



21 février 2024

Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables :

Modification de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Rapport explicatif sur le projet mis en consultation

Table des matières

1.	Contexte	1
2.	Présentation du projet	1
2.1	Organisation de l’approvisionnement de base	1
2.2	Tarification du réseau	2
2.3	Solidarisation des coûts des renforcements	4
2.4	Systèmes de mesure	5
2.5	Flexibilité	6
2.6	Communautés électriques locales	7
2.7	Plateforme	8
2.8	Régulation Sunshine	9
2.9	Exemption et remboursement de la rémunération pour l’utilisation du réseau	9
3.	Conséquences financières, conséquences sur l’état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	14
3.1	Flexibilité	14
3.2	Plateforme	14
3.3	Exemption et remboursement de la rémunération pour l’utilisation du réseau	15
4.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales	15
4.1	Conception de l’approvisionnement de base	15
4.2	Tarification du réseau	16
4.3	Système de mesure	16
4.4	Communautés électriques locales	16
4.5	Régulation Sunshine	17
5.	Relation avec le droit de l’Union européenne	17
5.1	Tarification du réseau	17
5.2	Communautés électriques locales	17
5.3	Plateforme	17
5.4	Exemption et remboursement de la rémunération pour l’utilisation du réseau	18
6.	Commentaire des dispositions	18

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, une révision de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI ; RS 734.71) est nécessaire.

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). Comme auparavant, les coûts administratifs et les coûts de distribution peuvent être compris dans les tarifs de l'approvisionnement de base.

Renforcement des énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base

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 non pas uniquement les garanties d'origine [GO] correspondantes).

La première part minimale concerne ce qu'on appelle la *production propre élargie* (art. 4, al. 1, let. c^{bis}, LApEI) issue d'énergies renouvelables. 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 doit en principe être vendue dans l'approvisionnement de base. 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. Les fournisseurs de l'approvisionnement de base ayant une production propre importante bénéficient donc d'une certaine marge de manœuvre.

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. 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 %. 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 écoulée doit être augmentée en conséquence ou des contrats d'achat d'énergies renouvelables indigènes à moyen ou long terme doivent être conclus à titre complémentaire (il est alors possible de conclure des contrats par centrale ou de regrouper la production dans un portefeuille). Ces contrats (aussi connus sous le nom de Power Purchase Agreements, PPA) doivent avoir une durée d'au moins trois ans, sans quoi ils n'auraient guère de sens. Ils ne servent pas uniquement à assurer à moyen et à long terme les quantités d'énergie pour l'approvisionnement de base. Pour le législateur, il s'agissait notamment de permettre aux producteurs d'électricité issue des énergies renouvelables d'assurer leurs ventes et de faire des PPA une nouvelle source de revenus sûre et prévisible en dehors du soutien de l'Etat. 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 (EiCom) 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 TWh¹ doivent être couverts dans l'approvisionnement de base par des PPA.

Réduction des risques et meilleure stabilité des tarifs

En outre, l'électricité nécessaire à l'approvisionnement de base doit désormais obligatoirement 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 les risques liés aux prix. 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.

2.2 Tarification du réseau

Dans le domaine de la tarification du réseau, il s'agit de consolider le principe de causalité dans l'imputation des coûts d'utilisation du réseau par une tarification plus orientée vers les coûts. Il en résulte des incitations plus fortes pour les consommateurs finaux flexibles à adapter leur consommation d'électricité en fonction de la charge du réseau et à décharger ainsi le réseau électrique. Enfin, en réduisant les rémunérations d'utilisation du réseau en fonction de la consommation, les coûts de réseau occasionnés par les consommateurs captifs peuvent être mieux imputés. À long terme, une rémunération pour l'utilisation du réseau plus flexible permet de réduire les

¹ 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 LEn.

coûts de développement du réseau. Afin d'imputer les coûts de réseau selon le principe de causalité, il convient de tenir compte du fait que ceux-ci sont en grande partie liés à la structure et dépendent dans une large mesure de la puissance. Les coûts liés à la consommation ne représentent qu'environ 10 % du total, d'après l'étude de Consentec *et al.* sur la tarification du réseau (« *Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie* », 2021, étude pour l'Office fédéral de l'énergie [OFEN] disponible en allemand avec synthèse en français). Outre le renforcement du principe de causalité, la tarification du réseau doit inciter non seulement à une utilisation efficace de l'électricité, mais désormais également à une exploitation stable et sûre du réseau (art. 14, al. 3, let. e, LApEI).

Introduction de tarifs d'utilisation du réseau dynamiques

Afin de consolider le principe de causalité et de créer les incitations requises, il convient avant tout de permettre l'introduction et la diffusion de tarifs d'utilisation du réseau dynamiques. Ces tarifs étant variables dans le temps et tiennent compte des situations tendues sur le réseau, ils permettent un pilotage plus efficace que des tarifs fixes. Ainsi, les tarifs d'utilisation du réseau dynamiques donnent des signaux plus appropriés pour l'utilisation du réseau. En principe, ces tarifs peuvent être appliqués à l'ensemble des coûts du réseau, mais il faut tenir compte du fait que les coûts structurels (emplacement du réseau, etc.) ne sont influencés que de manière limitée par la charge du réseau (pics de consommation).

L'utilisation de systèmes de mesure intelligents permettant une actualisation du tarif à une fréquence suffisante (p. ex. 15 minutes ou toutes les heures) est une condition préalable à la mise en œuvre d'un tarif dynamique. Des exigences minimales sont fixées à cet effet (relevés à fréquence horaire). En cas d'introduction d'un tarif d'utilisation du réseau dynamique, le gestionnaire de réseau peut également prévoir des prix de la puissance plus élevés qu'auparavant. Les prix dynamiques peuvent inclure une limite inférieure appropriée afin de couvrir les coûts structurels (qui ne dépendent pas de l'utilisation du réseau). Par conséquent, soit les coûts structurels sont comptabilisés de manière directe et uniforme dans la rémunération dynamique pour l'utilisation du réseau (la plupart du temps probablement dans les prix du travail), soit des prix de base ou des prix de la puissance supplémentaires peuvent être exigés. Ces composantes devraient être d'une ampleur modérée, de sorte que la part dynamique demeure prépondérante.

Si les gestionnaires d'un réseau de distribution (en particulier les petits gestionnaires) ne souhaitent pas introduire de tarif dynamique dans leur zone de desserte, ils ont alors la possibilité d'introduire un tarif de puissance qui varie en fonction des heures, selon les pics de puissance historiques. Dans ce cas, la part minimale pour la composante de travail peut être abaissée à 50 %.

Par ailleurs, une part minimale de 70 % représentant la composante de travail reste applicable lors de la fixation des tarifs pour les consommateurs finaux sans système de mesure intelligent dont la consommation annuelle ne dépasse pas 50 MWh. Quant aux consommateurs finaux dont la consommation annuelle est plus importante, l'ordonnance ne prévoit toujours pas de dispositions spécifiques.

Répercussion des coûts entre les différents niveaux de réseau prenant mieux en compte le principe de causalité

Le fait que la répercussion des coûts entre les différents niveaux de réseau reflète davantage les structures de coûts contribue également à l'amélioration de la tarification du réseau. La composante de puissance est augmentée à 90 %. En ce qui concerne la composante de travail, qui ne représente plus que 10 % dans la répercussion, le principe dit du montant net s'applique désormais. On considère le sens effectif du flux d'électricité (autrement dit, on regarde si, globalement, l'électricité circule du niveau de réseau supérieur vers le niveau inférieur ou inversement). Pour cela, on prend en compte les injections au niveau de réseau correspondant ainsi que les réinjections aux niveaux de réseau supérieurs. Enfin, des imprécisions dans les dispositions légales relatives au décompte des composantes de puissance sont également éliminées.

2.3 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, il faut partir du principe que les coûts de ces renforcements sont plus élevés dans les régions rurales. En effet, la campagne offre d'une part davantage d'espace pour les installations utilisant des énergies renouvelables. De plus, 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 prévenir une telle inégalité des charges entre les zones urbaines et rurales, un art. 15b, al. 2 à 4 est introduit dans la loi. (L'art. 15b, al. 3, 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 solidarité au niveau du 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 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 kilowatt de puissance des installations nouvellement raccordées. 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 empêcher les renforcements dont le coût serait disproportionné.

Une 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 transparence prévues par l'ordonnance y contribueront également. 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^{er} novembre 2017 sur l'énergie (OEné ; 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. 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.

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.

2.4 Systèmes de mesure

Le législateur s'est prononcé contre une ouverture du marché dans le domaine des systèmes de mesure. Les gestionnaires de réseau restent donc seuls responsables des systèmes de mesure dans leur zone de desserte. Les nouvelles dispositions légales prévoient toutefois une imputation plus transparente des coûts de mesure. Il n'est plus autorisé de solidariser les coûts de réseau. Les gestionnaires de réseau sont notamment tenus de fixer des tarifs de mesure conformes au principe de causalité en se basant sur leurs coûts de mesure imputables et de les publier. Le montant facturé pour le mesurage est perçu par point de mesure et doit figurer séparément de la rémunération pour l'utilisation du réseau lors de la facturation.

Plafonnement des tarifs pour la mesure et devoir d'information en matière d'efficacité énergétique

Les directives relatives à l'imputation des coûts de mesure sont davantage détaillées à l'échelon de l'ordonnance. Les tarifs de mesure sont fixés pour chaque année civile, de façon analogue aux tarifs d'utilisation du réseau et aux tarifs de l'approvisionnement de base. Le Conseil fédéral fixe en outre les bases de calcul des coûts de mesure imputables. Les prescriptions concernant les coûts d'exploitation imputables et les coûts de capital calculés des installations nécessaires pour le système de mesure sont similaires aux prescriptions correspondantes s'appliquant à l'exploitation du réseau. Il en va de même de la réglementation sur le traitement des différences de couverture résultant de périodes tarifaires antérieures.

En s'appuyant sur une base légale explicite, le Conseil fédéral définit dans ce contexte des plafonds tarifaires en cas d'utilisation de systèmes de mesure intelligents chez les consommateurs finaux, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage. Alors que ce plafond est fixé à 6 francs par mois pour les consommateurs finaux ordinaires, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage du niveau de réseau 7 avec mesure directe jusque 100 ampères maximum, il est

légèrement plus élevé (6,50 francs par mois) en cas de participation à une communauté électrique locale en raison de la charge de travail supplémentaire. Pour le niveau de réseau 7 de plus de 100 ampères avec une mesure semi-directe, la mesure nécessite des bornes de mesure supplémentaires et un convertisseur de mesure de courant. Le plafond est fixé, dans ce cas, à 12 francs par mois.

Pour le niveau de réseau 5, la mesure nécessite des bornes de mesure supplémentaires, un convertisseur de tension et un convertisseur de mesure de courant. Dans ce cas, le plafond est fixé à 42 francs par mois.

Les nouvelles prescriptions légales prévoient également que les gestionnaires de réseau informent les consommateurs finaux sur l'évolution de la consommation d'électricité par rapport à l'année antérieure, sur les possibilités d'identification de potentiels d'économie ainsi que sur la consommation moyenne et sur la fourchette de consommation des consommateurs finaux de leur groupe de clients.

Disponibilité rapide de systèmes de mesure intelligents et accès aux données

Il convient également de mentionner la nouveauté suivante : lors de l'introduction de systèmes de mesure intelligents, les gestionnaires de réseau sont actuellement tenus de servir en priorité les grands consommateurs finaux sur le marché libre de l'électricité ainsi que les installations de production nouvellement raccordées au réseau électrique (art. 31e, al. 2). En raison de la possibilité de consulter les données de mesure (art. 8a^{sexies}, al. 1), la présence d'un système de mesure électrique intelligent revêt en outre une importance décisive en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, de communauté électrique locale ou de recours à des accumulateurs électriques. C'est pourquoi le législateur a étendu le cercle des acteurs ayant le droit de bénéficier rapidement de l'installation d'un compteur électrique intelligent (art. 17a^{bis}, al. 3, LApEI). À cet égard, les dispositions d'exécution prévoient que les gestionnaires de réseau disposent d'un délai maximal de trois mois à compter de la date à laquelle les acteurs concernés font valoir ce droit pour procéder à l'installation d'un système de mesure intelligent.

En outre, si un gestionnaire de réseau ne remplit pas ses obligations légales, les clients ont désormais le droit de demander à un tiers (un autre gestionnaire de réseau ou une autre entreprise) d'installer un compteur électrique supplémentaire. Ce tiers peut facturer au gestionnaire de réseau local les coûts de ce compteur supplémentaire (y compris l'installation et la désinstallation). Ces coûts ne sont pas des coûts de mesure imputables du gestionnaire de réseau. Le Conseil fédéral fixe des plafonds pour ces coûts.

2.5 Flexibilité

L'ordonnance précise différents aspects de l'utilisation de la flexibilité. Elle contient des réglementations spéciales pour la flexibilité existante ou nouvelle ainsi que pour l'utilisation garantie de la flexibilité. Dans tous les cas, l'utilisation de la flexibilité par un gestionnaire du réseau de distribution (GRD) se limite à une utilisation au service du réseau. L'ordonnance décrit ce qui doit être entendu par *utilisation au service du réseau* afin que cela ait valeur d'exigence implicite dans la conception des contrats par les GRD.

Prérogative limitée des gestionnaires du réseau de distribution

L'ordonnance règle la mise en œuvre de la prérogative limitée dont bénéficie le GRD en matière d'utilisation de la flexibilité existante au service du réseau, qui est soumise à un régime d'*opt-out* limité (pour les autres utilisations, l'*opt-in* continue de s'appliquer). Le terme « flexibilité existante » est donc précisé dans l'ordonnance. Cette nouvelle réglementation favorise le recours à la flexibilité en facilitant l'utilisation de celle-ci au service du réseau par les GRD, tout en permettant l'émergence d'un marché de la flexibilité. Les GRD doivent avoir la possibilité de recourir à la flexibilité, à moins que le détenteur de flexibilité existante s'y oppose (*opt-out*).

