



Février 2017

Premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050

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

Rapport explicatif



Table des matières

1.	Remarques liminaires.....	1
2.	Grandes lignes du projet	1
2.1	Dispositions relatives au système de rémunération pour l'utilisation du réseau (groupes de clients et efficacité de l'infrastructure du réseau)	1
2.2	Introduction de systèmes de mesure intelligents	2
2.3	Systèmes de commande et de réglage intelligents installés auprès des consommateurs finaux et des producteurs	2
2.4	Protection des données pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents	3
3.	Conséquences financières, conséquences sur le personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes.....	4
4.	Conséquences sur l'économie, l'environnement et la société.....	5
5.	Commentaires des différentes dispositions.....	7



1. Remarques liminaires

Le 30 septembre 2016, le Parlement a adopté le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (FF 2016 7469), qui comprend une révision totale de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie (LEne; RS 730.0) et des adaptations d'autres lois fédérales. Ces modifications au niveau de la loi ont des effets sur plusieurs ordonnances¹, dont l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71). La présente révision fait partie des modifications rendues nécessaires, à l'échelon de l'ordonnance, par le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

2. Grandes lignes du projet

2.1 Dispositions relatives au système de rémunération pour l'utilisation du réseau (groupes de clients et efficacité de l'infrastructure du réseau)

En raison de nouvelles dispositions légales concernant les profils de soutirage (art. 14, al. 3, let. c, LApEI), de l'introduction de systèmes de mesure intelligents auprès des consommateurs finaux (art. 15 et 17a LApEI) et du recours à des systèmes de commande et de réglage, qui comprennent les solutions de stockage de l'électricité (art. 17b LApEI), il faut adapter dans ses principes la conception de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Grâce aux systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux, il sera possible à moyen terme de mesurer la puissance en tous lieux. Cependant, il doit simultanément rester possible de maintenir le principe d'un tarif d'utilisation du réseau consistant pour au moins 70% en une taxe de consommation non dégressive. A l'avenir, il n'y aura qu'un seul groupe de clients pour les petits consommateurs finaux dont la puissance de raccordement est égale ou inférieure à 15 kVA. Cette disposition, qui s'appliquera que le consommateur final ait ou non installé une installation de production, simplifiera la tarification en réduisant le nombre de variantes tarifaires. Pour les consommateurs finaux disposant d'une puissance de raccordement plus élevée (p.ex. les propriétaires de pompes à chaleur ou les consommateurs finaux dotés d'une installation de production d'une puissance supérieure à 15 kVA), il sera possible de constituer d'autres groupes de clients. Dans ce cadre, le principe d'un tarif d'utilisation du réseau consistant pour au moins 70% en une taxe de consommation non dégressive est maintenu, pour autant que la puissance de raccordement des consommateurs finaux concernés soit inférieure à 1 kV. Ce dispositif favorise l'efficacité énergétique: l'électricité sera de plus en plus souvent consommée là où elle sera produite. Il doit aussi être possible d'utiliser les possibilités techniques des systèmes de mesure intelligents pour la tarification. Ainsi, le gestionnaire de réseau pourra proposer de nouveaux tarifs, qui différeront du principe d'une taxe de consommation minimale, à tous les consommateurs finaux du niveau de tension inférieur à 1 kV, que ceux-ci utilisent ou non les installations de production locales. On peut imaginer dans ce contexte des tarifs de puissance simples et d'autres solutions dynamiques ou novatrices. Le consommateur final peut alors choisir en tout temps entre les nouveaux produits du réseau et l'option de base d'une taxe de consommation non dégressive de 70%. La date du passage du produit de base aux produits de réseaux potentiellement novateurs doit être fixée par contrat.

Cette nouvelle réglementation peut également soutenir la consommation propre par le recours à des systèmes de commande et de réglage intelligents. En utilisant ces systèmes, qui comprennent

¹ Cf. les informations détaillées sur le contexte dans le rapport explicatif concernant la révision totale de l'ordonnance sur l'énergie (OEne) de février 2017.



également les solutions de stockage, les consommateurs finaux peuvent organiser et planifier leur consommation et leur soutirage d'électricité sur le réseau de manière plus flexible. L'adaptation temporelle et quantitative de leur consommation permet d'accroître la consommation locale de l'électricité produite et de réduire le soutirage d'électricité sur le réseau. La marge de manœuvre qu'offre la nouvelle réglementation permet d'opter pour des solutions favorisant l'efficacité et la sécurité de l'ensemble du système en incitant, par exemple, à soutirer d'avantage d'électricité sur le réseau en cas de surproduction dans l'ensemble du système. Pour éviter qu'une attribution à d'autres groupes de clients ne ralentisse la diffusion de telles solutions et le recours croissant à la flexibilité du système (cf. à ce sujet le ch. 2.3) ou ne génère une situation confuse par la variété des tarifs, le recours à des systèmes de commande intelligents ne doit pas suffire en soi à justifier l'attribution à un groupe de clients distincts. Seule une différence considérable dans le profil de soutirage de l'électricité du réseau est déterminante, et encore seulement pour les consommateurs finaux de taille conséquente dont la puissance de raccordement est de 15 kVA ou plus. Ce principe facilite la tarification et garantit une structure tarifaire simple.

2.2 Introduction de systèmes de mesure intelligents

Le nouvel art. 17a LApEI confère au Conseil fédéral la compétence d'établir des directives concernant l'introduction de systèmes de mesure intelligents. Selon la Feuille de route suisse pour un réseau intelligent², les systèmes de mesure intelligents («smart metering systems») constituent une composante essentielle des futurs réseaux intelligents. Leur introduction est considérée comme une première étape importante dans ce domaine. Les exigences techniques minimales que les systèmes de mesure intelligents doivent remplir sont concrétisées au niveau des ordonnances. La réalisation effective de l'utilité générée par les systèmes de mesure intelligents et la garantie d'un rapport coûts-utilité positif sur le plan macroéconomique génèrent la sécurité juridique et la sécurité des investissements pour les gestionnaires de réseau.³

Outre les exigences techniques minimales, les dispositions transitoires liées à l'introduction des systèmes de mesure sont conçues de telle manière que les exploitants auront suffisamment de temps pour changer leurs systèmes de mesure complexes. De plus, les appareils de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données seront progressivement remplacés, au gré de la longévité de ces appareils afin de garantir à moyen terme une infrastructure de mesure aussi homogène que possible. Enfin, des dispositions nécessaires à la protection des données sont édictées pour réglementer le traitement des données sensibles (cf. ch. 2.4).

2.3 Systèmes de commande et de réglage intelligents installés auprès des consommateurs finaux et des producteurs

Le nouvel art. 17b LApEI donne au Conseil fédéral la compétence d'édicter des prescriptions concernant l'utilisation de systèmes de commande et de réglage. Selon la Feuille de route suisse pour un réseau intelligent, le recours à des systèmes de commande et de réglage (y compris les solutions de stockage décentralisées) – tout comme l'utilisation de systèmes de mesure intelligents – représente également une caractéristique essentielle des réseaux intelligents. Le marché ou le réseau acquièrent la flexibilité nécessaire pour compenser les fluctuations inhérentes aux nouvelles énergies renouvelables. On entend par flexibilité l'influence directe ou indirecte exercée par les gestionnaires de réseaux ou d'autres acteurs sur la production du producteur et sur la consommation d'électricité des consommateurs finaux. Cette flexibilisation permet de moduler l'injection dans le réseau et le

² «Feuille de route suisse pour un réseau intelligent. Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses», Office fédéral de l'énergie, 2015. (<https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/38815.pdf>).

