



Avril 2019

Loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques)

Révision partielle de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Commentaires

Table des matières

1.	Remarques préliminaires	1
2.	Présentation du projet.....	1
3.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes.....	6
4.	Conséquences économiques, environnementales et sociales.....	6
5.	Commentaire des dispositions.....	7

1. Remarques préliminaires

Le 15 décembre 2017, le Parlement a adopté la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques; FF 2017 7485). Cette loi implique la révision partielle de la loi du 24 juin 1902 sur les installations électriques (LIE; RS 734.0) et de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7). Par conséquent, différentes ordonnances, dont l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71) doivent également être modifiées. La présente révision fait donc partie des modifications rendues nécessaires, à l'échelon des ordonnances, par la stratégie Réseaux électriques.

2. Présentation du projet

Les modifications apportées à l'OApEI résultent des modifications suivantes dont fait l'objet la LApEI dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques:

- l'introduction ou la modification, aux art. 9a ss. LApEI, d'instruments destinés au processus de développement du réseau, comme des scénarios-cadres, des plans pluriannuels, des principes de planification du réseau et l'information du public;
- les légères modifications apportées lors des débats parlementaires aux art. 17a et 17b LApEI introduits avec la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne; RS 730.0) concernant des systèmes de mesures, de commande et de réglage intelligents;
- la possibilité introduite à l'art. 15 LApEI d'imputer (en partie) les coûts de mesures novatrices pour des réseaux intelligents, de mesures de sensibilisation et d'information nécessaires; et
- les prescriptions adoptées lors des débats parlementaires à l'art. 6, al. 5 et al. 5^{bis}, LApEI concernant la fourniture d'énergie et la tarification dans le domaine de l'approvisionnement de base (voir ci-après ch. 2.2).

2.1. Mise en œuvre des modifications légales liées à la stratégie Réseaux électriques en général

L'OApEI règle les détails relatifs aux instruments de développement du réseau et fixe les conditions et l'étendue des coûts imputables pour l'information du public et les mesures d'information et de sensibilisation nécessaires, ainsi que pour des mesures novatrices.

Le rythme de planification du réseau est dicté par la périodicité fixée pour l'évaluation et l'adoption du scénario-cadre dans le domaine de l'énergie.

Prévue dans l'ordonnance, la concrétisation de la mise à disposition d'informations nécessaires à la planification du réseau entre ses gestionnaires crée un cadre favorable à la qualité des données sur lesquelles repose justement cette planification.

La définition du contenu des plans pluriannuels de la société nationale du réseau de transport (Swissgrid) doit permettre l'examen consécutif des mesures consignées dans le plan pluriannuel.

La possibilité (limitée), prévue à l'art. 15, al. 3^{bis}, let. b, LApEI, d'imputer les coûts de mesures d'information concernant des projets concrets sur le réseau permet de tenir compte du fait que ceux-ci font souvent l'objet de contestations et sont mal acceptés, même s'ils sont d'une grande importance pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Pour améliorer le degré d'acceptation, il convient d'informer le public de manière précoce et complète. L'ordonnance indique concrètement les mesures d'information dont les coûts peuvent être pris en compte dans les coûts de réseau. Il s'agit notamment des informations permettant aux personnes concernées par un projet de se former une opinion et de participer à la procédure de façon adéquate.

Sur la base de l'art. 15, al. 3^{bis}, LApEI, le Conseil fédéral prévoit la possibilité d'inclure dans les coûts de réseau certaines mesures de sensibilisation à la réduction de la consommation recourant à des systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents. L'expérience montre que la sensibilisation des consommateurs passe par une visualisation de la consommation d'électricité. Celle-ci doit être simple et complétée par d'autres mesures, comme des comparatifs avec des ménages similaires.

La Stratégie énergétique 2050 et le développement de la production décentralisée dont l'injection est fluctuante confrontent les réseaux électriques et leurs gestionnaires à de nouveaux défis. En raison de la complexité croissante du système de production-réseaux-consommation dans son ensemble, la nécessité d'étendre le processus de numérisation se fait également plus pressante. Les réseaux doivent ainsi se développer afin de devenir des réseaux intelligents (Smart Grids). Le nouvel art. 15, al. 1, LApEI incite à innover dans le domaine du réseau en donnant la possibilité d'imputer les coûts de certaines mesures novatrices. Désormais, les gestionnaires de réseau peuvent tester sur mesure, dans leurs propres réseaux, les nouvelles technologies, méthodes et applications, sur la base de leur connaissance des caractéristiques spécifiques à leur zone de desserte. Cela leur permet notamment aussi de faire progresser la numérisation et, si nécessaire d'inclure ces postes dans les coûts de réseau, sous réserve d'un cadre strict. Cette expérimentation ou mise en œuvre pratique doit avoir lieu dans le cadre de la recherche appliquée et du développement et, le cas échéant, en collaboration avec les écoles polytechniques fédérales ou d'autres institutions. Afin d'effectuer les dépenses tout en gardant un souci de rentabilité à l'esprit, de tirer parti des enseignements et de faire en sorte que le développement des réseaux au niveau national soit le plus homogène possible, il est nécessaire que les gestionnaires de réseau rendent publics leurs études et projets.

Enfin, le législateur a également modifié les art. 17a et 17b LApEI et introduit de manière explicite le terme «agent de stockage» dans la loi. Ceci apporte de la clarté, dans la mesure où les agents de stockage peuvent particulièrement souvent être concernés par ces dispositions (mesures et commande). Jusqu'à présent, les actes législatifs concernant l'approvisionnement en électricité ne mentionnaient jamais ce terme, pour la simple et bonne raison qu'à l'époque où la LApEI a été élaborée et discutée au Parlement (2002 à 2007), les technologies de stockage autres que le pompage, n'étaient pas encore à même de répondre aux exigences du marché et qu'elles ont ainsi été laissées de côté par le législateur. Dans la mesure où ce terme a maintenant fait son apparition dans la loi, il convient de le reporter dans les dispositions correspondantes de l'ordonnance (voir modifications des art. 8a, 8c et 31j, al. 4 et 5 OApEI). À noter que le projet mis en consultation prévoyait une disposition qui précisait la notion de «consommateur final» en prenant en compte l'agent de stockage. Cette proposition a cependant été majoritairement rejetée lors de la consultation. Pour l'instant, une telle disposition ne n'est pas incluse dans l'ordonnance. Ce point sera réexaminé dans le cadre de la révision en cours de la LApEI.

2.2. Mise en œuvre des modifications de l'art. 6 LApEI en particulier

La précision apportée à l'art. 6, al. 5, LApEI, selon laquelle les bénéfices concernant un exercice datant de plus de cinq ans ne doivent plus être répercutés sous la forme d'une adaptation tarifaire les années suivantes, n'a pas besoin d'être concrétisée au niveau de l'ordonnance. La loi règle déjà suffisamment tout ce qui est nécessaire: par exemple, pour l'année tarifaire 2019, les bénéfices réalisés durant les cinq derniers exercices tarifaires doivent être répercutés (2018, 2017, 2016, 2015 et 2014). Ceux résultant de 2013 ou avant ne doivent pas être pris en compte. La précision apportée à l'art. 6, al. 5, LApEI touchera en particulier les exercices tarifaires précédents, puisque la jurisprudence fédérale a déjà clarifié entretemps la façon de procéder. Il est donc clair (ou du moins en principe) comment les bénéfices doivent être répercutés à l'avenir.

La concrétisation de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, dont l'application est limitée dans le temps, et les dérogations à cet article se trouvent dans la version remaniée de l'art. 4 OApEI, dans les nouveaux art. 4a et 4c OApEI, ainsi qu'à l'art. 31k et au ch. II, al. 3 (concernant la durée de validité). Ces dispositions règlent principalement les questions liées aux installations de production ayant déjà bénéficié de certaines mesures de soutien. Elles précisent, d'une part, lesquelles de ces installations ne peuvent pas profiter de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI et, d'autre part, comment tenir compte des mesures de soutien pour les autres installations.

Les dispositions de l'ordonnance ne précisent pas la relation entre l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI et le *modèle de prime de marché*. L'articulation entre ces deux instruments est déjà suffisamment claire dans le droit en vigueur et à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI. Pour des raisons techniques liées au processus (la prime de marché est demandée et octroyée seulement *après* l'application de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, voir les explications détaillées ci-après), il n'est tout simplement pas possible que de l'électricité, dont le coût de revient ne serait pas couvert malgré une prime de marché, puisse bénéficier de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI. Nonobstant, ces deux instruments peuvent très bien coexister et se compléter.

Le modèle de prime de marché garantit, d'une part, le droit des fournisseurs de base de prendre en compte, dans les tarifs de l'approvisionnement de base, le coût de revient de leur propre production déficitaire issue de la grande hydraulique (art. 31, al. 3, LEnE) et, d'autre part, celui des producteurs (ou d'un autre acteur, pour autant qu'il en assume les risques) à percevoir la prime de marché en tant que telle pour la quantité d'électricité qui a dû être vendue sur le marché à un prix inférieur aux coûts de revient. L'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI englobe le droit des fournisseurs de base de vendre à leur coût de revient (déduction faite des éventuelles mesures de soutien), dans le cadre de l'approvisionnement de base, de l'électricité issue d'énergies renouvelables produite en Suisse, soit également celle produite dans les grandes installations hydroélectriques indigènes ainsi que celle provenant d'installations «étrangères».

