurité des données. Ces prescriptions contraignent déjà l'exploitant de la plateforme à empêcher que des tiers non autorisés (notamment des entreprises actives dans le domaine de l'énergie) aient accès aux données réunies via la plateforme. Pour respecter ces exigences, il semble nécessaire que l'exploitant de la plateforme utilise une infrastructure séparée. Le requérant visé à l'*art. 8a*, *al. 1*, doit attester que les exigences relatives à l'organisation de l'exploitant de la plateforme sont remplies.

#### *Art. 8a<sup>ter</sup>* Tâches générales de l'exploitant de la plateforme

*Al. 1* : l'exploitant de la plateforme doit assurer une exploitation sûre, performante et efficace de l'infrastructure des données permettant le déroulement des processus d'échange de données réglementés dans la loi et l'ordonnance. Il doit faire en sorte, tant du point de vue technique qu'organisationnel, que les données de mesure et les données de référence (ou les agrégats de telles données) puissent être échangées via la plateforme. En ce qui concerne la technique, il doit notamment veiller à l'entretien continu des technologies de l'information et de la communication concernées et, si nécessaire, à leur développement. Pour ce qui est de l'organisation, il doit en particulier se préoccuper de l'authentification des interlocuteurs concernés (gestionnaires de réseau, consommateurs finaux, fournisseurs, etc.). Il est aussi tenu de s'assurer que tout changement des données de référence lui soit rapidement communiqué.

*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*, LApEI). 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.

*Al. 3* : la publication des agrégats anonymisés de données de mesure et de données de référence se fonde sur l'*art. 17g*, *al. 4*, *let. c*, LApEI. Il en résulte une plus grande transparence et davantage d'efficacité sur le marché de l'électricité, ce qui sera notamment bénéfique au marché des services et aux innovations basées sur les données. La sécurité d'approvisionnement s'en trouvera également renforcée, car l'accès facilité des fournisseurs aux données correspondantes permet d'améliorer la qualité des prévisions. Les données relatives au soutirage et à l'injection doivent être publiées au quart d'heure,

par jour (publication le lendemain), par mois et par an. La publication des données relatives aux systèmes de mesure installés doit se faire chaque année. L'accès au site Internet correspondant doit être libre, autrement dit il ne doit pas être compliqué par des identifiants ou d'autres obstacles similaires. La publication des données sur un site Internet unique, sous une forme lisible par machine (par exemple en format « .csv »), dans un modèle de données défini et commenté et dans un format non propriétaire facilite la réutilisation des données par les utilisateurs en leur évitant de devoir extraire et transformer les données de manière récurrente.

*Al. 4* : l'un des principaux buts de la plateforme consiste à améliorer la qualité de l'échange de données et des données échangées. L'exploitant de la plateforme doit donc vérifier régulièrement si les données sont fournies dans la qualité requise et dans le délai défini par la directive de la branche. Si nécessaire, il peut enregistrer les données à cette fin d'analyse (cf. al. 6, let. c).

L'*al. 5* concrétise les droits d'accès conférés aux autorités par l'art. 17g, al. 3, LApEI. Les données doivent, via la plateforme, être mises à la disposition des autorités qui ont le droit d'y avoir accès. L'EICOM (*let. a*) a besoin, pour ses tâches d'exécution, des données de mesure et des données de référence ainsi que des données visées à l'al. 4 (cf. art. 22 LApEI). Il faut transmettre à l'OFEN (*let. b*) les données correspondantes pseudonymisées dont celui-ci a besoin à des fins d'analyse statistique pour préparer et mettre en œuvre des décisions, des actes législatifs et des programmes de politique énergétique (cf. art. 9, al. 3, let a, Org DETEC). Les cantons (*let. c*) assument notamment, conformément à l'art. 30, al. 1, LApEI, des tâches d'exécution pour lesquelles ils doivent se voir garantir l'accès à des données de mesure et de référence pseudonymisées (par exemple par numéro EGID), dans la mesure voulue.

L'*al. 6* indique quelles données sont enregistrées sur la plateforme et à quelles fins. Pour les processus d'échange de données visé aux al. 1 et 2, les données de référence que devra définir plus précisément la branche dans ses directives conformément à l'art. 8, al. 2, sont enregistrées sur la plateforme sous forme pseudonymisée (c'est-à-dire codées selon le numéro de point de mesure). En revanche, les données de mesure ne sont en principe pas enregistrées sur la plateforme. Les acteurs qui prélèvent ces données, par exemple les gestionnaires de réseau de distribution, les conservent. Ces données s'échangent via la plateforme par un routage. En dérogation à ce principe, certaines données de mesure visées aux let. b et c sont enregistrées sur la plateforme. D'une part, il faut enregistrer les données de mesure correspondantes, sous forme anonymisée (par exemple des données agrégées par commune, cf. al. 6, let. b) pour la publication visée à l'al. 3. D'autre part, l'exploitant de la plateforme peut enregistrer certaines données de mesure sous forme pseudonymisée pour les tâches qui lui incombent en vertu de l'al. 4 (cf. al. 6, let. c). Il peut par exemple analyser la qualité de l'échange de données en utilisant des agrégats de données de fournisseurs (y compris fournisseurs de l'approvisionnement de base) et de groupes-bilan ainsi que les corrections apportées après coup dans le cadre de la vérification de leur plausibilité. Pour ce qui est des données pseudonymisées, seul le consommateur final concerné peut décider à qui il entend mettre ses données à disposition. Le DETEC impose d'autres exigences concernant la pseudonymisation des données dans le cadre du dépôt de la demande visée à l'art. 8a.