³ Cf. «Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten» (en allemand), Office fédéral de l'énergie 2014. (<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/37458.pdf>)



soutirage sur le réseau. Cependant, toute commande ou réglage par les acteurs du marché a inévitablement des effets sur les réseaux électriques en raison des interconnexions systémiques du système d'approvisionnement en électricité. Selon les circonstances, une accumulation d'interventions voulues par le marché pourrait entraîner des problèmes techniques dans le réseau de distribution. Les interventions du gestionnaire de réseau peuvent elles aussi avoir pour effet que les équipements régulés soient indisponibles pour l'utilisation au service du marché. Un conflit d'intérêts peut donc survenir, dans certaines situations, entre les intérêts d'une affectation de la flexibilité orientée marché et les intérêts d'une affectation de la flexibilité visant la sécurité et l'efficacité du réseau.

Les dispositions au niveau de l'ordonnance doivent fixer le cadre nécessaire à une coordination efficace entre les gestionnaires de réseau et les acteurs du marché tout en permettant un accès non discriminatoire aux potentiels de flexibilité. Divers modèles ont été analysés du point de vue de leur pertinence dans ce domaine⁴. La solution mise en œuvre dans l'ordonnance réunit les points communs des différentes solutions proposées et met en œuvre les principaux enseignements. Le présent projet de régulation affiche une certaine robustesse et répond aux exigences minimales requises pour une coordination du marché et du réseau selon l'état actuel des connaissances. Les réseaux intelligents et les modèles d'utilisation peuvent s'en inspirer pour développer la flexibilité. Le principe de base est que le propriétaire ou le prestataire peut choisir librement comment il entend faire usage de sa flexibilité et à qui il veut la proposer. La loi prévoit la nécessité d'obtenir le consentement du détenteur de la flexibilité. Les nouvelles réglementations n'instaurent donc pas de priorité concernant l'utilisation par un acteur. Le gestionnaire de réseau peut s'assurer l'accès à cette flexibilité si cela s'avère nécessaire à l'exploitation efficace du réseau. En effet, une intervention dans le réseau utile à celui-ci peut contribuer à réduire considérablement la charge sur les infrastructures et à diminuer ainsi le développement conventionnel du réseau. Mais le gestionnaire de réseau doit rétribuer objectivement et adéquatement cette possibilité d'intervention. A cet effet, la valeur d'une éventuelle intervention est calculée sur la base du marché. Les conditions de recours aux systèmes de commande et de réglage impliquent donc fondamentalement un calcul économique global. Les rétributions proposées par les gestionnaires de réseau doivent donc être transparentes et accessibles aux concurrents sur le marché. La plus haute priorité revient à la sécurité du réseau, c'est-à-dire à la sécurité de l'approvisionnement. Le gestionnaire de réseau doit pouvoir intervenir sans autre condition, si nécessaire, afin de préserver la stabilité et la sécurité de l'exploitation du réseau. Les coûts de capital et d'exploitation que le gestionnaire de réseau doit assumer dans ce contexte peuvent être imputés aux coûts de réseau, pour autant que les interventions et commandes en question constituent une solution efficace dans le réseau, c'est-à-dire si les coûts visés sont inférieurs à ceux d'un développement conventionnel du réseau.

2.4 Protection des données pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents

La législation en matière de protection des données protège la sphère privée, la personnalité et les droits fondamentaux des personnes qui font l'objet d'un traitement de données. Les données relevées au moyen de systèmes de mesure intelligents, à savoir des courbes de charges mesurées par périodes de 15 minutes, se rapportent à une personne déterminée ou déterminable. Il en va de même des données de résolution supérieure que les systèmes de commande et de réglage enregistrent en continu. Il s'agit par conséquent de données personnelles dont le traitement n'est licite que s'il respecte le droit de la protection des données.

⁴ Cf. à ce sujet notamment les études «Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle», consentec 2015 (en allemand uniquement) et «Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt – Netz im Verteilnetz», Frontier Economics, 2016 (en allemand avec résumé en français). http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier_id=06327.



Eu égard au caractère parfois très sensible des données, les conditions-cadres de leur relevé et de leur traitement par les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents doivent être conçues de manière à permettre la protection de la sphère privée. Il s'agit donc d'un délicat arbitrage entre renoncer à exploiter pleinement les possibilités techniques, d'une part, et porter atteinte à la sphère privée, d'autre part. Les dispositions adoptées suivent la voie moyenne. Le relevé et le traitement du minimum de données nécessaires, dans la résolution et selon la périodicité correspondantes, sont en principe autorisés. La transmission automatique de ces informations détaillées à des tiers non impliqués n'est pas nécessaire, de sorte que la réglementation prévue l'exclut. Il est possible d'établir des prévisions de besoins en se fondant sur des données anonymisées agrégées à partir de plusieurs consommateurs finaux. Les dispositions adoptées le garantissent.

La réglementation prévue tient compte du principe de proportionnalité, de la sécurité des données et des buts du traitement. Le nombre de données personnelles relevées n'excédera pas la quantité nécessaire par le but du traitement, lequel sera indiqué précisément au moment de la collecte des données. La sécurité des données, couverte notamment par les exigences techniques minimales, comprend le cycle de vie des données de leur génération à leur extinction. Ce cycle ne se limite pas au relevé ordinaire de l'énergie consommée et à l'enregistrement des données, il comprend aussi les diverses possibilités de transfert. Les personnes concernées doivent bénéficier d'une information complète et compréhensible sur le traitement des données. L'accès du gestionnaire de réseau aux données en temps réel est limité aux traitements requis par l'exploitation sûre du réseau. Sont en outre prévus le contrôle d'accès, l'établissement de protocoles, la transmission cryptée des données ainsi que la protection contre la perte, le vol, l'accès non autorisé, la publication, l'utilisation ou la modification des données. Les données appartiennent aux personnes concernées, raison pour laquelle ces dernières peuvent faire valoir un droit à l'information concernant leurs données.

3. Conséquences financières, conséquences sur le personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes

Les changements de réglementation en matière de protection des données ont des conséquences pour les cantons et les communes dans la mesure où elles introduisent des directives claires et uniformes quant au relevé et au traitement des données par les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents. Les cantons et les communes reçoivent une base commune et uniforme.

Les entreprises d'approvisionnement en énergie des cantons et des communes sont ainsi à même d'accroître leurs infrastructures, d'améliorer l'efficacité énergétique et de simplifier la gestion de leurs clients finaux et des décomptes de ceux-ci. Les cantons et les communes qui ont déjà pris au préalable des dispositions concernant la protection des données devront prévoir des adaptations selon les circonstances. Ces adaptations devraient rester marginales, puisque les réglementations de droit fédéral sont axées sur les réglementations cantonales. Au niveau de la Confédération, il faut prévoir un coût financier et en personnel supérieur pour assurer la mise en œuvre des dispositions prévues. Les charges financières supplémentaires pourront être couvertes par les ressources à disposition. En revanche, les choses se présentent différemment pour les ressources en personnel. La thématique de la consommation propre, en particulier, est très complexe. Le développement à venir devra tenir compte de thèmes divers tels que la protection des locataires, la protection des données, les techniques de mesure ou le stockage décentralisé. Il s'agit aussi de ne pas négliger les développements technologiques, qui auront une influence sur la planification et l'exploitation des réseaux ainsi que sur le domaine de la sécurité informatique dans son ensemble. La maîtrise de ces tâches nécessite des ressources supplémentaires en personnel totalisant 2 équivalents plein temps.