Il n'est pas possible de combiner la perception de la prime de marché en tant que telle, que l'on ne peut toujours demander que l'année suivante, et la vente dans un approvisionnement de base selon l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, qui a lieu quasiment en temps réel durant l'année en cours. Ne serait-ce que du point de vue du déroulement technique des procédures, il n'est déjà pas possible, pour la vente d'électricité selon l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, de déduire des coûts de revient une prime de marché en tant que mesure de soutien, puisque la prime de marché n'aura alors pas encore fait l'objet d'une demande, et qu'elle est soumise chaque année à une nouvelle évaluation. À l'inverse, il n'est pas possible l'année suivante de percevoir une prime de marché pour de l'électricité vendue selon l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI à un fournisseur de base, même si elle a été vendue à un prix inférieur au coût de revient: selon l'art. 30, al. 1, LEnE, seule l'électricité qui doit être vendue *sur le marché* à un prix inférieur au coût de revient peut bénéficier d'une prime de marché. S'agissant d'une vente aux conditions de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI dans un approvisionnement de base, il n'est clairement pas possible de parler d'une obligation de vendre sur le marché. Cette règle prévaut évidemment aussi, dans les cas de revente de l'électricité, pour tout intermédiaire qui vend l'électricité selon les modalités de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI dans un approvisionnement de base.

Par contre, les différentes possibilités de vendre de l'électricité provenant de la grande hydraulique dans l'approvisionnement de base peuvent continuer à coexister. Il semble inutile d'établir un ordre de priorité selon lequel les producteurs qui exploitent de grandes centrales hydroélectriques ayant leur propre approvisionnement de base ne peuvent vendre leur électricité aux termes de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI dans l'approvisionnement de base de tiers que lorsque les possibilités de vente dans leur *propre* approvisionnement de base ont été épuisées. Toutefois, il convient de noter que, d'un point de vue purement comptable, un producteur de ce type qui souhaiterait demander la prime de marché est considéré comme s'il avait fourni dans son approvisionnement de base la plus grande quantité

d'électricité possible; raison pour laquelle il sera généralement aussi avantageux de le faire dans les faits.

En principe, les exploitants de grandes centrales hydroélectriques peuvent donc profiter parallèlement des deux modèles, avec certaines restrictions néanmoins. Les producteurs ayant leur propre approvisionnement de base vont vraisemblablement tout d'abord fournir en électricité leurs propres clients dans l'approvisionnement de base (art. 31, al. 3, LEnE). Ils devront ensuite décider (tout comme les producteurs ne disposant pas de leur propre approvisionnement de base) s'ils essaient de vendre l'électricité restante ou une partie de celle-ci au coût de revient dans l'approvisionnement de base d'un tiers (art. 6, al. 5^{bis}, LApEI) mais en devant renoncer à une prime de marché pour cette partie d'électricité; ou s'ils la vendent (p. ex. parce qu'ils ne trouvent aucun fournisseur de base intéressé à leur payer l'électricité au coût de revient) en totalité ou en partie sur le marché et essaient, en cas de vente à un prix inférieur au coût de revient, de couvrir le montant manquant avec une prime de marché (art. 30, al. 1, LEnE).

2.3. Modification de l'ordonnance pour clarifier la délimitation du réseau de transport

Le présent projet aborde en outre également une thématique qui n'est pas en lien avec la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques. Dans les années suivant l'entrée en vigueur de la LApEI, les infrastructures appartenant au réseau de transport selon la LApEI et l'OApEI ont été cédées à Swissgrid. Il est alors apparu impératif de modifier un point relatif à la délimitation du réseau de transport prévue à l'art. 2, al. 2, OApEI.

Selon l'art. 2, al. 2, let. d, OApEI, les départs avant le transformateur assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique sont également des composants du réseau de transport. Cependant, pour les centrales nucléaires, la règle selon laquelle le départ appartient aussi au réseau de transport, et donc à Swissgrid, n'est pas vraiment appropriée. En effet, un tel rapport de propriété entrerait en conflit avec les responsabilités découlant de la législation sur l'énergie nucléaire. Il est capital pour la sécurité nucléaire des centrales que les départs soient en tout temps disponibles et en bon état de fonctionnement. Pour garantir la sécurité nucléaire, il faut ainsi en premier lieu que la souveraineté en matière de couplage et la responsabilité d'exploitation des départs appartiennent uniquement à la centrale nucléaire. Deuxièmement, l'exploitant de la centrale nucléaire doit également pouvoir déterminer l'entretien du départ et les rééquipements éventuels. Il n'est en mesure de remplir ses devoirs directement et sans coordination supplémentaire avec un tiers éventuel que s'il est effectivement propriétaire de ces installations importantes pour la sécurité nucléaire (et non seulement titulaire de droits de codécision ou d'accès). Il lui serait bien plus ardu d'honorer ses obligations si les départs appartenaient à un tiers. Les limites concernant la propriété et celles relatives à la responsabilité devraient ainsi coïncider. L'OApEI est donc complétée par une disposition indiquant que les départs assurant la liaison avec des centrales nucléaires ne font pas partie du réseau de transport, pour autant qu'ils revêtent une importance pour la sécurité de l'exploitation de la centrale nucléaire. Cette disposition devrait ainsi clarifier les principes de délimitation du réseau de transport en lien avec les centrales nucléaires, qui était en partie contestée et n'était jusqu'à maintenant pas appliquée pour des considérations de sécurité.

2.4. Adaptation des directives destinées à fixer les tarifs d'utilisation du réseau

Jusqu'à présent, le rattachement au groupe de clients de base était déterminé en fonction de la puissance de raccordement au réseau (jusqu'à 30 kVA). Pour certains consommateurs finaux, cette donnée est difficile, voire impossible à établir, en particulier pour les logements comprenant plusieurs appartements. La mise en œuvre de cette exigence a donc parfois occasionné un surcroît de travail considérable. Le calcul de ces données demeure complexe, onéreux et peu performant tant que les systèmes de mesure intelligents ne sont pas encore implémentés dans tout le pays. En conséquence,

il est plus simple de placer la limite dorénavant sur la base de la consommation annuelle d'électricité. Cela ne changera fondamentalement pas la composition du groupe de clients de base; généralement la consommation annuelle des clients finaux dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 30 kVA est aussi inférieure aux 50 MWh à présent déterminants. De même, les clients finaux dont la consommation annuelle d'électricité dépasse les 50 MWh possèdent la plupart de temps également une puissance de raccordement supérieure à 30 kVA.

2.5. Adaptation de la disposition transitoire relative à l'introduction de systèmes de mesure intelligents

Certains gestionnaires du réseau de distribution ont lancé de leur propre initiative, avant l'entrée en vigueur de la Stratégie énergétique 2050, le déploiement de systèmes de mesure intelligents accompagné d'un processus de numérisation. Toutefois, nombre de ces systèmes de mesure ne satisfont pas complètement aux exigences légales entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 (art. 17a, al. 1, LApEI ainsi que art. 8a, al. 1 et 2 et art. 8b OApEI), que ce soit en termes de caractéristiques techniques ou de sécurité des données. La disposition transitoire actuelle (art. 31e) autorise une utilisation limitée de tels dispositifs. Afin d'éviter des amortissements élevés à la charge de la communauté des utilisateurs finaux et de ne pas pénaliser les premières approches en matière de numérisation, les investissements de ces gestionnaires de réseau de distribution, pionniers dans ce domaine, doivent être protégés pour des raisons de rentabilité. En supposant que les systèmes de mesure achetés répondent à certaines exigences techniques minimales et que leur acquisition ait commencé avant le 1^{er} janvier 2019, leur utilisation devrait pouvoir se poursuivre. En outre, le développement de la vérification de la sécurité des données requise pour les systèmes de mesure intelligents (art. 8b) étant reporté, la disposition transitoire modifiée prévoit une dérogation permettant aux gestionnaires de réseau de distribution de recourir temporairement à certaines alternatives. Il s'agit de soutenir la numérisation du secteur de l'énergie, qui progresse avec l'introduction des systèmes de mesure intelligents. À moyen et à long terme, les gestionnaires de réseau devront veiller cependant à ce que les dispositifs utilisés soient conformes aux exigences relatives à la sécurité des données. Les systèmes de mesure intelligents non conformes pourront être actualisés au moyen de mises à jour logicielles.

2.6. Adaptation examinée et rejetée dans le domaine de la mesure

Au cours de la procédure de consultation, il a été demandé d'adapter l'art. 8 OApEI ainsi que d'autres articles de manière à ce que les propriétaires fonciers puissent effectuer la mesure au point de raccordement, à condition qu'ils y aient été autorisés par le gestionnaire du réseau. Ces exigences sont étroitement liées à la nouvelle réglementation concernant le regroupement dans le cadre de la consommation propre. Dans ce cadre, les propriétaires fonciers ou des tiers mandatés par eux se chargent déjà d'organiser la mesure interne. Le souhait que les propriétaires fonciers ou des tiers mandatés puissent prendre en charge la mesure au point de raccordement au lieu du gestionnaire du réseau est dû au fait que pour le propriétaire foncier ou le tiers mandaté il vaut mieux disposer d'une infrastructure de mesure qui soit la plus homogène possible. Il convient tout particulièrement d'éviter autant que possible les doublons.

Après examen, cette demande ainsi que les modifications qui s'y rattachent ont été rejetées. En effet, l'actuel art. 8 OApEI offre en principe déjà cette possibilité. Les gestionnaires de réseau peuvent déjà confier la mesure du consommateur final, du producteur ou de l'agent de stockage à des tiers, notamment aux propriétaires fonciers. Toutefois, le gestionnaire de réseau reste responsable des processus de mesure et d'échange d'informations. Cela signifie qu'il doit s'assurer que toutes les données et informations nécessaires lui parviennent en temps voulu et dans la qualité requise. En outre, il répond du fait que les tiers qu'il a mandatés utilisent des systèmes de mesure intelligents pour

les mesures et les processus d'échange d'informations prévus à l'art. 8a.

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

Les conséquences de la stratégie Réseaux électriques résultent essentiellement des modifications de la loi adoptées par le Parlement. Pour ce qui est des mesures proposées par le Conseil fédéral, leurs effets escomptés sont décrits dans le message du 13 avril 2016 relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (FF 2016 3679). S'écartant du message, le Parlement a tout d'abord chargé l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), en vertu de l'art. 9e, al. 1, LApEI, d'informer activement le public sur les principaux aspects du développement du réseau et les possibilités de participer à la procédure. La charge de l'EICOM liée à l'exécution augmente par ailleurs en raison de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI adopté lors des débats parlementaires. La charge supplémentaire de l'OFEN et de l'EICOM sera compensée au sein de l'administration. Les modifications prévues dans l'ordonnance n'ont pas d'autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes.