**Art. 8a<sup>quater</sup>** Tâches de l'exploitant de la plateforme en lien avec la protection et la sécurité des données

*Al. 1* : l'exploitant de la plateforme doit garantir la sécurité des données. Il doit en particulier prendre des mesures permettant d'éviter toute violation de la sécurité des données (art. 8, al. 2, de la loi sur la protection des données [LPD ; RS 235.1]). Cela concerne notamment les données enregistrées sur la plateforme mais également celles qui sont échangées via la plateforme (routage de données). Les mesures décrites par la norme minimale TIC pour le niveau de protection le plus élevé (catégorie A) précisé dans l'annexe 1a sont déclarées obligatoires pour l'exploitant de la plateforme afin d'assurer une protection adéquate contre les cybermenaces. Cela correspond aux exigences prévues pour les principaux acteurs de l'approvisionnement en électricité (cf. art. 5a, al. 1, en relation avec l'annexe 1a), qui impliquent notamment des audits réguliers.

*Al. 2* : les données de mesures doivent être détruites au bout de cinq ans si elles ne sont pas anonymisées ou déterminantes pour le décompte de l'exploitant de la plateforme (cf. l'art. 8*d*, al. 3, du côté des gestionnaires de réseau). Les données de référence (qui sont pour la plupart de toute façon déterminantes pour le décompte) ne doivent pas être détruites puisqu'elles sont conservées sur la plateforme pour l'échange de données prévu aux al. 1 et 2 de l'art. 8*a*<sup>ter</sup>.

L'*al. 3* garantit que les données nécessaires à l'exploitation de la plateforme ne sont pas perdues si l'exploitant cesse son activité ou est mis en faillite. Dans un tel cas, l'exploitant devrait transmettre au DETEC les données correspondantes afin que celui-ci puisse organiser au plus vite la poursuite de l'exploitation de la plateforme (ou, le cas échéant, l'établissement d'une nouvelle plateforme) (cf. art. 17*h*, al. 3, LApEI). Après le transfert des données, l'exploitant de la plateforme doit détruire les données enregistrées dans ses systèmes si elles ne sont pas nécessaires à l'échange de données. Cela permet notamment de garantir que les données ne sont pas transmises, via la masse de faillite, à des tiers n'ayant rien à voir avec l'exploitation de la plateforme.

#### Art. 8*a*<sup>quinquies</sup> Comptabilité analytique de l'exploitant de la plateforme

*Al. 1 et 2* : d'après la loi, l'exploitant de la plateforme perçoit une rémunération auprès des gestionnaires du réseau de distribution pour chaque point de mesure. Cette rémunération doit couvrir ses coûts et être conforme au principe de causalité. L'exploitant de la plateforme doit faire apparaître les postes nécessaires au calcul de la rémunération dans sa comptabilité analytique.

Les *al. 3 à 5* contiennent des dispositions pour le calcul des coûts d'exploitation et des coûts de capital. Selon l'*al. 4*, les dispositions de l'art. 13, al. 2 et 3, s'appliquent par analogie au calcul des coûts de capital. Les recettes provenant de la rémunération pour les intérêts sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation de la plateforme sont versées aux détenteurs de parts au prorata de leurs apports (*al. 5*). Cette exigence résulte du fait que, conformément à la loi, l'exploitant de la plateforme ne poursuit pas de but lucratif et ne verse donc pas de prestations pécuniaires aux détenteurs de parts (p. ex. dividendes ; *al. 5, 2<sup>e</sup> phrase*). En outre, les apports effectués par ces derniers ne peuvent pas non plus être remboursés, ceci en raison de l'interdiction de restitution. Le paiement prévu aux détenteurs de parts vise donc à garantir que ceux-ci sont au moins indemnisés pour la perte de jouissance du capital lié à l'apport.