4. Conséquences sur l'économie, l'environnement et la société

Les coûts d'investissement d'une introduction à l'échelle nationale des systèmes de mesure intelligents se montent, compte tenu de leur utilité plus ou moins directe dans les processus commerciaux (réduction des coûts pour les relevés et les déménagements), à environ 0,9 milliard de francs jusqu'en 2035⁵. La valeur actualisée nette des coûts et des utilités directs est d'environ 0,8 milliard de francs jusqu'en 2035 compte tenu des intérêts⁶. S'ajoutent aux utilités directes des systèmes de mesure intelligents d'autres utilités indirectes essentiellement représentées par des gains d'efficacité dans le cadre de la consommation d'électricité ainsi que l'encouragement de la concurrence. La valeur actualisée nette de l'ensemble des autres utilités jusqu'en 2035 est ainsi comprise entre 1,7 milliard et 1,3 milliard de francs⁷. Ce rapport coûts-utilité débouche sur un bilan macroéconomique positif compris entre +900 millions et +500 millions de francs. Si, se fondant sur des analyses coûts-utilité suffisamment positives, les gestionnaires de réseau intégraient des systèmes de commande et de réglage intelligents dans ces systèmes de mesure intelligents, par exemple en remplaçant les télécommandes centralisées, ce bilan positif se réduirait dans un premier temps à +260 millions de francs. Certes, les coûts de tels systèmes de commande et de réglage ne sont en principe pas imputables, conformément aux exigences minimales, mais les systèmes de commande et de réglage génèrent une utilité pour le réseau électrique. Cette utilité ne saurait être quantifiée, raison pour laquelle elle n'est mentionnée en l'occurrence qu'à titre qualitatif. Globalement donc, le rapport coûts-utilité sera en tout cas légèrement positif.

Les directives relatives aux exigences techniques minimales applicables aux systèmes de mesure intelligents garantissent la réalisation des utilités de ces nouvelles technologies, qui comprennent entre autres: une réduction des coûts de relevé et des coûts de processus de déménagement notamment dans le but de réduire la consommation d'électricité. Les systèmes de mesure intelligents présentent d'autres utilités non quantifiables tels que le soutien de la consommation propre ou encore une surveillance des niveaux de réseau inférieurs, laquelle permet à son tour une exploitation plus efficace du réseau. Les données relatives à l'injection et au soutirage ainsi que les prévisions peuvent être améliorées, ce qui permet de réduire les coûts du maintien de la stabilité de l'exploitation du réseau. Enfin, la concurrence sur un marché de l'électricité entièrement libéralisé sera encouragée à long terme compte tenu de la disponibilité d'informations importantes et de la réduction des obstacles techniques au changement de fournisseur.

Les réglementations visant à instaurer des systèmes de commande et de réglage intelligents créent les bases légales minimales nécessaires pour une coordination sûre et efficace entre le marché et les besoins des réseaux. La flexibilité du consommateur final ou du producteur qui est de plus en plus fréquemment requise dans le système d'approvisionnement en électricité peut ainsi être définie par contrat et mise en œuvre selon des règles équitables et largement applicables sur le marché. Le principe fondamental est que la flexibilité appartient à son détenteur et que celui-ci peut la commercialiser auprès de tiers ou de gestionnaires de réseau suisses. La réglementation de l'imputabilité des coûts des systèmes de commande et de réglage nécessaires à cet effet sur le réseau et des projets de tels systèmes pour une utilisation sur le réseau laissent une importante marge de manœuvre au marché. Les subventions croisées sont interdites et le gestionnaire de réseau

⁵ Cf. à ce sujet 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 (www.bfe.admin.ch/smartgrids).

⁶ Cf. à ce sujet Ecoplan 2015; Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012. (www.bfe.admin.ch/smartgrids) (uniquement en allemand).

⁷ Cf. à ce sujet Ecoplan 2015; Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012. (www.bfe.admin.ch/smartgrids) (uniquement en allemand).



doit céder les avantages en termes de coûts découlant de l'imputabilité à des tiers. Les efforts visant à préserver la stabilité de l'exploitation du réseau sont traités de façon prioritaire. Les nouvelles réglementations réduisent les obstacles à l'accès au marché, créent des valeurs ajoutées et permettent de développer des produits novateurs pour les consommateurs finaux et les producteurs. On peut en outre s'attendre à de nouveaux produits dans les domaines de l'optimisation de la consommation propre, de l'utilisation de la flexibilité sur les marchés des services-système et de l'accroissement de l'efficacité des réseaux, produits qui auront des effets tout à fait positifs pour le site économique de la Suisse.

Des dispositions uniformes à l'échelle nationale pour réglementer les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents sous l'angle de la protection des données permettront de réduire, du côté de l'offre, les coûts techniquement nécessaires pour répondre aux exigences du droit de la protection des données. Il sera ainsi possible d'acquérir les équipements techniques à plus large échelle, ce qui diminuera les coûts d'introduction et étendra le rapport coûts-utilité, légèrement positif selon les estimations à ce stade. En outre, les normes du droit de la protection des données, uniformes à l'échelle nationale, auront pour effet de stimuler la concurrence: des produits et des services meilleurs et plus innovants pour le consommateur final pourront ainsi être proposés sur le marché sous la même forme dans toutes les zones de desserte. Il conviendrait également de procéder à une différenciation correspondante des produits pour les conditions-cadres juridiques en matière de protection des données applicables aux cantons ou à des entités plus restreintes. Cela pourrait constituer un obstacle à l'accès au marché, notamment aussi dans des régions de plus petite taille où cette différenciation générerait des charges importantes et pourrait de ce fait ne pas être rentable. Globalement, on peut donc s'attendre à une amélioration de l'efficacité de l'ensemble du système d'approvisionnement en électricité.

Les directives concernant la protection des données pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents garantissent une transmission des données opportune et respectueuse du principe de proportionnalité. Cette transmission permet d'impliquer plus activement les consommateurs finaux et les producteurs dans l'approvisionnement en électricité. Les consommateurs finaux peuvent ainsi utiliser l'énergie plus consciemment et économiser de l'électricité. Il en résulte des gains d'efficacité qui permettent d'économiser sur les coûts et qui entraînent une moindre sollicitation des ressources. Grâce aux systèmes de mesure, il est techniquement possible de reporter la consommation à une période où elle s'avérerait plus judicieuse sur le plan macroéconomique, par exemple lorsque le prix de l'énergie est plus bas ou la charge du réseau plus faible. L'économie de l'électricité ainsi que les autres acteurs du marché ont néanmoins la liberté d'opter ou non pour cette possibilité. Il convient notamment de mentionner à cet égard les produits d'utilisation du réseau novateurs dotés par exemple de signaux de prix dynamiques. De telles incitations sont désormais possibles sur la base des nouvelles dispositions prévues à l'art. 18 OApEI. Les dispositions visant les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents constituent la base de nouveaux champs d'activité dans le domaine des services énergétiques. Si les consommateurs finaux y trouvent une plus-value, la société dans son ensemble en bénéficie également, par exemple par l'utilisation et la rémunération de la flexibilité du côté de la consommation, qui augmente la sécurité de l'approvisionnement.