Réglementation contractuelle

Parallèlement, il faut satisfaire à l'exigence selon laquelle la flexibilité doit faire l'objet d'un contrat conclu avec son détenteur. En ce sens, l'ordonnance précise qu'une mise à jour du contrat d'utilisation du réseau (qui contient les possibilités de pilotage et la rétribution) est suffisante et que les détenteurs de flexibilité en sont informés. Les GRD doivent également informer les détenteurs de flexibilité de leur possibilité de refuser ces adaptations apportées au contrat standard, y compris d'éventuelles alternatives pour la commercialisation de leur flexibilité. Ils doivent en outre leur présenter en quoi consistent les clauses standard sans accès. En effet, il est possible que des contrats déjà en vigueur prévoient un accès à la flexibilité qui ne sera plus admis après l'entrée en vigueur de la loi. Les possibilités d'accès convenues dans le contrat d'utilisation du réseau ainsi que la rétribution doivent être publiées.

Utilisation garantie de la flexibilité

Les GRD obtiennent des droits d'utilisation garantis. Ceux-ci doivent en principe être strictement limités dans le cadre de la gestion de l'injection. L'ordonnance limite les prérogatives du gestionnaire de réseau au niveau de la production à 3 % de l'énergie produite annuellement au point de raccordement. Le gestionnaire du réseau de distribution peut conclure un contrat avec le détenteur de flexibilité portant sur la flexibilité au niveau de la production dépassant ce cadre (ceci normalement et contre rémunération).

Enfin, un rapport annuel doit permettre au Conseil fédéral de contrôler l'évolution du marché de la flexibilité. En fonction des résultats observés, il pourra alors prendre des mesures pour encourager le recours à la flexibilité par des tiers. Pour l'instant, l'ordonnance ne précise ni les critères (en particulier la notion de potentiel « peu exploité ») ni les mesures possibles impliquant une intervention du Conseil fédéral. Cela continue à relever d'une décision discrétionnaire de ce dernier.

2.6 Communautés électriques locales

Les communautés électriques locales (CEL) permettent de commercialiser l'électricité autoproduite localement, au sein d'un quartier ou d'une commune, via le réseau public. Elles peuvent par exemple amener à une meilleure utilisation des surfaces (de toitures) disponibles pour le photovoltaïque.

Conditions de participation

Les prosommateurs, les gestionnaires d'installations de stockage, les consommateurs finaux « ordinaires » et les producteurs peuvent participer à une CEL s'ils sont localement proches les uns des autres et s'ils sont raccordés au même niveau de réseau auprès d'un gestionnaire du réseau de distribution (la participation à plusieurs CEL est par conséquent exclue). Une CEL peut également inclure un, voire plusieurs regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP). En outre, les entreprises d'approvisionnement en électricité peuvent également intégrer des installations de production ou de stockage dans une CEL et participer à la communauté par ce biais. Chaque participant doit être équipé d'un système de mesure intelligent.

Afin de mettre en œuvre le principe de proximité (« proches localement ») dans une CEL, l'utilisation du réseau est limitée aux niveaux 7 et 5. Les participants à une CEL doivent se trouver à un même niveau de réseau et avoir le même gestionnaire de réseau. Sur un plan spatial, une CEL peut s'étendre, au maximum, au territoire d'une commune. Des CEL couvrant plusieurs communes sont exclues, même si un même gestionnaire de réseau fournit les communes.

Électricité produite et consommée en interne, réduction du tarif d'utilisation du réseau et besoins en électricité restants

Une partie de l'électricité écoulee au sein d'une CEL est autoproduite. Pour cette part, le tarif d'utilisation du réseau est réduit. La réduction est déterminée en fonction du nombre de niveaux de

tension utilisés. Au moment de fixer à hauteur de 30 % la réduction de la rémunération pour l'utilisation du réseau, il est pris en compte le fait qu'une CEL ne permet de réaliser que de très faibles économies de coûts de réseau, mais qu'une certaine réduction est aussi nécessaire pour étendre le modèle. Lors de l'utilisation de plusieurs niveaux de réseau, seule la moitié de la réduction est accordée, du fait des coûts supplémentaires notables occasionnés pour le gestionnaire de réseau.

L'électricité supplémentaire dont une CEL a besoin pour couvrir les besoins restants provient du fournisseur de l'approvisionnement de base (ou éventuellement d'un tiers pour les participants ayant accès au marché) et ne bénéficie d'aucune réduction en ce qui concerne la rémunération pour l'utilisation du réseau. Une CEL est également ouverte aux consommateurs finaux ayant accès au marché. Ceux-ci ne peuvent toutefois pas retourner à l'approvisionnement de base via leur participation à une CEL. Du fait de la participation de consommateurs finaux ayant accès au marché, une CEL peut en principe également disposer de plusieurs fournisseurs, puisqu'il n'est pas exigé qu'un client ayant accès au marché s'approvisionne uniquement via la CEL. Les consommateurs finaux qui n'ont pas accès au marché libre n'ont pas le droit de participer à une CEL dans le but de contourner l'approvisionnement de base de manière abusive. Par conséquent, ils achètent l'électricité nécessaire pour couvrir leurs besoins restants uniquement au fournisseur de l'approvisionnement de base et les échanges au sein de la CEL portent uniquement sur l'électricité autoproduite (complétée par l'électricité provenant du fournisseur de l'approvisionnement de base nécessaire pour couvrir les besoins restants) (cf. art. 17d, al. 1, LApEI).

Une CEL peut fixer librement le prix de l'électricité qu'elle produit en interne. Elle peut également établir ses propres règles pour la facturation de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Pour toute question juridique concernant les rapports internes d'une CEL, les tribunaux civils sont compétents, comme c'est le cas pour le RCP.

La mise en œuvre d'une CEL donne lieu à une vaste concertation avec le gestionnaire de réseau local. Celui-ci est responsable des processus de facturation, qui comprennent la facturation de la rémunération pour l'utilisation du réseau (en tenant compte du tarif réduit pour les transports internes), de la mesure et de l'approvisionnement de base visant à couvrir les besoins restants en fonction des valeurs de mesure relevées.

2.7 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, 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. La structure reflète les différentes étapes, avec des dispositions claires concernant 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. Les dispositions relatives aux données de référence se basent en grande partie sur les directives de la branche établies depuis des années, notamment l'échange de données standardisé pour le marché du courant électrique suisse (SDAT-CH). En ce qui concerne les processus régissant l'échange de données, l'ordonnance

prévoit que la branche développe les directives correspondantes afin d'intégrer la plateforme nationale dans ses processus en tant que plateforme centrale d'échange de données et pour une automatisation des processus beaucoup plus vaste et plus centralisée. Cela permet de garantir juridiquement que la plateforme est intégrée de manière 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.

2.8 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 des méthodes économétriques fondées, afin de pouvoir également comparer de manière appropriée les coûts totaux de réseau. 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, et ce d'autant plus que la régulation Sunshine n'entraîne pas directement de pression à la baisse des coûts.

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, de l'électricité ou 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.

2.9 Exemption et remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Besoin de légiférer

L'ordonnance précise, d'une part, 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 ainsi que des installations de stockage sans consommation finale.

L'ordonnance contient, d'autre part, des dispositions d'exécution concernant le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. La loi différencie trois catégories (art. 14a, al. 4, let. a à c LApEI) : (i) les installations de stockage avec consommation finale, (ii) les installations transformant l'électricité et (iii) les installations pilotes et de démonstration.

En ce qui concerne les deux premières catégories, le remboursement est effectué uniquement pour la quantité d'électricité qui est réinjectée après soutirage du réseau et stockage (et transformation). Il doit être démontré qu'elle a été réinjectée dans le réseau. Les pertes d'énergie dues au stockage et à la transformation ne donnent pas droit à un remboursement.

L'OFEN, en collaboration avec des représentants de la branche (à savoir des membres de Swiss eMobility, d'aeesuisse et de l'association des entreprises électriques suisses [AES]), a formé un groupe de travail pour identifier une solution de mise en œuvre réalisable pour le remboursement aux exploitants d'installations de stockage avec consommation finale (art. 14a, al. 4, let. a, LApEI). Du fait de la complexité de la mise en œuvre de cet article, le groupe de travail s'est mis d'accord sur une proposition pragmatique.

Une possible adaptation de l'art. 14a LApEI dans le cadre du projet de loi pour l'accélération des procédures (Message du Conseil fédéral du 21 juin 2023, FF 2023 1602) vient complexifier le contexte juridique. La proposition suivante s'appuie exclusivement sur la base légale de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Selon le développement de la base légale dans le cadre de l'accélération des procédures, le Conseil fédéral adaptera la solution concernant le remboursement retenue dans l'ordonnance.

Les art. 18c à 18g comprennent les points essentiels pour la mise en œuvre de la solution de remboursement identifiée. Des éléments plus détaillés de la mise en œuvre du compromis sont présentés dans le commentaire ci-après. Le groupe de travail va poursuivre son travail afin d'identifier une solution de mise en œuvre orientée vers les technologies à plus long terme. Le Conseil fédéral tiendra compte des travaux du groupe de travail ainsi que des avis émis lors de la consultation dans la suite du traitement de l'ordonnance.

Mise en œuvre du remboursement

La disposition légale englobe une multitude de cas de figure devant être couverts par la réglementation de l'ordonnance. Par exemple, une batterie stationnaire installée dans une maison est une installation de stockage avec consommation finale. Mais une installation de stockage avec consommation finale comprend également toutes les bornes de recharge bidirectionnelles et ainsi aussi, indirectement, les voitures électriques (qui deviennent pour ainsi dire des installations de stockage mobiles). Ces différentes installations peuvent par ailleurs être raccordées à une installation de production (p. ex. une installation solaire).

Pour tenir compte des différents usages de l'installation de stockage avec consommation finale, la proposition de réglementation élaborée prévoit en outre une différenciation entre celles qui sont associées à la production d'électricité et celles qui ne le sont pas. Par ailleurs, la réglementation établit une distinction entre une installation de stockage stationnaire et une installation de stockage mobile. Pour l'essentiel, on peut faire les distinctions suivantes :

Installation sans production d'électricité (p. ex. sans installation photovoltaïque sur le toit) :

- Pour les situations dans lesquelles une installation de stockage stationnaire est disponible et il n'y a pas de source de production propre (p. ex. installation solaire) en aval du même point de raccordement de l'immeuble, le remboursement est calculé sur la base de l'énergie injectée dans le réseau électrique. Comme l'énergie ne peut provenir que de l'installation de stockage, il n'est pas nécessaire d'y installer de compteur supplémentaire.
- Dans le cas d'une installation de stockage mobile (un véhicule électrique avec possibilité de recharge bidirectionnelle), l'installation de stockage peut être chargée et déchargée à différents endroits. À des fins de pragmatisme, le volume total de l'énergie réinjectée dans le réseau à partir de l'installation de stockage est pris en compte pour le remboursement, indépendamment du soutirage effectif du réseau.

Installation associée à la production d'électricité (p. ex. avec installation photovoltaïque sur le toit) :

- Dans les cas où une installation de stockage stationnaire est installée et où de l'énergie est également produite en aval du même point de raccordement de l'immeuble, un compteur supplémentaire doit être mis en place sur l'installation de stockage. Pour les installations de stockage stationnaires, le soutirage et la réinjection de l'électricité se font toujours au même endroit (point de raccordement au réseau) et donc auprès du même gestionnaire de réseau et du même groupe-bilan. C'est pourquoi un traitement plus précis est possible. Le remboursement s'effectue en comparant les séries temporelles :
 - 1) Détermination de la valeur minimale entre le soutirage du réseau au point de raccordement au réseau et l'électricité transférée dans l'installation de stockage par période de 15 minutes.
 - 2) Détermination de la valeur minimale entre l'électricité tirée de l'installation stockage et la réinjection dans le réseau par période de 15 minutes.
 - 3) La plus faible des deux valeurs (1 ou 2) par période de décompte est retenue.
- Seule peut être remboursée, au maximum, la quantité d'électricité qui a été préalablement soutirée du réseau. Le gestionnaire du réseau de distribution tient une comptabilité du stockage pour s'assurer que le remboursement ne dépasse pas ce qui a été payé pour l'utilisation du réseau pendant la même période de décompte.
- Même dans les cas d'installations de stockage mobiles (un véhicule électrique avec possibilité de charge bidirectionnelle), où de l'énergie est également produite en aval du même point de raccordement de l'immeuble, un compteur supplémentaire doit être installé afin de mesurer l'énergie provenant de l'installation de stockage. À des fins de pragmatisme, le volume total de l'énergie réinjectée dans le réseau à partir de l'installation de stockage est pris en compte pour le remboursement, indépendamment du soutirage effectif du réseau.

L'ordonnance règle également le montant du remboursement ainsi que sa composition et sa méthode de calcul. Les rémunérations pour l'utilisation du réseau se composent des coûts imputables visés à l'art. 15 LApEI. La composante du tarif de travail déterminante pour l'indemnisation résulte du tarif moyen au point de raccordement au réseau (p. ex. moyenne du tarif haut et du tarif bas). Pour les tarifs variables en fonction des heures (p. ex. tarif haut et tarif bas), la durée du tarif est prise en compte. Si, par exemple, le tarif haut est valable pendant 14 heures et le tarif bas pendant 10 heures, le tarif moyen est calculé comme suit : $(14 * \text{tarif haut} + 10 * \text{tarif bas})/24$. Toutes les composantes tarifaires déterminantes qui se rapportent à la quantité d'énergie, c'est-à-dire également le tarif des services-système (tarif PSS pour « prestations de services-système »), le supplément perçu sur le réseau et les coûts liés à la réserve d'électricité, sont prises en compte pour le remboursement. Le montant du remboursement concernant ces éléments est proportionnel à la quantité d'électricité réinjectée. Le remboursement des taxes locales reste de la compétence des cantons et communes. Selon la pratique actuelle, les centrales de pompage-turbinage étaient exemptées du paiement de ces frais. Il serait judicieux qu'une pratique harmonisée continue de s'appliquer dans ce domaine.