*Al. 6* : la comptabilité analytique doit être présentée à l'EICoM chaque année. L'EICoM vérifie les coûts et les rémunérations de l'exploitant de la plateforme sur la base de l'art. 22, al. 2, let. g, LApEI. Celui-ci est tenu de mettre à disposition de l'EICoM les documents nécessaires à cet effet (art. 25, al. 1, LApEI). L'EICoM peut décider, dans le cadre de son activité de surveillance, de la forme à donner à ces documents, par exemple une transmission électronique dans un format déterminé ou un téléchargement sur un formulaire de son site Internet.

#### Art. 8*a*<sup>sexies</sup> Systèmes de mesure intelligents

Étant donné que l'art. 8*a* en vigueur devient l'art. 8*a*<sup>quinquies</sup> et qu'un nouvel alinéa y est ajouté, les numéros des alinéas ont tous été modifiés.

D'après le nouvel *al. 9, 1<sup>re</sup> phrase*, les gestionnaires de réseau disposent de trois mois pour répondre au droit légal à l'installation d'un compteur électrique intelligent. Le délai commence à courir au moment où l'acteur concerné fait valoir son droit auprès du gestionnaire de réseau. Cela concerne notamment les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) et les exploitants d'installations de stockage. La *2<sup>e</sup> phrase* apporte une clarification qui s'impose dans le cas des RCP. Selon la réglementation actuelle, ces regroupements ne peuvent avoir qu'un seul point de mesure. L'obligation de mesure de la consommation d'électricité par le gestionnaire de réseau se limite à ce point. Au-delà de celui-ci, la saisie des consommations d'électricité et leur attribution aux différents participants relèvent de la responsabilité du RCP. Aucun changement n'intervient à ce niveau. Par conséquent, les

participants individuels situés au-delà du point de mesure existant du RCP n'ont pas droit à l'installation d'un système de mesure intelligent. Cela concerne pour ainsi dire les compteurs internes au RCP. Désormais, il est cependant possible qu'un RCP comporte plusieurs points de mesure. Si tel est le cas, l'obligation de mesure incombant au gestionnaire de réseau s'étend à ces points de mesure supplémentaires. On parle de RCP virtuel, car le gestionnaire de réseau est tenu d'additionner les consommations mesurées et de traiter le RCP comme un seul consommateur final, indépendamment du nombre de points de mesure. Dans ce contexte, il peut arriver, par exemple dans les immeubles collectifs, qu'un logement ne participe pas au RCP et que ses consommations doivent donc être calculées séparément. Étant donné que l'intention du législateur concernant ces RCP virtuels était de simplifier la mise en œuvre de la consommation propre en coopération (FF 2021 1666 p. 59), les propriétaires fonciers du regroupement peuvent décider eux-mêmes si leur RCP comportera plus d'un point de mesure sur lequel le gestionnaire du réseau de distribution devra effectuer la mesure conformément aux prescriptions légales.

**Art. 8d**                    Traitement des données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents

Il faut d'abord souligner que l'étendue de l'éventuel traitement de données personnelles dépend de la finalité du traitement et que seules peuvent être traitées, en tenant compte de l'étendue requise, les données nécessaires à cette finalité.

L'*al. 1* détermine qui est habilité à traiter les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure intelligents. Il est opportun de préciser ici que, dans le cadre du droit régissant la protection des données, les gestionnaires de réseaux sont considérés comme des organes fédéraux au sens de l'art. 2, al. 1, let. b, en relation avec les art. 33 ss LPD<sup>6</sup>. L'OFEN partage ainsi l'avis du Tribunal administratif fédéral sur ce point (ATAF A-2372/2021, consid. 4.2), lorsqu'il considère que, compte tenu de la relation de base de droit public entre le gestionnaire de réseau et le consommateur final<sup>7</sup>, les dispositions de la LPD applicables aux organes fédéraux, et non celles applicables aux particuliers, doivent être appliquées<sup>8</sup>.

Pour assurer la conformité à la protection des données, une base légale fixée dans une loi au sens formel est nécessaire lorsqu'un organe fédéral traite des données sensibles ou effectue un profilage ou que le traitement de données auquel il procède porte gravement atteinte aux droits fondamentaux. Par conséquent et *a contrario*, le traitement de données personnelles peut être réglé dans une ordonnance si cela ne concerne pas les cas spécifiquement mentionnés ci-dessus.