5. Commentaires des différentes dispositions

Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement

Art. 3a Raccordement au réseau en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre

En règle générale, le gestionnaire de réseau est également tenu d'assurer le raccordement au réseau en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre. Il ne peut donc refuser le raccordement au réseau à ce type de regroupement que si ce raccordement nécessite qu'il prenne des mesures disproportionnées (ce qui pourrait par exemple être le cas pour un regroupement de très grande envergure). Etant donné que le gestionnaire de réseau est tenu d'intervenir lorsque l'approvisionnement en électricité n'est plus assuré au sein d'un regroupement (art. 19, al. 4, OEnE), il peut également refuser le raccordement si le propriétaire foncier ne peut pas fournir de garantie quant au fonctionnement de l'exploitation au sein du regroupement (al. 1).

Lorsque les installations existantes ne sont plus utilisées ou ne sont utilisées que partiellement à la suite d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, il convient de déterminer qui assume les coûts non encore amortis (et socialisés) du raccordement. L'art. 5, al. 5, OApEI prévoit explicitement la possibilité pour le Conseil fédéral d'imputer proportionnellement les coûts de capital de ce type d'installations aux utilisateurs finaux concernés en cas de changement de raccordement. Jusqu'ici, le Conseil fédéral avait laissé à la branche le soin d'édicter les directives en la matière (art. 3, al. 2, OApEI). Etant donné qu'un regroupement dans le cadre de la consommation propre entraîne souvent la nécessité de changer de raccordement, il convient de réglementer ce cas. La part des coûts de capital non amortis des installations de raccordement qui ne sont plus du tout utilisées est entièrement à la charge de l'utilisateur final. En cas d'utilisation partielle de ces installations, seule une part appropriée est à la charge de l'utilisateur final (al. 2).

Chapitre 3 Utilisation du réseau

Section 1 Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information

Art. 7, al. 3, let. ^fbis, h et m Comptes annuels et comptabilité analytique

En vertu de l'al. 3, let. ^fbis, les coûts d'introduction des systèmes de mesure intelligents et des mesures connexes visant à garantir la protection et la sécurité des données seront quantifiés et présentés distinctement. Les frais de mise en œuvre et d'exploitation du portail clients visé à l'art. 8a, al. 2, let c, ch. 3, doivent notamment être présentés séparément. En l'absence de ces lettres séparées, les coûts d'introduction se perdraient dans les coûts généraux des activités de mesure et d'information et se mélangeraient aux coûts de mesure des autres systèmes. Les coûts des équipements de mesure ne correspondant pas aux systèmes de mesure intelligents visés à l'art. 8a seront saisis, sans changement, sous les coûts des systèmes de mesure et d'information visés à la let. f.

La référence à la nouvelle loi sur l'énergie est adaptée à la let. h.

Selon l'al. 3, let. m, les coûts de capital et d'exploitation liés aux activités de commande et de réglage de même que l'indemnisation visée à l'art. 8c doivent désormais être présentés séparément dans la comptabilité analytique du gestionnaire de réseau. La transparence voulue est ainsi assurée quant au genre et à l'importance des coûts liés aux activités de commande et de réglage. De plus, le gestionnaire de réseau présentera séparément le total des indemnités qu'il verse aux consommateurs finaux et aux producteurs sur la base d'un rapport contractuel.

Art. 8, al. 3, ³bis et 5 Système de mesure et processus d'information

Les références à la nouvelle loi sur l'énergie et à la nouvelle ordonnance sur l'énergie sont adaptées à l'al. 3. L'al. 3 est en outre modifié sur le plan rédactionnel et complété par l'adjonction d'un al. ³bis.

L'al. 5 est abrogé, car les systèmes de mesure intelligents doivent être introduits chez tous les consommateurs finaux et tous les producteurs, c'est-à-dire également chez les consommateurs finaux



qui font valoir leur droit à l'accès au réseau et chez les producteurs qui raccordent de nouvelles installations de production au réseau électrique (cf. disposition transitoire).

Art. 8a Systèmes de mesure intelligents

L'al. 1 stipule que seuls des systèmes de mesure intelligents peuvent encore être installés. Ils doivent répondre aux exigences des al. 2 et 3. L'introduction des systèmes de mesure intelligents devra autant que possible couvrir l'ensemble du territoire. La disposition transitoire règle le déroulement chronologique.

Le compteur électrique d'un système de mesure intelligent doit en principe répondre aux exigences spécifiques prévues par l'ordonnance du DFJP du 26 août 2015 sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques (OIMEpe; RS 941.251). L'art. 8a, al. 2, let. a, énumère encore d'autres exigences qui vont plus loin que celles de l'OIMEpe. La nécessité de compléter l'OIMEpe pour concrétiser les exigences visées à l'art. 8a OApEI fait encore l'objet d'une évaluation. C'est ainsi que ce compteur doit enregistrer l'énergie active et l'énergie réactive et calculer les courbes de charge à partir des mesures. Le compteur électrique doit être capable de sauvegarder les données au moins pendant 30 jours, même si son alimentation en courant devait être temporairement interrompue. Cette sauvegarde des données garantit que les valeurs d'origine restent disponibles au cas où elles disparaîtraient du système de traitement des données ou si elles devaient être entachées d'erreurs lors du traitement. L'al. 3 demande que les compteurs électriques disposent d'interfaces, dont une réservée à la communication bidirectionnelle avec le système de traitement des données. Une autre interface doit permettre au consommateur final ou au producteur de connecter directement un appareil au compteur électrique afin de pouvoir relever, utiliser ou transmettre des données de mesure. L'accès à cette interface doit leur être garanti en tout temps. Les interfaces doivent répondre à des normes reconnues, de manière à ne pas entraver le développement des services énergétiques. L'OApEI ne pose pas d'exigence supplémentaire aux transformateurs de mesure des systèmes de mesure intelligents.

En vertu de l'art. 8a, al. 2, let. b, le système de communication est un élément constitutif du système de mesure intelligent. Le gestionnaire de réseau, qui définit le système de communication numérique, peut librement choisir le mode de transmission des données: par câble électrique, par câble en fibre de verre, par radio, etc. Le système de communication est capable de fournir en temps utile les données relatives à l'état du réseau visées à l'al. 3, let. c. Concernant le système de communication, il convient de tenir compte de la compétence de l'Office fédéral de la communication (OFCOM) en la matière et de respecter notamment les prescriptions techniques et administratives de celui-ci. Si le système de communication est utilisé pour fournir d'autres prestations de service à distance, les part de coûts correspondants n'est pas imputable et doit être présentée séparément, de manière claire et compréhensible.