4. Conséquences économiques, environnementales et sociales

Les conséquences de la stratégie Réseaux électriques résultent essentiellement des modifications de la loi adoptées par le Parlement. Pour ce qui est des mesures proposées par le Conseil fédéral, leurs effets escomptés sont décrits dans le message du 13 avril 2016 relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (FF 2016 3679). L'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI introduit par le Parlement se traduira par une augmentation des charges pour les consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Il est cependant difficile de quantifier cet impact financier, dans la mesure où l'on ne peut pas vraiment estimer la quantité d'électricité issue d'énergies renouvelables qui sera fournie désormais au coût de revient (déduction faite des éventuelles mesures de soutien) dans l'approvisionnement de base.

Il est probable que les prescriptions de l'ordonnance (limite supérieure de 1 % des coûts annuels du capital et d'exploitation, au total 500 000 francs au maximum et d'un million de francs pour la société nationale du réseau de transport) induisent, pour les mesures novatrices, des coûts pouvant atteindre 400 millions de francs d'ici 2050 et, partant, une hausse des tarifs de réseau. En fonction de l'évolution de la consommation dans les différents niveaux de réseau et sur la base des principes en vigueur jusqu'à présent en matière de tarification sur le réseau, il apparaît que les tarifs au niveau de réseau 7 augmenteront de 0,02 à 0,03 ct./kWh¹. Ainsi, en 2050, un ménage moyen du niveau de réseau 7 avec une consommation annuelle de 3250 kWh contribuera jusqu'à hauteur d'env. 90 ct. par an aux mesures novatrices. Ces dernières, mais aussi la progression de la numérisation, participent à long terme à des économies sur le réseau lui-même ou à instaurer des processus plus efficaces en termes d'exploitation, ce qui atténuera globalement à long terme la hausse attendue des tarifs de réseau et déchargera l'économie et la société.

Il est possible d'estimer les coûts des mesures de sensibilisation sur la base d'études relatives aux mesures novatrices. Ceux-ci étant plafonnés à 0,5 % des coûts d'exploitation imputables, et limités à 250 000 francs par année, il faut s'attendre à 100 millions de francs d'ici 2050. En conséquence, ces

¹Cf. Consentec 2015. Evolution des coûts du réseau en Suisse compte tenu du besoin actuel, de la Stratégie énergétique 2050 et de la Stratégie Réseaux électriques. Étude mandatée par l'Office fédéral de l'énergie, à télécharger sur www.netzentwicklung.ch > rapports et études.

mesures devraient se traduire par une hausse des tarifs au niveau de réseau 7 entre 0,005 et 0,01 ct./kWh. Ainsi, en 2050, un ménage moyen du niveau de réseau 7 avec une consommation annuelle de 3250 kWh contribuera jusqu'à hauteur d'env. 30 ct. par an aux mesures de sensibilisation. Néanmoins, une consommation d'électricité moindre soulage l'environnement et contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre. En outre, on permet ainsi aux consommateurs finaux de mieux contrôler leur consommation d'électricité, de prendre des décisions plus éclairées et, implicitement, de participer plus activement au marché de l'électricité. Il faut s'attendre à un effet boule de neige, dans la mesure où le besoin croissant de prestations de services des consommateurs finaux se traduira par une numérisation toujours plus forte du marché de l'électricité et par davantage d'innovation et de compétitivité sur le marché.

5. Commentaire des dispositions

Art. 2, al. 2, let. d

La modification de la définition du réseau de transport à l'*al. 2* entend clarifier une question qui s'est posée dans la foulée de la cession à Swissgrid des installations du réseau de transport (cf. ci-avant ch. 2.3.). La LApEI (art. 4, al. 1, let. h) ne produit qu'une définition rudimentaire du réseau de transport. L'ordonnance définit plus concrètement cette notion. L'ancienne réglementation de l'ordonnance prévoyait que tous les départs assurant la liaison avec une centrale appartenaient au réseau de transport. Désormais, ceux assurant la liaison avec des centrales nucléaires constituent une exception: dans la mesure où ces départs revêtent une importance pour la sécurité de l'exploitation de la centrale nucléaire, ils ne font pas partie du réseau de transport. La délimitation du réseau de transport qui en résulte concrètement ne couvrira pas toujours les mêmes éléments pour toutes les centrales nucléaires, mais sera réglée au cas par cas pour chaque centrale en tenant compte de ses particularités techniques. Le critère décisif est toujours la sécurité d'exploitation de la centrale. Il conviendra toutefois également de veiller à garantir la sécurité d'exploitation du réseau de transport. Dans tous les cas, Swissgrid devra obtenir à cet effet certains droits de codécision ou d'accès. Seuls les départs ou les composants de départs pertinents en termes de sécurité sont concernés par cette nouvelle exception. Cela signifie que sous le nouveau droit également, les composants d'un départ non pertinents pour la sécurité appartiennent au réseau de transport, tout comme les autres installations assurant la liaison avec une centrale nucléaire (par exemple les lignes de raccordement). Toutes ces installations appartenant au réseau de transport doivent être cédées à Swissgrid (si cela n'a pas encore été fait), comme actuellement, selon les dispositions de l'art. 33 LApEI. En revanche, pour les installations déjà cédées à Swissgrid n'appartenant plus au réseau de transport selon le nouveau droit, il convient de se référer au nouvel art. 31*i*.

Art. 4 Fourniture d'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base

L'art. 4 en vigueur fixe des règles dans deux domaines. Tandis que l'al. 1 statue sur le calcul de la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base, les al. 2 et 3 imposent aux gestionnaires du réseau de distribution des obligations de justification et d'annonce concernant les tarifs d'électricité. Les al. 2 et 3 actuellement en vigueur sont déplacés tels quels à l'art. 4*b* et remplacés à l'art. 4 par deux nouveaux alinéas complétant la thématique de l'al. 1 qui reste également inchangé. Les al. 4 et 5 sont eux aussi nouveaux.

L'*al. 2* contient une règle particulière qui complète l'al. 1 concernant la composante tarifaire pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base. L'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI comporte deux nouveautés pour la fourniture et la facturation d'électricité issue d'énergies

renouvelables provenant d'installations de production indigènes. D'une part, la méthode du prix moyen ne doit pas être appliquée lorsqu'il s'agit de tenir compte des coûts conformément à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI. Ceci découlant déjà de la loi actuelle, il n'y a pas matière à davantage de précisions. D'autre part, le fournisseur de base est autorisé à tenir compte du coût de revient de cette électricité dans ses tarifs, déduction faite des éventuelles mesures de soutien et indépendamment du fait qu'il s'agisse de sa propre production ou d'acquisitions. Ce caractère généralement déterminant du coût de revient est nouveau. Selon l'art. 4, al. 1, le coût de revient est certes aujourd'hui déjà pertinent pour fixer le montant de la composante tarifaire de la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Cependant, cette pertinence se limite en premier lieu à la production propre, puisque, dans le cadre d'acquisitions, le prix d'achat repose en principe sur les prix du marché. En conséquence, le fournisseur de base ne connaît généralement pas le coût de revient de l'électricité achetée. Dans ces cas, il est donc «uniquement» possible de refacturer un prix convenu. Pour les acquisitions effectuées à la bourse, il ne peut même pas savoir qui est le producteur. Cette deuxième nouveauté est inscrite à l'al. 2. Du point de vue terminologique, cette disposition se calque sur la formulation choisie dans la loi et parle de «prendre en compte» les coûts dans les tarifs. Sur le fond, cela ne diverge ainsi en rien de la notion établie d'imputabilité. Si des coûts peuvent être pris en compte dans la composante tarifaire de la fourniture d'énergie, cela signifie par conséquent qu'il s'agit de coûts imputables pour la fourniture d'énergie. S'il existe des écarts entre les coûts planifiés et les coûts pouvant être réellement imputés, la différence doit être compensée par des ajustements tarifaires correspondants au cours de périodes ultérieures (différences dites de couverture). Cela vaut également pour les autres dispositions de l'ordonnance en relation avec l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI.

La première phrase précise clairement, d'une part, que les fournisseurs de base ne peuvent exercer le droit prévu à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI qu'individuellement pour chaque installation de production. Cela correspond à la volonté du législateur, qui souhaite permettre aux installations de production indigènes dont l'électricité est issue d'énergies renouvelables et qui, en dépit d'éventuelles aides, ne parviennent pas à couvrir leurs coûts de revient de tout de même vendre leur production au coût de revient (cf. BO 2017 N 2126). Le fournisseur de base doit dès lors décider pour chaque installation de production faisant partie de son portefeuille s'il veut reprendre l'électricité et l'inclure dans les tarifs de l'approvisionnement de base selon l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI. Cette approche individuelle pour chaque centrale est également appropriée puisque l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI supprime l'obligation d'appliquer la méthode du prix moyen et qu'en conséquence, la loi ne régit plus la répartition du portefeuille énergétique, et donc de ses coûts, entre les consommateurs finaux de l'approvisionnement de base et ceux du marché libre. En outre, la première phrase précise clairement que le montant déterminant pour le «coût de revient, déduction faite des éventuelles mesures de soutien» est un montant maximal et non pas fixe. Il est bien sûr également permis aux parties contractantes de convenir d'un prix inférieur, mais toujours supérieur au prix du marché, que le fournisseur de base tient compte ensuite dans la composante tarifaire pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base. À l'inverse, il est évident que tenir compte de prix supérieurs à ceux payés n'est pas autorisé, raison pour laquelle il n'y a pas lieu de le mentionner ni dans la loi ni dans l'ordonnance. Pour les contrats d'achat à long terme avec un prix de reprise fixe, un montant maximal comme le prévoit l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI signifie la chose suivante: l'année tarifaire est la période déterminante du point de vue de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Les coûts de revient annuels en ct./kWh peuvent varier et se calculent en divisant le total des coûts de revient afférent à l'année tarifaire (coûts variables plus coûts fixes) par les kWh produits la même année. La quantité d'électricité produite, p. ex., par une centrale hydroélectrique au fil de l'eau peut ainsi fortement varier en fonction du débit annuel. Le producteur ne connaît le montant précis des coûts de revient en ct./kWh qu'au terme de l'année tarifaire. Si le prix de reprise fixe conclu n'est pas supérieur à ces coûts de revient, le fournisseur de base peut tenir compte de la totalité du prix payé dans ses

tarifs relatifs à l'approvisionnement de base. Dans le cas contraire, il devra supporter seul la part qui dépasse les coûts de revient. S'il veut s'assurer, dans des contrats à long terme aussi, de ne jamais payer un prix supérieur au prix maximal dont il peut tenir compte, il devra tenir compte de cet aspect dans son contrat d'achat, et donc privilégier un contrat avec des prix variables.