Conformément à l'art. 8d, al. 1, let. a et b, et l'art. 8d, al. 4, OApEI, les compteurs intelligents mesurent et enregistrent en continu le courant électrique. Le compteur intelligent enregistre toutes les 15 minutes la quantité d'électricité consommée et sauvegarde les données y relatives pendant au moins 60 jours. D'une manière générale, ces données sont automatiquement transmises une fois par jour au gestionnaire de réseau. Les données personnelles correspondent donc aux données de mesure et aux données de référence visées à l'annexe 1a. Elles ne constituent ni des données personnelles sensibles, ni du profilage. La notion de données personnelles sensibles (données sensibles) est définie de manière exhaustive à l'art. 5, let. c, LPD. Comme c'était déjà le cas jusqu'ici, il s'agit notamment des données sur les opinions ou les activités religieuses, philosophiques, politiques ou syndicales, sur la santé, la sphère intime ou l'origine raciale ou ethnique, sur des poursuites ou sanctions pénales et administratives ou sur des mesures d'aide sociale. Par profilage au sens de l'art. 5, let. f, LPD, on entend toute forme de traitement automatisé de données personnelles consistant à utiliser ces données pour évaluer certains aspects personnels relatifs à une personne physique, notamment pour analyser ou prédire des

<sup>6</sup> RS 235.1.

<sup>7</sup> voir consid. 4.1.2.

<sup>8</sup> voir Spielmann, art. 17c LApEI, Cm. 12 ss ; en général, ATF 2012/14, consid. 4.2 ss.

éléments concernant le rendement au travail, la situation économique, la santé, les préférences personnelles, les intérêts, la fiabilité, le comportement, la localisation ou les déplacements de cette personne physique. La transmission des données des compteurs intelligents ne donne lieu à aucune évaluation d'aspects personnels ni à aucun profilage au sens de la LPD.

Aux *al. 1 et 2*, l'expression « sans le consentement des personnes concernées » a été retirée, car elle est inexacte. Le traitement des données est en l'occurrence autorisé car il existe une base légale au sens de l'art. 34, al. 1 et 2, LPD. Demeurent réservés les cas où un consentement est exigé par le droit spécial (par exemple à l'art. 8, al. 3, let. h ou j). Dans ces cas, il va de soi que le consentement correspondant doit également être obtenu.

De plus, les dispositions existantes sont harmonisées avec les modifications légales concernant le recours à la flexibilité.

À l'*al. 2, let. a et b*, l'ordonnance fixe désormais les finalités autorisant la communication des données conformément à la législation sur la protection des données.

*Al. 3* : le délai de conservation des données est désormais de cinq ans. Sont considérées ici comme « déterminantes pour le décompte » essentiellement des données de mesure telles que les valeurs de consommation cumulées et les courbes de charge individuelles de 15 minutes. Par ailleurs, l'adjectif « anonymisées » indique qu'elles ne constituent plus des données personnelles au sens de l'art. 5, let. a, LPD. En effet, la LPD ne s'applique pas aux données qui ont été anonymisées si une réidentification par un tiers est impossible (les données ont été anonymisées complètement et définitivement) ou ne paraît possible qu'au prix d'efforts tels qu'aucun intéressé ne s'y attèlera. Cette dernière règle vaut aussi pour les données pseudonymisées<sup>9</sup>.

Le renvoi à l'art. 8, al. 3, est modifié car le contenu principal de cette disposition est désormais réglé à l'art. 17f, al. 1, LApEI.

*Al. 5* : Cet alinéa a été abrogé car l'obligation d'assurer une protection adéquate des données découle directement de l'art. 1 de l'ordonnance du 31 août 2022 sur la protection des données (OPDo ; RS 235.11) s'agissant des organes fédéraux.

#### *Art. 9 et 10*

La teneur de l'actuel art. 9 portant sur la facturation est déplacée à l'art. 7a, al. 1. Celle portant sur la publication d'un certain nombre d'informations (art. 10) est déplacée à l'art. 7b.

#### *Art. 13a* Attribution des coûts pour des mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport

Si les mesures à prendre selon l'art. 20a LApEI correspondent aux tâches usuelles d'un gestionnaire du réseau de distribution visées à l'art. 8, al. 1, let. a, LApEI, celui-ci doit assumer les coûts qui en résultent. Il n'est pas justifié que ces coûts puissent désormais être répercutés sur tous les consommateurs finaux via l'attribution au réseau de distribution (art. 20a, al. 5, 1<sup>re</sup> phrase, LApEI). Ces mesures visent surtout la réalisation de manœuvres, la régulation et la surveillance ainsi que l'optimisation des charges au moyen de la gestion des charges et de télécommandes centralisées.

Le même principe s'applique aux coûts assumés par les producteurs, les consommateurs finaux et les gestionnaires d'installations de stockage pour la préparation et l'exécution de mesures visées à l'art. 20a LApEI. Si ces coûts découlent de l'obligation générale incombant à ces utilisateurs du réseau de soutenir leur gestionnaire du réseau de distribution quant aux mesures visant à assurer la sécurité de l'exploitation du réseau (art. 8, al. 1<sup>bis</sup>, 1<sup>re</sup> phrase, LApEI), il est approprié qu'une éventuelle solidarité

<sup>9</sup> Message du 15 septembre 2017 concernant la loi fédérale sur la révision totale de la loi fédérale sur la protection des données et sur la modification d'autres lois fédérales, FF 6640.

passer par les coûts imputables au niveau du réseau de distribution. La plupart des mesures au service du réseau qui peuvent être prises par les utilisateurs du réseau sont en premier lieu ou au moins en partie dans l'intérêt du réseau de distribution. C'est donc également le cas pour la grande majorité des mesures possibles.

