

## Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité OApEI

20.09.2018

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<b>Chapitre 1 Dispositions générales</b>			
<p><b>Art. 1 Objet et champ d'application</b></p> <p>1 La présente ordonnance règle la première phase de l'ouverture du marché de l'électricité, durant laquelle les consommateurs captifs n'ont pas accès au réseau au sens de l'art. 13, al. 1, LApEI.</p> <p>2 Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est soumis à la LApEI dans la mesure où celle-ci vise à créer les conditions d'un approvisionnement sûr en électricité. Sont applicables en particulier l'art. 4, al. 1, let. a et b, et les art. 8, 9 et 11 LApEI.</p> <p>3 Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est considéré comme un consommateur final au sens de l'art. 4, al. 1, let. b, LApEI et de la présente ordonnance. Un convertisseur de fréquence dans une centrale à 50 Hz n'est pas considéré comme un consommateur final pour la part de l'électricité que la centrale à 50 Hz:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. produit et injecte simultanément dans le réseau à 16,7 Hz dans une unité économique située sur le même site;</li> <li>b. soutire pour ses propres besoins et pour le fonctionnement des</li> </ul>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>pompes (art. 4, al. 1, let. b, 2e phrase, LApEI).</p> <p>3<sup>bis</sup> Les points d'injection et de soutirage du réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploités à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV reliés au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point d'injection ou de soutirage.</p> <p>4 La LApEI et la présente ordonnance s'appliquent également aux lignes électriques transfrontalières du réseau de transport exploitées en courant continu et aux installations annexes nécessaires.</p>			
<p><b>Art. 2 Définitions</b></p> <p>1 Au sens de la présente ordonnance, on entend par:</p> <p>a. <i>programme prévisionnel</i>: le profil (puissance moyenne par unité de temps) indiquant la fourniture ou l'acquisition convenue d'énergie électrique pour une certaine durée;</p> <p>c. <i>point d'injection ou de soutirage</i>: le point du réseau où un appareil de mesure saisit et mesure ou enregistre le flux d'énergie injecté ou soutiré (point de mesure);</p> <p>d. <i>gestion du bilan d'ajustement</i>: l'ensemble des mesures techniques, opérationnelles et comptables servant à assurer l'équilibre permanent des bilans en puissance et en énergie dans le système d'électricité; en font notamment partie la gestion des programmes prévisionnels, la gestion des mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre;</p> <p>f. <i>consommateur final avec approvisionnement de base</i>: consomma-</p>	<p><b>Art. 2, al. 2, let. d, et 3</b></p>	<p><b>Art. 2</b></p>	<p><b>Art. 2</b></p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>teur final captif ou qui renonce à l'accès au réseau (art. 6, al. 1, LApEI).</p> <p>2 Sont notamment des composants du réseau de transport:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. les lignes électriques, pylônes compris;</li> <li>b. les transformateurs de couplage, les postes de couplage, les appareils de mesure, de commande et de communication;</li> <li>c. les équipements utilisés conjointement avec d'autres niveaux de réseau, qui sont employés majoritairement avec le réseau de transport ou sans lesquels celui-ci ne peut être exploité de façon sûre et efficace;</li> <li>d. les départs avant le transformateur assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique.</li> </ul>	<p>2 Sont notamment des composants du réseau de transport:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>d. les départs avant le transformateur assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique, à l'exception des départs assurant la liaison avec une centrale nucléaire dans la mesure où ils sont importants pour la sécurité de l'exploitation de cette centrale.</li> </ul> <p>3 Quiconque soutire de l'électricité du réseau à des fins de stockage est réputé consommateur final dans cette activité dans la mesure où il n'utilise pas cette électricité pour faire fonctionner les pompes de centrales de pompage.</p>	<p>3 <i>Biffer</i></p>	<p>Cette disposition a de grandes répercussions sur l'utilisation des dispositifs de stockage. La réglementation proposée ici au niveau de l'ordonnance n'a aucun fondement dans la LApEI et entraînera de grosses incertitudes car sa légitimité n'est pas claire. C'est également ce qu'on peut conclure de l'intervention de la Conseillère fédérale Leuthard lors des délibérations sur la motion 16.3265 au Conseil national (BO 2016 N 1135). Aujourd'hui, le traitement des dispositifs de stockage est réglé de manière subsidiaire (manuel de l'AES sur les dispositifs de stockage d'électricité). Selon cette réglementation, les dispositifs de stockage purs, non combinés à une installation de consommateurs finaux, sont exemptés des coûts de réseau.</p>
<p><b>Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement</b></p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 3 Raccordement au réseau</b></p> <p>1 Les gestionnaires de réseau édictent des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné ainsi que le niveau de qualité minimum de la fourniture d'électricité correspondant à chaque niveau de réseau.</p> <p>2 Ils fixent aussi dans ces directives le dédommagement dû en cas de changement de raccordement.</p> <p>2<sup>bis</sup> Si un gestionnaire de réseau doit procéder à un changement de raccordement justifié par la consommation propre ou un regroupement pour la consommation propre, les coûts de capital qui en découlent pour les installations qui ne sont plus utilisées ou qui ne le sont plus que partiellement sont indemnisés proportionnellement par les consommateurs propres ou par les propriétaires fonciers du regroupement.</p> <p>3 En cas de conflit au sujet de l'attribution de consommateurs finaux, de producteurs d'électricité ou de gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné, ou au sujet du dédommagement dû en cas de changement de raccordement, la Commission de l'électricité (EiCom) tranche.</p>			
<p><b>Art. 4 Tarifs d'électricité et comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'énergie</b></p> <p>1 La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à</p>	<p><b>Art. 4 Fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base</b></p> <p>1 La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long</p>	<p><b>Art. 4</b></p>	<p><b>Art. 4</b></p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>long terme du gestionnaire du réseau de distribution.</p> <p>2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de justifier, pour ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la hausse ou la baisse des tarifs d'électricité. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse.</p> <p>3 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'EICom</p>	<p>terme du gestionnaire du réseau de distribution.</p> <p>2 Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité indigène issue d'énergies renouvelables à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI, il prend en compte, dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, les coûts de cette électricité comme suit:</p> <p>a. Il ne peut prendre en compte au maximum que les coûts de revient de l'électricité propres à chacune des différentes installations de production. Ce montant ne doit pas dépasser les coûts de revient d'une production efficace.</p> <p>b. Il déduit du montant visé à la let. a les mesures de soutien. Si l'électricité ne provient pas de ses installations de production, la déduction est effectuée conformément à l'art. 4a.</p> <p>3 Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité à ses</p>	<p>2 Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité indigène issue d'énergies renouvelables à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI, <u>il peut imputer prend en compte, dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, les coûts de cette électricité</u> comme suit:</p> <p>a. Il ne peut <u>imputer prendre en compte</u> au maximum que les coûts de revient de l'électricité <u>propres à chacune des différentes installations de production</u>. Ce montant ne doit pas dépasser les coûts de revient d'une production efficace.</p> <p><u>c. Si l'électricité provient d'installations pour lesquelles il est soumis aux obligations de reprise et de rétribution selon l'art. 15 LEnE, il peut, à titre dérogatoire, imputer la rétribution versée pour l'énergie et les garanties d'origine, dès lors que les sommes en question n'excèdent pas au total 80% des taux de rétribution déterminants pour les nouvelles installations conformément aux annexes 1.1–1.5 OEnER.</u></p> <p><u>d. Si l'électricité ne provient pas d'installations propres, les charges administratives liées à la reprise et à la rétribution de l'électricité de ces installations sont des coûts de revient imputables du gestionnaire de réseau.</u></p>	<p>Concernant l'al. 2: Dans la loi, il s'agit d'une possibilité («peut») pour le gestionnaire de réseau de distribution. Il faut conserver au niveau de l'ordonnance le fait qu'il s'agit d'une possibilité.</p> <p>Concernant l'al. 2, let. a: Le terme «coûts imputables»/«imputer» est une notion établie et permet la facturation ultérieure via les différences de couverture, ce qui n'est pas certain avec l'expression «prendre en compte». Dans le rapport explicatif, il faudrait en outre mentionner que les excédents et les déficits de couverture doivent être reportés aux périodes suivantes.</p> <p>Concernant l'al. 2, let. a et c: Une part croissante de l'électricité produite en Suisse à partir de sources d'énergies renouvelables provient de petites installations assujetties aux obligations de reprise et de rétribution de l'énergie, parmi lesquelles figurent typiquement des installations photovoltaïques sur des maisons individuelles. Pour ce type d'installations, l'analyse des coûts de revient exigée n'est pas viable. Pour les installations de petite taille, il faudrait non seulement connaître et justifier systématiquement les dépenses liées à la mise en place de l'installation, mais aussi réaliser des calculs des coûts calculatoires (p. ex. impôt sur le revenu), estimer le volume de production annuel en fonction du site et de l'orientation de l'installation et, enfin, en déduire les coûts par kWh en appliquant des méthodes de mathématiques financières. Cela serait totalement disproportionné par rapport au montant de la rétribution en question. L'Office fédéral de l'énergie lui-même n'utilise pas de coûts de revient précis pour chaque installation lorsqu'il calcule les taux de rétribution des installations RPC ou des installations dans le système de rétribution de l'injection; il se base en effet sur les coûts de revient d'installations de référence. Pour justifier cela, il a argumenté, dans son rapport «Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC» de mai 2016, au moyen des économies de charges et de coûts (p. 5): «On renonce ainsi délibérément à évaluer des installations individuelles et à déterminer des taux de rétribution de cas en cas. Ce choix permet d'une part d'éviter le contrôle coûteux du coût de</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>les hausses des tarifs d'électricité ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au plus tard le 31 août.</p>	<p>consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI, il utilise pour le marquage de l'électricité les garanties d'origine établies pour cette électricité.</p> <p>4 Les coûts de l'électricité provenant d'installations de production qui participent au système de rétribution de l'injection, qui obtiennent un financement des frais supplémentaires ou qui bénéficient de mesures de soutien cantonales ou communales comparables ne peuvent pas être pris en compte conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI.</p>		<p>revient de chaque installation, ce qui réduit le coût d'exécution par installation. D'autre part, le système des installations de référence implique que les installations individuelles peuvent présenter des coûts de revient supérieurs ou inférieurs à ceux de l'installation de référence.»</p> <p>En conséquence, l'AES propose que, pour l'électricité qui fait l'objet d'une obligation de reprise et de rétribution selon l'art. 15 LEnE, la rétribution versée par le gestionnaire de réseau soit imputable aux tarifs dans l'approvisionnement de base, au sens d'une règle de minimis. La rétribution au titre de l'énergie et des garanties d'origine est alors déterminante puisque le gestionnaire de réseau doit impérativement reprendre les garanties d'origine pour pouvoir les utiliser pour le marquage de l'électricité conformément à l'art. 4, al. 3. Afin que le surcoût à la charge du consommateur final bénéficiant de l'approvisionnement de base reste raisonnable, et pour garantir que le tarif soit aligné sur les coûts de revient d'une production efficace (art. 4, al. 1, OApEI), on fixe un plafond. Cette valeur maximale doit se baser sur les taux de rétribution applicables dans le système de rétribution de l'injection, à savoir, concrètement, ceux qui sont actuellement prévus pour les nouvelles installations dans les annexes de l'OEneR. (11,0 ct./kWh pour les installations photovoltaïques aujourd'hui).</p> <p>Afin de tenir compte de la prescription légale selon laquelle les éventuelles mesures de soutien doivent être déduites, il est proposé d'effectuer une déduction forfaitaire de 20% sur ces taux de rétribution. Cette valeur résulte du fait que les petites installations peuvent en général profiter de rétributions uniques à hauteur de 30% maximum des coûts d'investissement et que les coûts d'investissement représentent environ 60 à 70% des coûts de revient. Cette valeur est aussi appuyée par le rapport de l'OFEN de mai 2016 «Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC», dans lequel on part du principe que les (nouvelles) rétributions uniques couvrent environ 15 à 25% des coûts de l'installation (p. 14).</p> <p>Concernant l'al. 2, let. d: La reprise et la rétribution d'électricité produite en Suisse à partir d'énergies renouvelables engendre, au-près du gestionnaire de réseau, des coûts liés à la charge administrative. Selon la Communication de l'EICOM relative à la rétribution de reprise de l'électricité du 19 septembre 2016, ces coûts ne doivent pas être imputés aux producteurs. Ils doivent plutôt être inclus dans les tarifs de l'énergie en qualité de coûts administratifs et de gestion. Mais, étant donné que, pour le gestionnaire de réseau, la reprise et la rétribution de l'électricité is-</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