Le tarif moyen pour le remboursement résulte de la moyenne annuelle (sans pondération en fonction de la quantité) du tarif d'utilisation du réseau appliqué au groupe de consommateurs par le gestionnaire du réseau de distribution sur le lieu de réinjection (point de raccordement au réseau). Ce tarif devrait être publié dans le cadre du calcul tarifaire avec tous les autres tarifs d'utilisation du réseau et s'applique aux différents cas de figure, tels que les installations de stockage stationnaires et mobiles, avec ou sans production. Le remboursement se limite à la composante du tarif de travail, car le tarif de puissance sert à rémunérer en fonction de la capacité maximale du raccordement. Cette capacité n'est pas supprimée en cas de réinjection, donc un remboursement n'a pas lieu d'être. Il en va de même pour les prix de base qui couvrent les coûts structurels du réseau. Eux non plus ne

donnent pas lieu à un remboursement. Dans le cas de tarifs dynamiques, il convient de fixer un tarif moyen annuel en fonction des prévisions.

Exemples de calcul du remboursement :

Installation de stockage stationnaire avec production d'électricité :

Monsieur X possède une installation de stockage couplée à une installation solaire à son domicile. Selon l'ordonnance, l'installation de stockage doit être équipée d'un système de mesure intelligent supplémentaire afin de garantir que Monsieur X ne sera remboursé que pour l'électricité qu'il a préalablement stockée. Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) qui est responsable de l'exploitation du réseau publie sur son site Internet le tarif de remboursement, qui s'élève à x ct./kWh pour l'année 2024. Pour obtenir un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau correspondant à la quantité d'énergie qu'il a réinjectée, Monsieur X doit déposer une demande auprès du GRD. Pour ce faire, il doit remplir un formulaire. À l'aide du système de mesure intelligent, le gestionnaire de réseau détermine la quantité d'électricité soutirée du réseau et stockée, les compile et en détermine la valeur minimale. Il détermine également la quantité d'électricité réinjectée dans le réseau à partir de l'installation de stockage. La plus faible de ces deux valeurs sert de base pour déterminer la quantité d'électricité pour laquelle la rémunération pour l'utilisation du réseau peut être remboursée. Cette quantité d'électricité et les éléments qui y sont liés (PSS, coûts liés à la réserve d'électricité et supplément perçu sur le réseau) sont remboursés au tarif publié. Ce montant sera ensuite déduit de la facture de Monsieur X.

Installation de stockage mobile sans production d'électricité :

Monsieur X a installé une borne de recharge bidirectionnelle à son domicile. Il habite dans le canton A (zone de desserte A) et utilise sa voiture électrique pour se rendre chaque jour à son travail dans le canton B (zone de desserte B). Il recharge parfois sa voiture au travail, consomme une partie de l'électricité de sa voiture lors de son trajet pour rentrer chez lui et, plus tard, en réinjecte une partie dans le réseau à son domicile. Pour que la rémunération pour l'utilisation du réseau puisse lui être remboursée, Monsieur X doit déclarer sa borne de recharge auprès du GRD A. À l'aide du système de mesure intelligent, le GRD prend connaissance de la quantité d'électricité directement réinjectée dans le réseau par la borne de recharge. Monsieur X a droit à un remboursement pour cette quantité d'électricité réinjectée, que l'électricité réinjectée ait auparavant été soutirée dans la zone de desserte A ou dans la zone de desserte B. Le GRD A applique à la quantité d'énergie réinjectée le tarif de remboursement qu'il a préalablement publié sur son site Internet. Ce montant est déduit de la facture de Monsieur X.

Installation de stockage mobile avec production d'électricité :

Monsieur X a installé une borne de recharge bidirectionnelle à son domicile. Il a également installé une installation solaire sur son toit, dont il peut consommer lui-même la production, notamment pour charger sa voiture électrique, ou l'injecter directement dans le réseau. Il habite dans le canton A (zone de desserte A) et utilise sa voiture pour se rendre chaque jour à son travail dans le canton B (zone de desserte B). Il recharge parfois sa voiture au travail, consomme une partie de l'électricité de sa voiture lors de son trajet pour rentrer chez lui et, plus tard, en réinjecte une partie dans le réseau à son domicile. Pour que la rémunération pour l'utilisation du réseau puisse lui être remboursée, Monsieur X doit déclarer sa borne de recharge au GRD. Le compteur supplémentaire est installé par le GRD et mesure les flux d'énergie provenant de l'installation de stockage. Ce compteur peut différencier l'électricité qui passe de la borne de recharge au réseau et celle qui passe de l'installation solaire directement au réseau. Monsieur X a droit à un remboursement uniquement sur l'électricité soutirée du réseau (et non pour l'électricité produite). Il a droit à un remboursement pour la quantité d'électricité réinjectée dans le réseau, indépendamment de l'endroit où il l'a soutirée (du réseau). Le GRD applique le tarif de remboursement qu'il a

préalablement publié sur son site Internet à la quantité d'énergie réinjectée dans le réseau à partir de la borne. Ce montant est déduit de la facture de Monsieur X.

L'ordonnance oblige les GRD et la branche (y compris les gestionnaires d'installations de stockage) à élaborer conjointement les documents de mise en œuvre nécessaires. Un processus réglant les aspects techniques et les modalités de l'examen et du remboursement doit y figurer.

Autres précisions

Conformément à l'art. 6, al. 2 et 6, en relation avec l'art. 13, al. 1, LApEI, les consommateurs finaux captifs ne peuvent en principe acheter leur électricité qu'auprès de leur GRD. Lors de la vente de la production propre (y compris celle issue d'une installation de stockage), la LApEI ne prévoit aucune limitation, pour autant que les prescriptions prévues à l'art. 6 LApEI concernant le libre choix du fournisseur soient respectées.

L'obligation de reprise et de rétribution ne s'applique pas à l'électricité issue d'installations de stockage. L'art. 15 LEnE prévoit qu'elle ne s'applique qu'aux producteurs. Les installations de stockage ne sont donc pas concernées par cet article. Néanmoins, le propriétaire d'une installation de stockage a toujours le droit de réinjecter l'électricité stockée. Pour ce faire, il doit trouver un acheteur pour l'énergie. Il peut conclure des contrats en ce sens avec un GRD ou un tiers par le biais de la régulation de la flexibilité (art. 17c, al. 2, LApEI). Pour que le GRD puisse y recourir, il doit toutefois agir dans sa zone de desserte et utiliser la flexibilité au service du réseau au sens de l'art. 19a, al. 1, OApEI.

Le GRD dispose, sous certaines conditions, de certaines utilisations garanties, qui ne nécessitent pas de contrat avec le propriétaire de l'installation de stockage (art. 17c, al. 4, LApEI).

Transformation de l'électricité et reconversion en électricité

Lors de la transformation de l'électricité conformément à l'art. 14a, al. 4, let. b, LApEI, la quantité d'électricité qui est réinjectée dans le réseau électrique après la reconversion en électricité est déterminante pour calculer le montant du remboursement. Les garanties d'origine (GO) établies dans le registre de Pronovo pour la quantité d'électricité réinjectée (p. ex. électricité produite à partir d'hydrogène) servent à attester la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement. Les GO délivrées correspondent à la quantité d'électricité injectée. Pour la quantité d'électricité soutirée du réseau, les GO correspondantes doivent être annulées.

Pour savoir quelle quantité d'électricité est soutirée du réseau pour la transformation, l'installation de transformation doit être équipée d'un compteur. Sur cette base, il est alors possible d'acquérir des GO pour la quantité d'électricité soutirée du réseau. Par exemple, lors de la production d'hydrogène, certaines GO de l'électricité sont converties en GO de l'hydrogène (mais pas toutes, en raison des pertes liées à la transformation). Ce processus s'applique également aux gaz synthétiques ou aux combustibles. Lors de la reconversion en l'électricité, de nouvelles GO de l'électricité sont émises (par une conversion de GO).

En raison du décalage dans le temps, les GO sont établies une fois par mois. Pour le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, on se base sur les informations provenant de l'appareil de mesure (de l'électricité) intelligent. Ce remboursement est basé sur un tarif moyen. Le tarif moyen est défini comme suit : On calcule pour une période de facturation la somme des composantes tarifaires liées à l'énergie (montant de la composante tarifaire du travail) et on la divise par la quantité d'électricité transformée (kWh). Le tarif d'utilisation du réseau appliqué lors de la rétribution de la quantité d'électricité réinjectée ne doit pas dépasser le tarif d'utilisation du réseau payé au moment du soutirage.

Installations pilotes et de démonstration

Les installations pilotes et de démonstration (installations P+D) ne sont soumises à aucune obligation de reconversion en électricité pour obtenir un remboursement. Les installations qui se trouvent en phase d'autorisation de mise sur le marché, d'introduction sur le marché ou de diffusion sur le marché et qui présentent des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices bénéficient en principe d'un remboursement. Dans le cadre de la consultation, il est possible de faire des propositions sur la manière dont ces critères pourraient éventuellement être adaptés de manière encore plus spécifique au cas d'application.

De telles installations peuvent bénéficier du remboursement ceci jusqu'à une puissance totale de 200 MW à l'échelle de la Suisse. L'OFEN tient à cet effet une liste permettant de vérifier si cette limite a été atteinte. Il vérifie que les critères sont remplis et inscrit l'installation concernée sur la liste. Le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau est effectué par le gestionnaire de réseau. L'électricité utilisée doit être d'origine renouvelable. Cela signifie que pour la quantité d'électricité qui est soutirée, les GO correspondants issus de la production renouvelable doivent être annulés. L'installation doit être raccordée au réseau électrique suisse. L'installation de transformation de l'électricité en hydrogène, gaz de synthèse, combustibles ou carburants doit être mise en service au plus tard le 31 décembre 2034 pour pouvoir bénéficier du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le remboursement a lieu dès le premier soutirage et dure jusqu'à l'arrêt de l'exploitation de l'installation, mais est limité à 20 ans. Les quantités d'électricité soutirées du réseau doivent être attestées à l'aide de compteurs électriques. Le droit au remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau ne peut être exercé que pour les soutirages d'électricité effectués après l'entrée en vigueur de la disposition de l'ordonnance. Les soutirages effectués sur le réseau électrique avant cette date ne donnent pas droit à un remboursement.

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

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 Flexibilité

Les modifications prévues concernant la gestion de la flexibilité n'ont aucune conséquence pour la Confédération, que ce soit au niveau des finances, de l'état du personnel ou autre. Étant donné que les gestionnaires de réseau de distribution appartiennent en grande majorité aux pouvoirs publics cantonaux et communaux, les présentes modifications ont, dans une certaine mesure, des conséquences pour les cantons et les communes qui détiennent une participation dans un ou plusieurs gestionnaires de réseau.

3.2 Plateforme

La Confédération n'aura pas de charges supplémentaires à assumer autres que les ressources en personnel déjà demandées dans le cadre de la loi. Les cantons et les communes n'auront pas non plus de charges supplémentaires. La Confédération, les cantons et les communes pourront toutefois 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.

3.3 Exemption et remboursement 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

Sous réserve des remarques ci-après, la révision de l'ordonnance n'a pas de conséquences majeures 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 ce sens que les fournisseurs de l'approvisionnement de base sont tenus de s'en prémunir, dans la mesure du possible, en anticipant les besoins et en procédant à des achats structurés. 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'achat d'électricité à moyen ou long terme (*Power Purchase Agreements, PPA*). Les quantités d'énergie destinées aux clients dans l'approvisionnement de base sont ainsi assurées à long terme. Le Conseil fédéral fixe également des parts minimales en la matière, échelonnées de manière dégressive pour les trois années tarifaires subséquentes, en tenant compte de la disponibilité de tels contrats en Suisse. De façon générale, cette disponibilité augmentera avec le développement des énergies renouvelables.

4.2 Tarification du réseau

À moyen et long terme, les adaptations de la tarification du réseau devraient inciter les gestionnaires de réseau à accroître leurs investissements. Cela tient au fait que les clients finaux adapteront davantage leur utilisation du réseau aux capacités disponibles et assumeront une plus grande responsabilité en matière de coûts. Ces changements de comportement – liés en particulier aux tarifs dynamiques – conduisent à long terme à une réduction des besoins en matière d'extension du réseau et donc à une baisse des investissements. L'ampleur exacte de ces effets est difficile à estimer ; elle dépend également de l'interaction avec la régulation de la flexibilité. Ensemble, les deux mesures entraînent une réduction significative des coûts d'extension du réseau.

Les prix dynamiques pour le travail ou la puissance, qui se fondent sur la situation actuelle du réseau, inciteront les consommateurs à gérer leur consommation et les producteurs à gérer leur consommation et leur production à l'aide de systèmes de commande intelligents et d'installations de stockage, réduisant ainsi le soutirage du réseau aux heures de forte sollicitation. Une alternative plus facile à mettre en place a par ailleurs été créée pour les petits gestionnaires de réseau (introduction de prix pour la puissance qui varient en fonction des heures). Elle va toutefois de pair avec une liberté tarifaire réduite.

4.3 Système de mesure

Les plafonds tarifaires devraient entraîner une réduction du montant facturé pour le mesurage dans une grande partie des zones de desserte, allégeant ainsi la charge financière des clients concernés. Inversement, le bénéfice d'exploitation des gestionnaires de réseau diminue.