La deuxième phrase précise en s'appuyant sur l'al. 1, qui reste inchangé, que l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI ne constitue pas un blanc-seing pour imputer librement tous les coûts, mais que le critère de l'efficacité a, ici aussi, un effet restrictif. Cette exigence a non seulement fait l'objet de discussions lors des débats parlementaires (cf. BO 2017 N 2127) mais elle s'impose également au vu de l'exigence légale de tarifs équitables pour l'approvisionnement de base (art. 6, al. 1, LApEI). Il n'est pas nécessaire d'introduire des règles plus strictes pour protéger les consommateurs finaux avec approvisionnement de base, puisque la conception du système, qui autorise également des optimisations par les fournisseurs de base au détriment de ces consommateurs finaux, correspond à la volonté du législateur. L'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI a été délibérément formulé comme un droit et non une obligation du fournisseur de base. Il est donc inhérent au système que le fournisseur de base puisse, en fonction de ses intérêts, recourir ou non à cette possibilité d'optimisation.

Enfin, l'al. 3 simplifie le calcul pour les installations de petite et très petite taille puisque déterminer les coûts de revient pourrait occasionner, selon les cas, un surcroît de travail disproportionné pour ce type d'installations. Les indicateurs pertinents (puissance de 3 MW au maximum ou production annuelle de 5000 MWh au maximum, déduction faite de leur éventuelle consommation propre) correspondent à ceux prévus dans l'obligation de reprise et de rétribution prévue à l'art. 15, al. 2, LEnE. Cette mise sur un pied d'égalité ne signifie en aucune façon qu'un fournisseur de base n'aurait le droit de reprendre que de l'électricité provenant d'installations de production dans son propre réseau en vertu de l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI. La présente disposition concerne uniquement les acquisitions, d'autant plus que les fournisseurs de base doivent, aujourd'hui déjà, tenir compte de leur consommation propre dans la comptabilité par unité d'imputation exigée à l'art. 6, al. 4, LApEI. Si un fournisseur de base fait usage du droit prévu à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI et qu'il s'agit d'acquisition d'électricité provenant d'installations de petite ou de très petite taille, la méthode reposant sur les coûts de revient énoncée à l'al. 2 n'est pas applicable. Il doit en fait prendre en compte dans les tarifs de l'approvisionnement de base les frais d'acquisition pour l'énergie et les garanties d'origine, jusqu'à concurrence du taux de rétribution que l'exploitant de l'installation percevrait s'il participait au système de rétribution de l'injection. Au lieu d'un calcul individuel des coûts de revient, il est désormais seulement nécessaire de connaître uniquement certains indicateurs, en particulier la date de mise en service et la puissance. L'obligation de tenir compte des coûts des garanties d'origine dans le plafond des frais d'acquisition que le gestionnaire du réseau peut inclure est d'autant plus appropriée que, dans le système de rétribution de l'injection, les garanties d'origine doivent être transmises à l'organe d'exécution et ne peuvent pas être commercialisées (art. 12 OEnE). Les taux de rétribution au 1^{er} janvier 2013 s'appliquent aux installations de production mises en service avant le 1^{er} janvier 2013, non seulement pour des raisons de simplification, mais également du fait que seuls peuvent être pris en compte les coûts de revient d'une production efficace (cf. commentaires relatifs à l'al. 2, 2^e phrase). Les mesures de soutien éventuelles sont déduites, comme il ressort de l'al. 2, 3^e phrase, selon l'art. 4a.

L'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI offre la possibilité aux producteurs de vendre leur électricité de manière privilégiée aux coûts de revient puisque les fournisseurs de base peuvent inclure ces coûts dans les tarifs de l'approvisionnement de base. La loi lie ce privilège à la condition que cette électricité soit livrée aux consommateurs finaux. L'électricité circule selon les lois physiques et non en fonction d'accords contractuels. Du point de vue du droit de l'approvisionnement en électricité, l'électricité considérée comme livrée au consommateur final est celle qui a été certifiée comme telle par le marquage de l'électricité. Le marquage de l'électricité est effectué chaque année au moyen de

garanties d'origine pour chaque kilowattheure fourni à des consommateurs finaux (art. 4, al. 1 OEne). L'*al. 4* impose dès lors aux fournisseurs de base d'utiliser pour le marquage de l'électricité les garanties d'origine pour l'électricité dont ils veulent tenir compte dans le tarif de l'approvisionnement de base en vertu de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI. En cas d'acquisition, les fournisseurs de base doivent contractuellement s'assurer que les garanties d'origine leur seront également livrées. Cela ne constitue pas une charge supplémentaire pour les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base puisque la valeur des garanties d'origine n'a aucune influence sur les coûts de revient maximaux dont il peut être tenu compte, soit sur les coûts de production. La simplification prévue pour les installations de petite et très petite taille à l'*al. 3* n'entraîne pas non plus de coûts supplémentaires car les coûts des garanties d'origine font expressément partie des frais d'acquisition maximaux que les gestionnaires de réseau peuvent inclure dans les tarifs. Dès lors que les garanties d'origine doivent être utilisées pour le marquage de l'électricité, la plus-value écologique profite aussi aux consommateurs finaux qui supportent des coûts plus élevés par rapport aux prix du marché (le cas échéant seulement en partie si le fournisseur de base a choisi le modèle dit du mix du fournisseur prévu à l'art. 4, al. 2, let. a, OEne et livre aussi de l'électricité à des consommateurs finaux sans approvisionnement de base).

Enfin, à l'*al. 5*, le Conseil fédéral utilise sa compétence pour régler les exceptions et indique explicitement qu'en premier lieu les coûts de l'électricité provenant d'installations de production qui participent au système de la rétribution de l'injection ne peuvent pas être pris en compte dans les tarifs en vertu de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, puisque leurs gestionnaires peuvent déjà obtenir sans autre le coût de revient, certes pas toujours mais dans la plupart des cas. Cette exception vaut pour toutes les installations de production participant au système de la rétribution de l'injection, indépendamment du fait qu'elles aient intégré le système sous l'ancienne loi sur l'énergie ou après. Elle concerne aussi les cas dans lesquels, malgré une participation au système de la rétribution de l'injection, l'électricité ne peut être vendue au coût de revient. L'exception s'applique également aux installations de production qui bénéficient d'un financement des frais supplémentaires. Ce type d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables bénéficie d'un prix moyen annuel garanti d'au moins 15 ct./kWh, soit plusieurs fois les prix actuels du marché. Si une centrale fonctionne à perte, en dépit d'un financement des frais supplémentaires, cela n'est pas dû aux prix bas du marché actuel, mais au fait qu'elle produit de manière comparativement inefficace. Il n'est donc pas possible qu'elle participe au système prévu à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI.

Art. 4a Déduction des mesures de soutien en cas de prise en compte des frais d'acquisition dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie.

Comme déjà mentionné, dans la propre production d'une centrale, les coûts de revient d'une production efficace sont déjà déterminants aujourd'hui et il convient de tenir compte de toute mesure de soutien éventuelle. Les coûts de revient tout comme les éventuelles mesures de soutien sont disponibles dans la comptabilité analytique du fournisseur de base. L'instrument des différences de couverture permet notamment de prendre en compte quasi automatiquement les mesures de soutien payées à terme échu et donc uniquement comptabilisées ultérieurement en tant que diminution des coûts et de les compenser par le biais des tarifs des années à venir. Si l'électricité est fournie à partir des «propres installations» du gestionnaire du réseau de distribution conformément à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, les coûts imputables peuvent être calculés selon ce mécanisme éprouvé. Cette disposition ne change rien sinon le fait qu'il ne faut plus utiliser la méthode du prix moyen lorsque l'on prend en compte les coûts ainsi établis. On entend par installations de production du gestionnaire du réseau de distribution ou «propres installations» non pas uniquement les installations qui appartiennent seulement au fournisseur de base, mais aussi celles dans lesquelles il détient une participation et dont il reprend l'électricité produite à hauteur de sa participation (centrales dites partenaires).

Il en va différemment lors d'acquisitions, c'est-à-dire lorsque l'électricité ne provient pas des installations de production du gestionnaire de réseau. Dans ce cadre, un prix doit être convenu et payé. Ce prix, ou, s'il est trop élevé, un prix maximal autorisé, est ensuite pris en compte dans les tarifs. Il n'existe pas d'instrument prescrit permettant encore de tenir compte dans la comptabilité du fournisseur de base des mesures de soutien fixées définitivement et payées au producteur *après* un achat déjà comptabilisé. Pour l'électricité de ce type d'installations «étrangères», du point de vue du fournisseur de base, il est nécessaire de fixer des règles afin de savoir comment traiter les mesures de soutien déjà convenues à titre définitif mais avant tout celles déjà prévues mais dont le montant n'a pas encore été fixé définitivement. À partir de quel moment faut-il prendre en compte des mesures de soutien – et pour quel montant – pour fixer le prix maximal que le fournisseur de base est autorisé à prendre en compte dans ses tarifs ?