De nombreuses données sont générées par l'emploi d'un compteur électrique intelligent. Ces données peuvent être administrées par des systèmes de traitement des données de tailles diverses. Normalement, il faut utiliser un système de traitement des données par gestionnaire de réseau. L'art. 8a, al. 2, let. c, exige un système de traitement des données correspondant au minimum aux exigences visées aux chiffres 1 à 3. Le système de traitement des données doit fournir aux consommateurs finaux et aux producteurs un portail clients muni d'une ouverture de session. Ils peuvent y consulter une sélection de données les concernant durant une période définie. En particulier, ils doivent pouvoir visualiser des courbes de charge et identifier ainsi, par exemple, des potentiels d'économie d'électricité. Ce point concerne l'énergie active et l'énergie réactive durant les périodes tarifaires relevant des décomptes, les courbes de charge et, par exemple, les valeurs historiques journalières, hebdomadaires et annuelles de la consommation d'énergie. Le portail clients, à disposition sur Internet, doit être accessible au moyen de divers terminaux.



Les exigences prévues à l'art. 8a, al. 3, précisent les interactions des éléments d'un système de mesure intelligent (compteur électrique, système de communication, système de traitement des données lié au portail clients). Afin de garantir l'interopérabilité de divers compteurs électriques intelligents provenant de fabricants différents, il faut pouvoir identifier ces appareils conformément à la let. a. On pourra ainsi réduire la dépendance envers les fabricants et accroître la sécurité des investissements pour les gestionnaires de réseau. Les normes internationales reconnues, telles que ISO/IEC 62056 (DLMS/COSEM), doivent être respectées.

Il faut que les logiciels des compteurs d'électricité puissent être mis à jour à distance, conformément à l'art. 8a, al. 3, let. b, sans incidence sur l'étalonnage du compteur. Grâce aux données visées à l'art. 8a, al. 3, let. c, le gestionnaire de réseau obtient des informations sur l'état du réseau. Ces données comprennent notamment les mesures du courant et de la tension ainsi que l'angle de phase. Les flux d'énergie interrompus doivent eux aussi être identifiés pour être communiqués rapidement au gestionnaire de réseau. En d'autres termes, les données correspondantes doivent être préparées en temps utile de manière à ce qu'elles aident le gestionnaire de réseau à gérer le réseau efficacement et de manière sûre. Les systèmes de mesure intelligents sont capables de saisir de telles données sur l'état du réseau en tout point de leur raccordement. Cependant, l'exploitation efficace du réseau n'exige pas que les données sur l'état du réseau soient saisies en tout point de mesure, mais qu'elles le soient aux points choisis par le gestionnaire de réseau.

L'art. 8a, al. 3, let. d, stipule que les systèmes de mesure intelligents doivent remplir les conditions nécessaires pour intégrer les instruments de mesure numériques d'autres agents énergétiques (p. ex. gaz, eau, chaleur à distance). On veut permettre ainsi que les données de mesure ne concernant pas l'électricité puissent être relevées et gérées par le système de mesure intelligent. Les coûts correspondant à la gestion de ces données de mesure ne sont pas imputables aux coûts de réseau du gestionnaire de réseau et doivent donc être distingués de ses coûts de réseau de manière claire et compréhensible.

Une interface doit aussi exister vers les systèmes de commande et de réglage intelligents utilisés par le gestionnaire de réseau. Cette interface permet au gestionnaire de réseau d'intégrer les systèmes de commande et de réglage intelligents visés à l'art. 8c OApEI grâce au système de mesure intelligent et de communiquer avec eux. Citons comme exemple les télécommandes centralisées, que le système de mesure intelligent permet d'exploiter si les conditions citées à l'art. 8c OApEI sont remplies.

Les manipulations (p. ex. activation ou désactivation) et les autres influences étrangères, notamment numériques (p. ex. programmes malveillant) doivent être repérées, consignées et annoncées conformément à l'art. 8a, al. 3, let. e.

Art. 8b Contrôle de conformité

La sécurité des données fait partie intégrante d'un système de mesure intelligent. C'est la raison pour laquelle cet article prévoit que seuls les systèmes de mesure intelligents soumis à un contrôle de conformité peuvent être utilisés. Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), le gestionnaire de réseau et le fabricant doivent élaborer un profil de protection afin de réduire les menaces et les risques identifiés. Ce profil regroupe tous les éléments d'un système de mesure intelligent visé à l'art. 8a ainsi que les exigences en matière de technique de sécurité et les schémas de mise en œuvre et de vérification de leur impact. Les gestionnaires de réseau et les producteurs sont donc invités à élaborer les directives et les lignes directrices de mise en œuvre nécessaires à cet effet. Le contrôle de conformité doit se fonder sur ces directives.

Le contrôle de conformité n'est actuellement exigé que pour les systèmes de mesure intelligents et non pas pour les systèmes de commande et de réglage intelligents pour lesquels les développements techniques ne sont pas encore aboutis.



Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents

L'art. 17b LApEI ancre le principe selon lequel l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents (p. ex. télécommandes centralisées historiques) requiert le consentement des consommateurs finaux et des producteurs. En revanche, il faut distinguer de l'utilisation l'installation, l'équipement, la pose ou le vissage de tels systèmes: si le gestionnaire de réseau peut en principe installer un système de commande et de réglage sans le consentement du consommateur final, il doit, en principe toujours, lui demander son consentement pour l'utiliser. Même si un système de commande et de réglage intelligent est déjà installé chez le consommateur final ou le producteur, sans avoir encore été utilisé toutefois, le gestionnaire de réseau doit désormais en obtenir le consentement pour l'utiliser. En l'absence de ce consentement, les coûts d'acquisition et d'installation du système de commande et de réglage n'est pas imputable, sauf si son utilisation sert à maintenir la stabilité de l'exploitation du réseau (cf. al. 2). Si le consommateur final ou le producteur refuse ou retire son consentement, il ne peut exiger que le gestionnaire de réseau désinstalle le système de commande et de réglage intelligent, il doit se contenter de sa désactivation.

Le but de l'utilisation contractuelle des systèmes de commande et de réglage intelligents par le gestionnaire de réseau est d'exploiter le réseau efficacement. Selon l'importance de la prestation sous contrat, l'effet de l'efficacité peut consister en ce que le réseau de distribution ne doive pas être renforcé ou élargi. L'idée est qu'il est plus avantageux pour le gestionnaire de réseau d'accéder à la flexibilité que de développer son réseau. Si le consommateur final ou le producteur donne son accord au sens de l'al. 1, les parties règlent contractuellement les conditions auxquelles le gestionnaire de réseau est en droit d'accéder. Il s'agit de désigner les installations et l'étendue des prestations, de définir la disponibilité dans le temps et de déterminer la rétribution de l'accès payée par le gestionnaire de réseau au consommateur final ou au producteur pour sa flexibilité. Il est loisible aux parties de convenir d'éléments contractuels supplémentaires pour tenir compte de leurs intérêts (p. ex. durée du contrat, modalités de résiliation et de paiement, autres prestations et devoirs de diligence). Il s'agit notamment des conditions déterminant si et comment le consommateur final ou le producteur peut commercialiser sa flexibilité à plusieurs reprises ainsi que les modalités de l'accord qui doit être conclu entre les parties. On peut imaginer que le consommateur final ou le producteur donne au gestionnaire de réseau son accord pour certaines commandes utiles au réseau bien précises et ainsi pour certaines utilisations particulières de la flexibilité. Il est par ailleurs possible que le consommateur ou le producteur autorise parallèlement d'autres commandes à des tiers, mais pour des modes d'utilisation particuliers de la flexibilité. Les utilisations utiles au réseau présentent en effet d'autres exigences que celles liées au marché. Le développement de services à valeur ajoutée et de solutions fondées sur les utilités de flexibilité contractuelles des gestionnaires de réseau dépendra des possibilités techniques du marché. Le consentement d'un consommateur final ou d'un producteur doit être donné librement. Sa rétribution, appropriée et proportionnée, doit reposer sur des critères compréhensibles. En outre, les principes de rétribution ne doivent pas être discriminatoires. Une rétribution est par exemple réputée proportionnée si son montant est fonction de la durée de la disponibilité. C'est pourquoi un accès de cinq heures sera rétribué différemment d'un accès d'une heure.