Si en revanche un producteur, un consommateur final ou un gestionnaire d'installation de stockage assume des coûts uniquement parce qu'il soutient la société nationale du réseau de transport dans sa tâche consistant à assurer la sécurité de l'exploitation du réseau de transport et qu'il convient avec elle d'une mesure visant à prévenir ou éliminer une menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport (art. 20a, al. 1, LApEI), la prise en compte des coûts au niveau du réseau de transport conformément à l'art. 20a, al. 5, LApEI est alors appropriée. Ce principe vaut indépendamment du niveau de réseau auquel est raccordé l'utilisateur concerné. C'est pourquoi le message sur la LApEI révisée précise par rapport à l'obligation de soutien prévu par l'art. 8, al. 1<sup>bis</sup>, 1<sup>re</sup> phrase, que le fait que l'utilisateur du réseau soumis à cette obligation soit raccordé directement ou indirectement au réseau de son gestionnaire de réseau importe peu. Le message souligne également que l'ampleur de ce soutien dépend, au cas par cas, de l'acteur concerné et de l'influence qu'il peut avoir sur la sécurité du réseau (cf. message du 18 juin 2021 concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2021 1666, p. 84).

Une imputation des coûts au niveau du réseau de transport se justifie si des coûts sont occasionnés à un utilisateur du réseau du fait qu'il se conforme à une instruction ordonnée par la société nationale du réseau de transport en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau (art. 8, al. 1<sup>bis</sup>, 2<sup>e</sup> phrase, en relation avec l'art. 20a, al. 3, LApEI). Dans le cas où, par exemple, une telle instruction entraîne des coûts pour de l'énergie d'ajustement, ces coûts sont imputables au niveau du réseau de transport s'ils sont nécessaires pour garantir une exploitation sûre, performante et efficace.

Il faut noter que la menace évoquée ici doit constituer une situation exceptionnelle qui ne doit pratiquement jamais survenir et ne pas être due à une exploitation normale (voir à ce sujet le Cm 110 de la décision de l'EiCom 212-00402 du 4 avril 2024 et les exemples qui y figurent ; disponible en allemand sous [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Décisions > Décisions 2024).

#### Art. 13e Coûts des renforcements engendrés par la production

Pour le mécanisme de solidarisation des renforcements de réseau engendrés par la production, le législateur fait une distinction entre les installations de production raccordées au réseau à basse tension et celles raccordées au réseau à moyenne tension (ou au-dessus). Il n'a toutefois pas précisé quel régime de solidarisation s'applique aux installations de production directement raccordées au niveau de transformation entre le réseau à basse et le réseau à moyenne tension. L'al. 1 attribue au réseau à moyenne tension ces installations, qui sont directement raccordées au niveau des transformateurs (elles suivent donc la systématique de l'art. 15b, al. 3, LApEI), car l'indemnité forfaitaire visée à l'art. 15b, al. 4, LApEI n'est pas appropriée pour de tels renforcements en raison du faible nombre de cas.

Dans le réseau à moyenne tension, le processus s'effectue de manière analogue à ce qui se fait actuellement dans le cadre de la dérogation inscrite à l'art. 22, al. 3, OApEI qui sera désormais remplacée par la nouvelle réglementation.

Conformément à l'al. 2, l'indemnité forfaitaire s'élève à 59 francs par kW de puissance de production nouvellement installée (versement unique). Cette indemnité forfaitaire prévue par la loi ne laisse pas de place à d'autres indemnités. Pour les coûts de réseau survenus dans le réseau à basse tension en raison du raccordement de l'installation de production, les gestionnaires des réseaux d'une tension supérieure n'ont par exemple aucun droit à une indemnité.

L'indemnité pour les renforcements de lignes de raccordement visée à l'art. 15b, al. 5, LApEI est plafonnée à 50 francs par kW de puissance de production nouvellement installée (al. 3). L'indemnisation ne peut en aucun cas dépasser les coûts d'investissements démontrés.

L'art. 15, al. 3, LApEI définit les coûts de capital comme faisant partie des coûts de réseau imputables. Les coûts de capital se composent ainsi des amortissements comptables (art. 15, al. 3, let. a, LApEI) et des intérêts calculés (art. 15, al. 3, let. b, LApEI). Les indemnités doivent être déduites des immobilisations réglementaires (cf. aussi le commentaire de l'art. 13f, al. 3, let. c, ci-après). Le but de cette règle est que seuls les investissements réduits du montant de l'indemnité portent intérêt. Des amortissements peuvent être faits dès qu'un renforcement du réseau a été réalisé. L'EICOM réglera la mise en œuvre de cette disposition.