			<p>sue d'installations de production n'appartenant pas au gestionnaire de réseau équivalent à un acte d'acquisition, les coûts y relatifs ne représentent pas des coûts de gestion. Il ne serait donc pas conforme d'inclure ces coûts dans les coûts de gestion. En l'absence des deux possibilités citées d'imputer les coûts (à savoir l'imputation aux producteurs et l'intégration dans les coûts de gestion), l'unique alternative consiste à les faire valoir en tant que coûts de revient imputables du gestionnaire de réseau. Le nouvel art. 4, al. 2, let. d permet de créer de la sécurité juridique pour cette approche.</p>
	<p><b>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</b></p> <p>1 Si l'électricité fournie conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci tient compte, dans le calcul</p> <p>des coûts maximaux pouvant être pris en compte dans leurs tarifs, des éventuelles rétributions uniques et contributions d'investissement, comme suit:</p> <p>a. rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. si la rétribution unique a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit;</li> <li>2. dans les autres cas, une déduction est effectuée dès que le projet est inscrit sur la liste d'attente; cette déduction est déterminée sur la base des art. 7 et 38 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER).</li> </ol>	<p><b>Art. 4a</b></p> <p>1 Si l'électricité fournie conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci tient compte, dans le calcul des coûts <u>imputables</u> maximaux <del>pouvant être pris en compte dans leurs tarifs</del>, des éventuelles rétributions uniques et contributions d'investissement, comme suit:</p> <p>a. rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. si la rétribution unique a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit <u>des valeurs d'acquisition ou de production</u>;</li> </ol> <p>b. contribution d'investissement allouée pour les installations hydro-</p>	<p><b>Art. 4a</b></p> <p>Concernant l'al. 1: En ce qui concerne la notion de «coûts imputables», cf. remarque relative à l'article 4, al. 2, let. a.</p> <p>Concernant l'al. 1, let. a, ch. 1 ainsi que la let. b, ch. 1: Les coûts des installations de production se subdivisent en coûts d'exploitation et en coûts de capital. Les coûts de capital résultent de l'amortissement des valeurs d'acquisition ou de production des installations sur la durée d'utilisation prévue (coûts d'amortissement) et de la rémunération de la valeur-temps de l'installation (coûts des intérêts). La rétribution unique ou la contribution d'investissement vient réduire le montant net des valeurs d'acquisition ou de production. Il convient par conséquent de déduire la rétribution unique ou la contribution d'investissement des valeurs d'acquisition ou de production, ce qui diminue les coûts d'amortissement et des intérêts.</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	<p>b. contribution d'investissement allouée pour les installations hydro-électriques ou pour les installations de biomasse:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. si la contribution d'investissement a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit;</li> <li>2. dans les autres cas, une déduction correspondant au montant maximal fixé par voie de décision est effectuée à partir de l'octroi de la garantie de principe (art. 54, let. b, et art. 75, let. b, OEnR).</li> </ol> <p>2 Si une rétribution unique ou une contribution d'investissement est fixée ultérieurement et diffère du montant déduit conformément à l'al. 1, la déduction peut être adaptée en conséquence à partir de la date à laquelle le montant a été défini.</p> <p>3 D'autres mesures de soutien comparables, mesures cantonales ou communales y comprises, sont prises en compte par analogie.</p>	<p>électriques ou pour les installations de biomasse:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. si la contribution d'investissement a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit <u>des frais d'acquisition ou de production</u>;</li> </ol>	
	<p><b>Art. 4b Communication de la modification des tarifs de l'électricité</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de justifier, pour ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la hausse ou la baisse des tarifs de l'électricité. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse.</li> <li>2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'EiCom les hausses des tarifs d'électricité ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au plus tard le 31 août.</li> </ol>		



## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	<p><b>Art. 4c Obligation de fournir des preuves et obligation d'annoncer liées à la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI</b></p> <p>1 Sur demande de l'EICom, le gestionnaire du réseau de distribution apporte la preuve que, dans le cadre de la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI, il a pris en compte dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, pour chaque installation, au maximum les coûts visés à l'art. 4, al. 2, tant pour ses propres installations de production que pour les autres. S'il n'est pas en mesure de fournir cette preuve, les coûts ne peuvent pas être pris en compte conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI.</p> <p>2 Si l'électricité fournie ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci annonce chaque année à l'EICom, aux fins de contrôle de plausibilité, les quantités fournies et la moyenne du prix pris en compte dans son tarif pour chaque technologie de production. Concernant les grands aménagements hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW, il communique ces données pour chaque installation de production.</p>	<p><b>Art. 4c</b></p> <p>1 <u>Dans le cas d'un contrôle des tarifs</u> Sur demande de l'EICom, le gestionnaire du réseau de distribution apporte la preuve que, dans le cadre de la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI, il a <u>imputé pris en compte</u> dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, <u>pour chaque installation</u>, au maximum les coûts visés à l'art. 4, al. 2, <u>tant pour chacune de ses propres installations de production et que</u> pour les autres <u>par technologie de production</u>. S'il n'est pas en mesure de fournir cette preuve, les coûts <u>imputables ne peuvent pas être pris en compte</u> conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI <u>doivent être réduits</u>.</p> <p>2 Si l'électricité fournie ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci annonce chaque année <u>jusqu'à la fin août</u> à l'EICom, aux fins de contrôle de plausibilité, les quantités fournies et la <u>moyenne du prix pris en compte dans ses coûts imputables</u> <u>son tarif</u> pour chaque technologie de production. Concernant les grands aménagements ...</p>	<p><b>Art. 4c</b></p> <p>Concernant l'al. 1: Le rapport explicatif précise à ce sujet (page 10) que des preuves ne doivent être apportées qu'en cas de contrôle des tarifs de l'EICom. Dans un autre contexte ou pour une autre finalité, le fardeau de la preuve serait disproportionné. Il convient donc de préciser l'ordonnance en conséquence.</p> <p>Concernant l'al. 1: Concernant le renoncement à une délimitation par centrale: cf. remarque relative à l'art. 4, al. 2, let. c.</p> <p>Concernant l'al. 1: Même si la preuve des coûts ne peut être apportée que partiellement, voire pas du tout, les coûts existent bel et bien. Il serait donc déraisonnable de renoncer à l'imputabilité en soi. Il vaut nettement mieux réduire les coûts en conséquence. Exemple: la preuve du montant du taux d'intérêt calculatoire appliqué n'est pas disponible. Dans ce cas, les coûts des intérêts sont imputables, mais uniquement selon un taux d'intérêt calculatoire approprié.</p> <p>Concernant l'al. 2: Pour des raisons d'efficacité, l'annonce des quantités fournies et des coûts imputables moyens devrait être effectuée fin août, en même temps que la déclaration de coûts.</p> <p>Concernant les al. 1 et 2: En ce qui concerne la notion de «coûts imputables», cf. remarque relative à l'article 4, al. 2, let. a.</p>
<p><b>Art. 5 Mesures visant à assurer un réseau sûr, performant et efficace</b></p> <p>1 La société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés prennent les mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau.</p>		<p><b>Art. 5</b></p>	<p><b>Art. 5</b></p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>Pour ce faire, ils tiennent compte des dispositions contraignantes ainsi que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. des réglementations, des normes et des recommandations des organisations techniques reconnues, notamment de l'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E);</li> <li>b. des recommandations de l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire.</li> </ul> <p>2 La société nationale du réseau de transport règle de façon uniforme, dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés, les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités du délestage automatique et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée.</p> <p>3 Si un gestionnaire de réseau, un producteur ou un autre acteur concerné refuse de signer une convention au sens de l'al. 2, l'EICom en ordonne la conclusion par voie de décision.</p> <p>4 Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit ordonner ou prendre, de par la loi, toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEI). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire.</p> <p>5 Les obligations découlant des conventions visées aux al. 2 et 3 ainsi que l'imputation des frais au sens de</p>		<p>2 La société nationale du réseau de transport règle de façon uniforme, dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés, les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités de délestage automatique <u>et manuel</u> et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée.</p> <p>4 Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit ordonner ou prendre, de par la loi, toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEI). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire. <u>Les gestionnaires de réseau en aval ont l'obligation de suivre les instructions du gestionnaire de réseau en amont pour ce qui concerne le délestage automatique et manuel.</u></p>	<p>Suite à l'hiver 2016/2017, l'EICom a décidé que les conditions préalables à un délestage manuel devaient rapidement être créées dans la zone de réglage Suisse. L'AES a élaboré à ce sujet la recommandation de la branche «Délestage manuel». Une adaptation de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité est toutefois nécessaire pour que ce document puisse entrer en vigueur.</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>l'al. 4 sont exécutées par la voie de la procédure civile.</p> <p>6 L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) peut fixer des exigences techniques et administratives minimales concernant un réseau sûr, performant et efficace; il peut déclarer obligatoires des dispositions internationales techniques ou administratives et des normes ou des recommandations édictées par des organisations techniques reconnues.</p>			
