

## Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité OApEI

28.5.2024

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<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 pompes (art. 4, al. 1, let. b, 2e phrase, LApEI).</li> </ul> <p>3<sup>bis</sup> Les points d'injection et de soutirage du 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 reliés</p>	<p><b>Art. 1, al. 2 à 3<sup>bis</sup></b></p> <p>2 Le réseau de courant de traction (art. 14a, al. 2, LApEI) 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 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 produit et injecte simultanément dans le réseau à 16,7 Hz dans une unité économique située sur le même site.</p> <p>3<sup>bis</sup> Les points d'injection et de soutirage du réseau de courant de traction reliés au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point d'injection ou de soutirage.</p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>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>Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement</b></p>	<p><i>Titres précédant l'art. 3</i></p> <p><b>Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement</b></p> <p><b>Section 1 Raccordement au réseau</b></p>		
<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. 3, titre</b></p> <p><i>Abrogé</i></p>		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p><i>Titre précédant l'art. 4</i>  <b>Section 2 Approvisionnement de base</b></p>		
<p><b>Art. 4 Fourniture d'électricité 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 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 ne peut prendre en compte, dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, au maximum que les coûts de revient propres à chacune des différentes installations de production. Ce faisant, les coûts de revient d'une production efficace ne doivent pas être dépassés et les mesures de soutien éventuelles doivent être déduites. Si l'électricité ne provient pas de ses propres installations de production, la déduction est effectuée conformément à l'art. 4a.</p> <p>3 Si le gestionnaire du réseau de distribution acquiert l'électricité qu'il fournit selon l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI auprès d'installations de production d'une puissance maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh, il prend en compte, en dérogation à la méthode reposant sur les coûts de revient (al. 2), les frais d'acquisition, y compris les coûts destinés aux garanties d'origine, et ce jusqu'à concurrence du taux de rétribution déterminant, fixé aux annexes 1.1 à 1.5 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production</p>	<p><b>Art. 4 Tarifs de l'approvisionnement de base</b></p> <p>1 Le gestionnaire du réseau de distribution fixe les tarifs de l'approvisionnement de base par année civile (année tarifaire).</p> <p>2 Les montants des tarifs de l'approvisionnement de base (art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. d, LApEI) se fondent sur les coûts énergétiques imputables. Leur calcul repose sur les principes suivants:</p> <p>a. les coûts de revient moyens sont calculés sur l'ensemble de la production d'électricité issue des propres installations et des prélèvements reposant sur des participations, que l'électricité produite soit vendue ou non dans l'approvisionnement de base;</p> <p>b. dans les contrats d'achat, sont réputés coûts énergétiques imputables les frais d'acquisition moyens de l'ensemble des contrats relevant de l'approvisionnement de base en vertu de l'al. 3;</p>	<p>2 Les montants des tarifs de l'approvisionnement de base (art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. d, LApEI) se fondent sur les coûts énergétiques imputables. Leur calcul repose sur les principes suivants:</p> <p>a. <i>cf. nouvelle let. e.</i></p> <p>a. (nouveau) <u>Les coûts de revient à prendre en compte dans l'approvisionnement de base, en vertu de l'art. 4a, al. 1, OApEI, correspondent aux coûts de revient de la production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigènes.</u></p>	<p>Al. 2: l'AES considère fondamentalement qu'il y a différentes composantes (catégories) à prendre en compte dans le calcul des coûts (production propre, contrats d'approvisionnement, etc.). Chacune est considérée de manière distincte, autrement dit, chaque catégorie a ses coûts spécifiques. En les additionnant, on obtient le coût total. Le calcul rétrospectif repose sur le même principe.</p> <p>Al. 2, let. a (nouveau): à ce jour, l'alinéa 2 ne précise pas que la première part minimale au sens de l'art. 4a, al. 1, concerne exclusivement la production propre renouvelable indigène, les prélèvements d'électricité renouvelable indigène reposant sur des participations et l'électricité découlant de l'obligation de reprise visée à l'art. 15 LEnE, pour autant qu'elle comprenne des garanties d'origine (GO). C'est pourtant ce qui ressort clairement des explications relatives à l'OAPEI (cf. page 15: «La première part minimale fixée par le Conseil fédéral correspond à une partie de la production propre renouvelable indigène qui est affectée pour les clients de l'approvisionnement de base au prix de revient.»). Pour éviter toute marge d'interprétation inutile, une précision s'impose via l'ajout d'une nouvelle lettre a dans l'OAPEI. Le contenu de l'ex-let. a figurera désormais en e. Le fournisseur à l'approvisionnement de base peut vendre dans l'approvisionnement de base l'électricité achetée en vertu de l'article 15 de la LEnE pour laquelle il ne reçoit pas de garanties d'origine. Ce courant n'est toutefois pas considéré comme renouvelable suisse au sens de la production propre élargie.