Le gestionnaire de réseau est en outre libre de proposer aux consommateurs finaux et aux producteurs, en recourant aux systèmes de commande et de réglage, d'autres services qui ne visent pas l'exploitation efficace du réseau mais d'autres intérêts tels que l'optimisation de la consommation propre, par exemple. Les coûts de capital et d'exploitation de telles prestations, qui sont aussi proposées par des tiers, ne sont pas imputables et doivent donc être distingués des autres coûts du réseau de manière claire et compréhensible. Il est interdit de procéder à des subventionnements croisés entre l'exploitation (efficace) du réseau et de telles prestations, conformément à ce qui figure déjà à l'art. 10, al. 1, LApEI.

La nécessité de garantir la stabilité de l'exploitation du réseau, visée à l'al. 2, constitue l'exception au principe du consentement. La stabilité de l'exploitation du réseau se fonde sur les directives de la



branche. A cet effet, le gestionnaire de réseau peut, en tout temps et sans le consentement des consommateurs finaux ou des producteurs, recourir aux systèmes de commande et de réglage, par exemple aux télécommandes centralisées déjà installées. C'est notamment le cas pour les points du réseau identifiés comme étant des éléments névralgiques. L'accès, dans une situation exceptionnelle, prévaut sur les commandes et réglages convenus contractuellement, que le contrat soit conclu entre le gestionnaire de réseau et le consommateur final, respectivement le producteur, ou qu'il soit conclu entre des tiers et le consommateur final, respectivement le producteur. Les consommateurs finaux et les producteurs doivent être informés de la survenance d'un tel cas d'exception. L'information repose sur une documentation du gestionnaire de réseau qui présente la raison, l'ampleur et les modalités de ces connexions.

Le gestionnaire de réseau doit mettre en ligne dans Internet les informations visées à l'al. 3. Cette obligation requiert que les conditions de son accès soient transparentes. Ces informations comprennent les principes de rétribution, par exemple sous forme de réduction tarifaire ou de paiements directs. La publication des données à caractère personnel n'est pas autorisée. En se fondant sur ces informations, le consommateur final et le producteur seront mieux à même d'effectuer des comparaisons avec des prestataires tiers et de décider à quel prestataire ils entendent confier leur flexibilité.

L'al. 4 garantit aux tiers un accès non discriminatoire aux systèmes de commande et de réglage pour autant que cet accès soit financé par le gestionnaire de réseau au moyen des coûts du réseau. Le but est d'éviter que les tiers ne subissent un préjudice concurrentiel. La condition requise est que les systèmes de commande et de réglage installés par le gestionnaire de réseau soient techniquement en mesure d'assurer le service d'un tiers. Cette utilisation par des tiers ne doit par ailleurs pas mettre en péril la sécurité et l'efficacité de l'exploitation du réseau. Le gestionnaire de réseau doit publier les prix et les conditions applicables aux tiers. Si le gestionnaire de réseau obtient une indemnité de la part d'un utilisateur tiers, il doit l'affecter aux coûts d'exploitation imputables en tant que revenu.

Art. 8d Traitement des données enregistrées par les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents

Cet article précise les exigences quant au traitement et à la transmission des données en complément à la législation sur la protection des données. Les valeurs de courbe de charge peuvent être considérées comme des données personnelles susceptibles de contribuer à établir un profil de la personnalité. L'al. 1 fournit la base juridique permettant au gestionnaire de réseau de traiter des valeurs de courbe de charge selon une périodicité de 15 minutes et plus. Le gestionnaire de réseau doit obtenir le consentement explicite du consommateur final s'il veut traiter les valeurs de courbe de charge selon une périodicité inférieure à 15 minutes.

L'al. 1 définit en outre dans quels buts le gestionnaire de réseau peut traiter des données personnelles et des profils de personnalité. Il précise que de telles données ne peuvent être traitées que sous une forme pseudonymisée. En d'autres termes, toutes les données qui permettent d'identifier une personne donnée doivent être remplacées par des indications neutres (pseudonymes). Il convient d'utiliser des identificateurs non parlants. Le pseudonyme s'utilise donc à la place du nom de la personne concernée. Les informations permettant une identification indirecte, par exemple un ensemble d'indices permettant de déduire l'identité d'une personne, ne doivent pas être utilisées. Ainsi, les collaborateurs du gestionnaire de réseau ne peuvent pas associer directement les données personnelles à une personne. Contrairement à l'anonymisation, le recours à des pseudonymes permet au gestionnaire de réseau d'utiliser une table de concordances pour attribuer les pseudonymes aux personnes.⁸ Cette attribution sera impérativement nécessaire pour comptabiliser la rémunération de l'utilisation du réseau et de l'énergie. Le gestionnaire de réseau doit s'organiser de manière à ce que

⁸ Voir aussi «Guide relatif aux mesures techniques et organisationnelles de la protection des données» PFPDT, août 2015 ([Error! Hyperlink reference not valid.](#) des données, Documentation).



seul un cercle restreint de collaborateurs ait accès aux données personnelles, aux profils de personnalité et à la table de concordance des pseudonymes. Si le gestionnaire de réseau confie des prestations de mesure à un tiers (art. 8, al. 3 LApEI), il est tenu de céder à celui-ci les droits et les obligations découlant de la disposition précitée sur le traitement des données. En principe, selon les dispositions de l'al. 2, les données personnelles et les profils de personnalité ne peuvent être transmis aux acteurs visés à l'art. 8, al. 3, OApEI que sous une forme pseudonymisée. La clé d'attribution ou la table de concordances des pseudonymes reste chez le gestionnaire de réseau, qui agrègera les données personnelles pseudonymisées en conséquence et dans les meilleurs délais, selon le destinataire et l'usage qu'il en a. Par exemple, si un fournisseur propose un tarif élevé et un tarif bas, il reçoit les valeurs de consommation énergétique sous une forme agrégée en fonction des périodes tarifaires correspondantes. Le fournisseur d'énergie dispose, pour le décompte, des données nécessaires à l'attribution des données pseudonymisées au bon client et consommateur final. Si le fournisseur d'énergie a besoin de profils d'acquisition à des fins prévisionnelles, il reçoit l'historique des valeurs de courbe de charge à intervalles de 15 minutes. Ces valeurs doivent toutefois être agrégées en un groupe de clients, sous réserve de dispositions contraires dans le contrat de livraison. Si l'acteur concerné au sens de l'art. 8, al. 3, OApEI présente, contrat à l'appui, l'accord explicite du consommateur final ou du producteur, le gestionnaire de réseau peut lui transmettre les données personnelles et les profils de personnalité sans pseudonymisation.