	<p><b>Art. 5a Scénario-cadre</b></p> <p>Une fois approuvé, le scénario-cadre (art. 9a LApEI) est vérifié tous les quatre ans et, le cas échéant, actualisé.</p>	<p><b>Art. 5a</b></p> <p>Une fois approuvé, le scénario-cadre (art. 9a LApEI) est vérifié tous les quatre ans <u>en concertation avec les gestionnaires de réseau</u> et, le cas échéant, actualisé.</p>	<p><b>Art. 5a</b></p> <p>Conformément à l'art. 9a, al. 2, LApEI, le gestionnaire de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution doivent être impliqués dans l'établissement du scénario-cadre en temps utile et de façon globale. Le groupe de travail dédié à la coordination régionale, au sein duquel siègent des représentants des gestionnaires de réseau, de Swissgrid et des CFF, constituerait un instrument potentiel.</p>
	<p><b>Art. 5b Principes pour la planification du réseau</b></p> <p>1 Les principes pour la planification du réseau décrivent notamment les cas d'utilisation du réseau pertinents au niveau de l'exploitation pour l'évaluation des réseaux électriques, la méthodologie et les critères d'évaluation techniques.</p> <p>2 Les gestionnaires de réseau qui exploitent des installations d'une tension nominale supérieure à 36 kV publient leurs principes pour la planification du réseau.</p>	<p><b>Art. 5b</b></p> <p>2 Les gestionnaires de réseau qui exploitent des <u>lignes installations</u> d'une tension nominale supérieure à 36 kV <u>informent l'EICom des principes qu'ils appliquent</u> <del>publient leurs principes pour la planification du réseau.</del></p>	<p><b>Art. 5b</b></p> <p>Les gestionnaires de réseau qui exploitent des sous-stations ont des installations du niveau de réseau 3 dans les sous-stations, mais pas de lignes. Il doit être clair que ces principes ne doivent être observés que par les gestionnaires de réseau qui possèdent des réseaux (et pas uniquement des installations isolées) du niveau de réseau 3.</p> <p>Si la publication des principes de planification et des plans pluriannuels est obligatoire, il est nécessaire de les adapter à un public non spécialisé, ce qui implique un travail colossal et des documents très détaillés. Il serait plus judicieux de publier les principes de planification et les plans pluriannuels à l'intention de l'autorité compétente dans ce domaine, à savoir l'EICom.</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 6 Plans pluriannuels et information de l'EICom</b></p> <p>1 Les gestionnaires de réseau de distribution sont libérés des obligations ci-après pour les réseaux dont la tension est inférieure ou égale à 36 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. établissement des plans pluriannuels visés à l'art. 8, al. 2, LApEI;</li> <li>b. information de l'EICom conformément à l'art. 8, al. 3, LApEI.</li> </ul> <p>2 Tous les gestionnaires de réseau sont tenus de communiquer chaque année à l'EICom les chiffres usuels, sur le plan international, concernant la qualité de l'approvisionnement; ces chiffres comprennent notamment la durée moyenne des coupures de courant («Customer Average Interruption Duration Index» CAIDI), la durée moyenne de non-disponibilité du système («System Average Interruption Duration Index» SAIDI) et la fréquence moyenne des coupures de courant («System Average Interruption Frequency Index» SAIFI).</p>	<p><b>Art. 6, titre et al. 1</b></p> <p><b>Information de l'EICom</b></p> <p>1 Pour les réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 36 kV, les gestionnaires du réseau de distribution sont libérés de l'obligation d'informer l'EICom visée à l'art. 8, al. 3, LApEI.</p>		
	<p><b>Art. 6a Plans pluriannuels</b></p> <p>1 Dans les plans pluriannuels, les gestionnaires de réseau font état de tous leurs projets et présentent:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. la description du projet;</li> <li>b. la nature de l'investissement, notamment s'il s'agit d'une optimisation, d'une rénovation, d'une extension ou d'une construction;</li> <li>c. l'état d'avancement de la planification, de l'autorisation ou de la réalisation du projet;</li> </ul>	<p><b>Art. 6a</b></p> <p>1 Dans les plans pluriannuels, <u>la société nationale du réseau de transport fait les gestionnaires de réseau font état de tous ses leurs projets portant sur un volume supérieur à 1 000 000 de francs et présentent:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>b. la nature de l'investissement, notamment s'il s'agit d'une <u>optimisation du réseau, d'un renforcement ou d'une extension</u> <del>optimisation, d'une rénovation, d'une extension ou d'une construction;</del></li> </ul>	<p><b>Art. 6a</b></p> <p>Concernant l'al. 1: L'art. 9d LApEI ne règle que le plan pluriannuel qui doit être soumis à approbation. Il n'est donc pas applicable aux plans pluriannuels des gestionnaires de réseaux de distribution. Le contenu de ces plans est déjà défini de manière subsidiaire.</p> <p>Concernant l'al. 1: L'annonce des projets et d'adaptations de très petite envergure est source d'importantes charges administratives sans valeur ajoutée correspondante.</p> <p>Concernant l'al. 1: le libellé actuel «de tous leurs projets» impliquerait que l'ensemble des projets – y compris les travaux d'entretien et de rénovation, les déplacements de mâts, etc. – devraient être inclus dans la planification sur plusieurs années selon l'art. 9d LApEI. L'EICom aurait ainsi, sur le principe, besoin</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	<p>d. la date prévue pour la mise en service et les priorités fixées;  e. l'estimation des coûts du projet;  f. la nécessité du projet en prouvant son efficacité au point de vue technique et économique.</p> <p>2 Les gestionnaires de réseau établissent les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution à haute tension dans les neufs mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.</p>	<p>d. la date prévue pour la mise en service <del>et les priorités fixées;</del></p> <p>2 Les gestionnaires de réseau établissent les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution <u>d'une tension nominale supérieure à 36 kV à haute tension</u> dans les <del>dix-huit</del> <u>neuf</u> mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.</p>	<p>de confirmer tous les projets (art. 22, al. 2<sup>bis</sup> LApEI). Cela ne semble pas approprié et difficile à appliquer.</p> <p>Concernant l'al. 1, let. b: Il est judicieux de s'orienter sur le principe ORARE. Celui-ci doit en outre être formulé conformément à l'art. 9b, al. 2 LApEI («optimisation du réseau avant renforcement avant extension»).</p> <p>Concernant l'al. 1, let. d: Swissgrid n'a pas indiqué de priorisation des projets contenus dans le Réseau stratégique 2025. Pour qu'un projet soit admis dans le Réseau stratégique, il devait se révéler nécessaire (et donc prioritaire) dans tous les scénarios considérés.</p> <p>Concernant l'al. 2: Modification de la définition par analogie à l'art. 5b, al. 2.</p> <p>Concernant l'al. 2: Certains gestionnaires de réseau ont des réseaux supracantonaux et doivent ainsi coordonner les prescriptions des différents cantons. Dans cette optique ainsi que pour d'autres clarifications de grande ampleur, le délai de neuf mois est nettement trop court. Aucune planification de réseau fiable (basée sur le scénario-cadre) n'est possible en neuf mois de temps ou alors au prix d'une pénurie artificielle sur le marché des experts. Cela aurait pour effet d'accroître inutilement les coûts de réseau. Un délai de 18 mois reste court par rapport aux quatre ans prévus pour le scénario-cadre.</p>
	<p><b>Art. 6b Information du public par les cantons</b></p> <p>Dans la convention de prestations visée à l'art. 9e, al. 2, LApEI le canton ne peut être indemnisé que pour les tâches d'information assumées au-delà de son mandat de base et pour les tâches d'information qu'il effectue sur mandat de la Confédération.</p>		
<p><b>Chapitre 3 Utilisation du réseau</b>  <b>Section 1 Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information</b></p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 7 Comptes annuels et comptabilité analytique</b></p> <p>1 Les gestionnaires et les propriétaires de réseau de distribution et de réseau de transport peuvent fixer eux-mêmes les dates de l'exercice. Celui-ci peut correspondre en particulier à l'année civile ou à l'année hydrologique.</p> <p>2 Les gestionnaires et les propriétaires de réseau définissent une méthode uniforme de comptabilité analytique et édictent des directives transparentes à ce sujet.</p> <p>3 Cette comptabilité doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. les coûts de capital calculés des réseaux;</li> <li>b. les installations estimées sur la base des coûts de remplacement (selon l'art. 13, al. 4);</li> <li>c. les coûts d'exploitation des réseaux;</li> <li>d. les coûts des réseaux des niveaux supérieurs;</li> <li>e. les coûts des services-système;</li> <li>f. les coûts des systèmes de mesure et d'information;</li> <li><sup>f</sup>bis. les coûts des systèmes de mesure intelligents;</li> <li>g. les coûts administratifs;</li> <li>h. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'énergie électrique provenant d'installations visées aux art. 15 et 19 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne);</li> <li>i. les coûts des raccordements au réseau et des contributions aux coûts de réseau;</li> <li>j. les autres coûts facturés individuellement;</li> </ul>	<p><b>Art. 7, al. 3, let. n et o</b></p> <p>3 Cette comptabilité doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier:</p>		

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>k. les taxes et les prestations fournies à des collectivités publiques;</p> <p>l. les impôts directs, et</p> <p>m. les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses.</p> <p>4 Chaque gestionnaire et chaque propriétaire de réseau doit faire connaître les règles selon lesquelles les investissements sont portés à l'actif.</p> <p>5 Il doit imputer les coûts directs directement au réseau et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.</p> <p>6 Les propriétaires de réseau fournissent aux gestionnaires de réseau les indications nécessaires pour établir la comptabilité analytique.</p> <p>7 Les gestionnaires de réseau présentent leur comptabilité analytique à l'EiCom au plus tard le 31 août.</p>	<p>n. les coûts des mesures novatrices, et</p> <p>o. les coûts de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation.</p>		
<p><b>Art. 8 Système de mesure et processus d'information</b></p> <p>1 Les gestionnaires de réseau répondent du système de mesure et des processus d'information.</p> <p>2 Ils fixent à cette fin des directives transparentes et non discriminatoires, régissant en particulier les obligations des acteurs concernés ainsi que le déroulement chronologique et la forme des données à communiquer. Ces directives doivent prévoir la possibilité, pour les tiers,</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>de participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information.</p> <p>3 Les gestionnaires de réseau mettent à la disposition des acteurs concernés, dans les délais convenus et de façon uniforme et non discriminatoire, les mesures et les informations nécessaires:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. à l'exploitation du réseau;</li> <li>b. à la gestion du bilan d'ajustement;</li> <li>c. à la fourniture d'énergie;</li> <li>d. à l'imputation des coûts;</li> <li>e. au calcul de la rémunération de l'utilisation du réseau;</li> <li>f. aux processus de facturation découlant de la LEn et de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEn);</li> <li>g. à la commercialisation directe, et</li> <li>h. à l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents.</li> </ul> <p>3<sup>bis</sup> Ils ne doivent pas facturer les prestations visées à l'al. 3 aux acquéreurs en sus de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau. Si les prestations visées à l'al. 3 sont fournies par des tiers, ils sont tenus d'indemniser ces derniers de manière équitable.</p> <p>4 Sur demande et contre un dédommagement couvrant les frais, les gestionnaires de réseau fournissent des données et informations supplémentaires aux responsables de groupes-bilan ainsi qu'aux autres acteurs concernés, avec l'accord des consommateurs finaux ou des producteurs concernés. Tous les chiffres relevés au cours des cinq années précédentes doivent être livrés.</p>			



## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 8a Systèmes de mesure intelligents</b></p> <p>1 Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux et les producteurs. Ces systèmes comportent les éléments suivants:</p> <p>a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final ou le producteur, qui:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. enregistre l'énergie active et l'énergie réactive,</li> <li>2. calcule les courbes de charge avec une période de mesure de quinze minutes et les enregistre pendant au moins 60 jours,</li> <li>3. dispose d'interfaces, dont une est réservée à la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permet au minimum au consommateur final ou au producteur de lire les valeurs de mesure lors de leur saisie et de consulter les courbes de charge visées au ch. 2, et 4. enregistre et consigne les interruptions de l'approvisionnement en électricité;</li> </ol> <p>b. un système de communication numérique garantissant la transmission automatique des données entre le compteur électrique et le système de traitement des données, et</p>	<p><b>Art. 8a, al. 1, partie introductive, let. a, phrase introductive et ch. 3, et al. 2, let. c</b></p> <p>1 Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux, les producteurs et les agents de stockage. Ces systèmes comportent les éléments suivants:</p> <p>a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final, le producteur ou l'agent de stockage, qui:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>3. dispose d'interfaces, en particulier une pour la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permettant au minimum à l'acteur concerné de lire les valeurs de mesure lors de leur saisie et de consulter les courbes de charge visées au ch. 2, et</li> </ol>	<p><b>Art. 8a</b></p> <p>1 Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux, <u>ainsi que chez</u> les producteurs et les agents de stockage <u>directement raccordés au réseau d'une puissance maximale de 1 kV</u>. Ces systèmes ...</p> <p>a. ...</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>3. dispose d'interfaces, en particulier une pour la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permettant au minimum à <u>l'utilisateur du réseau l'acteur concerné</u> de lire les valeurs de mesure lors de leur saisie <u>via l'interface client</u> et de consulter les courbes de charge <u>via le système de saisie des gestionnaires de réseau de distribution ou la plateforme Internet visées au ch. 2, et</u></li> </ol>	<p><b>Art. 8a</b></p> <p>Concernant l'al. 1: Afin d'améliorer l'efficacité des coûts et de créer des interfaces claires, le gestionnaire de réseau de distribution ne devrait être obligé d'installer aucun dispositif de mesure en aval de la mesure de transfert. Les installations photovoltaïques ou les agents de stockage situés en aval du compteur principal, par exemple, ne doivent pas faire l'objet de mesures de la part du gestionnaire de réseau. Le terme de «producteur» renvoie probablement à des installations de relativement petite taille (photovoltaïques, p. ex.). La formulation implique cependant que chaque producteur (donc également s'il s'agit d'une centrale à accumulation d'une puissance de 500 MW) devrait utiliser un système de mesure intelligent. Pour des raisons techniques, les raccordements à des niveaux de réseau supérieurs ainsi que les passerelles ne peuvent pas être équipés de smart meters. Les producteurs et les consommateurs finaux se situant à des niveaux de réseau plus élevés sont généralement dotés de systèmes de commande et de contrôle propres et n'ont pas besoin du smart meter du gestionnaire de réseau de distribution.</p> <p>Concernant l'al. 1, let. a, ch. 3: Le terme «acteur concerné» est un nouveau concept, qui manque de clarté et n'a pas été défini. La notion d'«utilisateur de réseau» est déjà utilisée dans les documents de la branche. Elle englobe tous les gestionnaires de réseau de distribution, les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage raccordés au réseau.</p> <p>Concernant l'al. 1, let. a, ch. 3: Il n'est pas faisable aujourd'hui d'afficher simultanément sur une même interface les courbes de charge des derniers jours et les données en temps réel: il s'agit d'une requête très complexe sur le plan technique. Pour éviter une augmentation inutile des coûts, mieux vaut renoncer à cette production de données simultanée.</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>c. un système de traitement des données qui permet de consulter les données.</p> <p>2 Les éléments d'un système de mesure intelligent de ce type interagissent de façon à pouvoir:</p> <p>a. identifier et gérer divers types de compteurs électriques à des fins d'interopérabilité;</p> <p>b. mettre à jour l'élément du logiciel des compteurs électriques visés à l'al. 1, let. a, qui n'a pas de répercussions sur les caractéristiques métrologiques;</p> <p>c. présenter aux consommateurs finaux et aux producteurs de manière compréhensible leurs données de mesure, notamment les valeurs de courbe de charge;</p> <p>d. intégrer d'autres instruments de mesure numériques et d'autres systèmes de commande et de réglage intelligents du gestionnaire de réseau, et e. détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques.</p> <p>3 Dans les constructions et les ouvrages soumis à la loi fédérale du 23 juin 1950 concernant la protection des ouvrages militaires, il n'est pas obligatoire d'utiliser des systèmes de mesure intelligents. L'EiCom peut en outre accorder des exemptions temporaires ou permanentes de l'obligation d'utiliser un système de mesure intelligent ou un des éléments de celui-ci si cette utilisation impliquerait des coûts disproportionnés.</p> <p>4 Les compteurs électriques électroniques visés à l'al. 1, let. a, relèvent de l'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure<sup>23</sup> et des dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police, pour autant qu'ils</p>	<p>2 Les éléments d'un système de mesure intelligent de ce type interagissent de façon à pouvoir:</p> <p>c. présenter de manière compréhensible à l'acteur concerné ses données de mesure, notamment les valeurs de courbe de charge;</p>	<p>2 ...</p> <p>c. présenter de manière compréhensible à l'utilisateur du réseau l'acteur concerné ses données de mesure, notamment les valeurs de courbe de charge;</p> <p>3 Dans les constructions et les ouvrages soumis à la loi fédérale du 23 juin 1950 concernant la protection des ouvrages militaires, il n'est pas obligatoire d'utiliser des systèmes de mesure intelligents.</p> <p><u>3<sup>bis</sup> Pour certains compteurs ou groupes d'installations, l'EiCom</u> L'EiCom peut en outre accorder des exemptions ...</p>	<p>Concernant l'al. 2, let. c: Cf. remarque relative à l'art. 8a, al. 1, let. a, ch. 3.</p> <p>Concernant l'al. 3/3<sup>bis</sup>: L'EiCom devrait également se voir attribuer la compétence d'accorder des exemptions pour les groupes de compteurs (p. ex. pour toutes les installations de production d'une puissance inférieure ou égale à 2 kVA) si la mise en place de systèmes de mesure intelligents entraîne dans ce cas des coûts excessifs.</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
entrent dans leur champ d'application.			
<p><b>Art. 8b Vérification de la sécurité des données</b></p> <p>1 Seuls peuvent être utilisés des systèmes de mesure intelligents dont les éléments ont été soumis à une vérification réussie destinée à garantir la sécurité des données.</p> <p>2 Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'OFEN, les gestionnaires de réseau et les fabricants établissent pour cette vérification des directives définissant les éléments à vérifier, les exigences auxquelles ces derniers doivent répondre et les modalités de la vérification.</p> <p>3 La vérification est effectuée par l'Institut fédéral de métrologie. Ce dernier peut confier cette tâche en tout ou partie à des tiers.</p>			
<p><b>Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau</b></p> <p>1 Si un consommateur final ou un producteur consent à ce qu'un système de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau soit utilisé, il convient avec le gestionnaire de réseau notamment des éléments suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. l'installation du système;</li> <li>b. les modalités d'utilisation du système;</li> <li>c. les modalités de rétribution de l'utilisation du système.</li> </ul> <p>2 La rétribution visée à l'al. 1, let. c, doit se fonder sur des critères objectifs et ne pas être discriminatoire.</p> <p>3 Le gestionnaire de réseau publie toutes les informations détermi-</p>	<p><b>Art. 8c, al. 1, phrase introductive, al. 5 et 6</b></p> <p>1 Si un consommateur final, un producteur ou un exploitant de stockage consent à ce qu'un système de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau soit utilisé, il convient avec le gestionnaire de réseau notamment des éléments suivants: ...</p>	<p><b>Art. 8c</b></p>	<p><b>Art. 8c</b></p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>nantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage, notamment les taux de rétribution.</p> <p>4 Il accorde aux tiers un accès non discriminatoire aux systèmes de commande et de réglage intelligents dont les coûts de capital et d'exploitation sont imputés à titre de coûts de réseau, pour autant que cet accès ne mette pas en péril la sécurité de l'exploitation du réseau.</p> <p>5 Il peut installer un système de commande et de réglage intelligent chez un consommateur final ou un producteur sans leur consentement en vue d'éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau.</p> <p>6 En cas de mise en péril, il peut également utiliser ce système sans le consentement du consommateur final ou du producteur. Une telle utilisation est prioritaire par rapport à la commande par des tiers. Le gestionnaire de réseau informe les consommateurs finaux et les producteurs concernés, au moins une fois par année et sur demande, des utilisations visées au présent alinéa qui ont été effectuées.</p>	<p>5 Il peut installer un système de commande et de réglage intelligent sans le consentement de l'acteur concerné en vue d'éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau.</p> <p>6 En cas de mise en péril, il peut également utiliser ce système sans le consentement de l'acteur concerné. Une telle utilisation est prioritaire par rapport à la commande par des tiers. Le gestionnaire de réseau informe les acteurs concernés, au moins une fois par année et sur demande, des utilisations visées au présent alinéa qui ont été effectuées.</p>	<p>4 <i>Biffer</i></p>	<p>L'AES a déjà rejeté, dans le cadre de sa prise de position au sujet des ordonnances relatives à la Stratégie énergétique 2050, cette disposition essentielle ayant des répercussions massives sur la cybersécurité. Dans la LApEI, il n'existe aucune base pour cette atteinte aux droits de propriété des gestionnaires des réseaux de distribution et à la sécurité de l'infrastructure critique. Du point de vue de la sécurité de l'information, tout accès d'un tiers à des systèmes informatiques sensibles constitue un risque inacceptable. L'al. 4 est par conséquent disproportionné. Cet alinéa contrevient en outre à la recommandation de la branche «Protection de base pour les technologies opérationnelles (OT) dans l'approvisionnement en électricité», basée sur la «norme minimale visant à renforcer la résilience des TIC» de l'OFAE. C'est pour ces mêmes raisons qu'aucune réglementation similaire provenant de pays étrangers n'est connue. L'al. 4 doit donc être biffé sans remplacement.</p>
<p><b>Art. 8d Traitement des données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents</b></p> <p>1 Les gestionnaires de réseau sont habilités à traiter les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage sans le consentement des personnes concernées, aux fins suivantes:</p> <p>a. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme pseudonymisée, y compris</p>		<p><b>Art. 8d</b></p>	<p><b>Art. 8d</b></p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus: pour la mesure, la commande et le réglage, pour l'utilisation de systèmes tarifaires ainsi que pour une exploitation sûre, performante et efficace du réseau, pour l'établissement du bilan du réseau et pour la planification du réseau;</p> <p>b. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus: pour le décompte de l'électricité livrée, de la rémunération versée pour l'utilisation du réseau et de la rétribution pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage.</p> <p>2 Ils sont habilités à transmettre les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure sans le consentement des personnes concernées, aux personnes suivantes:</p> <p>a. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme pseudonymisée ou agrégée appropriée: aux acteurs visés à l'art. 8, al. 3;</p> <p>b. informations relatives au décodage des pseudonymes: aux fournisseurs d'énergie des consommateurs finaux concernés.</p> <p>3 Les données personnelles et les profils de la personnalité sont détruits au bout de douze mois s'ils ne sont pas déterminants pour le décompte ou anonymisés.</p> <p>4 Le gestionnaire de réseau relève les données relatives aux systèmes de mesure intelligents une fois par jour au plus, sauf si l'exploitation du réseau nécessite une consultation plus fréquente.</p>		<p>3 Les données personnelles et les profils de la personnalité sont détruits au bout de <del>deux mois</del> <u>cinq ans</u> s'ils ne sont pas déterminants pour le décompte ou anonymisés.</p>	<p>Différentes tâches du gestionnaire de réseau nécessitent de pouvoir conserver les données plus longtemps. Ainsi, il ne lui est possible de proposer une comparaison de la consommation d'énergie pour un consommateur final intéressé que s'il est autorisé de sauvegarder ces données. Pour concevoir la planification des réseaux de manière encore plus efficace, les injections et les soutirages pour chaque point de raccordement devraient aussi pouvoir être conservés plus longtemps que douze mois.</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>5 Il garantit la sécurité des données des systèmes de mesure, de commande et de réglage. A cet égard, il tient notamment compte des art. 8 à 10 de l'ordonnance du 14 juin 1993 relative à la loi fédérale sur la protection des données ainsi que des normes et recommandations internationales édictées par les organisations spécialisées reconnues.</p>			