</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER). Sont déterminants:</p> <p>a. pour les installations de production mises en service avant le 1er janvier 2013: les taux de rétribution applicables au 1er janvier 2013;</p> <p>b. pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW: les taux de rétribution selon l'appendice 1.2 de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie, dans sa version en vigueur le 1er janvier 2017.</p> <p>4 Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité à ses 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>5 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. 5bis, LApEI.</p>	<p>c. les coûts énergétiques imputables incluent les coûts de distribution ainsi que les coûts administratifs attribuables à l'approvisionnement de base;</p> <p>d. le bénéfice approprié se calcule sur la base du capital que le gestionnaire du réseau de distribution a engagé pour assurer l'approvisionnement de base, en appliquant les intérêts calculés conformément à l'annexe 3 de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER).</p>	<p>c. <i>Cf. nouvelle let. f.</i>  c. (<i>nouveau</i>) <u>Les frais d'acquisition de l'énergie reprise en vertu de l'art. 15, al. 1, LEnE peuvent être imputés à l'approvisionnement de base pour toutes les installations mises en service à compter de l'entrée en vigueur de la présente ordonnance, et ce dans la limite des coûts prévus à l'art. 15, al. 1<sup>bis</sup> et 1<sup>ter</sup> LEnE. Les coûts pour les garanties d'origine viennent en sus. Les rétributions en vertu de contrats de reprise existants pour des installations au sens de l'art. 15 sont imputables jusqu'à la date de résiliation au plus tard, mais au maximum pendant 5 ans.</u></p> <p>d. <i>Cf. nouvelle let. g.</i>  d. (<i>nouveau</i>) <u>Les coûts et produits liés à des ajustements nécessaires de quantités pour la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base sont imputables.</u></p>	<p>Al. 2, let. c (nouveau): une nouvelle lettre (let. c) doit être intégrée au texte de l'ordonnance à propos des quantités d'électricité reprises, dont il n'est pour l'instant fait nulle mention dans le présent article (l'art. 15, al. 3, LEnE dispose simplement que les GRD ont la possibilité de facturer à leurs consommateurs finaux captifs l'électricité reprise et rétribuée conformément aux al. 1 à 1<sup>ter</sup>). Dans l'approvisionnement de base, seule la valeur la plus élevée entre le prix de marché de référence et le taux de rétribution minimal devrait être imputable. Cela encourage une harmonisation des rétributions de reprise de l'électricité à l'échelle de toute la Suisse. Les garanties d'origine peuvent être rémunérées au prix convenu. Il faudrait en outre permettre la priorisation de certains refoulements (notamment ceux rétribués au minimum) dans l'approvisionnement de base. L'obligation de rétribuer des montants minimaux peut en effet occasionner des pertes pour les gestionnaires de réseau, ce qui va à l'encontre de la volonté politique et est préjudiciable tant sur un plan macro-économique que micro-économique. Les frais d'acquisition incluent également les frais de gestion, à savoir les frais administratifs et de distribution liés au traitement des refoulements. Une exception doit être prévue pour les contrats de reprise existants et pour une durée limitée (5 ans).</p> <p>Art. 4, al. 2, let. d (nouveau): les quantités d'énergie à acheter ou à vendre obligatoirement car indispensables à la fourniture effective d'électricité aux consommateurs finaux de l'approvisionnement de base n'étant évoquées nulle part, il faut prévoir d'ajouter une nouvelle lettre à ce sujet. L'énergie d'ajustement et les achats de remplacement en cas de panne imprévue d'une centrale, par exemple, doivent impérativement être acquis à court terme (pendant l'année tarifaire et donc après la date limite de l'al. 3) afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement. Il faut donc faire</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		<p>e. <i>(ex-let. a)</i> Les coûts de revient <del>moyens</del> sont calculés sur l'ensemble de la production d'électricité issue des propres installations et des prélèvements reposant sur des participations <u>pour le volume excédant la part minimale vendue dans l'approvisionnement de base</u>, que l'électricité produite soit vendue ou non dans l'approvisionnement de base. Le taux d'intérêt calculé selon l'annexe 3 de l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables du 1<sup>er</sup> novembre 2017 (OEneR) est utilisé pour déterminer les coûts de revient pour l'approvisionnement de base ;</p> <p>f. <i>(ex-let. c)</i> Les coûts énergétiques imputables incluent les coûts de distribution ainsi que les coûts administratifs attribuables à l'approvisionnement de base;</p> <p>g. <i>(ex-let. d)</i> <u>Les coûts administratifs et les coûts de vente imputables ainsi qu'un</u></p>	<p>le nécessaire pour que ces quantités d'énergie et les coûts/produits y afférents puissent être imputés dans le cadre de l'approvisionnement de base. Les coûts et les produits doivent être affectés en respectant au maximum le principe de causalité. Si ce n'est pas possible, alors il convient de procéder à une pondération quantitative, de manière proportionnelle donc. Si un gestionnaire de réseau dispose d'une quantité d'approvisionnement de base inférieure à la quantité de d'énergie refoulée, il n'est pas clarifié où l'électricité excédentaire doit être vendue. L'organe de reprise et de répartition centralisé, déjà revendiqué à plusieurs reprises par l'AES, devrait se charger de cette tâche.