*Art. 13f* Tâches liées aux renforcements engendrés par la production

L'art. 15b LApEI confie différentes tâches aux gestionnaires du réseau de distribution : selon l'art. 13f, al. 1, ceux-ci établissent, à l'intention de la société nationale du réseau de transport, chaque mois et sur la base des procès-verbaux de mise en service, le décompte des indemnités forfaitaires versées pour les renforcements de réseau (*let. a*). Ils réunissent les demandes individuelles des producteurs relatives aux renforcements de lignes de raccordement, les remettent mensuellement, de manière groupée, à la société nationale du réseau de transport et indemnisent les producteurs. Cette procédure permet à la société nationale du réseau de transport d'organiser son processus de manière efficace. Ils communiquent également chaque année à l'EICOM des informations sur les installations de production nouvellement raccordées ainsi que sur le montant annuel des investissements réalisés dans le réseau à basse tension (*let. a, ch. 2*). Ces informations servent au monitoring et au calcul du montant de l'indemnité forfaitaire. Cela permet à l'EICOM et à l'OFEN d'assumer leurs tâches d'exécution, de surveiller la mise en œuvre de l'art. 15b LApEI et, le cas échéant, d'adapter les dispositions de l'ordonnance. Enfin, les gestionnaires de réseau de distribution indiquent chaque année, dans leurs comptes annuels mentionnés à l'art. 11 LApEI, les renforcements de réseau effectués et les indemnités perçues (*let. c*). Cela crée une transparence minimale, qui peut être atteinte sans charge importante. Le consommateur final qui doit assumer les surcoûts socialisés correspondants saura ainsi quel gestionnaire de réseau profite, et dans quelle mesure, des nouvelles énergies renouvelables souhaitées ; en effet, de plus en plus de tiers sont impliqués dans la production d'électricité ainsi que dans les transformations voulues et les nouvelles indemnités forfaitaires permettent aux gestionnaires de réseau de disposer de grandes quantités d'argent.

Les charges des gestionnaires de réseau liées à l'exécution de l'art. 15b LApEI sont des coûts imputables.

Les gestionnaires du réseau de distribution élaborent des bases uniformes au niveau suisse (*let. d*) pour pouvoir demander aux producteurs les données pertinentes (p. ex. puissance et technologie de l'installation de production d'électricité d'origine renouvelable rendant nécessaire le renforcement, coûts totaux du renforcement, coûts relevant de l'art. 15b LApEI [renforcement de la ligne allant de la limite de la parcelle jusqu'au point de raccordement au réseau] et coûts donnant droit à un encouragement, en tenant compte du plafond, du niveau de réseau et de la longueur concernée de la ligne de raccordement) et transmettre ensuite ces données à la société nationale du réseau de transport et les traiter sous une forme uniformisée. Cela permet à la société nationale du réseau de transport un traitement plus efficace et à l'EICOM de procéder à des contrôles par sondage.

Selon l'art. 13f, al. 2, la société nationale du réseau de transport paie les indemnités demandées pour les renforcements de réseau soumis à l'indemnité forfaitaire, ainsi que pour les renforcements de lignes de raccordement (*let. a*) et fait rapport annuellement à l'EICOM sur les indemnités versées (*let. b*). Les charges de la société nationale du réseau de transport liées à l'exécution de l'art. 15b LApEI sont des coûts imputables.

En vertu de l'art. 13f, al. 3, l'EICOM est compétente pour l'examen et l'approbation des demandes de renforcement dans le réseau à moyenne tension et au niveau de transformation (*let. a*), procède à des contrôles par sondage des renforcements de réseau indemnisés de manière forfaitaire et de l'indemnité des renforcements de lignes de raccordement (*let. b*) et règle la manière dont les gestionnaires de réseau doivent gérer les indemnités versées pour les renforcements de réseau et les

valeurs patrimoniales correspondantes dans les actifs immobilisés (*let. c*). Les gestionnaires du réseau de distribution enregistrent au passif les indemnités reçues de la société nationale du réseau de transport sous forme de montants négatifs dans les immobilisations régulateurs et les amortissent avec les renforcements de réseau sur une période prédéfinie. Cela garantit que les gestionnaires de réseau ne peuvent pas générer de revenus sur la partie des investissements pour laquelle ils obtiennent une indemnisation.

*Art. 15, al. 1, let. c, et 2, let. b*

La présente révision de l'OApEI est l'occasion de corriger une erreur de ponctuation à l'*al. 1, let. c*. Cette correction n'entraîne aucune modification formelle de cette disposition.

*Al. 2* : les renforcements de réseau engendrés par la production étant désormais régis par l'art. 15b LApEI, le renvoi doit être adapté en conséquence.