<p><b>Art. 9 Facturation</b> A la demande du consommateur final, le gestionnaire de réseau remet la facture d'utilisation du réseau au fournisseur d'énergie. Le consommateur final reste débiteur de la rémunération.</p>			
<p><b>Art. 10 Publication des informations</b> Les gestionnaires de réseau publient les informations visées à l'art. 12, al. 1, LApEI et la totalité des taxes et prestations fournies aux collectivités publiques, au plus tard le 31 août, notamment par le biais d'un site Internet unique, accessible librement.</p>			
<p><b>Section 2 Accès au réseau et rémunération de l'utilisation du réseau</b></p>			
<p><b>Art. 11 Accès au réseau pour les consommateurs finaux</b> 1 La consommation annuelle des douze mois précédant le dernier relevé effectué est déterminante pour fixer le droit d'accès au réseau des consommateurs finaux. La consommation annuelle est la somme de l'énergie électrique qu'un consommateur final soutire ou produit lui-même par site de consommation et par année. Le site de consommation est le lieu d'activité d'un consommateur final qui constitue une unité économique</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>et géographique et qui présente sa propre consommation annuelle effective, indépendamment du nombre de ses points d'injection et de soutirage.</p> <p>2 Les consommateurs finaux qui ont une consommation annuelle d'au moins 100 MWh et qui ne soutirent pas d'électricité sur la base d'un contrat écrit de fourniture individuel peuvent indiquer jusqu'au 31 octobre au gestionnaire du réseau de distribution de leur zone de desserte qu'ils entendent faire usage de leur droit d'accès au réseau à partir du 1er janvier de l'année suivante. Pour le gestionnaire du réseau de distribution, l'obligation de fourniture au sens de l'art. 6 LApEI devient alors définitivement caduque.</p> <p>3 Si un consommateur final ayant une consommation annuelle estimée à au moins 100 MWh doit être nouvellement raccordé au réseau de distribution, il indique au gestionnaire du réseau deux mois avant la mise en service de son raccordement s'il entend faire usage de son droit d'accès au réseau.</p> <p>4 Les consommateurs finaux reliés à un réseau de distribution fine de peu d'étendue au sens de l'art. 4, al. 1, let. a, LApEI, disposent eux aussi du droit d'accès au réseau si leur consommation annuelle est d'au moins 100 MWh. Les parties concernées conviennent des modalités d'utilisation de ces lignes électriques.</p>			
<p><b>Art. 12 Coûts d'exploitation imputables</b></p> <p>1 Sont considérées comme des coûts d'exploitation imputables, outre les coûts définis à l'art. 15, al. 2, LApEI,</p>	<p><b>Art. 12, al. 1</b></p> <p>1 <i>Abrogé</i></p>	<p><b>Art. 12</b></p> <p>1 <i>selon le droit en vigueur, mais:</i> Sont considérées comme des coûts d'exploitation imputables <u>en vertu de</u>,</p>	<p><b>Art. 12</b></p> <p>Concernant l'al. 1: Pour construire et exploiter leurs réseaux, les gestionnaires de réseau ont besoin de différentes servitudes et de différents droits. Dans l'art. 12, al 1, l'autorité réglementaire a</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>les indemnités accordées à des tiers pour des servitudes.</p> <p>2 Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires sur la manière de déterminer les coûts d'exploitation.</p>		<p><del>outre les coûts définis à l'art. 15, al. 2, let. c, LApEI, les indemnités accordées versées chaque année à des tiers pour des servitudes et des droits.</del></p> <p><u>3 L'ensemble des coûts d'un gestionnaire de réseau en lien avec un délestage automatique ou manuel sont imputables. Sur demande du gestionnaire de réseau concerné, l'EiCom peut affecter la part de ces coûts correspondant à un délestage effectué à un autre niveau de réseau.</u></p>	<p>déjà consigné, au moment de l'entrée en vigueur de l'OApEI, le principe selon lequel les coûts résultant de l'indemnité accordée à des tiers sont imputables. L'autorité réglementaire a alors utilisé le terme «coûts d'exploitation» parce qu'elle s'est pour ainsi dire laissée guider par l'image d'une location. Effectivement, les servitudes sont, comme les locations, des indemnités liées au temps. En pratique, toutefois, il existe une différence importante au niveau du paiement effectif. Alors qu'un loyer n'indemnise généralement qu'un ou plusieurs mois, un paiement de servitudes indemnise souvent plusieurs années, voire plusieurs décennies à l'avance. Cela s'explique purement et simplement par la charge de travail évitée, qu'un paiement annuel par exemple entraînerait pour un si grand nombre de servitudes. En conformité avec l'ensemble des normes comptables, de tels paiements anticipés sont activés et amortis sur la durée de la servitude. En fin de compte, les paiements ne déploient pas leur utilité dans l'exercice où le paiement a lieu.</p> <p>Il convient de clarifier la situation afin que cette pratique continue d'être appliquée. En fin de compte, ni le Conseil fédéral (dans son message / rapport explicatif) ni le Parlement (lors des délibérations) n'ont manifesté une volonté de changer de pratique à travers la nouvelle réglementation au niveau de la loi.</p> <p>L'AES tient à ce que le Conseil fédéral consigne dans son rapport explicatif les droits auxquels fait référence l'art. 15, al. 2, let. c, OApEI. Du point de vue de la branche, il ne peut en particulier pas s'agir de droits de construction ni de droits d'utilisation des biens, qui ont un caractère de droit de propriété.</p> <p>Concernant l'al. 3: Cf. remarque relative à l'art. 5, al. 2 et 4.</p>
<p><b>Art. 13 Coûts de capital imputables</b></p> <p>1 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant les durées d'utilisation uniformes et appropriées des différentes installations et de leurs composants.</p> <p>2 Les amortissements comptables annuels calculés résultent des coûts d'acquisition ou de fabrication des installations existantes avec un amortissement linéaire sur une période d'utilisation donnée, jusqu'à la</p>		<p><b>Art. 13</b></p>	<p><b>Art. 13</b></p>



## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>valeur zéro. Seuls sont considérés comme coûts d'acquisition ou de fabrication les coûts de construction des installations concernées.</p> <p>3 Le calcul des intérêts annuels des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux obéit aux règles qui suivent.</p> <p>a. Peuvent compter comme valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux, au maximum:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. les valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations existantes résultant des amortissements au sens de l'al. 2 à la fin de l'exercice; et</li> <li>2. le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation.</li> </ol> <p>b. Le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital investi (Weighted Average Cost of Capital, WACC).</p> <p>3<sup>bis</sup> Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) fixe le WACC chaque année conformément aux dispositions de l'annexe 1.</p> <p>4 Si, exceptionnellement, il n'est plus possible de déterminer les coûts d'acquisition ou de fabrication des installations, il faut les calculer comme suit: les coûts de remplacement sont déterminés de manière transparente sur la base d'indices des prix officiels et appropriés, rétroactivement à la date d'acquisition ou de fabrication. Les coûts déjà facturés d'exploitation ou de capital des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation doivent être déduits. Dans tous les cas, seule entre en considération la valeur d'une installation comparable. 20 % de la valeur ainsi calculée doivent être déduits.</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
		<p>5 <u>Les indemnités versées une seule fois à des tiers pour des servitudes et des droits sont considérées comme des coûts de capital imputables, en plus de celles régies par l'art. 15, al. 3, LApEI.</u></p>	Cf. remarque relative à l'article 12, al. 1.
<p><b>Art. 13a Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage</b></p> <p>Sont considérés comme imputables:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans la présente ordonnance;</li> <li>b. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage visés à l'art. 8c, y compris la rétribution versée au consommateur final et au producteur.</li> </ul>	<p><b>Art. 13a, let. b</b></p> <p>Sont considérés comme imputables:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>b. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage utilisés au sens de l'art. 8c, y compris la rétribution versée (art. 8c, al. 1, let. c).</li> </ul>		
	<p><b>Art. 13b Coûts imputables des mesures novatrices pour des réseaux intelligents</b></p> <p>1 Sont considérés comme mesures novatrices pour des réseaux intelligents le fait d'utiliser ou de favoriser l'utilisation de méthodes et de produits novateurs issus de la recherche et du développement en vue de renforcer la sécurité, la performance et l'efficacité du réseau.</p> <p>2 Les coûts de telles mesures sont imputables comme suit, à concurrence d'un montant total de 500 000 francs par an au maximum:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. en tant que coûts de capital à hauteur de 0,5% au maximum des coûts de capital imputables du gestionnaire de réseau pour l'année concernée, et</li> <li>b. en tant que coûts d'exploitation à hauteur de 0,5% au maximum des coûts d'exploitation imputables du</li> </ul>	<p><b>Art. 13b</b></p> <p>1 Sont considérés comme mesures novatrices pour des réseaux intelligents le fait d'utiliser ou de favoriser l'utilisation de méthodes et de produits novateurs issus de la recherche et du développement en vue de renforcer la sécurité, la performance et l'efficacité <u>futurs</u> du réseau.</p> <p>2 Les coûts de telles mesures sont imputables <u>jusqu'à 1% des coûts de capital et d'exploitation annuels, comme suit, à concurrence d'un montant total de 500 000 francs par an au maximum:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><del>a. en tant que coûts de capital à hauteur de 0,5% au maximum des coûts de capital imputables du gestionnaire de réseau pour l'année concernée, et</del></li> <li><del>b. en tant que coûts d'exploitation à hauteur de 0,5% au maximum des coûts d'exploitation imputables du</del></li> </ul>	<p><b>Art. 13b</b></p> <p>Concernant l'al. 1: Cet article se réfère à l'exception formulée à l'art. 15, al. 1, LApEI. Les coûts liés à des mesures novatrices répondant aux critères d'un «réseau sûr, performant et efficace» sont imputables indépendamment de cette réglementation spéciale. Il convient de préciser qu'il est ici question de l'amélioration de la sécurité, de la performance et de l'efficacité du réseau <i> futures</i>. Les mesures liées à l'utilisation de méthodes et de produits novateurs en vue de renforcer la sécurité, la performance et l'efficacité <i>actuelles</i> du réseau sont quant à elles intégralement imputables.</p> <p>Concernant l'al. 2: Le projet d'ordonnance prévoit un double plafonnement des coûts. Cela prive les grands gestionnaires de réseau de la possibilité de mener des activités d'innovation adéquates pour les réseaux intelligents. Il faut donc renoncer au plafond annuel de 500 000 francs par gestionnaire de réseau. La disposition de l'ordonnance doit limiter les coûts des mesures relatives aux réseaux intelligents à un niveau acceptable. Dans ce contexte, il n'est pas pertinent d'attribuer les coûts correspondants aux coûts d'exploitation ou de capital. La distinction n'a tout simplement pas lieu d'être. Autrement, le risque est de se</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	<p>gestionnaire de réseau pour l'année concernée.</p> <p>3 Les gestionnaires de réseau répertorient leurs mesures novatrices conformément aux exigences minimales fixées par l'EICOM et publient cette documentation de manière centralisée. Ils décrivent notamment le projet, la méthode utilisée, les utilisations prévues et concrétisées ainsi que les frais.</p>	<p><del>gestionnaire de réseau pour l'année concernée.</del></p>	<p>retrouver face à une situation grotesque, dans laquelle les projets plus onéreux seraient imputables, mais pas les projets plus économiques, simplement parce que les premiers affichent un ratio des coûts de capital et d'exploitation différent.</p>