</p> <p>Art. 4, al. 2, let. e (ex-let. a): afin d'assurer la cohérence avec les dispositions légales (art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. d, ch. 1, LApEI) et d'éliminer toute marge d'interprétation inutile, il convient de préciser que cette disposition ne s'applique qu'à la quantité résiduelle vendue dans le cadre de l'approvisionnement de base (cf. sur ce point les explications relatives à l'art. 4, al. 2, let. a). Comme il est déjà inscrit au niveau de la loi (art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. d, ch. 1) que les coûts de revient moyens doivent être pris en compte, il n'est pas nécessaire d'en faire mention ici. Le bénéfice sur le capital utilisé pour les centrales électriques au service de l'approvisionnement de base doit continuer à être imputable, sinon les fournisseurs à l'approvisionnement de base disposant de leurs propres centrales électriques seraient pénalisés. Comme la let. g propose une formulation qui reflète effectivement la pratique en vigueur, une précision est nécessaire.</p> <p>Al. 2, let. g (ex-let. d): nous approuvons le principe de séparation des coûts et des bénéfices,</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>3 L'attribution des contrats d'achat (art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. b, LApEI) nécessaire à la séparation entre les frais d'acquisition relevant de l'approvisionnement de base et ceux relevant du segment de marché des consommateurs finaux faisant usage de leur droit d'accès au réseau doit figurer dans la comptabilité par unité d'imputation (art. 6, al. 4, 2<sup>e</sup> phrase, LApEI) en fin d'année civile avec effet pour l'année tarifaire suivante.</p>	<p><u>bénéfice approprié ne doivent en règle générale pas dépasser le seuil de 75 francs par destinataire de facture. Lorsque les couts adiminstratifs et les coûts de vente dépassent 75 francs par destinataire de facture, le bénéfice imputable est calculé en appliquant le taux d'intérêt calculé selon l'annexe de l'OEnER du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur le capital investi dans la vente. le bénéfice approprié se calcule sur la base du capital que le gestionnaire du réseau de distribution a engagé pour assurer l'approvisionnement de base, en appliquant les intérêts calculés conformément à l'annexe 3 de l'ordonnance du 4<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER).</u></p> <p>h. <u>(nouveau) Cette valeur seuil est adaptée chaque année au renchérissement.</u></p> <p>3 Les contrats d'achat (art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. b, LApEI) attribués à l'approvisionnement de base doivent <del>L'attribution des contrats d'achat (art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. b, LApEI) nécessaire à la séparation entre les frais d'acquisition relevant de l'approvisionnement de base et ceux relevant du segment de marché des consommateurs finaux faisant usage de leur droit d'accès au réseau doit</del> figurer dans la comptabilité par unité d'imputation (art. 6, al. 4, 2<sup>e</sup> phrase, LApEI) en fin d'année civile <del>avec effet pour l'année tarifaire suivante.</del></p>	<p>qui implique d'indiquer séparément les nouvelles lettres f et g. L'accomplissement des tâches légales doit couvrir les coûts du fournisseur à l'approvisionnement de base. La notion de capital reste toutefois ambiguë dans ce contexte. D'après les déclarations de la Confédération et le rapport explicatif, les nouvelles lettres f et g doivent refléter la pratique actuelle. De notre côté également, nous sommes favorables au maintien, sur le principe, de la pratique en vigueur et nous proposons que la nouvelle lettre g soit adaptée en conséquence. Cependant, le critère d'intervention devrait être augmenté de 60 à 75 francs. D'une part, parce que l'abaissement du critère d'intervention de 75 francs à 60 francs par l'EiCom (7 juin 2022) n'était pas approprié, mais surtout motivé par des raisons politiques, et d'autre part, parce que les charges et les défis supplémentaires liés au projet actuel entraînent une augmentation des coûts administratifs et des coûts de vente du fournisseur à l'approvisionnement de base. Un critère d'intervention de 60 francs serait le minimum absolu.</p> <p>Al. 2, let. h: une adaptation au renchérissement est nécessaire. Il faut éventuellement prévoir une réglementation générale pour tous les articles avec des montants fixes en francs (voir aussi art. 13e, al. 5).</p> <p>Al. 3: Il faut préciser que les contrats de marché ne doivent pas être déclarés à l'EiCom (les contrats de marché, qui sont souvent aussi des contrats <i>back-to-back</i>, seraient très compliqués à déclarer). Avec la séparation des portefeuilles, seuls les coûts d'acquisition pour l'approvisionnement de base doivent être annoncés; les contrats pour le segment de marché doivent être documentés (mais pas annoncés) conformément à la loi (art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, let. b), c'est-à-dire que l'EiCom pourrait consulter ces contrats sur demande.</p> <p>Comme la loi précise déjà que chaque contrat doit être attribué une fois pour toute sa durée</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			de validité, il n'est pas nécessaire de le préciser encore ici. Néanmoins, pour éviter tout malentendu, il convient de préciser que l'obligation d'attribution s'applique à tous les contrats nouvellement souscrits.