*Art. 16, al. 3*

La réglementation s'applique par analogie au raccordement et à l'exploitation d'installations de stockage sans consommation finale. Elle correspond à l'interprétation actuelle de l'EICom et figure désormais explicitement dans cet article de l'ordonnance.

*Art. 18b* Exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau

Certains soutirages d'électricité de centrales (notamment centrales de pompage-turbinage) et du réseau électrique des entreprises ferroviaires étaient déjà exemptés de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau dans les règles en vigueur jusqu'ici. Pour ce faire, une exception était prévue pour les acteurs concernés dans la définition des consommateurs finaux. Cette exception disparaît avec la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, ces acteurs étant désormais également considérés comme des consommateurs finaux. Or, les consommateurs finaux paient en principe une rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 14, al. 2, LApEI) et assument normalement d'autres coûts tels que le supplément perçu sur le réseau pour encourager les énergies renouvelables. Le législateur n'avait cependant pas pour intention, avec la nouvelle règle, d'introduire de nouveaux coûts pour les installations exemptées jusqu'ici. L'art. 14a LApEI vise une « exemption ». En ce sens, l'ordonnance clarifie le fait que ces éléments ne sont pas dus non plus après la révision s'il existe une exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau. Cela s'applique aussi aux installations de stockage sans consommation finale, qui sont désormais également exemptées du paiement de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

*Art. 19* Comparatifs d'efficacité ainsi que vérification des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité ou de composantes de coûts

*Al. 1* : l'EICom peut comme jusqu'ici procéder à des comparatifs d'efficacité pour vérifier les tarifs d'utilisation du réseau, les rémunérations pour l'utilisation du réseau et les tarifs d'électricité. Elle peut comparer à cet effet les coûts de gestionnaires de réseau comparables. Elle peut aussi se limiter à certaines composantes de coûts permettant d'assurer l'efficacité d'un réseau, d'une fourniture d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base ou d'un système de mesure dans l'approvisionnement de base.

Pour garantir que les éventuels comparatifs statistiques-économétriques de tous les coûts du réseau sont appropriés, l'EICom doit consulter les milieux concernés pour mieux comprendre leurs particularités. Cela signifie en particulier que l'EICom informe le secteur de l'électricité des méthodes utilisées. L'EICom décide en dernier lieu de leur utilisation.

*Al. 2* : le comparatif doit remplir des critères appropriés. Ceci signifie aussi qu'il doit tenir compte des différences qui ne dépendent pas d'une exploitation efficace, p. ex. des structures de réseau sensiblement différentes, des niveaux de qualités différents ou des degrés d'amortissement différents des installations. Contrairement à l'art. 19, al. 1, OApEI préexistant, il n'est plus exigé que les comparatifs d'efficacité prennent en compte des valeurs de référence internationales, le système de réglementation suisse se distinguant d'autres systèmes de réglementation. L'applicabilité de cette règle s'en trouve renforcée.

*Al. 3* : Les art. 4*f* et 18*b*, qui régissent les différences de couverture, rendent l'art. 19, al. 2, obsolète. Les différences de couverture permettent de corriger des tarifs d'utilisation du réseau, des tarifs d'électricité ou des tarifs de mesure injustifiés. Les coûts apparaissant comme injustifiés dans le comparatif sont compensés en abaissant les tarifs concernés. Cette compensation doit avoir lieu comme habituellement, au cours des trois années tarifaires suivantes.

*Art. 22, al. 3 à 5*

En raison du nouvel art. 15*b* LApEI et de la disposition d'exécution des art. 13*e* et 13*f* de l'ordonnance, les actuels al. 3 à 5 de l'art. 22 sont caducs.

*Art. 26d*

*Al. 1* : afin de quantifier l'évolution de la transparence pour les consommateurs finaux et de contribuer ainsi à une qualité adéquate et à une efficacité accrue des prestations, il est nécessaire que les résultats obtenus par l'EiCom sur la base de l'art. 22*a* LApEI soient publiés annuellement.

Sous l'angle de la protection des données, l'EiCom est habilitée à rendre accessibles en ligne des données personnelles conformément à l'art. 36, al. 5, de la LPD.