L'al. 1 détermine le montant et le moment à partir duquel les rétributions uniques et les contributions d'investissement doivent être prises en compte pour les acquisitions. La prise en compte intervient à partir du moment où l'on peut affirmer avec suffisamment de certitude que l'installation de production bénéficiera effectivement de mesures de soutien et où l'on peut estimer suffisamment précisément le montant du soutien. Une déduction avant que le montant définitif ait été fixé et versé est donc objectivement justifiée, puisque les rétributions uniques et les contributions d'investissement ne sont parfois versées qu'après la mise en service de l'installation mais qu'elles reposent sur l'ensemble des coûts d'investissement. Ces mesures de soutien sont ainsi versées en vue de l'ensemble de la durée d'exploitation et donc aussi pour la durée d'exploitation précédant le paiement. Pour autant qu'une rétribution unique n'ait pas déjà été fixée avant l'acquisition, la déduction doit être effectuée à compter de l'entrée sur la liste d'attente. En effet, on peut en toute vraisemblance s'attendre à ce que les installations de production qui ont été mises en liste d'attente pendant la période d'application de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI bénéficieront au final d'une rétribution unique. La demande concernant la rétribution unique comporte déjà les indicateurs nécessaires pour en déterminer relativement facilement le montant probable en application des art. 7 et 38 de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER ; RS 730.03) et notamment de son annexe 2.1 (catégorie de l'installation, performance et date de mise en service). Pour déterminer ou contrôler le montant de la rétribution, l'organe d'exécution met à disposition un tarifateur en ligne². Dans le cas des contributions d'investissement, on se base sur la garantie de principe, sauf si un montant définitif a déjà été fixé avant l'acquisition. À ce stade de la procédure, les conditions d'octroi du droit ont été examinées et des moyens sont disponibles pour prendre en compte la demande.

Si la simplification prévue à l'art. 4, al. 3, est utilisée pour des installation photovoltaïques, une déduction forfaitaire doit être appliquée en vue de simplifier encore davantage la démarche, indépendamment du fait qu'une rétribution unique ait effectivement été accordée ou pas dans certains cas. La valeur de 20 % résulte du fait que les rétributions uniques allouées pour les installations photovoltaïques se montent à 30 % au plus des coûts d'investissement des installations de référence au moment de leur mise en exploitation (art. 25, al. 1, LEnE), et du fait que les coûts d'investissement représentent la partie la plus importante des coûts de revient. S'agissant des autres technologies de production, aucune déduction forfaitaire n'est prévue en raison du nombre de cas comparativement beaucoup plus bas. En revanche, on tient compte au cas par cas des éventuelles mesures de soutien.

L'al. 2 concerne les contrats à plus long terme. Il prévoit la possibilité, en cours de contrat, d'adapter pour l'avenir la déduction effectuée jusqu'alors selon l'al. 1. La limitation de l'effet à l'avenir tire sa justification du fait que les règles concernant les déductions ne doivent pas être trop compliquées. En conséquence, tout mécanisme de compensation avec effet rétroactif est exclu. Dans la mesure où

² Disponible à l'adresse: <https://www.guarantee-of-origin.ch/swissforms/TarifAuswahl.aspx?Language=FR>

l'al. 2 est formulé de manière potestative, l'adaptation n'est pas obligatoire. Il couvre également des cas où la restitution partielle ou intégrale d'une mesure de soutien octroyée à titre définitif est intervenue (cf. art. 34 OEneR).

Afin d'éviter des interprétations a contrario erronées, malgré la clarté des termes de la loi, l'al 3 précise qu'il convient également de tenir compte des mesures de soutien comparables aux rétributions uniques et aux contributions d'investissement lors de la détermination des coûts maximaux à prendre en compte. L'EICom a la possibilité d'édicter des directives en la matière si d'autres mesures plus concrètes devaient s'imposer.

Art. 4b Communication de la modification des tarifs de l'électricité

Cette disposition reprend tels quels les anciens al. 2 et 3 de l'art. 4.

Art. 4c Obligation de fournir des preuves et obligation d'annoncer liées à la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI.

L'al. 1 fixe le principe selon lequel, dans l'éventualité d'un contrôle des tarifs, il appartient exclusivement au fournisseur de base de prouver à l'EICom, pour chaque installation de production, que le plafond de coûts prescrit à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI n'a pas été dépassé. L'art. 25, al. 1, LApEI habilite l'EICom à demander au fournisseur de base les documents nécessaires à cet effet. La preuve doit être apportée par des documents pertinents. Une simple déclaration du producteur qui vend son électricité, indiquant que le prix d'achat correspond au maximum au coût de revient, moins les éventuelles mesures de soutien, ne suffit pas. Le fait de porter l'attention sur le fournisseur de base est la conséquence logique de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, étant donné qu'il doit disposer de certaines informations afin de savoir quels prix ou coûts il est autorisé à prendre en compte dans son tarif. En conséquence, c'est bien lui, et non les différents producteurs, qui doit pouvoir en apporter la preuve à l'EICom. S'agissant de leur production propre, il ne devrait quasiment pas y avoir de nouveautés pour les fournisseurs de base, puisqu'aujourd'hui déjà, les coûts de revient d'une production efficace sont déterminants et que les fournisseurs de base disposent naturellement des informations nécessaires. Il en va en revanche autrement des acquisitions (soit lorsque l'électricité ne provient pas des installations de production du gestionnaire de réseau; cf. explications relatives à l'art. 4a pour la distinction); en effet, dans le cadre de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, les coûts de revient constituent désormais également la valeur déterminante (cf. explications relatives à l'art. 4, al. 2). Si le fournisseur de base entend respecter le plafond de coûts prescrit par la loi, il aura besoin que son vendeur lui fournisse certaines informations. Dans la mesure où la fourniture aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base aux conditions de l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI est «seulement» un droit du fournisseur de base, il peut conditionner l'acceptation d'un prix préférentiel au transfert de cette information. S'il recourt à la simplification prévue à l'art. 4, al. 3, le fournisseur de base doit pouvoir prouver qu'il remplit les conditions relatives au taux de rétribution appliqué (indicateurs requis tels que la puissance et la date de mise en service) et qu'il a déduit le forfait de 20 %, dans la mesure où il est question d'installations photovoltaïques.

L'al. 2 qui ne concerne que les acquisitions fait écho à ces considérations. Le fournisseur de base doit communiquer spontanément certains indicateurs à l'EICom. Dans la mesure où il respecte le plafond de coûts prévu à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, il disposera déjà des informations nécessaires au calcul de ces valeurs. Ces informations doivent permettre à l'EICom de décider si elle doit approfondir son examen et placer le fournisseur de base face à son obligation d'apporter les justifications visées à l'al. 1. La formulation demeure ouverte afin de laisser l'EICom décider si elle souhaite réclamer les indicateurs requis dans le cadre de la comptabilité par unité d'imputation pour la composante concernant la fourniture d'énergie (art. 6, al. 4, LApEI) ou par un autre biais.

Art. 5a Scénario-cadre

Cette disposition règle la vérification et l'actualisation périodiques du scénario-cadre (cf. art. 9a, al. 5, LApEI). Pour déterminer la périodicité de la vérification et de l'actualisation, il faut, d'une part, tenir compte de la nécessité d'une certaine sécurité relative à la planification, et, d'autre part, qu'il soit possible de transposer rapidement dans le scénario-cadre les changements de situation essentiels pour que celui-ci forme toujours une base de planification aussi réaliste que possible. Afin de faciliter la coordination avec le contexte international le plus important pour le développement du réseau en Suisse, à savoir avec la planification du réseau de l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport (European Network of Transmission System Operators, ENTSO-E) (élaboration tous les deux ans d'un Ten-Year Network Development Plan), il convient de vérifier le scénario-cadre tous les quatre ans et de l'actualiser si nécessaire.

Art. 5b Principes pour la planification du réseau

Les principes de planification des réseaux décrivent la méthodologie à appliquer, ainsi que les critères techniques pour évaluer les réseaux électriques. La méthodologie de planification du réseau doit garantir que tous les cas pouvant se présenter à l'avenir en situation d'exploitation des réseaux électriques seront couverts. La méthodologie décrit le champ de l'analyse et l'approche. Les principaux critères d'évaluation techniques, qui diffèrent en fonction du niveau de réseau, sont, p. ex., le critère N-1, la charge thermique et la tension maximales autorisées, la qualité de la tension ou les considérations liées au court-circuit (minima et maxima). Les principes de la planification des réseaux de Swissgrid prennent notamment en compte les exigences déterminantes de l'ENTSO-E. L'art. 9b, al. 3, LApEI habilite l'EiCom à fixer des exigences minimales concernant le contenu de ces principes.

Disposer de principes de planification des réseaux connus constitue un élément important pour pouvoir en avoir une compréhension adéquate. L'art. 9b, al. 4, LApEI permet au Conseil fédéral de contraindre les gestionnaires de réseau à publier leurs principes pour la planification des réseaux. Compte tenu du travail que ceux-ci doivent fournir pour présenter au public des informations compréhensibles à cet égard, le Conseil fédéral renonce pour l'instant à recourir à cette possibilité.

Art. 5c Coordination de la planification du réseau

L'introduction de cette disposition dans l'ordonnance permet de concrétiser le principe prévu à l'art. 9c, al. 1, LApEI concernant la mise à disposition mutuelle gratuite d'informations pour la planification du réseau. Il s'agit d'informations relatives aux congestions actuelles ou pronostiquées, aux pronostics de production et de consommation, ainsi qu'aux données des projets concernant des centrales. Il convient de présenter ici (si possible pour chaque nœud de réseau) l'augmentation de la consommation prévue ainsi que la production installée décentralisée actuelle ou future selon la technologie de production (notamment fil de l'eau, photovoltaïque, éolien et autres centrales). En principe, l'échange de données a lieu sur demande mutuelle. Il convient de noter que les données de production de la société nationale du réseau de transport pertinentes au niveau commercial ne peuvent pas être transmises aux gestionnaires de réseau de distribution dont le réseau et les autres activités n'ont pas été séparés.