<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 des coûts maximaux pouvant être pris en compte dans ses tarifs, des 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. si la rétribution unique n'a pas encore été fixée définitivement, 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 OEnER.</li> <li>3. si les frais d'acquisition sont pris en compte (art. 4, al. 3), sont déduits, indépendamment du fait qu'une rétribution unique ait été accordée ou non: <ul style="list-style-type: none"> <li>– pour les installations mises en service à partir du 1er janvier 2023 qui injectent la totalité de l'électricité produite: 40 % du taux de rétribution déterminant,</li> <li>– pour les autres installations: 20 % du taux de rétribution déterminant;</li> </ul> </li> </ol> <p>b. contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques ou pour les installations de biomasse:</p>	<p><b>Art. 4a Parts minimales d'électricité issue d'énergies renouvelables</b></p> <p>1 Chaque année tarifaire, le gestionnaire du réseau de distribution affecte à l'approvisionnement de base au moins 50 % de sa production propre élargie (art. 4, al. 1, let. c<sup>bis</sup>, LApEI) issue d'énergies renouvelables indigènes. Une part minimale inférieure est admise pour autant que la production propre élargie représente au moins 80 % de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base.</p> <p>2 Il fixe le pourcentage visé à l'al. 1 dans la comptabilité par unité d'imputation (art. 6, al. 4, 2e phrase, LApEI) au 31 août, avec effet pour l'année tarifaire suivante.</p> <p>3 Au moins 20 % de l'électricité affectée à l'approvisionnement de base doit être issue d'énergies renouvelables et provenir d'installations sises en Suisse. Si cette part minimale n'est pas atteinte dans le cadre de la vente de la production propre élargie dans l'approvisionnement de base visée à l'al. 1, les contrats d'achat que le gestionnaire de réseau conclut doivent porter sur une durée</p>	<p>1 Chaque année tarifaire, le gestionnaire du réseau de distribution affecte à l'approvisionnement de base au moins 50 % de sa production propre élargie (art. 4, al. 1, let. c<sup>bis</sup>, LApEI) issue d'énergies renouvelables indigènes <u>y compris les garanties d'origine correspondantes</u>. Une part minimale inférieure est admise pour autant que la production propre élargie représente au moins 80 % de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base.</p> <p>2 <i>biffer</i></p> <p>3 Au moins 20 % de l'électricité affectée à l'approvisionnement de base doit être issue d'énergies renouvelables et provenir d'installations sises en Suisse. Si cette part minimale n'est pas atteinte dans le cadre de la vente de la production propre élargie dans l'approvisionnement de base visée à l'al. 1, les contrats d'achat que le gestionnaire de réseau conclut doivent porter sur une durée</p>	<p>Il y a lieu de préciser que pour la production propre et l'électricité indigène, il s'agit de quantités annuelles et non pas de valeurs enregistrées toutes les 15 minutes.</p> <p>Al. 1: pour que les parts minimales soient respectées, il faut non seulement que la quantité d'énergie correspondante soit attribuée, mais aussi que les garanties d'origine correspondantes soient apportées. Les garanties d'origine sont le produit par lequel la qualité de l'électricité est attestée. La part prescrite à la quantité à l'approvisionnement de base qui doit être issue de production propre élargie est trop élevée. Sans cette réduction, l'exigence pour les entreprises ayant une production propre importante serait beaucoup plus stricte que pour les autres fournisseurs à l'approvisionnement de base.</p> <p>Al. 2: une définition préalable de la part selon al. 1 n'est pas possible en raison de différents facteurs comme des fluctuations ou défaillances de la production, p. ex. en raison des conditions météorologiques. Si l'alinéa 2 n'est pas supprimé, la part minimale à fixer au 31 août doit au moins pouvoir être respectée dans une fourchette raisonnable, car il n'est guère possible, pour les raisons mentionnées, de « faire un point » en ce qui concerne la part.</p> <p>Al. 3: le rapport explicatif suggère ici que ces contrats d'approvisionnement ne peuvent être que des Power Purchase Agreements ou PPA. Il convient toutefois de préciser que chaque contrat « indigène » souscrit pour une durée d'au moins 3 ans et intégrant à la fois l'énergie et la GO est conforme à la loi et peut donc être pris en compte pour atteindre la part minimale.</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>1. si la contribution d'investissement a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit,</p> <p>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 75, let. b, OEnER).</p> <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. Cette règle ne s'applique pas si une déduction forfaitaire doit être pratiquée conformément à l'al. 1, let. a, ch. 3.</p> <p>3 D'autres mesures de soutien comparables, mesures cantonales ou communales comprises, sont prises en compte par analogie.</p>	<p>d'au moins trois ans.</p> <p>4 Pour attester le respect des parts minimales, le gestionnaire du réseau de distribution présente à l'EiCom, sur demande, les participations correspondantes et les contrats d'achat à moyen ou long terme.</p>	<p>d'au moins <del>deux ans</del> <del>trois ans</del>. <u>Les contrats d'achat peuvent être conclus avec une installation individuelle ou avec un pool d'installations. Outre la fourniture de l'électricité, ils doivent inclure le transfert des garanties d'origine des installations correspondantes.</u></p>	<p>Un contrat PPA couvre l'électricité produite par un pool de centrales en Suisse et remise au groupe-bilan associé, combinée à des GO provenant d'une centrale électrique appartenant à ce même groupe-bilan.</p> <p>Lorsqu'on parle d'électricité provenant d'énergies renouvelables produites par des installations situées sur le territoire suisse, on fait référence à des contrats qui couvrent l'électricité produite par un pool de centrales en Suisse et remise au groupe-bilan associé, combinée à des GO provenant d'installations situées en Suisse.</p> <p>La durée minimale doit également être abaissée à 2 ans au minimum. L'AES s'est toujours opposée à une longue durée, en particulier tant que le marché n'est pas encore établi. Cela correspond également à la discussion au sein de la commission parlementaire (selon le Bulletin officiel: BO 2023 N 1495), selon lequel l'avis de la commission et également de l'OFEN était clairement que par acquisitions à moyen et long terme on entendait plutôt deux à trois ans, pas plus, et que ces parts devaient être faibles au début.</p>