4.4 Communautés électriques locales

Le modèle des communautés électriques locales (CEL) vise à susciter un développement supplémentaire significatif du photovoltaïque. Outre l'évolution des prix de l'électricité, l'effet dépend de l'efficacité économique d'une CEL et de l'existence d'une disposition à payer davantage pour de l'électricité produite localement. La réduction du tarif d'utilisation du réseau pour les CEL entraîne une augmentation compensatoire des coûts d'utilisation du réseau pour les autres consommateurs finaux. L'ampleur de cet effet dépend de la diffusion du modèle et du niveau des coûts de réseau. Étant donné que l'établissement de CEL n'est pas lié à des économies de coûts de réseau importantes, la réduction du tarif d'utilisation du réseau doit être modérée dans un premier temps (15 à 30 %), afin de mieux limiter les effets négatifs sur les autres consommateurs finaux.

4.5 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

5.1 Tarification du réseau

Selon le règlement (UE) 2019/943 révisé portant sur le marché intérieur de l'électricité, les tarifs d'utilisation du réseau doivent répondre à divers besoins. Les incitations à l'efficacité des coûts et à l'efficacité énergétique, à l'intégration du marché, à la garantie de la sécurité d'approvisionnement et à des investissements efficaces en font partie. De plus, les tarifs d'utilisation du réseau doivent encourager les innovations dans l'intérêt des consommateurs, à savoir la numérisation et la flexibilisation des prestations au service du réseau. Les améliorations apportées à la tarification du réseau en Suisse renforcent surtout les objectifs d'efficacité des coûts et d'intégration du marché, ainsi que la numérisation et l'efficacité des investissements.

5.2 Communautés électriques locales

L'établissement d'une communauté électrique locale (CEL) se fonde sur l'idée d'une participation accrue des citoyens exprimée dans la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED II) et dans la directive (UE) 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Le modèle de comparaison de l'UE est la « communauté d'énergie renouvelable » (CER), dans le cadre de laquelle des personnes physiques, des PME ou des autorités locales, y compris des municipalités, peuvent s'associer pour former une communauté de production et de consommation proche du lieu de production. Selon l'art. 2, ch. 16, de la directive RED II, une CER est une entité juridique autonome qui est effectivement contrôlée par les actionnaires ou des participants se trouvant à proximité des installations de production. L'objectif premier d'une CER est de fournir des avantages environnementaux, économiques ou sociaux à ses actionnaires, à ses participants ou à la collectivité. Elle ne poursuit pas de buts lucratifs.

Les principales différences entre une CEL et une CER sont les suivantes : le cercle des participants est moins limité en Suisse que dans l'UE (les grandes entreprises et les gestionnaires de réseau peuvent également participer) et la solution suisse se limite à l'électricité.

5.3 Plateforme

La présente conception de la plateforme nationale suisse 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 et refonte de la directive 2012/27) contiennent déjà des directives relatives aux données énergétiques, à l'accès à ces données et à leur interopérabilité. Sur la base du récent plan d'action pour la transition numérique du système énergétique et dans le prolongement de la directive sur l'électricité, la Commission européenne a adopté un règlement d'exécution concernant l'accès des consommateurs finaux aux données, la

flexibilité et le changement de fournisseur (règlement d'exécution [UE] 2023/1162). 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.

5.4 Exemption et remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Le droit européen ne contient aucune prescription spécifique concernant les exemptions de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau ou les remboursements de cette dernière pour les installations de stockage ou de transformation.

6. Commentaire des dispositions

Art. 1, al. 2 à 3^{bis}

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 mis en consultation du 27 juin 2007 (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^{bis}* 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.

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 les tarifs de mesure.

Al. 2 : les coûts énergétiques imputables, qui déterminent le montant du tarif de l'approvisionnement de base, sont déjà réglés dans les grandes lignes au niveau de la loi (cf. art. 6, al. 5^{bis}, let. d, LApEI) et ils sont précisés ici. La *let. a* explicite la prescription de l'art. 6, al. 5^{bis}, let. d, ch. 1. La *let. b* applique aux frais d'acquisition (contrats d'achat) le principe selon lequel il faut se fonder sur les coûts moyens d'un exercice annuel afin d'empêcher la prise en compte unilatérale des positions de coûts défavorables dans les tarifs de l'approvisionnement de base. La *let. b* ne s'applique qu'en cas d'excédent de couverture, c'est-à-dire lorsque la quantité d'électricité provenant des contrats d'achat et attribuée à l'approvisionnement de base selon l'al. 3 dépasse la quantité d'électricité finalement

écoulée dans l'approvisionnement de base. On ne peut cependant le constater qu'après l'année tarifaire. Les éventuelles rectifications doivent être apportées en procédant à des compensations dans les tarifs des années tarifaires ultérieures. En l'absence d'un tel excédent de couverture, autrement dit si certaines quantités d'électricité sont acquises pendant l'année tarifaire et sont considérées comme des coûts imputables aux coûts correspondants, cette optique par moyenne n'est pas pertinente. La *let. c* souligne que les coûts administratifs et les coûts de distribution font, bien évidemment, aussi partie des coûts énergétiques imputables. Pour déterminer le bénéfice, la *let. d* indique qu'il faut procéder, comme jusqu'ici, conformément au WACC de la production (directive 2/2022 de l'EICoM).

Al. 3 : 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 une adaptation rétroactive.

Art. 4a Parts minimales d'électricité issue d'énergies renouvelables

Les *al. 1 et 2* fixent, comme l'a souhaité le législateur (art. 6, al. 5, LApEI), des parts minimales d'électricité issue d'énergies renouvelables.

Al. 1, 1^{re} phrase : la première part minimale (art. 6, al. 5, let. a, LApEI) concerne la production propre élargie (art. 4, al. 1, let. c^{bis}, 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.

2^e 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 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 : Les gestionnaires du réseau de distribution doivent au préalable, et de manière contraignante, indiquer à l'EICoM s'ils remplissent seulement la prescription minimale de 50 % ou s'ils affecteront à l'approvisionnement de base une part plus importante de leur production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes. Au lieu de viser une certaine part de production propre, il est également autorisé de viser la limite de 80 % figurant à l'al.1, 2^e phrase. Comme pour l'attribution des contrats d'achat (art. 4, al. 3), c'est la comptabilité par unité d'imputation qui sert de justificatif.

Al. 3 : 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. Il est exigé que l'approvisionnement de base soit assuré à au moins 20 % par de l'électricité issue d'énergies renouvelables produite par des installations sises en Suisse (que ce soit avec une centrale spécifique ou via un portefeuille). 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 en Suisse, 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.

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

Art. 4b Produit électrique standard

L'al. 1 précise que, à la différence des parts minimales visées à l'art. 4a, les exigences relatives au produit électrique standard (art. 6, al. 2^{bis}, 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 exclusivement l'achat de garanties d'origine (GO) qui seront ensuite utilisées pour le marquage de l'électricité. L'al. 1 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 75 % d'électricité d'origine renouvelable indigène.

L'al. 2 n'implique pas d'obligation particulièrement lourde. La plupart du temps, les GO sont de toute façon fournies dans le cadre des opérations de négoce de l'énergie. Dans le produit électrique standard, les gestionnaires du réseau de distribution ont pour instruction de n'acquérir des GO d'un autre producteur d'électricité que lorsqu'ils ne disposent pas eux-mêmes de suffisamment de GO établies pour leur propre production d'électricité.

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

Al. 1 : 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. L'emplacement des installations de production concernées n'a pas d'importance : celles-ci peuvent être situées en Suisse ou à l'étranger.

La part des besoins en électricité dont la couverture doit être assurée pour l'approvisionnement de base au plus tard à la fin du mois d'août est fixée, dans des proportions différentes, pour les trois années tarifaires subséquentes conformément à l'al. 2. Plus l'année tarifaire est éloignée, moins la quantité d'électricité devant être garantie à l'avance est élevée.

L'al. 3 précise que les besoins en électricité prévus pour l'approvisionnement de base sont en principe quantifiés en se fondant sur des valeurs passées.

Si les gestionnaires du réseau de distribution recourent à des contrats d'achat pour garantir les quantités d'électricité visées à l'al. 2, ils sont tenus, de par l'al. 4, d'effectuer des achats échelonnés. Il leur est donc interdit, eu égard à de possibles fluctuations des prix du marché, d'acquérir toutes les quantités d'électricité nécessaires au même moment. L'EiCom 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 chez leurs clients, ou acquérir 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. 2). 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.

Les gestionnaires du réseau de distribution ne peuvent répercuter que de manière proportionnelle, sur les clients finaux dans l'approvisionnement de base et à ceux qui renoncent à l'accès au réseau, les coûts liés à la réalisation des objectifs en matière de gain d'efficacité visés à l'art. 46b LEné (art. 6, al. 1, LApEI). *L'al. 1* clarifie ce qui est imputable : 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 (mesures auprès des clients finaux sur le marché libre et auprès des clients finaux dans l'approvisionnement de base) qui correspond à leur part des ventes d'électricité du gestionnaire du réseau de distribution, exprimée en kWh. Ces frais sont facturés via le tarif de l'approvisionnement de base.

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

L'art. 4b 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. 9d, al. 1, LApEI est désormais fixé à 12 mois.

Art. 7, al. 3, let. f et h

Les coûts de mesure ne faisant plus partie des coûts du réseau et étant désormais facturés au moyen de tarifs de mesure via le montant facturé pour le mesurage, il faut désormais une répartition détaillée des coûts dans la comptabilité analytique, comme pour les coûts du réseau (*let. f*). L'EICom a besoin de ces informations lors du contrôle des coûts de mesure imputables.

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

Art. 7a Facturation

Le nouvel al. 2 prescrit à des fins de transparence, en complément à la liste figurant à l'art. 12, al. 2, LApEI, que les coûts incombant aux gestionnaires du réseau de distribution pour l'utilisation de la plateforme de données (art. 17i, al. 3, LApEI) doivent également être indiqués séparément dans la facture. Autrement dit, ils ne doivent pas être compris dans le montant facturé pour le mesurage. En effet, ces coûts ne sont pas concernés par les plafonds pour les tarifs de mesure (art. 8, al. 3) et peuvent donc être imputés en plus.

Art. 7b

L'al. 1 correspond à l'art. 10 actuel.

Les informations de *l'al. 2* doivent inciter les consommateurs finaux à réduire leur consommation d'électricité, comme prévu à l'art. 17a^{bis}, al. 5, LApEI.

Art. 8 Tarifs de mesure

En raison de l'étendue de la réglementation, le système de mesure et les processus d'information sont désormais réglés dans différentes sections. Les dispositions relatives aux processus d'information figurent aux art. 8e à 8i, avec les prescriptions relatives à la plateforme.

L'al. 1 précise que les tarifs de mesure doivent être fixés pour la durée d'une année civile, comme c'est également le cas pour les tarifs de l'approvisionnement de base et les tarifs d'utilisation du réseau.

Les tarifs de mesure doivent être axés sur les coûts et fixés conformément au principe de causalité. Le caractère imputable des coûts de mesure est évalué, dans le cadre des critères de fiabilité et d'efficacité (art. 17a, al. 2 et 4, LApEI), selon les dispositions d'exécution des art. 8a à 8a^{quater} OApEI. Selon l'al. 2, le montant des tarifs est soumis à certaines limites prenant la forme de plafonds tarifaires en vertu de l'art. 17a, al. 5, 2^e phrase, LApEI, indépendamment du montant total des coûts de mesure imputables. Le législateur fait usage de cette compétence uniquement pour les niveaux de basse tension (*let. a*) et ceux de moyenne tension (*let. b*). Au niveau de basse tension, les plafonds tarifaires pour la mesure en cas de participation à une communauté électrique locale sont légèrement plus élevés que pour les clients ordinaires. Cette différence se justifie par le travail supplémentaire que les gestionnaires de réseau doivent fournir pour identifier les flux d'électricité internes à la communauté en raison des tarifs d'utilisation du réseau réduits (cf. art. 17e, al. 3, LApEI). Les gestionnaires de réseau peuvent également être confrontés à une certaine charge supplémentaire en lien avec les regroupements virtuels dans le cadre de la consommation propre. Cette charge est toutefois comparativement moins importante et elle est en outre atténuée par le fait que chaque point de mesure supplémentaire donne lieu à la perception d'une rémunération pour le mesurage. Une règle spécifique pour la participation à une communauté électrique locale est inutile au niveau de moyenne tension, car les plafonds tarifaires sont de toute façon plus élevés en raison d'un mesurage plus difficile (*let. b*). Les plafonds tarifaires s'appliquent indifféremment aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux gestionnaires d'installations de stockage qui sont encore équipés de compteurs électriques traditionnels.

Al. 3 : les coûts d'utilisation de la plateforme (art. 17i, al. 3, LApEI) ne sont pas concernés par les plafonds tarifaires. Un gestionnaire du réseau de distribution peut donc les facturer (cf. art. 7a, al. 2) même s'il a atteint le plafond. Ce traitement spécial est nécessaire du fait que les coûts de la plateforme ne sont pas encore connus.

Art. 8a Coûts d'exploitation imputables

Les dispositions relatives aux coûts d'exploitation imputables sont inspirées de celles s'appliquant à l'exploitation du réseau. *L'al. 1* s'appuie sur l'art. 15, al. 2, LApEI et mentionne, de façon non exhaustive, les principaux postes de coûts. Afin de préciser les détails, *l'al. 2* demande aux gestionnaires de réseau, en vertu du principe de subsidiarité (art. 3, al. 2, LApEI), d'élaborer des directives pour le calcul des coûts d'exploitation imputables. On trouve une prescription comparable à l'art. 12, al. 2, OApEI pour les coûts imputables concernant l'exploitation du réseau. Si aucune norme appropriée n'est développée en temps utile, des mesures devront être prises par voie d'ordonnance (art. 27, al. 4, 3^e phrase, OApEI).