Au demeurant, le traitement et la transmission de données personnelles supplémentaires est toujours licite dès lors que la personne concernée y consent.

Conformément à l'al. 4, le gestionnaire de réseau détermine lui-même la fréquence à laquelle il consulte les données du système de mesure intelligent. Cette fréquence ne peut pas être plus élevée que toutes les 15 minutes. Afin de garantir la sécurité et l'efficacité de l'exploitation du réseau, il doit cependant être possible d'accroître cette fréquence si la situation l'exige. La protection des données et la sécurité des données revêtent une haute importance lors de l'utilisation des systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents. C'est pourquoi le gestionnaire de réseau est tenu, en vertu de l'al. 4, de prendre des mesures générales et spéciales pour garantir la sécurité des données. Les mesures prises en vertu de l'ordonnance relative à la loi fédérale sur la protection des données (OLPD; RS 235.11) doivent être mises en œuvre dans le respect des normes internationales, en particulier: ISO/IEC 27001, 27002, 27019 et NISTIR 7628.

Section 2 Accès au réseau et rémunération de l'utilisation du réseau

Art. 13a Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage

Les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans cette ordonnance sont considérés comme imputables. Les coûts du système de communication sont en principe également imputables si celui-ci satisfait aux exigences techniques et systémiques minimales. Les systèmes de communication modernes, tels que les systèmes à fibre optique, par exemple, disposent souvent de capacités très élevées qui peuvent en outre être relouées à des tiers. Les coûts effectifs du système de communication au sens de la présente ordonnance doivent être calculés au moyen d'une clé de répartition adéquate et présentés en vue d'une imputabilité.

Si le système de traitement des données requis à l'art. 8a est remplacé par un système de gestion des données sur l'énergie qui présente des fonctions autres que celles requises dans l'ordonnance par rapport au système de gestion des données chiffrées, les coûts correspondants ne sont pas imputables et doivent être présentés séparément. Les coûts relatifs à la mise sur pied et à l'exploitation d'un portail clients sont également imputables.

On entend par coûts de capital et d'exploitation nécessaires au maintien de la stabilité de l'exploitation du réseau par exemple les mesures servant à prévenir la surcharge des équipements thermiques ou le dépassement de la plage de tolérance de fluctuation de la tension. Les coûts de capital et



d'exploitation visant à assurer l'efficacité du réseau correspondent quant à eux par exemple aux économies ou aux redimensionnements des infrastructures du réseau.

Si un consommateur final ou un producteur retire à un gestionnaire de réseau son consentement à l'utilisation des systèmes de commande et de réglage, les coûts de capital et d'exploitation des appareils déjà installés demeurent imputables, car ces appareils ne doivent pas être enlevés et peuvent le cas échéant être utilisés aux fins de maintenir la stabilité de l'exploitation du réseau.

Les indemnités versées par le gestionnaire de réseau en vertu de l'art. 8c, al. 1, constituent elles aussi des coûts imputables. En revanche, les charges liées à des prestations contractuelles fournies par le gestionnaire de réseau à des tiers dans le but, par exemple, d'optimiser la consommation propre ou de générer des plus-values sur les marchés de l'énergie de réglage primaire, secondaire et tertiaire ne sont pas imputables. Elles doivent être présentées séparément, de manière compréhensible.

Si un tiers installe un système de commande et de réglage auprès d'un consommateur final ou d'un producteur et qu'il en résulte des frais pour le gestionnaire de réseau, la prise en charge des coûts doit être réglée par contrat. Les coûts de ce type incluent par exemple les atteintes à l'infrastructure déjà installée par le gestionnaire de réseau. Si un gestionnaire de réseau fournit une prestation, au moyen d'un système de commande et de réglage intelligent, pour un motif autre que la stabilité ou l'efficacité de l'exploitation du réseau et qu'il en découle des frais pour un tiers, la prise en charge des coûts doit là aussi être réglée par un contrat conclu entre les participants.

Art. 15, al. 2, let. b

La référence à la loi sur l'énergie est adaptée.

Art. 18, al. 1^{bis} et 2 Tarifs d'utilisation du réseau

Selon l'al. 1^{bis}, un profil d'acquisition similaire des consommateurs finaux est déterminant pour former un groupe de clients au sein d'un même niveau de tension. Tandis que la caractéristique de la consommation indique l'évolution temporelle de la consommation énergétique par les consommateurs finaux, le profil d'acquisition indique l'évolution temporelle de l'énergie prélevée du réseau. L'art. 14, al. 3, let. c, LApEI stipule que les tarifs d'utilisation du réseau doivent se baser sur le profil d'acquisition et être uniformes par niveau de tension et par catégorie de clients pour le réseau d'un même gestionnaire. La loi ne précise pas quel barème le gestionnaire de réseau applique aux groupes de clients sur la base de leur profil de soutirage. Il est néanmoins judicieux, pour les petits consommateurs finaux et les producteurs consommant leur propre électricité, de retenir la pertinence de cet aspect comme critère de distinction, comme le prévoit le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (ad art. 14, al. 3, let. c, LApEI). Suite à ces réflexions, en présence d'une puissance de raccordement égale ou inférieure à 15 kVA, on admet que les profils de soutirage sont d'importance comparable. C'est pourquoi, s'agissant de consommateurs finaux dont la puissance de raccordement n'excède pas 15 kVA, on postule un profil de soutirage comparable. De ce fait, un seul groupe de clients est autorisé jusqu'à une puissance de raccordement de 15 kVA. Dans ce contexte, il est indifférent de savoir qu'un tel consommateur final consomme ou non sa propre production, qu'il stocke ou non de l'énergie, qu'il soit ou non déjà équipé d'un système de mesure intelligent et qu'il permette ou non l'utilisation des systèmes de commande et de réglage intelligents.

En principe, le tarif d'utilisation du réseau visé à l'al. 2 consiste pour au moins 70% en une taxe de consommation non dégressive pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV. Jusqu'ici, en règle générale, aucune mesure de puissance n'était installée chez de tels consommateurs finaux. C'est pourquoi les 30% restants du tarif d'utilisation du réseau étaient déterminés au moyen d'un profil de charge standard ou d'un tarif de base. Or, l'introduction de systèmes de mesure intelligents au sens de



l'art. 8a sur l'ensemble du territoire munira tous les consommateurs finaux d'une mesure de puissance. C'est pourquoi le principe s'appliquera désormais également aux consommateurs finaux dotés d'une mesure de puissance. Cependant, le gestionnaire de réseau et le consommateur final doté d'une mesure de puissance peuvent convenir d'un tarif d'utilisation du réseau dont la part correspondant à la consommation est inférieure à 70%. Le gestionnaire de réseau doit proposer la même offre à tous les consommateurs finaux d'un même groupe de clients dotés d'une mesure de puissance. L'accès à cette offre ne doit pas dépendre du fait que le consommateur final dispose ou non d'une installation de production. En pareil cas, le consommateur final peut décider d'accepter ou de rejeter l'offre de l'opérateur de réseau.