<p><b>Art. 4b Communication de la modification des tarifs de l'électricité</b></p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p><b>Art. 4b Produit électrique standard</b></p> <p>1 Dans le cadre du marquage de l'électricité à l'attention des consommateurs finaux approvisionnés avec le produit électrique standard (art. 6, al. 2<sup>bis</sup>, LApEI), le gestionnaire du réseau de distribution atteste la provenance indigène et renouvelable de l'électricité au moyen de garanties d'origine pour au moins 75 % de l'électricité livrée.</p>	<p>1 Dans le cadre du marquage de l'électricité à l'attention des consommateurs finaux approvisionnés avec le produit électrique standard (art. 6, al. 2<sup>bis</sup>, LApEI), le gestionnaire du réseau de distribution atteste la provenance indigène et renouvelable de l'électricité <u>par année civile</u> au moyen de garanties d'origine pour au moins <u>65 %</u> <del>75 %</del> de l'électricité livrée.</p>	<p>Al. 1: la prescription de 75% est trop élevée. Elle doit être abaissée à 65%. De plus, le principe doit être que la part en pour-cent doit être remplie sur la moyenne d'une année. Ainsi, la part peut être inférieure pendant un trimestre où la production d'énergie renouvelable indigène est moindre en raison de la météo, et plus élevée en conséquence pendant un autre trimestre où l'offre en énergie renouvelable indigène est plus grande. Autrement, il faudrait impérativement des dérogations, car, en particulier pendant les trimestres hivernaux, la part en pour-cent ne pourra probablement pas toujours être remplie (notamment lorsque les</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>2 Il utilise en priorité les garanties d'origine correspondant à la production d'électricité de ses propres installations ou établies dans le cadre de prélèvements reposant sur des participations.</p>	<p>2 Il utilise en priorité les garanties d'origine correspondant à la production d'électricité de <u>la propre production élargie</u> <del>ses propres installations ou établies dans le cadre de prélèvements reposant sur des participations.</del></p>	<p>clients du marché acquièrent également des garanties d'origine renouvelables indigènes). Il faudrait alors pouvoir acheter en plus des GO (moins chères) provenant d'Europe, ce qui contribuerait aussi à éviter une forte hausse des coûts dans l'approvisionnement de base.</p> <p>Al. 2: étant donné que l'électricité issue de l'obligation de reprise selon l'art. 15 LENE compte aussi dans la production propre élargie, les GO qui sont reprises pour cette production d'électricité doivent aussi pouvoir être utilisées de manière prioritaire. Toutefois, il n'y a pas d'obligation de céder la GO du côté du producteur pour l'électricité qui doit être reprise selon l'art. 15 LENE, c'est pourquoi l'utilisation de ces GO doit rester une disposition facultative.</p>
<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, le gestionnaire du réseau de distribution apporte la preuve à l'EICOM 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 ou 3, tant pour ses propres installations de production que pour les autres.</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 Dispositif pour se prémunir contre les fluctuations de prix du marché</b></p> <p>1 Le gestionnaire du réseau de distribution se prémunit contre les fluctuations de prix du marché en s'assurant, au plus tard le 31 août de chaque année, que l'électricité dont il aura besoin pour l'approvisionnement de base au cours des années tarifaires suivantes proviendra, pour une part définie, de la production propre élargie et des contrats d'achat.</p> <p>2 La part à assurer s'élève au moins à:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. 75 % pour l'année tarifaire suivante;</li> <li>b. 50 % pour l'année tarifaire subséquente;</li> <li>c. 25 % pour la deuxième année tarifaire subséquente.</li> </ul> <p>3 La quantité d'électricité à assurer est calculée sur la base de la quantité moyenne vendue dans l'approvisionnement de base au cours des trois exercices précédents. Pour l'année tarifaire suivante (al. 2, let. a), des</p>	<p>1 Le gestionnaire du réseau de distribution se prémunit contre les fluctuations de prix du marché en s'assurant, au plus tard le <u>30 novembre</u> <del>31 août</del> de chaque année, que l'électricité dont il aura besoin pour l'approvisionnement de base au cours des années tarifaires suivantes proviendra, pour une part définie, de la production propre élargie et des contrats d'achat.</p> <p><u>2<sup>bis</sup> (nouveau) Les quantités d'électricité à reprendre en vertu de l'art. 15 LENE peuvent être prises en compte sur la base de valeurs prévisionnelles.</u></p> <p>3 La quantité d'électricité à assurer est calculée sur la base de la quantité moyenne vendue dans l'approvisionnement de base au cours des trois exercices précédents. Pour <u>les années tarifaires suivantes l'année tari-</u></p>	<p>Al. 1: les clients peuvent faire une demande de libre accès au réseau jusqu'au 31 octobre. Cela peut poser problème lorsqu'une entreprise d'approvisionnement en électricité perd un gros client après le 31 août, mais qu'elle doit déjà avoir acheté 75% de l'énergie pour l'année suivante. Le risque d'un tel surachat est alors supporté par les autres clients. C'est pourquoi la date limite doit être reportée au 30 novembre au plus tard; en fait, elle pourrait aussi être fixée au 31 décembre.