Art. 8a^{bis} Coûts de capital imputables

Les prescriptions relatives aux coûts du capital imputables sont elles aussi inspirées de l'exploitation du réseau et sont en grande partie identiques à celles-ci. Il est donc possible de se fonder sur le commentaire et la pratique relatifs à l'art. 13. On renonce ici à fixer un taux d'intérêt calculé correspondant au coût moyen pondéré du capital (*Weighted Average Cost of Capital, [WACC]*) spécifiquement pour le système de mesure. Le taux figurant à l'annexe 1 s'applique. Le principe de subsidiarité est à nouveau exprimé à *l'al. 4*.

Art. 8a^{ter} Dispositions particulières concernant les coûts de mesure imputables

Les prescriptions contenues jusqu'ici à l'art. 8a, al. 2^{bis} et 3^{ter}, sont déplacées aux *al. 1 et 2* pour avoir une structure plus claire. L'*al. 3* sert à concrétiser l'art. 25, al. 1. L'EICOM peut édicter des directives quant à la périodicité et la forme régissant l'annonce du nombre de points de mesure.

Art. 8a^{quater} Différences de couverture dans le domaine des coûts de mesure

La gestion des différences de couverture provenant des périodes tarifaires antérieures est analogue à celle qui prévaut dans l'approvisionnement de base (art. 4f) et dans le domaine du réseau (art. 18b).

Art. 8a^{quinquies} Systèmes de mesure intelligents

Pour donner à l'ordonnance une structure plus claire, les dispositions contenues jusqu'ici à l'art. 8a sont déplacées. Les al. 2^{bis} et 3^{ter} figurent désormais dans le nouvel art. 8^{ter} (al. 1 et 2), tandis que les al. 3 et 3^{bis} figurent dans le nouvel art. 8a^{sexies}. Les al. 1 à 2 et 4 de l'actuel art. 8a deviennent les *al. 1 à 4* du nouvel article 8a^{quinquies}.

D'après le nouvel al. 5, 1^{re} *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 participants à des communautés électriques locales, les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) et les exploitants d'installations de stockage (cf. art. 17a^{bis}, al. 3, LApEI). La 2^e *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 du 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 locatifs, qu'une partie 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. 8a^{sexies} Exemptions de l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents

Pour donner à l'ordonnance une structure plus claire, les dispositions contenues jusqu'ici à l'art. 8a sont déplacées. Les al. 2^{bis} et 3^{ter} figurent désormais dans le nouvel art. 8^{ter} (al. 1 et 2), tandis que les al. 3 et 3^{bis} figurent dans le nouvel art. 8a^{sexies}. Les al. 1 à 2 et 4 de l'actuel art. 8a deviennent les *al. 1 à 4* du nouvel article 8a^{quinquies}.

Art. 8a^{septies} Installation de compteurs électriques supplémentaires

Al. 1 : pour les compteurs électriques supplémentaires, l'indemnisation se fonde en principe également sur les coûts effectifs de la mesure. Ici, l'obligation de payer n'incombe pas au client, mais au gestionnaire de réseau. Les coûts sont également plafonnés, comme dans le cas des compteurs intelligents : la disposition définit un montant maximal unique pour l'installation (*let. a*) et un montant annuel maximal dû sur une période de dix ans au plus (*let. b*). Il n'est pas possible de faire valoir des frais supplémentaires dépassant le plafond pour les frais de désinstallation. Un tel plafond est nécessaire notamment parce que le gestionnaire de réseau n'a pas son mot à dire dans le choix du prestataire de mesure externe. Il est plus élevé que celui fixé pour les compteurs intelligents, car ces prestataires externes ne peuvent guère réaliser d'économies d'échelle sur un marché de la mesure par ailleurs fermé.

Al. 2 : étant donné que les compteurs électriques supplémentaires sont relativement onéreux et qu'ils pèsent sur la marge bénéficiaire des gestionnaires de réseau du fait de l'impossibilité d'imputer les coûts correspondants, les gestionnaires de réseau ont le droit, après trois ans, de faire désinstaller les compteurs supplémentaires, à leurs frais, lorsque les défauts préexistants de leur infrastructure de comptage ont été corrigés. En cas de litige, il est possible de faire appel à l'EICOM. Le délai de trois ans vise à assurer un équilibre des intérêts. Alors que ces compteurs supplémentaires peuvent s'avérer coûteux pour les gestionnaires de réseau, les prestataires externes, pour leur part, ont besoin d'une certaine sécurité en matière de planification sous la forme d'une durée minimale garantie de leur prestation.

Art. 8b, al. 2

Suite à la suppression de l'art. 5, al. 6, l'abréviation « OFEN » est désormais explicitée ici.

Art. 8c

L'art. 8c est abrogé. Les systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau sont exclusivement utilisés dans le cadre de la flexibilité. Le contenu de cet article est dès lors transféré aux dispositions portant sur la flexibilité et harmonisé avec les modifications légales s'y rapportant.

Art. 8d, al. 1, let. a et b, et 2, let. a

Les dispositions existantes sont harmonisées aux modifications légales liées à l'utilisation de la flexibilité.

À l'*al. 2, let. a*, le renvoi à l'art. 8, al. 3, est adapté, car le contenu central de cette disposition est désormais réglé à l'art. 17f, al. 1, LApEI.

Art. 8e Processus d'information

Al. 1 : les directives relatives aux processus d'échange de données doivent être adaptées suite à l'introduction de la plateforme centrale. Elles doivent en outre inclure de nouvelles exigences concernant la qualité des données à communiquer. Selon l'art. 27, al. 4, les gestionnaires de réseau doivent consulter en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs avant d'édicter les directives. S'agissant des adaptations des directives visées ici, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) et l'exploitant de la plateforme devraient également être consultés en lien avec l'échange de données par l'intermédiaire de la plateforme, et en particulier pour ce qui est du potentiel d'automatisation et de standardisation. L'implication de la société nationale du réseau de transport et de l'organe d'exécution visé à l'art. 64

LEne devrait également être dûment assurée. Si les directives correspondantes ne sont pas appropriées, l'OFEN peut, en vertu de l'art. 27, al. 4, fixer des dispositions d'exécution concernant, par exemple, les délais et les formats.

Al. 2 : cette disposition correspond en substance à l'actuel art. 8, al. 3, dont l'essence est désormais inscrite dans la loi (art. 17f, al. 1, LApEI). Les domaines énumérés sont complétés par le traitement des processus de changement de fournisseur et la communication de données visée à l'art. 8f, al. 4 (*let. i et j*).

L'*al. 3* correspond à la réglementation actuelle de l'art. 8, al. 4, qui est déplacée dans le présent article en raison de la nouvelle structure. La disposition de l'art. 8, al. 3^{bis}, relative à l'indemnisation de prestations liées à la mise à disposition de données est supprimée, d'autant plus que les données correspondantes doivent désormais être communiquées gratuitement (art. 17f, al. 1, LApEI).

Art. 8f Constitution de l'exploitant de la plateforme

La disposition de l'art. 8f règle la constitution de l'exploitant de la plateforme visée à l'art. 17h, al. 1 et 2, LApEI. Une demande d'approbation des statuts peut être remise dans les neuf mois suivant l'entrée en vigueur de la présente révision (art. 31n, al. 4). 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.

Al. 1 : sont autorisés à déposer une demande aussi bien les participants au marché de l'électricité que les entreprises qui ne font pas partie du secteur de l'électricité. 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 aussi détaillé que possible (*let. a*), tenant compte des prescriptions correspondantes (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, 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. 3). La *let. c* prévoit donc qu'il doit présenter les coûts correspondants (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. Il faut également remettre une planification détaillée des coûts présentant la structure de la plateforme et 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 et de veiller à une automatisation des processus et une standardisation aussi poussées que possible et à l'utilisation de techniques de communication modernes, par exemple des API pour les interfaces importantes. Le concept technique doit montrer quelles fonctions la plateforme fournira et comment les données de référence des points de mesure, aujourd'hui gérées de manière décentralisée, seront migrées sur la plateforme. Il 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.

Al. 2 à 4 : le DETEC peut également associer des experts externes à l'évaluation de la demande. Si plusieurs demandes répondant aux exigences légales sont déposées, il convient d'approuver celle qui y satisfait au mieux, d'autant plus que la loi ne prévoit qu'un seul exploitant de plateforme (et non plusieurs). Si le DETEC exige des rectifications ou des informations supplémentaires, il doit fixer un délai raisonnable. S'il approuve la demande, il fixe le montant du remboursement des frais visé à l'art. 17h, al. 4, LApEI. Sont déterminants tous les coûts non couverts du requérant occasionnés par la constitution de la plateforme, majorés d'un intérêt calculé sur ces coûts à hauteur du taux de

rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1. Les apports fournis pour les parts de l'exploitant de la plateforme ne sont pas remboursés en raison de l'interdiction de restitution et ne peuvent donc pas être pris en compte dans le calcul des coûts non couverts (cf. toutefois l'art. 8i, al. 3). L'exploitant de la plateforme doit rembourser le montant correspondant dans un délai de 10 ans à compter de la mise en service, 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. 8g Organisation de l'exploitant de la plateforme

Les *al. 1 à 4* définissent les exigences organisationnelles de 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 concurrents (p. ex. des gestionnaires de réseau) puissent empêcher le développement et l'offre de services de données correspondants. La conception de la plateforme doit correspondre le plus possible aux besoins des consommateurs finaux et des fournisseurs d'énergie indépendants. La séparation 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 correspondantes concernant la protection des données et la sécurité des données. D'après l'art. 8g, al. 1, le requérant doit attester que les exigences relatives à l'organisation de l'exploitant de la plateforme sont remplies.

Art. 8h Tâches de l'exploitant de la plateforme

Al. 1 : l'exploitant de la plateforme doit assurer une exploitation sûre, performante et efficace de l'infrastructure permettant le déroulement des processus d'échange de données réglementés dans la loi et l'ordonnance. Il est notamment tenu de veiller à l'entretien continu des technologies de l'information et de la communication correspondantes et, si nécessaire, à leur développement.

Al. 2 et 3 : L'exploitant de la plateforme doit garantir la sécurité des données. Cela concerne en particulier les données de référence enregistrées sur la plateforme (cf. art. 17g, al. 2, LApEI). Celles-ci sont définies à l'annexe 1a.

Al. 4 : l'exploitant de la plateforme est responsable de la constitution d'agrégats de données, dans la mesure où cela est nécessaire pour les processus d'échange de données correspondants. 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 à la consommation 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.

Al. 5 : 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). Pour ce faire, ils peuvent accorder à des tiers les droits d'accès à leurs données de mesure et à leurs données de référence par l'intermédiaire de la plateforme. L'exploitant de celle-ci devra garantir, sur les plans technique et organisationnel, que les données des cinq dernières années peuvent être remises et transmises dans le format correspondant (cf. art. 8e, al. 1) dès la mise en service de la plateforme.

Al. 6 : le but de la plateforme est avant tout d'améliorer la qualité de l'échange de données. L'exploitant de la plateforme doit donc vérifier régulièrement si les données sont fournies dans la qualité requise.

Al. 7 : Les données relatives à la qualité des données doivent être mises à la disposition de l'EICom et de l'OFEN dans la mesure où ces derniers en ont besoin pour leurs tâches d'exécution et de législation (art. 17g, al. 3, LApEI).

L'*al. 8* 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 à la Confédération les données correspondantes, afin que celle-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. 17h, al. 3, LApEI).

Art. 8i 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 6* contiennent des dispositions pour le calcul des coûts d'exploitation et de capital. Selon l'*al. 5*, les dispositions de l'art. 13, al. 2 et 3, s'appliquent par analogie au calcul des coûts de capital. En dérogation à ces dispositions, l'exploitant de la plateforme rémunère les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation de la plateforme au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 et non au taux d'intérêt calculé (coût moyen pondéré du capital, WACC). Les recettes provenant de cette rémunération sont versées aux détenteurs de parts au prorata de leurs apports. 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. 6*). En outre, les apports effectués par ces derniers ne peuvent pas non plus être remboursés en raison de l'interdiction de restitution. Le paiement d'intérêts prévu à l'*al. 5* vise donc à garantir que les détenteurs de parts sont au moins indemnisés pour la perte de jouissance du capital lié à l'apport.

Al. 7 : la comptabilité analytique doit être présentée à l'EICom chaque année, afin que celle-ci puisse contrôler les coûts et les rémunérations de l'exploitant de la plateforme (art. 22, al. 2, let. g, LApEI). Ce dernier doit fournir à l'EICom les informations correspondantes et mettre à sa disposition les documents requis (art. 25, al. 1, LApEI).

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, qui surviennent de toute façon, puissent désormais être répercutés sur tous les consommateurs finaux via l'attribution au réseau de distribution (art. 20a, al. 5, 1^{re} phrase, LApEI). Il s'agit ici surtout de réalisation de manœuvres, de régulation et de surveillance ainsi que d'optimisation des charges au moyen de la gestion des charges et de télécommandes centralisées. En revanche, des coûts sont occasionnés sur tous les niveaux du réseau lorsque des mesures visées à l'art. 20a LApEI sont prises (p. ex. énergie d'ajustement, coûts du recours à la réserve) sont des coûts imputables du réseau de transport au sens de l'art. 15, al. 1, LApEI s'ils sont nécessaires à un réseau sûr, performant et efficace.

Art. 13a^{bis}

L'ancien art. 13a devient l'art. 13a^{bis} et sa let. b est harmonisée avec les modifications légales liées à la flexibilité.