Art. 6, titre et al. 1

La libération de l'obligation pour les gestionnaires de réseaux de distribution d'établir des plans pluriannuels pour les réseaux dont la tension est inférieure ou égale à 36 kV, fixée actuellement à l'art. 6, al. 1, let. a, peut être supprimée, car le nouvel art. 9d LApEI ne prévoit expressément cette obligation que pour les réseaux dont la tension est supérieure à 36 kV. Il convient par conséquent aussi d'adapter le titre de l'article.

Art. 6a Plans pluriannuels

La description des projets sur le réseau de niveau 1 dans le plan pluriannuel, selon l'*al. 1*, est une condition à la confirmation préalable des besoins par l'EiCom. La société nationale du réseau de transport doit ainsi présenter toutes les informations essentielles relatives au projet (*let. a à d*) et procéder à une estimation compréhensible des coûts escomptés du projet (*let. e*). La *let. f* lui impose également d'apporter la preuve de l'efficacité économique et technique. Pour le niveau de réseau 1, la preuve de l'efficacité d'un projet doit être fournie au moyen d'une analyse coûts-utilité. Un projet est particulièrement efficace au niveau économique, lorsqu'il génère une utilité pour l'économie. Un projet a plus particulièrement une efficacité technique, lorsqu'il accroît la sécurité N-1 du réseau, corrige les instabilités du réseau et supprime les atteintes aux valeurs limites de tension et de court-circuit. La présentation de l'analyse coûts-utilité doit tenir compte des réglementations, normes et recommandations émises par des organisations spécialisées reconnues, notamment celles de l'ENTSO-E.

L'*al. 2* oblige les gestionnaires de réseau de niveau 3 à établir leurs plans pluriannuels dans les neuf mois suivant l'approbation du dernier scénario-cadre. Cette obligation découle d'une part de l'art. 9c LApEI qui impose expressément aux gestionnaires de réseau de se coordonner et, d'autre part, de l'art. 9d LApEI qui oblige Swissgrid à soumettre pour examen à l'EiCom son plan pluriannuel dans les neuf mois suivant l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral. Le degré de maillage physique élevé du réseau électrique nécessite que Swissgrid tienne compte du développement du réseau de niveau 3 en élaborant son plan pluriannuel. L'*al. 2* garantit la disponibilité en temps utile des plans pluriannuels du niveau de réseau 3. La consultation de ces derniers peut se révéler nécessaire même dans le cadre d'un examen ultérieur de l'EiCom portant sur des plans pluriannuels du niveau de réseau 1. C'est le cas par exemple lors de projets d'extension de Swissgrid avec un fort ancrage régional par rapport à l'intégration des consommateurs finaux ou de nouvelles installations de production.

Art. 6b Information du public par les cantons

Pour chaque phase du processus de développement du réseau, les tâches d'information du public sont confiées aussi bien à la Confédération, qu'aux cantons et aux gestionnaires de réseau. Le nouvel art. 9e, al. 2, LApEI prévoit que les cantons informent le public des aspects régionaux importants concernant le développement du réseau sur leur territoire. Les projets de lignes doivent être harmonisés avec les plans directeurs cantonaux; dans certaines circonstances, il conviendra d'adapter le plan directeur cantonal. L'aménagement du territoire relève en principe de la compétence des cantons. Dans le cadre de ce mandat de base, il leur appartient d'informer le public. Toutefois, pour les projets de lignes importants, il peut se révéler pertinent de demander aux cantons de fournir un travail d'information supplémentaire qu'ils réalisent dans le cadre de leurs tâches d'information liées aux plans directeurs. Dans les cas de ce type, l'OFEN conclut une convention de prestations avec le canton concerné. Ils conviennent ainsi des tâches d'information du canton et déterminent la part à attribuer respectivement au mandat de base et au travail d'information supplémentaire. L'indemnisation du canton sera fixée sur cette base dans la convention de prestations, étant entendu que le canton n'est pas indemnisé pour son mandat de base.

Art. 7, al. 3, let. n et o

Les *let. n et o* prévoient que les coûts du capital et de l'exploitation de mesures novatrices et de sensibilisation destinées à réduire la consommation doivent désormais figurer séparément dans la comptabilité du gestionnaire de réseau. Cela devrait rendre plus transparents la nature et le volume de ces nouveaux coûts. Bien entendu, les autres frais réglés dans la nouvelle réglementation (p. ex.

les coûts destinés aux mesures d'information et aux tâches d'information du public visées à l'art. 13d) figurent également dans le compte de charge. Au vu de l'importance de ces éléments de coûts, il ne semble pas adéquat d'en imposer une présentation séparée.

Art. 8a, al. 1, partie introductive, let. a, phrase introductive et ch. 3, et al. 2, let. c, 3, 3^{bis} et 3^{ter}

Les changements à l'al. 1 sont des ajustements purement terminologiques: l'introduction dans les art. 17a et 17b LApEI du terme «agent de stockage» est répercutée dans les dispositions de l'ordonnance se rapportant aux systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents, et notamment aux al. 1 et 2 de cet article, sans entraîner de nouveauté matérielle. Dorénavant, les agents de stockage ou les exploitants de stockage sont explicitement cités dans certaines dispositions parce que ne pas le faire pourrait mener à des malentendus. Le fait que les agents de stockage ne sont pas mentionnés de manière générale dans les textes légaux ne signifie pas pour autant qu'ils ne sont pas concernés par les dispositions qui n'ont pas été modifiées. Comme cela est déjà le cas, l'agent ou l'exploitant de stockage constitue en fait un acteur pour lequel la législation en matière d'approvisionnement électrique ne prévoit pas de réglementation particulière, raison pour laquelle il convient de toujours déterminer si une disposition le concerne au moyen de l'interprétation.

Des améliorations d'ordre terminologique n'entraînant aucune modification matérielle sont apportées à l'al. 1, let. a, ch. 3 et à l'al. 2, let. c.

La nouvelle exemption prévue à l'al. 3, let. b, libère les consommateurs finaux et les producteurs directement raccordés au réseau de transport de l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents. L'exception figurant à la let. a existe déjà dans le droit en vigueur.

Le nouvel al. 3^{bis} précise que l'EICom est non seulement en mesure d'utiliser ses compétences pour accorder des exemptions à l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents – le droit en vigueur prévoit cette compétence à la deuxième phrase de l'al. 3 – non seulement pour les cas isolés, mais également, dans une situation concrète, de manière générale pour un certain groupe de clients. À noter toutefois que l'EICom ne se voit pas conférer de compétences législatives au sens d'une habilitation à édicter des prescriptions générales et abstraites. Qui plus est, sa compétence en matière de dérogation est élargie dans la mesure où des exceptions sont possibles non seulement si l'utilisation d'un système de mesure intelligent implique des coûts disproportionnés, mais également si l'utilisation ne semble pas appropriée compte tenu des exigences métrologiques spécifiques. Il convient de penser particulièrement aux consommateurs finaux et aux producteurs plus grands raccordés à des niveaux de réseau supérieurs. Ceux-ci posent parfois des exigences particulières aux dispositifs de mesure que les normes prévues par le législateur (cf. art. 8a, al. 1 et 2) ne parviennent pas toujours à satisfaire (p. ex. pour ce qui est des commandes et des marges d'erreurs acceptées). Il convient de préciser ici que cette compétence de l'EICom revêt un caractère exceptionnel. Dans sa pratique, celle-ci devra en particulier veiller à ce que les exceptions prononcées ne constituent pas un obstacle pour atteindre le seuil des 80 % prévu à l'art. 31e, al. 1.

Le nouvel al. 3^{ter} repose sur le fait qu'en pratique, dans le cadre actuel, quelques utilisateurs finaux s'opposent fermement à l'utilisation de systèmes de mesure intelligents. La nouvelle disposition permet au gestionnaire de réseau de facturer dorénavant individuellement les coûts de mesure supplémentaires générés par un tel refus (p. ex. coûts du relevé, de la facturation ou du traitement des données). Cette disposition entend créer des incitations financières visant à augmenter la disposition à utiliser un système de mesure intelligent. Cette modification ne change rien à l'obligation d'atteindre le seuil de 80 % (art. 31e, al. 1).

Art. 8c, al. 1, phrase introductive, al. 4, 5 et 6

Le texte de l'ordonnance est complété par les termes «agent de stockage» ou «exploitant de stockage» (cf. art. 8a et art. 31j, al. 4 et 5). Cette modification se répercute aux *al. 1 (phrase introductive), 5 et 6*

L'*al. 4* est abrogé car, selon la pratique, il semble qu'il ne soit que très difficilement applicable techniquement à l'heure actuelle. Le principal argument avancé est le suivant: accorder à des tiers l'accès à l'infrastructure critique d'un gestionnaire de réseau via des systèmes installés chez ce dernier génère un risque non négligeable et, en l'état actuel des connaissances, il n'est pas aisé de réduire ce risque. Mais la situation pourrait changer en raison des avancées de la numérisation. Il faudra, le cas échéant, réexaminer les besoins de réglementation à ce sujet.

Art. 12, al. 1

La teneur de l'art. 12, al. 1, a été transposée à l'art. 15, al. 2, let. c, LApEI. Par conséquent, cette disposition peut être abrogée.

Art. 13a, let. b

L'art. 13a, let. b, est reformulé de façon à tenir compte de la notion d'«exploitant de stockage» (cf. à ce propos: commentaires relatifs aux art. 8a, al. 1, et art. 8c, al. 1, 5 et 6)..