</p> <p>Al. 2<sup>bis</sup>: les quantités refoulée devraient pouvoir être prises en compte sur la base de valeurs prévisionnelles.</p> <p>Al. 3: la base pour l'acquisition d'énergie est toujours la prévision. Celle-ci comprend le passé, les corrections, les effets extraordinaires, etc. C'est pourquoi toute modification sur cette base – et pas uniquement les modifi-</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>valeurs prévisionnelles peuvent être utilisées si une modification majeure de la quantité d'électricité nécessaire dans l'approvisionnement de base est attendue.</p> <p>4 Si des contrats d'achat sont conclus pour assurer la quantité d'électricité requise, leur conclusion doit être échelonnée dans le temps.</p> <p>5 Le gestionnaire du réseau de distribution remet un rapport annuel à l'EICom sur le respect du dispositif visant à se prémunir contre les fluctuations de prix du marché.</p>	<p><del>faire suivante</del> (al. 2, let. a), des valeurs prévisionnelles peuvent être utilisées si une modification majeure de la quantité d'électricité nécessaire dans l'approvisionnement de base est attendue.</p> <p>5 <i>biffer</i></p>	<p>cations considérables – peut influencer la quantité d'électricité à garantir.</p> <p>Al. 5: étant donné que ces données font de toute façon partie du reporting à l'EICom, cette disposition est superflue. Il serait plus efficace que l'EICom ait recours, pour ces informations, aux données dont elle dispose de toute façon, et qu'elle s'adresse aux GRD uniquement en cas de besoin.</p>
	<p><b>Art. 4d Coûts des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique</b></p> <p>1 Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut mettre les coûts occasionnés par les mesures visant la réalisation des objectifs en matière de gains d'efficacité (art. 9a<sup>bis</sup> LApEI et 46b LENE) à la charge des consommateurs finaux avec approvisionnement de base que de manière proportionnelle (art. 6, al. 5<sup>ter</sup>, LApEI). Le rapport de proportionnalité se fonde sur les quantités d'électricité qu'il écoule dans l'approvisionnement de base, d'une part, et dans le segment de marché des consommateurs finaux ayant fait usage de leur droit d'accès au réseau, d'autre part.</p>		<p>Al. 1: Il existe un risque de voir apparaître une nouvelle méthode de prix moyen, ce qu'il convient d'éviter.</p> <p>Il faut distinguer entre la quantité de la consommation finale d'un GRD et la quantité fournie (selon l'obligation des fournisseurs). La quantité fournie est déterminante pour les obligations d'efficacité.</p> <p>Les gestionnaires de réseau de distribution ne doivent pas être confondus avec le fournisseur. Ces rôles sont séparés. Outre le fait que les mesures ne doivent pas être identiques dans ces deux segments, ces rôles peuvent aussi être totalement indépendants l'un de l'autre. Il n'est donc pas envisageable qu'un prix moyen par GRD doive impérativement être calculé, d'autant que les mesures dans l'approvisionnement de base peuvent être externalisées à des tiers, sur une base mandataire.</p> <p>Les modèles pluricontractuels (consommateur final avec plusieurs fournisseurs) s'opposent aussi à une approche de prix moyen par GRD.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>2 Il peut prendre en compte les coûts selon le rapport découlant de l'al. 1 dans les tarifs de l'approvisionnement de base dans la mesure où ces coûts sont équitables. Les coûts sont réputés équitables lorsqu'ils résultent d'un achat transparent, non discriminatoire et axé sur le marché ou, si le gestionnaire du réseau de distribution réalise lui-même les mesures, lorsqu'ils sont pris en compte dans les tarifs de l'approvisionnement de base, au plus, aux taux usuels du marché.</p>	<p><u>1<sup>bis</sup> (nouveau) Pour les quantités d'électricité dans le segment de marché, les fournitures issues de contrats entre des fournisseurs d'électricité avec des consommateurs finaux qui ont fait usage de leur accès au réseau et dont la conclusion du contrat date d'avant l'entrée en vigueur de la modification du ... peuvent être exemptées.</u></p>	<p>Si une approche de prix moyen était utilisée dans de tels modèles pour les certificats au niveau de la comptabilité analytique, cela entraînerait une distorsion de concurrence, ce qu'il faut éviter. Les consommateurs finaux ayant plusieurs fournisseurs sont attribués au fournisseur final en fonction du point de mesure. Le fournisseur final doit ainsi attester d'une quantité de mesures d'efficacité supérieure à celle qu'il fournit effectivement selon les contrats (la somme des points de mesure n'est pas égale à la somme des contrats). Cela peut avoir pour conséquence que tous les coûts ne peuvent pas être facturés aux consommateurs finaux sur la base des points de mesure (approvisionnement de base et marché).</p> <p>Al. 1<sup>bis</sup>: pour des raisons de sécurité contractuelle, les contrats existants ne doivent pas faire l'objet de la facturation proportionnelle des coûts selon l'art. 6, al. 5<sup>ter</sup>, LApEI.</p>
	<p><b>Art. 4e Communication de la modification des tarifs de l'approvisionnement de base</b></p> <p>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'approvi-</p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>sionnement de base. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse.</p> <p>2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'EICom les hausses des tarifs de l'approvisionnement de base ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au plus tard le 31 août.</p>		