Art. 13e Coûts des renforcements de réseau et de lignes de raccordement engendrés par la production

Pour le mécanisme de solidarisation des renforcements de réseau engendrés par la production, le législateur distingue 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 à moyenne tension. L'*al. 1* attribue ces installations qui sont directement raccordées au niveau des transformateurs au réseau à moyenne tension (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.

L'indemnité pour les renforcements de lignes de raccordement visée à l'art. 15b, al. 5, LApEI est plafonnée à 50 francs (*al. 3*).

Étant donné que les renforcements de réseau sont indemnisés en vertu de l'art. 15b LApEI, ils doivent être déduits des immobilisations régulatrices (*al. 4*). L'EICom réglera la mise en œuvre de cette disposition (cf. commentaire de l'*al. 7*, let. c, ci-après).

Art. 13f Tâches liées aux renforcements de réseau et de lignes de raccordement 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 chaque année, au moment du bilan annuel et sur la base des procès-verbaux de mise en service, le décompte des indemnités forfaitaires versées pour les renforcements de réseau à l'intention de la société nationale du réseau de transport (*let. a*). Ils réunissent les demandes individuelles des producteurs relatives aux renforcements de lignes de raccordement, les remettent 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 (*let. b*). Enfin, les gestionnaires du réseau de distribution indiquent chaque année les

indemnités obtenues et les renforcements de réseau réalisés dans le rapport d'activité (*let. c*). 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 cela permet à l'EICom de procéder à des contrôles par sondage.

Selon l'art. 13f, al. 2, la société nationale du réseau de transport vérifie sommairement la plausibilité des indemnités demandées pour les renforcements de réseau soumis à l'indemnisation forfaitaire, ainsi que pour les renforcements de lignes de raccordement (*let. a*) et fait rapport annuellement à l'EICom et, sur demande, à l'OFEN, sur les renforcements effectués et les indemnités versées (*let. b*). Cette dernière disposition 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. 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'indemnisation 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 régulatrices 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. 2, let. b, et 3

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.

Al. 3 : afin que les coûts soient le plus possible imputés conformément au principe de causalité, la pondération de la composante de puissance (valeur moyenne des puissances mensuelles maximales) passe de 60 à 90 %. La composante de travail (totalité de l'énergie électrique prélevée) est réduite de 30 à 10 %. Le tarif de base fixe par point de soutirage, qui s'élève actuellement à 10 %, est supprimé. Ce tarif incitait involontairement à réduire le nombre de points de raccordement entre le réseau de transport et le réseau de distribution, un effet préjudiciable à la stabilité du réseau et donc à la sécurité d'approvisionnement.

Art. 16, al. 1 et 1^{bis}

Al. 1 : par analogie avec la nouvelle réglementation de l'art. 15, la pondération de la composante de puissance est également renforcée au niveau du réseau de distribution et passe de 70 à 90 %. En contrepartie, la composante de travail est réduite de 30 à 10 %.

Le nouvel *al. 1^{bis}* introduit le principe du volume effectif d'énergie nette : afin de mieux satisfaire au principe de causalité également dans le contexte d'une production d'électricité de plus en plus décentralisée, les flux d'électricité allant « du bas vers le haut » seront à l'avenir également pris en compte dans le cadre de la répercussion des coûts, pour autant qu'ils dépassent les flux en sens inverse. Le principe du volume effectif d'énergie nette ne concerne que la composante de travail. Il n'a aucune incidence sur la composante de puissance.

Art. 17, al. 2

Le nouvel alinéa précise que, dans le cadre de la répercussion des coûts, la puissance nette aux points d'interconnexion entre réseaux voisins est déterminante pour le calcul des valeurs de puissance. Cette puissance nette est déterminée pour les réseaux reliés galvaniquement.

Art. 18 Principes régissant les tarifs d'utilisation du réseau à tous les niveaux de réseau

Pour une meilleure vue d'ensemble, les dispositions d'exécution relatives aux tarifs d'utilisation du réseau sont réparties entre deux articles. L'*art. 18* contient les dispositions qui s'appliquent à tous les niveaux de réseau et de tension. Celles qui se rapportent spécifiquement au niveau de réseau 7 (basse tension) sont inscrites au nouvel *art. 18a*.

L'*al. 1* précise que les tarifs d'utilisation du réseau doivent être fixés pour une année civile, comme c'est également le cas pour les tarifs de l'approvisionnement de base et les tarifs de mesure.

L'*al. 2* détaille explicitement, à des fins de clarté et pour une meilleure compréhension, comment il convient de former les différents groupes de clients et précise qu'ils se distinguent par une palette de tarifs uniforme.

Al. 3 : les gestionnaires du réseau sont libres de décider s'ils proposent aux consommateurs finaux d'un groupe de clients des tarifs d'utilisation du réseau supplémentaires, en plus du tarif standard. Le tarif standard doit être signalé en tant que tel pour être distingué de manière transparente des éventuels autres tarifs proposés.

L'*al. 4* formule deux principes pour la structure des différents tarifs, que ce soient les tarifs standard ou les autres tarifs proposés. La *let. a* souligne que les gestionnaires de réseau sont en principe libres dans le choix et la pondération des différentes composantes tarifaires. La liberté tarifaire s'applique. Généralement, trois composantes tarifaires différentes sont possibles.

La « composante de travail » correspond à la somme de l'énergie électrique soutirée. Autrement dit, ce sont les kilowattheures soutirés au cours de l'année tarifaire qui sont déterminants. Les « composantes de puissance » se réfèrent à la puissance maximale soutirée par le consommateur final concerné durant une période définie. La pratique se fondait jusqu'ici sur les puissances mensuelles les plus élevées (électricité soutirée maximale). Sans système de mesure intelligent, le gestionnaire de réseau peut aussi fixer les prix de la puissance en se fondant sur le dimensionnement du raccordement.

Outre les composantes de travail et de puissance, les gestionnaires de réseau peuvent aussi adopter des tarifs dits « de base » (composantes de base fixes), indépendants de la consommation et de la puissance. La liberté tarifaire n'est pas illimitée. Tout d'abord, certaines limites découlent déjà des principes tarifaires figurant à l'*art. 14, al. 3, LApEI*. D'après la *let. a* de cet alinéa, les tarifs doivent refléter les coûts occasionnés (principe de l'origine des coûts). D'après la *let. e*, les tarifs doivent tenir compte d'une infrastructure de réseau et d'une utilisation de l'électricité efficaces et créer des incitations à exploiter le réseau de façon stable et sûre. Ce dernier point met certaines limites à la pondération de la composante de puissance. Certes, les tarifs fondés sur la puissance favorisent généralement le respect du principe de causalité, le total des coûts du réseau reposant moins sur la somme annuelle des kilowattheures soutirés que sur les charges maximales concernées. Mais

inversement, les composantes de travail constituent des incitations plus fortes à utiliser l'électricité de manière efficace. La pratique de l'EiCom permet ainsi de définir des limites inférieures ou supérieures pour la pondération des différentes composantes tarifaires, une distinction entre les niveaux de réseau étant aussi possible en fonction des différentes réalités techniques et économiques. Ensuite, la liberté tarifaire est également limitée par les prescriptions tarifaires spécifiques pour les niveaux de basse tension, à savoir les composantes de travail minimales visées à l'art. 18a, al. 2, let. a et c, et al. 5.

Let. b : Étant donné que les tarifs d'utilisation du réseau d'après l'art. 14, al. 3, let a, LApEI doivent présenter des structures « compréhensibles » et non plus « simples », il y a une plus grande liberté dans les tarifs, qui peuvent évoluer durant l'année tarifaire en fonction d'un certain nombre de facteurs. On parle en l'occurrence de *tarifs d'utilisation du réseau dynamiques*. La *let. b* précise que de tels tarifs sont autorisés s'ils créent une incitation ciblée à adopter un comportement au service du réseau. Il faut des incitations à réduire les contributions individuelles à la charge de pointe sur le réseau. C'est donc à l'EiCom de juger, en cas de litige ou d'office, si la forme concrète du tarif est conforme à ce but et si un tarif dynamique entre en ligne de compte. Il est surtout question ici du choix des valeurs de référence en lien avec le réseau et de la définition de leur influence sur la variabilité des composantes tarifaires, mais les gestionnaires de réseau sont en principe libres dans la composition de ces valeurs de référence. Il est exigé que les tarifs puissent évoluer au moins une fois par heure. Une granularité encore plus fine des tarifs est en principe permise tant que l'on est en présence d'une « structure compréhensible » au sens de l'art. 14, al. 3, let. a, LApEI. La dynamique peut se référer à la composante de travail ou à la composante de puissance. La méthode concrète sera publiée au plus tard fin août de l'année précédente. Cela signifie que le tarif fixé peut être modifié jusqu'au jour précédent, ou aussi à l'avenir en temps réel, sur la base de la méthodologie publiée afin qu'il soit tenu compte des congestions du réseau.

Art. 18a Tarifs d'utilisation du réseau au niveau basse tension

Les nouvelles dispositions relatives à la tarification au niveau de réseau 7 gardent la notion de *groupe de clients de base* : indépendamment du profil de soutirage et d'une éventuelle consommation propre, les consommateurs finaux habituels visés à l'*al. 1, let. a*, continuent d'appartenir au même groupe de clients. D'après la *let. b*, les consommateurs finaux qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent doivent être attribués à un groupe de clients distinct, une prescription particulière s'appliquant aux tarifs les concernant (*al. 5*). Ce principe vaut indépendamment de leur consommation annuelle et de l'utilisation de leurs biens-fonds à l'année, donc indépendamment des critères applicables au groupe de clients de base.

Al. 2 : pour les tarifs d'utilisation du réseau du groupe de clients de base, les gestionnaires de réseau peuvent, comme d'habitude, appliquer des tarifs d'utilisation du réseau avec une composante de travail minimale de 70 % (*let. a*). Désormais, des tarifs dynamiques sont aussi permis (*let. b*), tel que décrit à l'art. 18, al. 4, let. b. La *let. c* permet aussi, en relation avec l'*al. 3*, une forme simplifiée de tarifs d'utilisation du réseau dynamisés, avec des tarifs de puissance variant en fonction des heures et fixés au préalable pour certaines périodes d'une année tarifaire, en fonction des charges maximales. Pour les appliquer, il faut en même temps qu'une composante de travail non dégressive d'au moins 50 % soit fixée.

L'*al. 4* concrétise le principe de causalité en matière de tarification (art. 14, al. 3, let. a, LApEI) en ce sens que les consommateurs finaux avec consommation propre ainsi que les regroupements dans le cadre de la consommation propre appartenant au groupe de clients de base ne doivent pas être globalement désavantagés lors de la tarification. Cette disposition sert en quelque sorte de contreponds aux libertés tarifaires accrues apportées par la présente révision de l'OApEI. L'élément déterminant est la structure des différentes composantes du tarif (composante de travail, composante de puissance et composante de base) et une éventuelle conception dynamique des tarifs.

Al. 5 : pour les consommateurs finaux qui ne sont pas encore équipés d'un compteur électrique intelligent (*al. 1, let. b*), la disposition tarifaire actuelle reste inchangée (composante de travail d'au moins 70 %). Ce groupe de clients ne peut pas bénéficier de tarifs d'utilisation du réseau dynamiques.

En dehors du champ d'application de l'*art. 18a*, les gestionnaires du réseau de distribution doivent uniquement respecter les principes tarifaires fixés dans la loi (art. 14, al. 3, LApEI) et les dispositions d'exécution générales de l'*art. 18*. Cela vaut en particulier pour les niveaux de réseau supérieurs (au-dessus du niveau de réseau 7) et pour les consommateurs finaux dont la consommation annuelle atteint au moins 50 MWh.

Art. 18c 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. Les installations de stockage sans consommation propre, désormais également exemptées du versement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, sont traitées de la même manière.

Art. 18d Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Al. 1 : comme pour l'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau, visée à l'*art. 18c*, les composantes tarifaires supplémentaires ne sont pas dues non plus lors du remboursement de cette rémunération. Ces composantes doivent être remboursées en fonction de la quantité d'électricité injectée. La partie générale du présent rapport explicatif fournit des exemples de calcul du montant du remboursement.

Al. 2 : le droit au remboursement se limite à la composante de travail de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le prix de la puissance servant à rémunérer la capacité de raccordement n'est pas remboursable. Les prix de base couvrant les coûts structurels, non plus. Les tarifs dynamiques fondés sur l'énergie consommée ou sur les puissances horaires, sont traités de la même manière que la composante de travail.

Al. 3 : le remboursement du montant doit se faire dans le cadre de la facturation régulière, sous la forme d'une réduction des coûts de rémunération correspondants.

Al. 4 : conformément à l'*art. 14a*, al. 1, LApEI, les gestionnaires de réseau remboursent la rémunération pour l'utilisation du réseau sur demande. L'*al. 4* prévoit donc qu'ils mettent à disposition un formulaire de demande de remboursement. L'EICom statue en cas de litiges en lien avec le remboursement (concernant le droit au remboursement ou son montant) (art. 22, al. 1 et 2, let. a, LApEI).

Art. 18e Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau dans le cas d'installations transformant l'électricité

Al. 1 : pour savoir combien d'électricité est soutirée du réseau pour transformation, l'installation doit être équipée d'un système de mesure intelligent (soutirage du réseau). Sur cette base, des garanties d'origine (GO) peuvent ensuite être acquises pour l'électricité soutirée du réseau. Si de l'hydrogène est produit, les GO pour l'électricité sont transformées en GO pour l'hydrogène. De nouvelles GO pour l'électricité sont établies lors de la reconversion en électricité. Il est ainsi possible d'assurer la traçabilité de l'électricité transformée en hydrogène.