*Al. 2* : en vue de garantir la comparabilité des résultats, il est essentiel que l'EiCom assure une certaine cohérence au moment de procéder aux différents comparatifs dans les domaines mentionnés à l'art. 22*a*, al. 2, LApEI. Il faut en particulier, lors de la comparaison des coûts du réseau, comparer entre eux des gestionnaires du réseau de distribution affichant des caractéristiques structurelles semblables (art. 19 OApEI). Pour ce faire, l'EiCom devra notamment tenir compte des coûts intégrés dans les tarifs d'utilisation du réseau de transport et rétribués par la société nationale du réseau de transport qui ont été engendrés par le raccordement d'une installation en vue du renforcement du réseau (art. 15*b* LApEI). Pour certains comparatifs, il peut en outre s'avérer judicieux que l'EiCom ne prenne en considération que certains gestionnaires du réseau de distribution. Pour augmenter la pertinence des comparatifs, elle peut, avant la publication, consulter la branche au sujet des indicateurs chiffrés utilisés. Enfin, toujours en vue d'améliorer la comparabilité des résultats concernant les coûts du réseau, l'EiCom peut notamment recourir à des méthodes statistiques et économétriques pour comparer l'ensemble des coûts de réseau, afin de mieux cerner les différences entre les gestionnaires de réseau qu'en se basant sur des indicateurs spécifiques aux niveaux de réseau.

*Al. 3* : l'art. 22*a*, al. 3, LApEI établit le principe selon lequel la régulation Sunshine doit être remplacée par une régulation incitative, dans le domaine du réseau, si des gains d'efficacité suffisants et des effets correspondants sur les coûts de réseau ne sont pas observés. À cet égard, l'OFEN doit établir un rapport d'évaluation tous les quatre ans afin d'évaluer quantitativement cette évolution. Pour ce faire, il tiendra compte des résultats publiés par l'EiCom et peut, de plus, procéder à des comparatifs économétriques d'efficacité. L'avantage de tels comparatifs réside dans le fait qu'ils tiennent compte de manière nettement plus complète des différences entre les régions d'approvisionnement des gestionnaires de réseau que ne pourraient le faire les indicateurs de coûts dans le cadre de la régulation Sunshine. Pour ce faire, l'EiCom doit toutefois mettre à la disposition de l'OFEN toutes les informations nécessaires à un tel comparatif, y compris celles qui n'ont pas été récoltées sous l'aune de la présente réglementation.

*Art. 27*

*Al. 2* : le contenu de l'art. 5, al. 6, qui a été abrogé, est repris ici. Ce contenu reste nécessaire mais se rapporte thématiquement à l'art. 27.

*Al. 4* : les représentants des consommateurs finaux, des producteurs et des prestataires actifs dans le secteur de l'électricité doivent collaborer à l'élaboration des directives visées à l'art. 8, al. 2. En raison de cette règle autonome, l'obligation de mener une consultation que prévoit la 1<sup>re</sup> phrase n'est pas utile pour ces directives et l'al. 4 est modifié en conséquence.

### *Art. 31o*

*Al. 1* : dans la pratique actuelle de l'ElCom, les installations de stockage sans consommation finale ne peuvent pas bénéficier de l'approvisionnement de base. Cette pratique changera avec l'entrée en vigueur de cette disposition, qui résulte de la modification de la définition du consommateur final à l'art. 4, al. 1, let. b, de la LApEl révisée. En effet, cette définition mentionne désormais explicitement la qualité de consommateur final pour le soutirage à des fins de stockage. Une disposition transitoire est nécessaire pour faire valoir le droit à l'approvisionnement de base, ceci afin de créer un cadre et une certaine sécurité (juridique) pour les gestionnaires de réseaux et les gestionnaires d'installations de stockage. Étant donné qu'il peut s'agir de quantités importantes, un délai de trois mois est prévu pour que le droit à l'approvisionnement de base prenne effet.

### *Ch. III*

Dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques, une modification temporaire est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2019, aux art. 4 à 4c, pour une durée initialement prévue de quatre ans (RO 2019 1381). Avec la modification de l'OApEl du 23 novembre 2022 (RO 2022 772), la durée de validité de cette version des art. 4 à 4c a été prolongée jusqu'à fin 2030. L'actuel art. 4d (Différences de couverture dans l'approvisionnement de base) a été par erreur soumis à la même durée de validité limitée dans le cadre de cette modification. Parallèlement aux art. 4 à 4c, une version légèrement différente de l'art. 24, al. 2, 1<sup>re</sup> phrase, est en vigueur pour la même durée limitée. Cette version se justifie par des motifs purement formels : comme l'art. 24, al. 2, 1<sup>re</sup> phrase, les versions temporaires des art. 4 à 4c renvoient elles aussi à l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR ; RS 730.03). Adapter temporairement le contenu de l'art. 24, al. 2, 1<sup>re</sup> phrase, permettait donc de garantir que l'abréviation du titre de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables soit introduite au bon endroit.

Les art. 4 à 4c étant maintenant restructurés, la limitation temporelle est caduque. Cela vaut aussi pour la limitation (par erreur) de l'art. 4d, cette disposition étant à présent déplacée à l'art. 4f. Dans le même temps, la limitation dans le temps de l'art. 24, al. 2, 1<sup>re</sup> phrase, disparaît aussi, d'autant plus que l'abréviation du titre de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables est déjà introduite à l'art. 4, al. 2, let. d, suite aux présentes modifications.