<p><b>Art. 4d Différences de couverture dans l'approvisionnement de base</b></p> <p>1 Si le montant total de la rémunération perçue par le gestionnaire du réseau de distribution pour l'approvisionnement de base pendant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts énergétiques imputables (différence de couverture), il compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture.</p> <p>2 Dans des cas justifiés, l'EICom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture.</p> <p>3 Le taux d'intérêt que le gestionnaire du réseau de distribution applique à l'égard du consommateur final correspond:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. en cas de découvert de couverture, au maximum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1;</li> <li>b. en cas d'excédent de couverture, au minimum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.</li> </ul>	<p><b>Art. 4f</b> <i>Ex-art. 4d</i></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. 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</li> </ul>	<p><b>Art. 5</b> <i>Abrogé</i></p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>l'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E);</p> <p>b. des recommandations de l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire.</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 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 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><i>Titre précédant l'art. 5a</i></p> <p><b>Section 3 Développement du réseau</b></p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<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><u>2 (nouveau) La Confédération actualise régulièrement les bases en suivant la prescription d'actualisation du scénario-cadre.</u></p> <p><u>3 (nouveau) L'OFEN coordonne les indicateurs nationaux avec les cantons et les publie au niveau cantonal.</u></p>	<p>Al. 2 et 3: Afin de pouvoir établir le scénario-cadre, à actualiser régulièrement, sur des bases les plus fiables possibles, il est nécessaire que les données de base nécessaires (comme p. ex. les Perspectives énergétiques 2050+) soient actualisées par la Confédération à chaque fois avant la révision suivante du scénario-cadre. Les indicateurs nationaux qui en résultent doivent être coordonnés par l'OFEN avec les plans directeurs des cantons. Du point de vue de la branche, il serait ensuite nécessaire de publier les indicateurs nationaux harmonisés en les décomposant au niveau cantonal, afin qu'une planification la plus précise de l'extension des réseaux dans le scénario-cadre soit possible.</p>
<p><b>Art. 5b Principes pour la planification du réseau</b></p> <p>Les principes pour la planification du réseau décrivent notamment la méthodologie et les critères d'évaluation à utiliser pour l'évaluation des réseaux électriques.</p>			<p>La recommandation de la branche de l'AES «Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3» de 2014 doit être actualisée et présenter de manière subsidiaire les principes de planification des réseaux à titre d'aide.</p>
<p><b>Art. 6a Plans pluriannuels</b></p> <p>1 Dans les plans pluriannuels, la société nationale du réseau de transport fait état de tous ses projets et présente:</p> <ol 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'un renforcement ou d'une extension du réseau;</li> <li>c. l'état d'avancement de la planification, de l'autorisation ou de la réalisation du projet;</li> <li>d. la date prévue pour la mise en service;</li> <li>e. l'estimation des coûts du projet;</li> <li>f. la nécessité du projet en prouvant son efficacité du point de vue technique et économique.</li> </ol>	<p><b>Art. 6a, al. 2</b></p>		<p>Complément des flexibilités, art. 9b LApEI: les détails sur l'utilisation des flexibilités doivent être définis dans la recommandation de la branche de l'AES «Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3» de 2014 et être intégrés à titre d'aide.</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>2 Les gestionnaires de réseau établissent les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution d'une tension nominale supérieure à 36 kV dans les neuf mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.</p>	<p>2 Les gestionnaires de réseau établissent les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution d'une tension nominale supérieure à 36 kV dans les douze mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.</p>		
<p><b>Chapitre 3 Utilisation du réseau</b> <b>Section 1 Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information</b></p>	<p><i>Titres précédant l'art. 7</i> <b>Chapitre 3 Utilisation du réseau</b> <b>Section 1 Comptabilité analytique et facturation</b></p>		
<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>e<sup>bis</sup>. les coûts liés à la réserve d'électricité visée par l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH);</li> <li>f. les coûts des systèmes de mesure et d'information;</li> </ul>	<p><b>Art. 7, al. 3, let. f et h</b></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>f. les coûts des systèmes de mesure et d'information, notamment les coûts d'exploitation et les coûts de capital calculés des installations nécessaires à la mesure;</li> </ul>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>f<sup>bis</sup>. les coûts des systèmes de mesure intelligents;</p> <p>g. les coûts administratifs;</p> <p>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);</p> <p>i. les coûts des raccordements au réseau et des contributions aux coûts de réseau;</p> <p>j. les autres coûts facturés individuellement;</p> <p>k. les taxes et les prestations fournies à des collectivités publiques;</p> <p>l. les impôts directs;</p> <p>m. les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses;</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>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>h. les coûts des renforcements du réseau visés à l'art. 15b LApEI;</p>		
<p><b>Art. 9 Facturation</b></p> <p>À la demande du consommateur final, le gestionnaire de réseau remet la facture d'utilisation du réseau au fournisseur d'énergie. Le</p>	<p><b>Art. 7a Facturation</b></p> <p>1 Ex-art. 9</p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
consommateur final reste débiteur de la rémunération.	2 La facture présente séparément les coûts d'utilisation de la plateforme.	2 <i>biffer</i>	Al. 2: ceci n'apporte aucune plus-value au consommateur final. Les coûts sont réglés et identiques dans toute la Suisse.