	<p><b>Art. 13c Coûts imputables des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation</b></p> <p>1 Est considéré comme mesure de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation le traitement par le gestionnaire de réseau des données des consommateurs finaux de sa zone de desserte visant à permettre à ces derniers de comparer leur consommation d'électricité individuelle journalière, hebdomadaire ou mensuelle à celle de consommateurs présentant les mêmes caractéristiques de consommation.</p> <p>2 Les coûts de ce type de mesure sont considérés comme coûts d'exploitation imputables du gestionnaire de réseau pour l'année concernée à hauteur de 0,5% au maximum, mais ne peuvent excéder la somme de 250 000 francs par année.</p>	<p><b>Art. 13c Coûts imputables des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation <u>et de l'optimisation de la charge</u></b></p> <p>1 Est <u>notamment</u> considéré comme mesure de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation <u>et de l'optimisation de la charge</u> le traitement par le gestionnaire de réseau des données des consommateurs finaux de sa zone de desserte visant à permettre à ces derniers de comparer leur consommation d'électricité individuelle <u>sur différentes périodes journalière, hebdomadaire ou mensuelle</u> à celle de consommateurs présentant les mêmes caractéristiques de consommation.</p> <p>2 Les coûts de ce type de mesure sont considérés comme coûts d'exploitation imputables du gestionnaire de réseau pour l'année concernée à hauteur de 0,5% au maximum, <del>mais ne peuvent excéder la somme de</del> <u>250 000 francs par année.</u></p>	<p><b>Art. 13c</b></p> <p>Les mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation sont nombreuses. Il n'est pas approprié de les restreindre au traitement de données de mesure. Il serait en outre plus judicieux de ne pas limiter la réglementation à la réduction de la consommation, mais de permettre aussi des mesures visant à modifier le comportement des clients en vue d'une utilisation optimale des réseaux. Cela est nécessaire pour une mise en œuvre efficace et réussie de la Stratégie énergétique 2050. Toutes les données à disposition en matière par exemple de production et d'agents de stockage doivent pour cela pouvoir être visualisées. Un double plafonnement des coûts empêche les gros gestionnaires de réseau de mettre en œuvre des mesures judicieuses.</p>
	<p><b>Art. 13d Coûts imputables des mesures d'information et de l'information du public</b></p> <p>1 Sont considérés comme coûts imputables des mesures d'information les coûts occasionnés au gestionnaire de</p>	<p><b>Art. 13d Coûts imputables des mesures d'information et <u>émoluments de l'information du public</u></b></p> <p>1 Sont considérés comme coûts imputables des mesures d'information <u>conformément à l'art. 15, al. 3<sup>bis</sup>,</u></p>	<p><b>Art. 13d</b></p> <p>Concernant l'al. 1: Il convient de préciser qu'il existe, outre les mesures d'informations spécifiques à un projet conformément à l'art. 15, al. 3<sup>bis</sup>, let. b, LApEI, des mesures d'information géné-</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	<p>réseau par la mise à disposition d'informations écrites ou orales concernant un projet, notamment son ampleur, sa nécessité et son calendrier ainsi que son impact probable sur l'environnement, le territoire et les personnes concernées, si ces dernières en ont besoin pour se faire une opinion ou pour participer à la procédure (art. 15, al. 3<sup>bis</sup>, let. b, LApEI).</p> <p>2 Sont considérés comme coûts imputables de l'information du public les émoluments perçus auprès des gestionnaires de réseau par l'OFEN pour les tâches cantonales d'information du public visées à l'art. 6b.</p> <p>3 Les coûts imputables en application de cet article sont réputés coûts d'exploitation imputables.</p>	<p><u>let. b, LApEI</u> les coûts occasionnés au gestionnaire de réseau par la mise à disposition <u>et la diffusion</u> d'informations <u>de toute nature écrites ou orales</u> concernant un projet, notamment son ampleur, sa nécessité et son calendrier ainsi que son impact probable sur l'environnement, le territoire <del>et</del>, les personnes concernées <u>et les autres parties intéressées</u>, si ces dernières en ont besoin pour se faire une opinion ou pour participer à la procédure (art. 15, al. 3<sup>bis</sup>, let. b, LApEI).</p> <p>2 Sont considérés comme coûts imputables <del>de l'information du public</del> les émoluments perçus auprès des gestionnaires de réseau par l'OFEN pour les tâches cantonales d'information du public visées à l'art. 6b.</p> <p>3 <i>Biffer</i></p>	<p>rable, qui doivent rester imputables aux mêmes conditions qu'avant. Swissgrid propose par exemple sur son site Internet des informations d'ordre général sur le fonctionnement des réseaux d'électricité.</p> <p>Non seulement la mise à disposition d'informations doit être imputable, mais aussi leur diffusion. Toutes les formes d'information doivent être possibles: écrite ou orale, mais aussi visuelle (graphiques, images, vidéos, etc.).</p> <p>Il faut permettre à d'autres parties intéressées que les acteurs directement concernés par le projet d'accéder à l'information, notamment aux responsables politiques et aux journalistes jouant le rôle de multiplicateurs.</p> <p>Concernant le titre et l'al. 2: Les coûts relatifs au travail de sensibilisation englobent ceux du gestionnaire de réseau. Les émoluments perçus par l'OFEN ne rentrent pas dans cette catégorie et ne doivent pas être saisis en tant que tels.</p> <p>Concernant l'al. 3: Il faut déterminer au cas par cas selon les règles en usage s'il s'agit de coûts d'exploitation ou de capital.</p>
<p><b>Art. 14 Utilisation transfrontalière du réseau</b></p> <p>1 Pour le calcul des coûts liés aux fournitures transfrontalières au sens de l'art. 16 LApEI, les réglementations internationales sont réservées.</p> <p>2 Les recettes provenant de l'utilisation transfrontalière du réseau de transport dans le cadre de la compensation entre gestionnaires européens de réseaux de transport («Inter-Transmission System Operator-Compensation», ITC) doivent être affectées intégralement à la couverture des coûts imputables du réseau de transport, après déduction de la taxe de surveillance visée à l'art. 28 LApEI.</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>3 Lors du calcul des recettes visées à l'al. 2, seuls peuvent être déduits les manques à gagner qui ne sont pas imputables à une cause déterminée ou qui résultent d'une exception portant sur l'accès au réseau pour les capacités mises en service au niveau du réseau de transport transfrontalier (art. 17, al. 6, LApEI). Les autres manques à gagner sont facturés à ceux qui les ont occasionnés, conformément à l'art. 15, al. 1, let. c.</p>			
<p><b>Art. 15 Imputation des coûts du réseau de transport</b></p> <p>1 La société nationale du réseau de transport facture individuellement:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, les coûts de compensation des pertes et de fourniture d'énergie réactive qu'ils ont occasionnés;</li> <li>b. aux groupes-bilan, les coûts de l'énergie d'ajustement (y compris les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire) et de la gestion du programme prévisionnel qu'ils ont occasionnés;</li> <li>c. à ceux qui ont occasionné des manques à gagner dans l'utilisation transfrontalière du réseau, le montant correspondant. Le DETEC peut prévoir des règles dérogatoires pour l'octroi des exceptions visées à l'art. 17, al. 6, LApEI.</li> </ul> <p>2 Elle facture aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, en proportion de l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux:</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>a. les coûts de gestion des systèmes, de gestion des mesures, de capacité de démarrage autonome et de fonctionnement en îlotage des équipements producteurs, de maintien de la tension, de réglage primaire, ainsi que les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire qui ne peuvent être imputés à un groupe-bilan. Leur montant maximum est fixé chaque année par l'EICom;</p> <p>b. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEnE;</p> <p>3 Elle facture aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau de transport le solde des coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques; ces éléments sont facturés de manière non discriminatoire et à un tarif uniforme dans la zone de réglage Suisse:</p> <p>a. à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport et par tous les consommateurs finaux raccordés aux réseaux des niveaux inférieurs;</p> <p>b. à hauteur de 60 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau de niveau inférieur demande au réseau de transport;</p> <p>c. à hauteur de 10 % selon un tarif de base fixe pour chaque point de soutirage du réseau de transport.</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 16 Imputation des coûts du réseau de distribution</b></p> <p>1 Les coûts imputables qui ne sont pas facturés individuellement, les taxes et les prestations fournies aux collectivités publiques ainsi que la participation à un réseau de niveau supérieur sont imputés aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau concerné, de la façon suivante:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport et par tous les consommateurs finaux raccordés aux réseaux des niveaux inférieurs;</li> <li>b. à hauteur de 70 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que le consommateur final raccordé directement et les réseaux des niveaux inférieurs demandent au réseau de niveau supérieur.</li> </ul> <p>2 La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser, pour chaque niveau de réseau, les coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques de ce niveau de réseau.</p> <p>3 Si un réseau de distribution subit des surcoûts disproportionnés du fait du raccordement ou de l'exploitation d'équipements producteurs, ces surcoûts ne doivent pas être assimilés aux coûts du réseau, mais supportés dans une mesure raisonnable par les producteurs.</p>			
<p><b>Art. 17 Imputation des coûts entre réseaux et détermination de la puissance maximale</b></p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes et non discriminatoires qui régissent l'imputation des coûts entre les réseaux de même niveau directement reliés entre eux et la détermination uniforme de la moyenne annuelle de puissance maximale mensuelle effective.</p>			
<p><b>Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau</b></p> <p>1 Il appartient aux gestionnaires de réseau de fixer les tarifs d'utilisation du réseau.</p> <p>2 Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients. Les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA ne peuvent former qu'un seul groupe de clients.</p> <p>3 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle des installations raccordées à un niveau de tension inférieur à 1 kV est inférieure ou égale à 50 MWh, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 70 % en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive.</p> <p>4 Le gestionnaire de réseau peut proposer en sus d'autres tarifs d'utilisation du réseau aux consommateurs finaux visés à l'al. 2. En cas de recours à une mesure de la puissance, il peut proposer en sus aux consommateurs finaux visés aux al. 2 et 3 d'autres tarifs d'utilisation du réseau pouvant comprendre une taxe de consommation inférieure.</p>		<p><b>Art. 18</b></p> <p>2 Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients. <del>Les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont les installations ont une puissance de raccordement inférieure ou égale à 30 kVA ne peuvent former qu'un seul groupe de clients.</del></p> <p>3 Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle des installations raccordées à un niveau de tension inférieur à 1 kV est inférieure ou égale à 50 MWh, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins <u>50</u> <del>70</del> % en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive.</p>	<p><b>Art. 18</b></p> <p>Chez la plupart des gestionnaires de réseau, seule la puissance de raccordement des bâtiments est connue, et non celle des consommateurs finaux. Il n'est donc pas possible de constituer de groupes de clients avec une certaine puissance de raccordement maximale.</p> <p>Selon l'art. 14, al. 2, let. e LApEI, la tarification doit tenir compte des objectifs d'une infrastructure de réseau efficace et d'une utilisation d'électricité efficace. Jusqu'à présent, cette nouveauté n'a pas été mise en œuvre dans l'OAPEI. Avec le nombre croissant de consommateurs finaux soutirant de fortes puissances mais consommant peu (p. ex. infrastructure de charge pour l'électromobilité), une tarification de la puissance soutirée s'impose de plus en plus afin de garantir une utilisation efficace et afin de respecter le principe de causalité exigé par la LApEI pour les tarifs d'utilisation du réseau. La garantie de l'exploitation sûre du réseau peut aussi être optimisée par des incitations à réduire la puissance de pointe soutirée. C'est pourquoi une baisse de la part du tarif de travail est indiquée.</p>



Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 19 Efficacité comparée, vérification des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité</b></p> <p>1 En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité, l'EICom compare les niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau. Elle collabore pour cela avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences structurelles sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise et de la qualité de l'approvisionnement. Dans la comparaison des coûts imputables, elle prend également en considération le degré d'amortissement. Son appréciation intègre des valeurs de référence internationales.</p> <p>2 Elle ordonne la compensation, par réduction tarifaire, des gains injustifiés dus à des tarifs d'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés.</p>			
<p><b>Section 3 Congestions dans les fournitures transfrontalières, exceptions portant sur l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables</b></p>			
<p><b>Art. 20 Mise en œuvre de la réglementation des priorités pour les fournitures transfrontalières</b></p> <p>La société nationale du réseau de transport présente un rapport à l'EICom sur la mise en œuvre de la réglementation des priorités prévue à l'art. 17, al. 2, LApEI et lui fait une proposition conforme à l'art. 17, al. 5, LApEI pour l'affectation des recettes.</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 21 Exceptions portant sur l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables</b></p> <p>1 Sur proposition de la société nationale du réseau de transport, le DE-TEC élabore des règles transparentes et non discriminatoires pour l'octroi d'exceptions au sens de l'art. 17, al. 6, LApEI.</p> <p>2 L'EICom statue par décision sur l'octroi d'exceptions.</p>			
<p><b>Chapitre 4 Services-système et groupes-bilan</b></p>			
<p><b>Art. 22 Services-système</b></p> <p>1 Lorsqu'elle ne les fournit pas elle-même, la société nationale du réseau de transport se procure les services-système au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente.</p> <p>2 Elle fixe les prix des services-système de façon à en couvrir les coûts. Si leur vente génère un bénéfice ou un déficit, le montant en sera pris en compte dans le calcul des coûts au sens de l'art. 15, al. 2, let. a.</p> <p>3 Les renforcements de réseau qui sont nécessaires pour les injections d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEn font partie des services-système de la société nationale du réseau de transport.</p> <p>4 Les indemnités pour les renforcements de réseau visés à l'al. 3 sont soumises à l'approbation de l'EICom.</p> <p>5 La société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire de réseau pour les renforcements visés à l'al. 3 en se fondant sur l'approbation de l'EICom.</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>6 Elle fait rapport annuellement à l'El-Com sur les services-système effectivement fournis et sur l'imputation de leurs coûts.</p>			
<p><b>Art. 23 Groupes-bilan</b></p> <p>1 Tous les points d'injection et de soutirage attribués à un groupe-bilan doivent se trouver dans la zone de réglage Suisse. Tout point d'injection ou de soutirage doit être attribué à un seul groupe-bilan.</p> <p>2 La société nationale du réseau de transport fixe dans des directives les exigences minimales applicables aux groupes-bilan, selon des critères transparents et non discriminatoires. Elle le fait en tenant compte des besoins des petits groupes-bilan.</p> <p>3 Elle passe un contrat avec chaque groupe-bilan.</p> <p>4 Chaque groupe-bilan doit désigner un participant (responsable de groupe-bilan) qui le représente vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport et vis-à-vis des tiers.</p>			
<p><b>Art. 24 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables</b></p> <p>1 L'OFEN désigne le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables après consultation de la société nationale du réseau de transport.</p> <p>2 Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables édicte des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection d'électricité au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER).</p>	<p><b>Art. 24, al. 2, 1re phrase</b></p> <p>2 Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables édicte des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection d'électricité au prix de de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEnER. ...</p>		

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>Ces directives sont soumises à l'approbation de l'OFEN.</p> <p>3 Il établit des programmes prévisionnels et les communique à la société nationale du réseau de transport.</p> <p>4 Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables demande à l'OFEN que les coûts inévitables de l'énergie d'ajustement de son groupe-bilan et ses coûts d'exécution soient pris en charge par le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau.</p>			
<p><b>Art. 25 Attribution des points d'injection</b></p> <p>1 Les points d'injection dont la puissance de raccordement ne dépasse pas 30 kVA, où le courant est repris au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEneR et qui ne sont pas équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données ou d'un système de mesure intelligent, ainsi que les points d'injection où le courant est repris au sens de l'art. 73, al. 4, LEne, sont attribués, à hauteur de l'électricité reprise, au groupe-bilan qui alimente les consommateurs finaux de l'aire de réseau correspondante.</p> <p>2 Les points d'injection où le courant est repris au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEneR, et qui sont équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données ou d'un système de mesure intelligent relèvent, à hauteur de l'électricité reprise, du groupe-bilan pour les énergies renouvelables.</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 26 Energie de réglage et d'ajustement</b></p> <p>1 Pour les besoins d'énergie de réglage, la société nationale du réseau de transport donne la préférence à l'électricité issue d'énergies renouvelables.</p> <p>2 Lorsque la technique le permet, l'énergie de réglage peut être acquise en-dehors des frontières nationales.</p> <p>3 Si un producteur dont l'installation injecte de l'électricité selon l'art. 15 LEné ou au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEnéR, vend tout ou partie de l'électricité livrée physiquement à la société nationale du réseau de transport en tant qu'énergie de réglage, il n'obtient pour cette électricité aucune rétribution selon l'art. 15 LEné ni le prix de marché de référence visé à l'art. 25, al. 1, let. b, OEnéR.</p>			
<p><b>Chapitre 4a Informations relatives au marché de gros de l'électricité</b></p>			
<p><b>Art. 26a Devoir d'information</b></p> <p>1 Quiconque a son siège ou son domicile en Suisse, participe à un marché de gros de l'électricité dans l'UE et est tenu, en vertu du règlement (UE) no 1227/2011, de fournir des informations aux autorités de l'UE ou des Etats membres, doit communiquer, simultanément et sous la même forme, les mêmes informations à l'EICom.</p> <p>2 Doivent notamment être fournies à l'EICom les indications concernant:</p> <p>a. les transactions de produits de gros;</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>b. la capacité, la disponibilité, l'indisponibilité et l'utilisation des installations pour la production et le transport d'électricité.</p> <p>3 Doivent en outre être fournies à l'EICom les informations privilégiées qui ont été publiées sur la base du règlement (UE) no 1227/2011. L'EICom peut fixer le moment auquel ces données doivent lui être fournies.</p> <p>4 La raison sociale ou le nom, la forme juridique ainsi que le siège ou le domicile doivent également être communiqués à l'EICom. Il est possible de communiquer, en lieu et place de ces indications, les données requises dans l'UE pour l'enregistrement en vertu du règlement (UE) no 1227/2011.</p> <p>5 L'EICom peut autoriser des exceptions au devoir d'information, notamment lorsqu'on peut considérer que les données en question sont d'une importance marginale pour les marchés de l'électricité.</p> <p>6 Sont considérés comme produits de gros, indépendamment du fait qu'ils soient négociés à la bourse ou d'une autre manière:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. les contrats concernant le transport et la fourniture d'électricité n'impliquant pas directement son utilisation par des consommateurs finaux;</li> <li>b. les produits dérivés concernant la production, le commerce, la livraison et le transport d'électricité.</li> </ul>			
<p><b>Art. 26b Traitement par l'EICom</b></p> <p>1 L'EICom peut traiter les données qu'elle a reçues des personnes soumises au devoir d'information.</p> <p>2 Elle détermine quand elles sont fournies pour la première fois.</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 26c Système d'information</b></p> <p>1 L'EICom exploite pour les données un système d'information structuré selon l'art. 26a, al. 2, let. a et b, al. 3 et 4.</p> <p>2 Elle assure la sécurité d'exploitation du système et garantit, par des moyens techniques et organisationnels, la protection des données contre tout accès non autorisé.</p> <p>3 Elle conserve les données aussi longtemps qu'elle en a besoin, mais pendant dix ans au maximum à compter de la date où elles ont été fournies. Elle les propose ensuite aux Archives fédérales. Les données que les Archives fédérales considèrent comme dépourvues de valeur archivistique sont effacées.</p>			
<p><b>Chapitre 5 Dispositions finales</b></p> <p><b>Section 1 Exécution</b></p>			
<p><b>Art. 27</b></p> <p>1 L'OFEN exécute l'ordonnance dans la mesure où l'exécution ne relève pas d'une autre autorité.</p> <p>2 Il édicte les prescriptions techniques et administratives nécessaires.</p> <p>3 Il fait rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers, mais au plus tard quatre ans après l'entrée en vigueur de l'ordonnance, sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la LApEI et dans l'ordonnance.</p> <p>4 Avant d'édicter des directives au sens des art. 3, al. 1 et 2, 7, al. 2, 8, al. 2, 8b, 12, al. 2, 13, al. 1, 17 et 23, al. 2, les gestionnaires de réseau consultent en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. Ils publient les direc-</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>tives sur un site internet unique librement accessible. S'ils ne peuvent pas s'entendre en temps utile sur les directives à adopter ou si celles-ci ne sont pas appropriées, l'OFEN peut fixer des dispositions d'exécution dans les domaines concernés.</p> <p>5 L'art. 67 LEnE est applicable par analogie au recours à des organisations privées.</p>			
<p><b>Section 2 Modification du droit actuel</b></p>			
<p><b>Art. 28</b></p> <p>La modification du droit en vigueur est réglée en annexe.</p>			
<p><b>Section 3 Dispositions transitoires</b></p>			
<p><b>Art. 30 Adaptation des contrats existants</b></p> <p>1 Les dispositions qui figurent dans les contrats en vigueur et qui contreviennent aux prescriptions sur l'accès au réseau ou sur la rémunération de son utilisation ne sont pas valables.</p> <p>2 Si l'invalidité des dispositions contractuelles qui ne sont plus conformes au droit entraîne des désavantages disproportionnés pour l'une des parties au contrat, cette partie peut exiger une compensation, monétaire ou autre.</p>			
<p><b>Art. 31 Recettes provenant des procédures d'attribution répondant aux règles du marché</b></p> <p>L'utilisation des recettes provenant de procédures d'attribution axées sur les règles du marché au sens de l'art. 32 LApEI est soumise à l'autorisation de</p>			



## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>l'EICom. La proposition visée à l'art. 20, al. 1, doit faire état des autres coûts à assumer sur le réseau de transport et expliquer dans quelle mesure ils ne sont pas couverts par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau.</p>			
<p><b>Section 4 Dispositions transitoires relatives à la modification 12 décembre 2008</b></p>			