Art. 13b Coûts imputables des mesures novatrices pour des réseaux intelligents

L'*al. 1* entend donner la marge de manœuvre financière nécessaire aux gestionnaires de réseau pour tester des approches, des méthodes et des solutions novatrices dans le domaine des réseaux. Cela doit leur permettre d'acquérir de l'expérience dont ils pourront ensuite se servir de façon fiable. L'objectif consiste à développer la technique actuelle en matière de réseaux pour voir émerger de nouvelles fonctionnalités sur les réseaux électriques. Il s'agit d'une part de développer et de mettre en application de nouveaux procédés et méthodes. À titre d'exemple, on peut citer ici des mécanismes ou des traitements et analyses de données basés sur le marché et pertinents pour le système, utiles pour une numérisation et une automatisation progressives. D'autre part, il s'agit également de mettre en œuvre et d'exploiter de nouveaux équipements techniques, notamment pour la planification du réseau et de son fonctionnement, pour l'exploitation en elle-même, ainsi que pour les processus de décompte dans le cadre de la gestion commerciale des réseaux.

Tous les coûts ne doivent pas être imputables; uniquement ceux qui permettront de relever les défis à venir et d'ajouter de nouvelles fonctionnalités aux réseaux ou d'améliorer les fonctionnalités existantes. La feuille de route pour un réseau intelligent³ peut servir de ligne directrice s'agissant des fonctionnalités importantes. Il est ainsi possible de recourir à des mesures afin de fournir des informations sur des éléments de réseau actifs, comme des stations réglables de réseau local ou des régulateurs de départ, et d'exploiter ces éléments de manière efficace et fiable.

Fondamentalement, seuls les coûts ayant un lien clair et étroit dans le temps et au niveau pratique avec la planification ou l'exploitation du réseau (recherche appliquée) peuvent être imputés en tant que coûts du réseau. Ce n'est pas le cas, en revanche, pour les coûts purement liés à des travaux de recherche ou d'expérimentation. Sont imputables en premier lieu les coûts qui résultent de l'utilisation active de possibilités novatrices ayant toutefois déjà fait l'objet de recherches et qui doivent maintenant être testées pour la première fois à petite échelle en conditions réelles dans les différentes zones de desserte. Il est aussi possible d'imputer les coûts de certains travaux préalables et précisions préliminaires en vue d'une mesure novatrice concrète, pour autant qu'ils soient encore nécessaires à la réalisation de celle-ci.

³ Cf. Feuille de route suisse pour un réseau intelligent. Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses, 2015, à télécharger à l'adresse www.bfe.admin.ch/smartgrids.

L'al. 2 limite les coûts imputables des mesures novatrices à 1 % des coûts d'exploitation et de capital imputables du gestionnaire de réseau. Il fixe en outre un plafond annuel absolu d'un million de francs pour les mesures de la société nationale du réseau de distribution et de 500 000 francs pour les autres gestionnaires de réseau. L'ordonnance ne formule ici aucune prescription spéciale définissant s'il s'agit de coûts d'exploitation ou de capital. Cette question devra être réglée au cas par cas, en fonction de la situation concrète et selon les règles usuelles.

En définitive, la légitimité de l'imputabilité (limitée) des coûts de certaines mesures novatrices réside surtout dans le fait que, même si elles sont en partie inefficaces à court terme, seule l'innovation peut conduire à long terme au développement et à l'amélioration continue des réseaux. L'introduction d'une obligation de fournir de la documentation soutient également cette idée: les connaissances acquises au moyen de mesures novatrices doivent être rendues publique. Ce transfert de connaissances soutient à son tour le développement du réseau et améliore en outre l'efficacité de ces mesures, puisqu'il n'est pas nécessaire de réaliser *x* projets identiques pour en tirer des enseignements. *L'al. 3* dispose en conséquence que les gestionnaires de réseau consignent de manière uniforme et comparable les résultats des mesures novatrices qu'ils ont mises en œuvre. Le but est de donner une idée aussi précise que possible du fonctionnement, des applications possibles et des avantages de la mesure novatrice en question. En outre, les difficultés de mise en œuvre, les obstacles et les solutions trouvées doivent également être consignés. Le législateur lui-même prescrit déjà certains contenus permettant aux gestionnaires de réseau de documenter les mesures novatrices qu'ils déploient et les effets obtenus. Dans un souci de transparence et donc de comparabilité, l'EiCom fixe des exigences minimales supplémentaires en la matière sous forme de directives notamment. Elle peut également spécifier l'organe auprès duquel les gestionnaires du réseau de distribution doivent publier leurs documents. Une solution pertinente pourrait prendre la forme d'une centrale, p. ex. un site web permettant de maintenir au plus bas les coûts de transaction destinés à la recherche d'informations des organismes intéressés. Il est dans la nature des choses qu'une documentation complète ne puisse être établie et soumise qu'à la fin du projet. Cela peut parfois, conduire à une correction ultérieure des éléments de coûts déjà imputés ; il en sera alors tenu compte, comme d'habitude, dans les tarifs des années suivantes.

Art. 13c Coûts imputables des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation

L'al. 1 autorise expressément l'imputation des coûts que doit supporter le gestionnaire de réseau lorsqu'il met en œuvre les mesures de sensibilisation décrites par le Conseil fédéral en matière de réduction de la consommation. En conséquence, il est possible d'imputer les coûts liés au traitement des données de consommation d'un consommateur final afin de lui permettre au moins de visualiser sa consommation actuelle et de la comparer à différents horizons temporels. Il est important d'informer rapidement les consommateurs finaux de leur sur- ou sous-consommation par rapport à des groupes de consommateurs similaires. Des recherches et des projets pilotes ont démontré que les utilisateurs finaux peuvent réduire leur consommation de façon durable grâce à des approches compétitives ou collaboratives, et ludiques. Le gestionnaire de réseau peut notamment imputer les dépenses engagées dans le cadre du traitement et de la communication des données au consommateur final. Il convient de comprendre dans un sens large le terme «traitement» utilisé dans l'ordonnance. Il comprend donc la collecte, la préparation, la présentation et la communication des données nécessaires à la sensibilisation. La délimitation des mesures imputables est délibérément très restrictive: les mesures de sensibilisation visant à réduire la consommation d'énergie se situent, sans aucun doute, au carrefour entre le réseau en tant que monopole naturel et réglementé, et les marchés de l'énergie et des services énergétiques. Dans la mesure où la métrologie dans le cadre de l'exploitation du réseau est supervisée par le gestionnaire du réseau de distribution, il est cohérent et

judicieux que ce dernier se charge aussi de préparer et mettre à disposition ces données. Il assure ainsi un certain travail informatif de base. Cependant, compte tenu du contexte, il n'est possible d'imputer une activité dans les coûts de réseau que dans un cadre très restreint. Si l'opérateur de réseau va au-delà du type de traitement de données mentionné expressément ici, il se rapproche de plus en plus du marché des services. Il agit donc dans un secteur d'activité séparé de la gestion du réseau (art. 10 LApEI) dont les coûts ne peuvent en aucun cas être imputés dans les coûts de réseau.

L'al. 2 est également abordé sous cet angle restrictif, en limitant l'ampleur des coûts imputables pour les mesures de sensibilisation: l'al. 2 prévoit une limite relative et une limite absolue. L'approche pragmatique retenue consiste à plafonner ces coûts à 0,5 % des coûts d'exploitation du gestionnaire de réseau et à fixer un plafond annuel de 250 000 francs. Les petits gestionnaires de réseau ont moins à faire que les grands gestionnaires de réseau pour sensibiliser leurs consommateurs finaux moins nombreux. Cependant, pour les grands gestionnaires du réseau de distribution, 0,5 % des coûts d'exploitation constitue déjà un élément de coût considérable. Cela est difficilement compatible avec le souci de limiter l'imputabilité des mesures de sensibilisation et de ne pas intervenir sur le marché des services énergétiques. En conséquence, une limite absolue supplémentaire est fixée pour les coûts annuels imputables. Par ailleurs, il va de soi que, dans le contexte de l'art. 15 LApEI, les gestionnaires de réseau devraient continuer à gérer ces coûts aussi efficacement que possible et, si les procédures et les systèmes nécessaires ont été établis, ne pas épuiser inutilement les montants maximaux. Si les coûts venaient à dépasser cette limite, il conviendrait de recourir à une clé de répartition appropriée.

Art. 13d Coûts imputables des mesures d'information et de l'information du public

L'art. 15, al. 3^{bis}, let. b, LApEI charge le Conseil fédéral de fixer dans l'ordonnance les conditions et le volume imputable des mesures d'informations nécessaires destinées à des projets spécifiques. Ce type de mesures d'information peut se révéler nécessaire dans des projets à tous les niveaux de réseau (cf. message, FF 2016 3679, ici 3704). En outre, Swissgrid, dont les projets visant à garantir la sécurité d'approvisionnement sont particulièrement importants mais souvent controversés, est tenue légalement en vertu de l'art 20, al. 2, let. g, LApEI d'informer largement le public sur ses projets et leur importance pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Cette obligation légale explicite de Swissgrid va au-delà des mesures d'information spécifiques au projet et n'est pas l'objet de la présente disposition. Il a été démontré que les projets sont extrêmement différents, notamment en termes d'investissement et de visibilité, et qu'aucune corrélation générale ne peut être établie entre ces deux variables. Par conséquent, il n'est pas possible de déterminer l'ampleur de l'imputabilité par des plafonnements de coûts, comme cela est prévu, par exemple, pour les mesures de sensibilisation. Dans le cadre des mesures d'information, l'ordonnance repose plus étroitement sur des conditions matérielles. Dans le cadre ainsi établi, les coûts occasionnés pour fournir ces prestations sont considérés comme des coûts d'exploitation imputables.