Al. 2 : la disposition précise les conditions à réunir pour un remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau dans le cas d'installations pilotes et de démonstration (art. 14a, al. 4, let. c, LApEI). La limite de 200 MW représente la puissance totale de toutes les installations de Suisse ayant droit à un remboursement. L'octroi se fait selon le principe « premier arrivé, premier servi ». Pour être reconnue comme telle, une installation doit afficher certaines caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices (*al. 3*).

Al. 4 et 5 : d'après l'art. 14a, al. 4, let. c, LApEI, les installations pilotes et de démonstration profitent de la règle du remboursement seulement si la puissance totale des installations pilotes et de démonstration ayant droit au remboursement ne dépasse pas 200 MW. En tant qu'autorité compétente pour l'approbation des prestations d'aide aux projets pilotes et de démonstration (art. 67 OEnE), l'OFEN est informé des demandes de remboursement par les gestionnaires de réseau et il peut ensuite publier la puissance totale de toutes les installations ayant droit au remboursement jusqu'ici.

L'al. 6 met en œuvre la limitation visée à l'art. 14a, al. 6, LApEI. Conformément au but de cette règle, une durée maximale de 20 ans est prévue, ce qui correspond à la durée de vie normale de telles installations.

Art. 18f *Prise en charge des coûts de la mesure des quantités d'électricité*

Al. 1 : la disposition s'appuie sur l'art. 14a, al. 5, let. a, LApEI, qui prévoit que le Conseil fédéral peut mettre à la charge des exploitants des installations les coûts des mesures nécessaires pour faire la preuve des quantités d'électricité.

Al. 2 : Si une installation de production se trouve au même point de raccordement au réseau, l'injection peut aussi provenir de cette source, raison pour laquelle une mesure supplémentaire est nécessaire pour faire la preuve des quantités d'électricité correspondantes des installations de stockage. Dans tous les cas usuels, il ne faut pas installer d'appareil de mesure supplémentaire pour les installations de stockage. S'il n'y a pas d'installation de production d'électricité au même point de raccordement au réseau, on prend en compte pour le remboursement toute l'électricité réinjectée à partir de l'installation de stockage (donc aussi l'électricité injectée à partir d'installations de stockage mobiles), en tant que solution pragmatique provisoire, indépendamment du soutirage effectif au point de raccordement au réseau.

Al. 3 : pour les installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. b et c, LApEI, une mesure séparée est notamment nécessaire lorsqu'une installation de production d'électricité se trouve en aval du même point de raccordement au réseau. Pour les installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. c, LApEI, une mesure séparée est aussi nécessaire si l'électricité n'est pas entièrement utilisée pour la transformation.

Art. 18g Directives sur le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Al. 1 et 2 : Les gestionnaires de réseau doivent élaborer les directives avec les milieux concernés. Il faut ici notamment songer aux représentants des exploitants d'installations de stockage ou d'installations de transformation (Swiss eMobility, aeesuisse). Par ailleurs, d'après l'art. 27, al. 4, les gestionnaires de réseau doivent consulter les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. À des fins d'organisation, la directive prévoira notamment les détails du processus de mise en œuvre, par exemple l'inscription des exploitants d'installations en vue d'un remboursement (formulaire), les mesures prises par le gestionnaire de réseau pour saisir les quantités d'électricité concernées (avec éventuellement l'installation d'un système de mesure) et, le cas échéant, des critères formels concernant les modalités de décompte.

Art. 19 Comparatifs d'efficacité, 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. Désormais, elle peut aussi se limiter, quant aux coûts d'utilisation du réseau, 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, les milieux concernés doivent être consultés pour connaître toutes leurs particularités. L'EICom décide en dernier lieu de leur utilisation.

Al. 2 : le comparatif doit remplir des critères appropriés. Ceci signifie aussi qu'il faut prendre en 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 : pour l'examen des coûts, l'EICom tient compte des résultats de la réglementation Sunshine (art. 22a LApEI et art. 26d OApEI). Ces résultats livrent un premier indice sur les corrections éventuelles.

Al. 4 : avec les art. 4f et 18b sur les différences de couverture, l'art. 19, al. 2, devient obsolète. La différence de couverture permet de corriger un bénéfice injustifié provenant de tarifs d'utilisation du réseau, de tarifs d'électricité ou de tarifs de mesure excessifs. Les coûts apparaissant comme excessifs dans le comparatif sont compensés en abaissant les tarifs concernés. Cette compensation doit avoir lieu au plus tard pour l'année tarifaire suivante.

Art. 19a Flexibilité au service du réseau et flexibilité existante

Seule une utilisation de la flexibilité au service du réseau permet au gestionnaire du réseau de distribution de recourir à la flexibilité appartenant au détenteur. Dans ce contexte, les gestionnaires du réseau de distribution peuvent prétendre recourir aux utilisations de la flexibilité nouvelle (art. 17c, al. 2, LApEI en relation avec l'art. 19b OApEI), aux utilisations de la flexibilité existante (art. 17c, al. 2 et 3, LApEI en relation avec l'art. 19c OApEI) et, dans certaines situations, aux utilisations *garanties* de la flexibilité (art. 17c, al. 4 et 5, LApEI en relation avec l'art. 19d OApEI).

gestionnaire du réseau de distribution, le contrat est réputé accepté par le détenteur de flexibilité, tant que celui-ci ne manifeste pas expressément son désaccord avec ce dernier (cf. al. 2).

Dans le cadre de l'adaptation du contrat, le gestionnaire du réseau de distribution doit informer le détenteur de flexibilité des situations dans lesquelles son installation peut servir le réseau conformément à l'art. 19a OApEI. Il précise en outre l'étendue de l'utilisation envisagée de la flexibilité à cette fin (*let. a*). Il informe également le détenteur de flexibilité des modalités de l'utilisation du système de commande et de réglage intelligent (*let. b*). De plus, les parties conviennent du moyen par lequel le détenteur de flexibilité doit être informé de l'utilisation effective de sa flexibilité ainsi que de la fréquence de la communication (*let. c*). Le contrat devra en outre contenir une clause fixant la rétribution pour l'utilisation effective de la flexibilité. Celle-ci doit être fondée sur des critères objectifs et non discriminatoires (*let. d*). À cet égard, l'EiCom peut intervenir en tout temps et adapter les rétributions qu'elle considère comme abusives (art. 22, al. 2, *let. d*, ch. 2, LApEI). Le gestionnaire du réseau de distribution doit également informer le détenteur de flexibilité des différents acteurs habilités à utiliser sa flexibilité en lieu et place de ce dernier, ceci afin que ledit détenteur soit pleinement conscient des différentes options s'offrant à lui et qu'il puisse ainsi choisir librement à qui il souhaite accorder un accès à sa flexibilité (*let. e*). En effet, certains acteurs, par exemple les agrégateurs, ont un intérêt à utiliser la flexibilité au service du système. Les détenteurs de flexibilité pourraient dès lors choisir de mettre leur flexibilité à leur disposition contre rétribution. Enfin, le contrat doit contenir une clause informant le détenteur de flexibilité de son droit d'interdire l'utilisation d'un système de commande et de réglage intelligent et des effets de cette interdiction (*let. f*). Cette clause doit être suffisamment reconnaissable, claire et précise. Le gestionnaire du réseau de distribution doit dans tous les cas rendre le détenteur de flexibilité attentif au fait qu'une absence de réaction de sa part équivaut à une acceptation tacite de la modification contractuelle.

S'il s'avère que la prérogative accordée aux gestionnaires du réseau de distribution contribue à ce que le potentiel en vue d'autres utilisations de la flexibilité soit peu exploité, des mesures pourront, le cas échéant, être prises par le Conseil fédéral. Elles peuvent consister en la mise en place de formes de commercialisation indépendantes du gestionnaire de réseau, par exemple l'utilisation d'une plateforme de flexibilité neutre pour la zone de desserte. Elles peuvent également prendre la forme d'un retrait complet de la prérogative accordée.

Al. 2 : l'al. 2 met en œuvre le droit des détenteurs de flexibilité de refuser l'utilisation d'un système de commande et de réglage intelligent et, par conséquent, l'utilisation effective de leur flexibilité par le gestionnaire du réseau de distribution. La construction juridique de l'art. 17c, al. 3, LApEI exige en effet que les détenteurs de flexibilité expriment expressément leur désaccord vis-à-vis de l'utilisation du système, faute de quoi ils sont réputés consentir à une telle utilisation (opt-out). Un tel refus ne conduit toutefois pas à la désinstallation de l'appareil.

Cette possibilité de refus est offerte aux détenteurs de flexibilité au moment de la réception de l'adaptation du contrat d'utilisation du réseau visé à l'al. 1 ou moyennant un préavis d'un mois pour la fin d'un trimestre.

Al. 3 : pour que le détenteur de flexibilité ait connaissance de l'utilisation effective de sa flexibilité, il est impératif que les gestionnaires d'un réseau de distribution les en informent selon les modalités prévues dans le contrat, mais au moins lors de chaque facturation. Cette information peut par exemple intervenir par le biais d'un portail client spécifique à chaque détenteur de flexibilité.

Art. 19d Recours aux utilisations garanties de la flexibilité

Al. 1 : le recours aux utilisations garanties de la flexibilité est une prérogative supplémentaire accordée aux gestionnaires du réseau de distribution. Pour y avoir accès, le gestionnaire de réseau doit toutefois agir dans sa zone de desserte, utiliser la flexibilité au service du réseau conformément à l'art. 19a, al. 1, OApEI, et pour l'une des utilisations garanties visées à l'art. 17c, al. 4, LApEI.

Contrairement à la prérogative visée à l'art. 19c OApEI, le détenteur de flexibilité ne peut pas interdire une telle utilisation et celle-ci ne donne pas lieu à rétribution.

Al. 2 : un tel recours à la flexibilité implique l'obligation pour le gestionnaire du réseau de distribution d'informer le détenteur de flexibilité concerné. Cette information diffère selon que l'utilisation ait lieu à des fins d'ajustement de l'injection (art. 17c, al. 4, let. a, LApEI) ou en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau (art. 17c, al. 4, let. b, LApEI). Dans la première hypothèse, l'information doit être fournie sur demande, mais au moins lors de chaque facturation. Celle-ci peut par exemple se faire par le biais d'un portail client spécifique à chaque détenteur de flexibilité. Dans la seconde, l'information doit se faire immédiatement. Une communication est réputée immédiate lorsqu'elle est effectuée dans les 3 jours suivant l'utilisation effective de la flexibilité.

Al. 3 : comme le recours aux utilisations garanties est assuré même si elles vont à l'encontre de droits d'utilisation détenus par des tiers, il est impératif que ces derniers puissent, sur demande, obtenir de la part des gestionnaires du réseau de distribution des informations relatives à de telles utilisations.

Al. 4 : de manière générale, les gestionnaires du réseau de distribution doivent informer les détenteurs de flexibilité concernés et les tiers directement restreints dans leurs droits sur la quantité d'énergie (en kWh) qui a été employée pour les utilisations garanties visées à l'art. 17c, al. 4, LApEI. Le gestionnaire de réseau choisit le moyen de communication à cet effet, mais garantit une transparence et une accessibilité fiable et actuelle.

Al. 5 : la teneur de l'art. 8c, al. 5 et 6, OApEI, déplacée ici, est étendue à l'utilisation garantie de la flexibilité visée à l'art. 17c, al. 4, let. a, LApEI.

Al. 6 : l'utilisation de la flexibilité est garantie pour l'ajustement de l'injection dans le réseau public. L'étendue de cette garantie est limitée à une part maximale de 3 % de l'énergie produite annuellement par installation. Au-delà de ces 3 %, l'utilisation de la flexibilité requiert la conclusion ou l'adaptation du contrat, que ce soit sous l'aune de l'art. 19b OApEI ou en vertu de l'art. 19c OApEI, selon que la flexibilité est considérée ou non comme existante. Dans tous les cas, le dépassement du seuil des 3 % conduit au versement d'une rétribution au détenteur de flexibilité.

Les gestionnaires du réseau de distribution sont responsables de la mise en place de directives transparentes et non discriminatoires régissant la mise en œuvre technique de la gestion de l'injection. Ils définissent une pratique commune pour l'évaluation de l'ajustement de l'injection. S'ils ne peuvent pas s'entendre en temps utile sur les directives à adopter ou si celles-ci ne sont pas appropriées, l'OFEN peut fixer des dispositions d'exécution dans ce domaine (art. 27, al. 4, OApEI).

Art. 19e Constitution d'une communauté électrique locale

L'*al. 1* fixe le volume minimum de la production d'électricité (cf. art. 17d, al. 2, let. c, LApEI) à un niveau deux fois plus élevé que ce qu'exige l'OENE pour les regroupements dans le cadre de la consommation propre (cf. art. 15, al. 1, OENE). Cela s'explique par le fait qu'il est comparativement plus simple pour des communautés électriques locales d'ajouter des installations de production, car, contrairement aux regroupements dans le cadre de la consommation propre, elle n'est pas liée au lieu de production (art. 14 OENE).

L'art. 15, al. 2, OENE contient une disposition dont la teneur est identique à l'*al. 2*.

L'*al. 3* limite l'étendue géographique des communautés électriques locales. Une communauté électrique locale doit d'abord être limitée au territoire d'une commune (art. 17d, al. 3, 2^e phrase). Si plusieurs gestionnaires de réseau sont actifs sur le territoire communal concerné, la communauté doit aussi se limiter à une seule des zones de desserte. Par ailleurs, les niveaux de réseau supérieurs à 36 kV (niveaux 1 à 4) sont exclus. Premièrement, aucun participant ne peut se raccorder à ces niveaux élevés de tension. Deuxièmement, la situation de raccordement au réseau des différents participants doit être telle, en tenant compte de la topologie du réseau, que chaque installation de production d'électricité de la communauté puisse approvisionner chaque consommateur final de la

communauté sans recourir à ces niveaux élevés de tension. Cette limitation permet d'éviter que des communautés puissent s'étendre trop loin dans les communes possédant de vastes territoires, ce qui serait contraire à l'exigence de « proximité géographique » (art. 17*d*, al. 2, let. a, et al. 3, LApEI).