<p><b>Art. 31a Taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation et facteur de correction</b></p> <p>1 Pour la période 2009 à 2013, le taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des installations mises en service avant le 1er janvier 2004 est inférieur d'un point au taux d'intérêt défini à l'art. 13, al. 3, let. b. Le taux d'intérêt visé à l'art 13, al. 3, let. b, s'applique aux investissements effectués dans de telles installations après le 31 décembre 2003.</p> <p>2 Les exploitants des installations visées à l'al. 1 qui n'ont pas été réévaluées ou qui ont été amorties sur une durée d'utilisation, uniforme et appropriée fixée en vertu de l'art. 13, al. 1, ou qui ont été amorties de façon linéaire sur une période plus longue peuvent demander à l'EICom que le taux d'intérêt sans la réduction prévue à l'al. 1 leur soit appliqué.</p> <p>3 Si la rémunération de l'utilisation du réseau pour l'année 2009 est inférieure à la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau en 2008, l'EICom peut autoriser l'application à l'année 2009 de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau en 2008.</p>			

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p><b>Art. 31c Application des nouveaux tarifs, publication et remboursement</b></p> <p>1 Pour le premier trimestre 2009, les gestionnaires de réseau facturent des tarifs prévisionnels sur la base des art. 13, 31a et 31b.</p> <p>2 Ils publient ces tarifs conformément à l'art. 10 au plus tard le 1er avril 2009. 3 Ils remboursent le plus vite possible, mais au plus tard avec le décompte définitif émis après le 1er juillet 2009, la différence entre les prix effectifs et les tarifs facturés jusqu'à fin mars 2009.</p>			
<p><b>Art. 31d Application du droit dans le temps</b></p> <p>1 Les art. 13, al. 4, 15, al. 2, let. a, et 31a à 31c s'appliquent aux procédures pendantes devant des autorités ou des instances judiciaires à la date où ils entrent en vigueur.</p> <p>2 Les décisions qui ont été prises par des autorités, et contre lesquelles aucun recours n'a été interjeté, peuvent être adaptées sur demande ou d'office aux art. 13, al. 4, 15, al. 2, let. a, et 31a à 31c si l'intérêt public à l'applicabilité de la présente disposition prime l'intérêt privé au maintien de la décision.</p>			
<p><b>Section 4a Disposition transitoire relative à la modification du 1er novembre 2017</b></p>			
<p><b>Art. 31e Introduction de systèmes de mesure intelligents</b></p> <p>1 Les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80 % d'entre elles, aux exigences visées aux art. 8a et 8b dans les dix ans qui suivent l'entrée en vi-</p>		<p><b>Art. 31e</b></p> <p>1 <u>Au plus tard deux ans après la possibilité de certification de systèmes de mesure intelligents, les gestionnaires de réseau n'installent plus que ces systèmes chez les utilisateurs raccor-</u></p>	<p><b>Art. 31e</b></p> <p>Concernant les al. 1 et 2: Un déploiement efficace en termes de coûts n'est possible qu'en respectant un cycle «naturel» (à l'occasion de remplacements et de nouvelles constructions, et sur demande de l'utilisateur raccordé au réseau). Chercher à raccourcir le délai ne ferait qu'accroître sensiblement les coûts de</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>gueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017. Les 20 % d'installations restantes peuvent être utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré.</p> <p>2 Pendant le délai transitoire visé à l'al. 1, le gestionnaire de réseau détermine la date à laquelle il souhaite équiper les consommateurs finaux ou les producteurs d'un système de mesure intelligent visé aux art. 8a et 8b. Doivent dans tous les cas être équipés d'un système de mesure de ce type les acteurs suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau;</li> <li>b. les producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production au réseau électrique.</li> </ul> <p>3 Il peut comptabiliser dans les 80 % visés à l'al. 1, et jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti, les systèmes de mesure qui comportent des moyens de mesure électroniques avec mesure de la</p>		<p><del>dés au réseau avec une puissance inférieure ou égale à 1 kV. Les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80% d'entre elles, aux exigences visées aux art. 8a et 8b dans les dix ans qui suivent l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017. Les 20 % d'installations restantes peuvent être utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré.</del></p> <p><i>Subsidiairement:</i></p> <p>1 Les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80% d'entre elles, aux exigences visées aux art. 8a et 8b dans les dix ans qui suivent <u>la possibilité d'acquisition de systèmes de mesure intelligents conformes l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017</u>. Les 20% d'installations restantes peuvent ...</p> <p>2 <i>Biffer</i></p> <p>3 <i>Biffer</i></p> <p><i>Subsidiairement:</i></p> <p>3 ...</p> <p><del>a. avant la date à laquelle des systèmes de mesure intelligents ont</del></p>	<p>déploiement et d'amortissement des systèmes de mesure non amortis et installés.</p> <p>Sur la base des connaissances actuelles, confirmées par l'El-Com, il ne faut pas s'attendre à ce que la certification puisse être réalisée en 2018. Le déploiement ne pourra donc pas commencer en 2019. De nombreux gestionnaires de réseau sont tenus d'opérer sur les marchés publics, or une acquisition ne peut raisonnablement débuter que si plusieurs fournisseurs sont en mesure de proposer des produits. Le délai de dix ans prévu pour le déploiement ne devrait donc commencer à courir que deux ans après la mise à disposition d'appareils et systèmes.</p> <p>Concernant l'al. 2: Si les gestionnaires de réseau n'installeront plus que des systèmes de mesure intelligents chez les consommateurs finaux disposant d'une tension de raccordement inférieure ou égale à 1 kV (cf. remarque relative à l'al. 1), l'al. 2 sera caduc.</p> <p>Concernant les al. 3 et 4: Il n'existe pas de raison valable justifiant de limiter cette exception aux consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau et aux producteurs. Certains gestionnaires de réseau ont lancé le déploiement avant même le 1<sup>er</sup> novembre 2017 et possèdent des stocks de smart meters. Ils devraient avoir la possibilité d'installer ces systèmes</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>courbe de charge de l'énergie active, un système de communication avec transmission automatique des données et un système de traitement des données mais qui ne répondent pas encore aux art. 8a et 8b, si ces systèmes ont été installés:</p> <p>a. avant l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017, ou</p> <p>b. après l'entrée en vigueur de la présente modification mais avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019, chez des consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau ou chez des producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production.</p> <p>4 Les coûts des installations de mesure qui ne répondent pas aux art. 8a et 8b mais qui peuvent être utilisés conformément aux al. 1 et 3 demeurent imputables. La prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017 est régie par l'art. 8, al. 5, de l'ancien droit.</p> <p>5 Les amortissements exceptionnels nécessaires dus au démontage</p>		<p><del>été soumis avec succès au contrôle de la sécurité des données prévu à l'art. 8d et peuvent être acquis par les gestionnaires de réseau. L'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017, ou</del></p> <p><del>b. après l'entrée en vigueur de la présente modification mais avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019, chez des consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau ou chez des producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production..</del></p> <p>4 Les coûts des installations de mesure qui ne répondent pas aux art. 8a et 8b <del>et qui sont utilisées avant l'expiration du délai selon l'alinéa 1 mais qui peuvent être utilisés conformément aux al. 1 et 3 demeurent imputables. La prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017 est régie par l'art. 8, al. 5, de l'ancien droit.</del></p> <p><i>Subsidiairement:</i></p> <p>4 Les coûts des installations de mesure qui ne répondent pas aux art. 8a et 8b mais qui peuvent être utilisés conformément aux al. 1 et 3 demeurent imputables. <del>La prise en charge des coûts des mesures de la courbe de charge effectuées avant l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017 est régie par l'art. 8, al. 5, de l'ancien droit.</del></p>	<p>de mesure intelligents d'ici l'échéance du délai transitoire et de les exploiter jusqu'à la fin de leur durée de vie technique.</p> <p>Concernant l'al. 4: Tous les coûts de mesure sont imputables et devraient être intégrés à l'utilisation du réseau. L'alinéa 4 est superflu, il n'apporte que confusion et inégalité de traitement entre des bénéficiaires du raccordement au réseau par ailleurs égaux.</p>

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
<p>d'installations de mesure du gestionnaire de réseau non encore entièrement amorties sont également considérés comme des coûts imputables.</p>			
<p><b>Art. 31f Utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau</b>            Un gestionnaire de réseau qui a installé et utilisé des systèmes de commande et de réglage intelligents chez des consommateurs finaux avant l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017 peut les utiliser comme précédemment tant que le consommateur final ne l'interdit pas expressément. Le consommateur final ne peut interdire l'utilisation visée à l'art. 8c, al. 6.</p>		<p><b>Art. 31f</b>            Un gestionnaire de réseau qui a installé et utilisé des systèmes de commande et de réglage intelligents <del>chez des consommateurs finaux</del> avant l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017 peut les utiliser comme précédemment tant que le consommateur final, <u>le producteur ou l'exploitant d'agents de stockage</u> ne l'interdit pas expressément. Le consommateur final, <u>le producteur ou l'exploitant d'agents de stockage</u> ne peut interdire l'utilisation visée à l'art. 8c, al. 6.</p>	<p><b>Art. 31f</b>            Cette règle devrait s'appliquer à tous les utilisateurs raccordés au réseau.</p>
<p><b>Art. 31g Tarifs d'utilisation du réseau</b>            Les tarifs d'utilisation du réseau 2018 sont régis par l'ancien droit.</p>			
<p><b>Art. 31h Reprise et rétribution d'électricité produite par des installations qui injectent au prix de référence</b>            Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables, les autres groupes-bilan et les gestionnaires de réseau doivent reprendre et rétribuer conformément à l'ancien droit et jusqu'au 31 décembre 2018 l'électricité provenant d'installations qui injectent au prix de marché de référence visé aux art. 14, al. 1, ou 105, al. 1, OEnER.</p>			
	<p><b>Titre précédant l'art. 31i</b>  <b>Section 4b Disposition transitoire relative à la modification du ...</b></p>		

## Ordonnances Stratégie Réseaux électriques: OApEI

Droit en vigueur	Projet du 8.6.2018	Proposition	Remarque
	<p><b>Art. 31i</b></p> <p>1 La société nationale du réseau de transport transfère les départs assurant la liaison avec une centrale nucléaire qui sont en sa possession au moment de l'entrée en vigueur de la modification du... mais ne comptent pas au nombre des composants du réseau de transport au sens de l'art. 2, al. 2, let. d, dans les deux ans au propriétaire de la centrale, moyennant indemnité pleine et entière. L'art. 33, al. 5 et 6, LApEI s'applique par analogie à la procédure de transfert.</p> <p>2 En cas d'arrêt définitif du fonctionnement de puissance d'une centrale nucléaire pendant le délai transitoire visé à l'al. 1, le départ assurant la liaison avec cette centrale ne doit plus être transféré.</p> <p>3 Les dispositions de l'art. 31e sur l'introduction de systèmes de mesure intelligents sont applicables par analogie à l'utilisation de systèmes de mesure chez des agents de stockage.</p> <p>4 Les gestionnaires du réseau de distribution peuvent se prévaloir du droit de fournir de l'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base selon les conditions prévues à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI la première fois pour l'année tarifaire 2019 et la dernière fois pour l'année tarifaire 2022.</p>	<p><b>Art. 31i</b></p> <p>4 Les gestionnaires du réseau de distribution peuvent se prévaloir du droit de <u>fixer les coûts imputables liés à la fourniture d'électricité</u> <del>fournir de l'électricité</del> aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base selon les conditions prévues à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI la première fois pour l'année tarifaire 2019 et la dernière fois pour l'année tarifaire 2022.</p>	<p><b>Art. 31i</b></p> <p>Cf. remarque relative à l'article 4, al. 2, let. a.</p>
	<p><b>II</b></p> <p>1 La présente ordonnance entre en vigueur le ..., sous réserve de l'al. 2.</p> <p>2 Les art. 6, al. 1 et 6a ... entrent en vigueur le ...(+2 ans).</p> <p>3 Les modifications apportées aux art. 4 à 4c et 24, al. 2, 1re phrase, ont effet jusqu'au 31 décembre 2022; dès le jour suivant, elles sont caduques.</p>		