Le but des mesures d'information est de permettre aux personnes concernées par un projet de prendre part de manière appropriée à la procédure. En conséquence, celles-ci – et d'autres milieux importants pour la formation de l'opinion des intéressés (médias, politique, etc.) – doivent recevoir les informations nécessaires en temps utile afin de pouvoir se faire une opinion adéquate et participer de manière aussi constructive que possible au processus. L'ordonnance pose dès lors le principe selon lequel les coûts des mesures d'information nécessaires à la formation des opinions et à la participation à la procédure sont imputables. La mention du contenu des mesures d'information à l'al. 1 n'est pas exhaustive et se fonde sur l'art. 16, al. 3, LIE qui impose de vérifier, lors de la procédure d'approbation des plans, que le projet est conforme au droit en matière d'électricité, à l'aménagement du territoire, à la protection de l'environnement, de la nature et du paysage. L'al. 1

prévoit par conséquent en particulier la possibilité d'imputer les coûts découlant des mesures d'information relatives à l'impact probable du projet sur l'environnement, le territoire et les personnes concernées. Ceci englobe également les informations concernant d'éventuelles mesures destinées à compenser cet impact (mesures de compensation, etc.). L'expérience ayant montré que souvent la nécessité même de mener un projet (besoin) fait l'objet de controverses, il convient aussi d'informer sur ce point. De telles mesures peuvent contribuer de manière significative à faire accepter un projet. Enfin, des informations concernant le calendrier du projet sont nécessaires pour garantir une participation pertinente en temps utile. Par principe, toutes les mesures d'information doivent reposer sur un lien étroit avec un projet concret. Il appartient aux gestionnaires de réseau de décider comment ils veulent dispenser leurs informations (par écrit, par oral, via un site Internet, etc.); l'important étant qu'elles soient compréhensibles pour les personnes concernées. La « mise à disposition » visée dans l'ordonnance comprend, bien entendu, la diffusion des informations.

L'art. 9e, al. 2, LApEI prévoit la conclusion de conventions de prestations pour indemniser les prestations significatives fournies par un canton dans le cadre de ses tâches d'information. En exécution de l'art. 3a, al. 2, LIE, le nouvel art. 13 de l'ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (Oémol-En; RS 730.05) prévoit la perception par l'OFEN d'émoluments auprès des gestionnaires d'installations à courant fort et faible pour couvrir l'indemnisation des tâches d'information des cantons. Enfin, l'art. 15, al. 3^{bis}, let. b, LApEI charge le Conseil fédéral de définir les modalités d'imputabilité de ces émoluments. L'al. 2 rend pleinement imputables les émoluments ainsi perçus auprès du gestionnaire de réseau.

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau

Le nouveau libellé des al. 2 à 4 répond à l'obligation de constituer un groupe de clients de base. Toutefois, pour des raisons pratiques, le rattachement à ce groupe de clients n'est plus lié à la puissance de raccordement (inférieure ou égale à 30 kVA), mais à la consommation annuelle d'électricité (inférieure ou égale à 50 MWh). Les autres modifications portées à ces alinéas sont de nature rédactionnelle et n'ont aucune incidence sur la situation juridique matérielle.

Art. 24, al. 2, 1^{re} phrase

La *première phrase de l'al. 2* est adaptée pour des motifs rédactionnels.

Art. 31e, al. 3 et 4

Les al. 3 et 4, dont la forme a été légèrement modifiée, sont déplacés dans le nouvel art. 31j.

Art. 31i Transfert des départs

Comme mentionné ci-avant, le nouvel art. 2, al. 2, let. d, exclut du réseau de transport les départs assurant la liaison avec des centrales nucléaires. Dans la mesure où certains départs ont déjà été transférés à Swissgrid en vertu de l'ancienne législation sur l'approvisionnement en électricité, l'al. 1 prévoit à titre transitoire un délai de deux ans à compter de l'entrée en vigueur de la présente modification, pour permettre à Swissgrid de restituer ces départs aux propriétaires des centrales nucléaires en question. La cession a lieu moyennant indemnisation pleine et entière. Swissgrid est ainsi tenue de revendre des installations qui lui ont été transférées en vertu de la législation sur l'approvisionnement en électricité, selon l'art. 33 LApEI. Il est donc opportun d'appliquer par analogie les règles de l'art. 33 LApEI à ces restitutions. Les restitutions reposent en premier lieu sur un accord contractuel, comme pour le transfert de propriété du réseau de transport à Swissgrid. Les parties concernées doivent fixer conjointement les délimitations de chaque centrale en détail et les stipuler par contrat. Ces contrats doivent également tenir compte des éventuels besoins de Swissgrid. Suivant le contexte, la délimitation s'accompagne également d'un transfert (non réalisé jusqu'alors) des

installations du réseau de transport à Swissgrid, directement régi par l'art. 33 LApEI. Ce n'est que si aucun accord contractuel ne peut être trouvé quant au transfert des départs que l'EICom doit rendre une décision en la matière (cf. art. 33, al. 5, LApEI). L'EICom consultera au préalable l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) et prendra également les mesures nécessaires à la sécurité de l'exploitation de la centrale nucléaire et du réseau de transport (p. ex. harmonisation des couplages et des droits d'accès aux besoins de Swissgrid).

On peut se demander si un départ d'une centrale nucléaire, dont le fonctionnement de puissance est définitivement à l'arrêt, est toujours considéré comme étant pertinent pour la sécurité au sens de l'art. 2, al. 2, let. d, et si, en conséquence, il doit être transféré à la propriété de la centrale.

L'ordonnance précise donc à l'al. 2 que le transfert du départ au propriétaire de la centrale nucléaire n'est plus nécessaire si le fonctionnement de puissance a été arrêté avant la date limite du transfert. Cette précision est déterminante pour BKW S.A. qui a décidé la mise à l'arrêt définitive de la centrale nucléaire de Mühleberg pour la fin de l'année 2019; ainsi les départs assurant la liaison avec cette centrale devraient tomber dans le champ d'application de cette disposition.

Art. 31j Systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents

L'al. 1 correspond à l'art. 31e, al. 3, en vigueur. Il assouplit les conditions à respecter pour pouvoir continuer à utiliser des systèmes de mesure qui répondent en grande partie, mais pas complètement, aux exigences légales (art. 17a, al. 1 et 3, LApEI ainsi que art. 8a, al. 1 et 2, et art. 8b) et sont considérés de la même manière que des systèmes de mesure intelligents. Ces systèmes doivent avoir été installés avant le 1^{er} janvier 2018 (let. a) – une condition qui n'a rien de nouveau – ou leur acquisition doit avoir débuté avant le 1^{er} janvier 2019 (let. b). Cette dernière échéance allège quelque peu la situation des gestionnaires de réseau; elle a été choisie de manière à ce qu'aucun d'entre eux ne subisse de préjudice du fait de la modification de cette disposition.

L'al. 2 apporte un nouvel élément par rapport à la version actuelle du droit. L'exception qui y figure se justifie par le retard que connaît le développement du contrôle de la sécurité des données exigée pour les systèmes de mesure intelligents (cf. art. 8b). Un gestionnaire de réseau ne peut cependant bénéficier de cette dérogation que si le recours à un dispositif de mesure intelligent est inévitable, comme dans les situations décrites à l'art. 31e, al. 2, 2^e phrase, ou en cas de remplacement d'un appareil défectueux ou de nouveaux raccordements. En outre, le caractère dérogatoire de cette disposition («si nécessaire») implique que le gestionnaire de réseau devrait agir pour que le dispositif utilisé réponde aux exigences de l'art. 8a, al. 1 et 2, et atteigne techniquement le niveau de sécurité visé à l'art. 8b (p. ex., par une actualisation du logiciel) le plus rapidement possible.

L'al. 3 correspond à l'art. 31e, al. 4, 1^{re} phrase, en vigueur. La teneur de cette disposition est étoffée de manière à inclure la nouvelle dérogation introduite à l'al. 2. La deuxième phrase de la version actuelle de l'art. 31e, al. 4, selon laquelle la prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la modification du 1^{er} novembre 2017 est régie par l'art. 8, al. 5, du droit antérieur, est purement et simplement supprimée. Dès lors, ces coûts aussi peuvent être imputés au gestionnaire de réseau et ne doivent donc plus être assumés individuellement par les clients.

Les nouveaux libellés des al. 4 et 5 découlent de l'introduction du terme «agent de stockage» aux art. 17a et 17b LApEI.

Art. 31k

Cet article règle la question de savoir quand les gestionnaires du réseau de distribution peuvent exercer le droit prévu à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI pour la première et la dernière fois. Aucune date spécifique n'étant fixée, chaque fournisseur de base peut bénéficier de cette disposition durant quatre

ans, indépendamment du découpage de son exercice comptable ou de l'année tarifaire (p. ex. pour l'année hydrologique, d'octobre 2018 à septembre 2022 y compris, pour l'année civile, de janvier 2019 à décembre 2022 y compris).

Ch. II

Les nouvelles dispositions de la LApEI fondent les plans pluriannuels sur le scénario-cadre. Il faudra environ deux ans à l'OFEN pour en élaborer la première version. Le report de deux ans de l'entrée en vigueur de l'art. 6, al. 1 et 6a relatif aux plans pluriannuels prend en compte cette circonstance afin de garantir que les nouvelles dispositions concernant les plans pluriannuels ne prendront effet qu'une fois que le Conseil fédéral aura approuvé le scénario-cadre. En attendant, les dispositions actuelles en la matière devraient continuer à s'appliquer. En conséquence, il faut aussi prévoir un report de deux ans pour l'entrée en vigueur des art. 8, al. 2 et 4, 9d; 20, al. 2, let. f et g ainsi que de l'art. 22, al. 2^{bis}, LApEI.

Conformément à l'al. 3, les modifications relatives à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI seront automatiquement caduques au 1^{er} janvier 2023. Comme cela rétablira la situation antérieure, cela signifie pour l'art. 4 que les al. 2 et 3 qui ont été transposés tels quels à l'art. 4b, réintégreront l'art. 4.