L'*al. 4* précise que chaque site de consommation, chaque installation de production et chaque installation de stockage ne peut être rattaché qu'à une seule communauté électrique locale. Il va de soi que les consommateurs finaux peuvent intégrer différents sites de consommation dans différentes communautés.

Al. 5 : si, ultérieurement, une des conditions pour former une communauté électrique locale n'est plus remplie, par exemple si le seuil de l'*al. 1* n'est plus atteint, tous les participants doivent à nouveau être traités comme n'étant pas participants à une communauté électrique locale. La réduction du tarif d'utilisation du réseau (art. 19*h*) disparaît notamment. De plus, les petits consommateurs retournent entièrement dans l'approvisionnement de base du gestionnaire de réseau local.

Art. 19f Relation entre les participants

Al. 1 : comme pour le regroupement dans le cadre de la consommation propre, aucune forme de société particulière n'est requise pour la constitution d'une communauté électrique locale. Par analogie avec l'art. 16, al. 4, OEne, il est toutefois prévu que les principaux aspects doivent être convenus par écrit. Il est à noter, concernant la let. c, qu'il est ici question uniquement de coûts internes. Les coûts externes du gestionnaire du réseau de distribution local sont compris dans ses tarifs d'utilisation du réseau, tarifs de mesure et tarifs de l'approvisionnement de base.

L'*al. 2* prévoit que le degré d'autosuffisance d'une communauté électrique locale doit être le plus élevé possible. En d'autres termes, l'électricité autoproduite doit être vendue en priorité aux participants à la communauté. Ce ne sont donc pas les opportunités offertes par le marché de l'électricité qui doivent décider de l'affectation de l'électricité autoproduite. De toute façon, le tarif d'utilisation du réseau réduit incite à vendre cette électricité en interne.

Art. 19g Relation avec le gestionnaire du réseau de distribution

Les gestionnaires du réseau de distribution sont soumis à différentes obligations en ce qui concerne les communautés électriques locales. La plupart de ces obligations ont leur origine dans la loi. Ainsi, il est de la responsabilité des gestionnaires de réseau d'équiper l'ensemble des consommateurs finaux et des installations de production d'un compteur électrique intelligent (art. 17*d*, al. 2, let. b, et 17*a*^{bis}, al. 3, LApEI). Il leur incombe également de facturer la rémunération pour l'utilisation du réseau, le montant dû pour le mesurage et la rémunération pour la fourniture d'électricité dans l'approvisionnement de base. Enfin, les gestionnaires de réseau jouent également un rôle important dans le traitement des processus régissant l'échange de données (cf. art. 8*e*).

Al. 1 : de façon similaire au regroupement dans le cadre de la consommation propre (art. 18, al. 1, OEne), les principales valeurs-clés de la communauté doivent être communiquées au gestionnaire du réseau de distribution local. Cela vaut également pour les éventuelles modifications. Sans ces informations (notamment sur les participants et les installations de production), le gestionnaire de réseau ne peut pas effectuer les processus d'échange de données et de facturation.

L'*al. 2* exprime le fait que les communautés électriques locales sont tributaires de la collaboration du gestionnaire du réseau de distribution. La liste non exhaustive mentionne deux obligations d'information qui revêtent une importance particulière pour la constitution de la communauté. En ce qui concerne la situation en matière de raccordement au réseau, il s'agit avant tout de l'emplacement des points d'injection et de soutirage (points de mesure) et de la puissance de raccordement correspondante.

Al. 3 : la facturation du tarif d'utilisation du réseau est plus complexe dans le contexte d'une communauté électrique locale, car les gestionnaires de réseau doivent distinguer le tarif d'utilisation du réseau réduit de celui entièrement du, ou distinguer les flux d'électricité internes des flux soutirés à l'extérieur. L'art. 17e, al. 5, LApEI leur simplifie la tâche. Selon cette disposition, les flux internes d'électricité produits et vendus simultanément dans le cadre de la communauté sont attribués proportionnellement, et de manière uniforme, aux différents consommateurs finaux (et aux exploitants d'installations de stockage) en fonction de leur soutirage sur le réseau. L'*al. 3* précise les étapes de travail nécessaires aux gestionnaires de réseau pour mettre en œuvre cette disposition en détail. Une fois ces étapes achevées, le gestionnaire de réseau sait pour chaque consommateur final (et chaque exploitant d'installation de stockage) quelle part des soutirages d'électricité bénéficie du tarif d'utilisation du réseau réduit, et quelle part n'en bénéficie pas.

Al. 4 : en ce qui concerne l'approvisionnement de base, cette simplification implique que seuls les prélèvements des consommateurs finaux qui sont effectivement approvisionnés dans le cadre de l'approvisionnement de base doivent être pris en compte. Pour les consommateurs finaux approvisionnés sur le marché libre, il faut noter que les gestionnaires de réseau doivent indiquer au fournisseur d'électricité concerné, dans le cadre du processus d'information visé à l'art. 8e, la part considérée comme autoproduite pour le consommateur final concerné en application de l'art. 17e, al. 5, LApEI et de l'*al. 3*. Le fournisseur concerné peut, sur cette base, établir sa facture.

Al. 5 : pour le prélèvement du montant pour le mesurage, aucune règle spéciale n'est nécessaire pour les communautés électriques locales. Les plafonds tarifaires visés à l'art. 8, al. 2, sont importants ; ils sont légèrement plus élevés au niveau de basse tension (niveau 7) en cas de participation à une communauté électrique locale (let. a, ch. 1). Cette légère augmentation tient compte des charges supplémentaires auxquelles font face les gestionnaires du réseau de distribution dans le contexte d'une communauté électrique locale (processus d'échange de données plus complexes).

En ce qui concerne la facturation, deux autres aspects méritent encore d'être soulignés : premièrement, la communauté est libre de convenir d'une réglementation relative à la prise en charge des coûts dans les rapports internes qui prévoit une répartition des coûts différente de celle du gestionnaire de réseau. Elle peut en particulier définir une autre formule pour la clé de répartition visée à l'*al. 3*. Cela ne change rien aux obligations contractées vis-à-vis de l'extérieur. En d'autres termes, le gestionnaire de réseau peut toujours invoquer la répartition proportionnelle des flux d'électricité internes à la communauté (art. 17e, al. 5, LApEI et *al. 3*). Deuxièmement, afin de simplifier davantage le processus, tant le gestionnaire de réseau que la communauté électrique locale peuvent exiger qu'une facturation globale, mais ventilée de manière transparente, soit directement adressée au représentant de la communauté (art. 17e, al. 6, LApEI).

Art. 19h Réduction du tarif d'utilisation du réseau

Selon l'art. 17e, al. 3, LApEI, les consommateurs finaux (et les exploitants d'une installation de stockage) d'une communauté électrique locale peuvent prétendre à une réduction de 60 % au maximum sur le tarif d'utilisation du réseau usuel pour les flux internes d'électricité, c'est-à-dire pour les quantités d'électricité produites et vendues simultanément dans le cadre de la communauté.

L'*al. 1* précise que cette réduction s'élève à 30 % et qu'elle doit être calculée par rapport au tarif standard concerné.

L'*al. 2* précise la mise en œuvre de la réduction. Pour des raisons techniques liées à l'exécution, seul le volume total des injections et des soutirages de tous les participants de la communauté est pris en considération. Deux cas de figure peuvent être envisagés. La plupart du temps, la communauté prélève sur le réseau plus d'électricité qu'elle n'en injectera. Les quantités d'électricité injectées dans le réseau sont entièrement traitées comme des « flux d'électricité internes » donnant droit à la réduction du tarif d'utilisation du réseau. Inversement, on trouve l'injonction d'écouler en interne l'électricité produite en interne (art. 19f, al. 2). Si le potentiel de puissance de production propre est

élevé, il est aussi possible que la communauté injecte dans le réseau plus d'électricité qu'elle n'en prélève. La production excédentaire peut être vendue dans le cadre de l'obligation de reprise de l'art. 15 LEn ou, au choix, sur le marché libre de l'électricité. Dans ce deuxième cas, tous les soutirages d'électricité se font au tarif d'utilisation du réseau réduit, puisque la communauté s'auto-alimente entièrement. Il est sans importance que l'électricité autoproduite soit injectée directement dans le réseau ou qu'un stockage intermédiaire ait lieu. Pour des raisons techniques liées à la simplification de l'exécution, tous les processus d'injection et de soutirage doivent être traités de la même manière. Il ne faut donc pas distinguer si le prélèvement d'électricité est fait pour une consommation directe ou pour un stockage intermédiaire ni, inversement, si une injection d'électricité provient d'une installation de production ou d'une installation de stockage. Si, dans une communauté électrique locale, l'utilisation d'installations de stockage réduit le tarif d'utilisation du réseau de façon disproportionnée, le Conseil fédéral peut atténuer la réduction visée à l'al. 1. Il faut tenir compte du fait, dans ce contexte, que l'utilisation d'installations de stockage peut aller de pair avec un double privilège. D'une part, il existe une possibilité d'étendre les quantités d'électricité pour lesquelles le tarif réduit d'utilisation du réseau peut être demandé. D'autre part, les installations de stockage d'électricité sont, d'après le nouvel art. 14a, al. 1, let. b, et 4, LApEI, exemptées du versement de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Selon l'al. 3, la réduction est ramenée à 15 % lorsque toutes les installations de production et tous les consommateurs finaux sont raccordés au même niveau de réseau, mais pas au même terme. Cette diminution se justifie par le fait que dans de tels cas, les flux d'électricité internes ne peuvent pas parvenir à un site de consommation donné sans recourir à un niveau de tension supérieur. Il en résulte des coûts supplémentaires pour la transformation de la tension.

L'al. 4 précise que la réduction du tarif ne porte que sur les coûts de réseau imputables au sens strict. Les composantes particulières du tarif mentionnées dans la liste ne sont pas concernées.

Art. 22, al. 3 à 5

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

Art. 26d

Al. 1 : 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 visés à l'art. 22a, al. 2, LApEI. Il faut en particulier, lors de la comparaison des coûts du réseau, comparer les gestionnaires du réseau de distribution avec 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. 15b 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.

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 que ne le permettraient des indicateurs spécifiques aux niveaux de réseau.

Al. 2 : afin de déterminer et 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. 22a 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 loi fédérale du 25 septembre 2020 sur la protection des données (LPD ; RS 235.1).

Al. 3 : l'art. 22a, 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. 4

L'énumération à l'*al. 4* est adaptée aux nouvelles dispositions relatives au système de mesure (art. 8a, al. 2, et 8a^{bis}, al. 4) et tient compte du déplacement de la disposition relative aux processus d'information. La disposition est également complétée par l'ajout de l'art. 19d, al. 6, OApEI dans le cadre des modifications légales liées à la flexibilité.

Art. 31f

Compte tenu des modifications légales liées à la flexibilité, la disposition est abrogée.

Art. 31n

Al. 1 : l'entrée en vigueur des nouvelles prescriptions est prévue pour début 2025. Les fournisseurs de l'approvisionnement de base ont donc un an pour se préparer à respecter les parts minimales visées à l'art. 4a. Ils doivent, d'un côté, veiller, en vue des années tarifaires 2026 et suivantes, à ne pas prendre d'engagements contractuels portant sur une part trop importante de la production propre élargie provenant d'énergies renouvelables pour des livraisons hors de l'approvisionnement de base. Ils doivent, de l'autre, si leur production propre est faible, se préparer à trouver suffisamment de sources alternatives où prélever de l'énergie indigène et renouvelable.

Al. 2 : pour le produit électrique standard, les fournisseurs de l'approvisionnement de base ont trois années tarifaires (2025 à 2027) pour se préparer au seuil des 75 %. Ce délai est nécessaire, car les GO sont déjà achetées avec trois à quatre années d'avance par les entreprises devant marquer leur électricité, dans le cadre de contrats d'achat à long terme. S'y ajoute le fait que ce changement peut aussi impacter la structure des produits et donc celles des tarifs et des prix des entreprises d'approvisionnement en énergie. Pour les entreprises en mains publiques, il est de plus nécessaire de passer par certains processus politiques.

Al. 3 : en ce qui concerne les nouvelles prescriptions visant à se prémunir contre les fluctuations des prix du marché (art. 4c), les gestionnaires du réseau de distribution ont environ un an et demi, après l'entrée en vigueur de la modification, pour s'assurer de disposer des quantités d'électricité nécessaires. Le 31 août de l'année tarifaire 2026, 75 % des quantités d'électricité requises pour l'approvisionnement de base pour l'année tarifaire 2027 doivent être garantis, qu'ils proviennent de la production propre élargie ou de contrats d'achat conclus préalablement. Pour l'année tarifaire 2028, la part à garantir se montera à au moins 50 %, pour l'année tarifaire 2029, à au moins 25 %.

Ch. III

Dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques, une modification temporaire est entrée en vigueur le 1^{er} juin 2019, aux art. 4 à 4c, pour une durée initialement prévue de quatre ans (RO 2019 1381). Avec la modification de l'OApEI 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^{re} 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^{re} phrase, les versions temporaires des art. 4 à 4c renvoient elles aussi à l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. Adapter temporairement le contenu de l'art. 24, al. 2, 1^{re} phrase, permettait donc de garantir que l'abréviation du titre de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR ; RS 730.03) 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^{re} phrase, disparaît aussi, d'autant plus que l'abréviation du titre de l'ordonnance du 1^{er} 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.