Chapitre 4 Services-système et groupes-bilan

Art. 22, al. 3

La référence à la loi sur l'énergie est adaptée.

Art. 23, al. 5 Groupes-bilan

L'al. 5 est abrogé, puisque le groupe-bilan pour les énergies renouvelables sera dissous dans le cadre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

Art. 24 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables

Cet article est abrogé (également dans la version dont l'entrée en vigueur est fixée au 1^{er} janvier 2017). Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables sera dissous dans le cadre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

Art. 24a Rétribution versée à la société nationale du réseau de transport

Cet article, qui entrera en vigueur au 1^{er} janvier 2017 dans le cadre d'une révision partielle de l'OApEI, sera abrogé dans le cadre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. Le nouveau système de rétribution de l'injection sera complètement réglementé par la LEne et l'OEne.

Art. 24b Refus de rétribuer

Cet article, qui entrera en vigueur au 1^{er} janvier 2017 dans le cadre d'une révision partielle de l'OApEI, sera abrogé dans le cadre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. Le nouveau système de rétribution de l'injection sera complètement réglementé par la LEne et l'OEne.

Art. 25 Attribution des points d'injection

Cet article est abrogé, puisque le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 résoudra l'attribution au groupe-bilan dans le cadre du nouveau système de rétribution de l'injection prévu par la LEne et l'OEne (commercialisation directe ou injection au prix de marché de référence) et que le groupe-bilan pour les énergies renouvelables sera supprimé par ailleurs.

Art. 26, al. 3 Energie de réglage et d'ajustement

La référence à la loi sur l'énergie est adaptée.

Ajustements rédactionnels ne concernant que l'allemand.

Chapitre 5 Dispositions finales

Section 1 Exécution

Art. 27, al. 4 et 5

Les dispositions de l'art. 8b, obligent les gestionnaires de réseau et les producteurs à édicter une directive. C'est pourquoi l'art. 8b, figure désormais dans les articles énumérés à l'al. 4.



La référence à la loi sur l'énergie est adaptée à l'al. 5.

Section 3 Dispositions transitoires

Art. 29 Mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données

Le droit actuellement en vigueur libère les producteurs ayant des conditions de raccordement selon l'art. 28a LEné du 26 juin 1998 de l'obligation d'installer un système de mesure de la courbe de charge. Cette disposition est abrogée. Ces producteurs seront désormais également munis de systèmes de mesure intelligents. L'introduction de ces systèmes doit intervenir autant que possible sur l'ensemble du territoire. Les coûts correspondants sont imputables.

Section 4a Disposition transitoire de la modification du xx.xx.xxxx

Art. 31e Disposition transitoire de la modification du xx.xx.xxxx

L'art. 8a, al. 1, fixe à sept ans le délai d'introduction des systèmes de mesure intelligents. En principe, le gestionnaire de réseau détermine, durant cette période transitoire, le moment concret où ces systèmes seront installés chez les consommateurs finaux et les producteurs raccordés dans sa zone de desserte. Mais dès qu'un consommateur final choisit d'accéder librement au réseau ou qu'un producteur raccorde une nouvelle installation au réseau électrique, le gestionnaire de réseau doit les équiper d'un système de mesure intelligent au sens de l'art. 8a. L'al. 2 s'applique si une mesure de la courbe de charge est déjà installée.

Les installations de mesure visées à l'al. 1 comprennent aussi bien les compteurs mécaniques ou électroniques que les systèmes de mesure intelligents qui ne satisfont pas encore aux exigences de l'art. 8a. Le gestionnaire de réseau, dans un esprit d'exploitation efficace du réseau, remplacera d'abord les installations de mesure qui ne fonctionnent plus ou qui, arrivant en fin de vie, sont amorties. Il évitera ainsi autant que possible de perdre des valeurs résiduelles. Cependant, la longévité d'une installation de mesure actuelle ne peut pas être prolongée en échangeant des composantes essentielles.

Lorsque des sites reçoivent de nouveaux équipements (p. ex. construction, assainissement), il faut également y installer des systèmes de mesure intelligents. Pour autant que ce soit techniquement possible et que les exigences visées à l'art. 8a soient respectées, le gestionnaire de réseau est en outre tenu, dans un esprit d'efficacité, d'intégrer une mesure de la courbe de charge existante dans son système de mesure intelligent. Au demeurant, le gestionnaire de réseau ne peut pas librement choisir la technologie de mesure à utiliser. La disposition transitoire concerne dès lors toutes les installations de mesure, même celles qui sont déjà intelligentes mais qui ne satisfont pas encore à toutes les exigences visées à l'art. 8a. L'objectif est que, dans un délai de sept ans, toute installation de mesure respecte les exigences prévues à l'art. 8a.

L'al. 2 prévoit que les mesures de la courbe de charge avec transmission automatique des données, qui sont actuellement exploitées chez les consommateurs finaux ou les producteurs, puissent être utilisées jusqu'à la fin de leur durée de vie. En l'occurrence également, la longévité ne saurait être prolongée par l'échange de composantes essentielles. Les dispositions actuelles de l'art. 8, al. 5, selon lesquelles tous les consommateurs finaux qui font valoir leur droit d'accès au réseau ainsi que les producteurs dont la puissance raccordée est supérieure à 30 kVA doivent supporter les frais récurrents sont maintenues. Si de tels consommateurs finaux et producteurs devaient décider d'effectuer le changement avant l'expiration de leurs installations, aucune valeur résiduelle éventuelle ne leur serait remboursée.

Pendant le délai transitoire, les coûts d'exploitation des installations de mesure qui ne satisfont pas encore aux dispositions de l'art. 8a sont imputables dans les proportions actuelles (al. 3). Si, durant le délai transitoire, des installations de mesure du gestionnaire de réseau doivent être remplacées en



raison de l'introduction, alors qu'elles ne sont pas encore totalement amorties, les valeurs résiduelles sont imputables.

L'al. 4 règle un autre cas de dérogation à l'art. 17b, al. 3, LApEI, outre le cas d'exception visé à l'art. 8b, al. 2. Selon cette disposition, le gestionnaire de réseau peut continuer d'utiliser les systèmes de commande et de réglage intelligents utilisés jusqu'alors (en particulier les télécommandes centralisées) jusqu'à ce que le consommateur final ne l'interdise expressément. Lorsque le consommateur final a connaissance d'interventions du gestionnaire de réseau et qu'il les tolère (p. ex. temps de blocage sur l'ensemble de la zone de desserte), il lui incombe donc d'approcher activement celui-ci s'il souhaite modifier ses règles d'accès. En l'absence d'une telle démarche, les activités de commande et de réglage se dérouleront sans changement, c'est-à-dire selon les conditions qui prévalent actuellement (p. ex. sans indemnisation de l'accès).

L'al. 5 précise selon quel droit les demandes d'indemnisation pour les extensions de réseau visées à l'art. 22, al. 4, en suspens auprès de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) doivent être autorisées.

Section 5 Entrée en vigueur

Art. 32, al. 4

La nouvelle ordonnance sur l'énergie règle l'entrée en vigueur de la présente ordonnance et abroge l'ordonnance sur l'énergie actuellement en vigueur.