	<p><i>Titre précédant l'art. 7b</i></p> <p><b>Section 1a Devoirs d'information</b></p>		
	<p><b>Art. 7b</b></p> <p>1 Le gestionnaire de réseau publie les informations visées à l'art. 12, al. 1, LApEI et la totalité des taxes et des prestations fournies aux collectivités publiques, au plus tard le 31 août, sur un site Internet unique librement accessible.</p> <p>2 Il informe les consommateurs finaux, sur la facture:</p> <p>a. de l'évolution de la consommation d'électricité par rapport à l'année antérieure;</p> <p>b. de la consommation moyenne et de la fourchette de consommation des consommateurs finaux appartenant au même groupe de clients;</p> <p>c. des possibilités d'identification des potentiels d'économie.</p>	<p>2 Il informe les consommateurs finaux <u>une fois par an</u>, sur la facture:</p> <p>a. de l'évolution <u>du soutirage de la consommation</u> d'électricité par rapport à l'année antérieure;</p> <p>b. <i>biffer</i></p> <p>c. <i>biffer</i></p>	<p>Al. 2: pour des raisons écologiques et économiques, les informations devraient être disponibles via le portail web et la facture conçue de façon plus simple. Pour les plus grands GRD, une page de plus, 4 fois par an, correspondrait à plus d'un million de feuilles de papier!</p> <p>Cette information est requise une fois par an et ne se réfère pas obligatoirement à l'année civile. (contexte: certains clients finaux reçoivent des factures mensuelles et trimestrielles, et actuellement aussi des facteurs d'acomptes.)</p> <p>L'information ne doit pas non plus se faire sur la facture. Celle-ci devient déjà beaucoup trop compliquée. Un portail client, du courrier séparé, etc. devraient aussi être possibles.</p> <p>Al. 2, let. a: les GRD ne savent pas quelle quantité d'énergie est produite dans un RPC et consommée directement.</p> <p>Al. 2, let. b: Les données sont peu significatives et il existe des réserves en raison de la protection des données. La lettre doit être biffée.</p> <p>Al. 2, let. c: avec les nouvelles obligations d'efficacité, les clients sont de toute façon informés des potentiels d'efficacité et abordés. En</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>3 Il peut, en complément, transmettre les informations visées aux al. 1 et 2 par un autre moyen.</p>	<p><u>Subsidiairement</u>, si les let. b et c à l'al. 2 sont maintenues:</p> <p>3 Il peut, <del>en complément</del>, transmettre les informations visées aux al. 1 et 2 par un autre moyen.</p>	<p>outré, il existe un certain risque d'inégalité de traitement si un fournisseur dont les clients bénéficient d'un approvisionnement de base peut indiquer indirectement sur la facture les offres qu'il propose dans le cadre de son obligation d'efficacité. (thème de l'<i>unbundling</i>)</p> <p><b>Proposition subsidiaire, al. 3:</b> la facture n'est pas le bon moyen de communication. Un portail web pour les clients serait beaucoup plus efficace.</p>
	<p><b>Section 1b Systèmes de mesure</b></p>		
	<p><b>Art. 8 Tarifs de mesure</b></p> <p>1 Le gestionnaire de réseau fixe les tarifs de mesure par année civile (année tarifaire).</p> <p>2 En cas d'utilisation de systèmes de mesure intelligents chez les consommateurs finaux, les producteurs ou les gestionnaires d'installations de stockage, les tarifs par point de mesure sont plafonnés comme suit:</p> <p>a. aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV (basse tension):</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. au maximum 6 francs par mois, ou au maximum 6,50 francs par mois en cas de participation à une communauté électrique locale, jusqu'à une puissance de raccordement de 100 ampères,</li> <li>2. au maximum 12 francs par mois pour une puissance de raccordement supérieure à 100 ampères (mesure semi-directe);</li> </ol> <p>b. aux niveaux de tension de 1 kV à 36 kV (moyenne tension): au maximum 42 francs par mois.</p> <p>3 Les plafonds ne s'appliquent pas aux coûts occasionnés au gestionnaire du réseau de distribution par l'utilisation de la plateforme en vertu de l'art. 17i, al. 3, LApEI.</p>	<p>2 <i>biffer</i></p> <p>3 Les <del>plafonds ne s'appliquent pas aux</del> coûts occasionnés au gestionnaire du réseau de distribution par l'utilisation de la plateforme en vertu de l'art. 17i, al. 3, LApEI <u>sont facturés séparément.</u></p>	<p>Al. 2 et 3: les plafonds proposés pour les tarifs de mesure ne sont pas appropriés et leur hauteur n'est pas compréhensible. Aujourd'hui, encore beaucoup de compteurs conventionnels sont parfois en service, ce qui entraîne des coûts beaucoup plus bas (tire la moyenne vers le bas). Les plafonds de coûts empêcheront le déploiement et des moyens de communication plus rapides (GSM, fibre optique). Les plafonds tarifaires sont fondamentalement contraires à la régulation «<i>cost-plus</i>» en vigueur.</p> <p>Si des plafonds devaient malgré tout être maintenus, ils doivent impérativement refléter les coûts de manière compréhensible. De plus, dans ce cas, il faudrait que la limite soit de 80A au lieu de 100A (d'après les Prescriptions des distributeurs d'électricité PDIE-CH).</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p><b>Art. 8a Coûts d'exploitation imputables</b></p> <p>1 Les coûts des prestations directement liées aux systèmes de mesure sont considérés comme des coûts d'exploitation. Il s'agit en particulier:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. des coûts d'installation, d'exploitation et d'entretien des instruments de mesure;</li> <li>b. des coûts de saisie, de traitement et de transmission des données de mesure;</li> <li>c. des coûts liés à l'utilisation de la plateforme conformément à l'art. 17i, al. 3, LApEI;</li> <li>d. des coûts administratifs attribuables aux systèmes de mesure.</li> </ul> <p>2 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires, des règles régissant le calcul des coûts d'exploitation.</p>	<p>a. des coûts <del>d'installation</del>, d'exploitation et d'entretien des instruments de mesure;</p>	<p>Al. 1, let. a: l'installation des systèmes de mesure fait partie des coûts de capital, elle est liée aux compteurs et doit donc être supprimée des coûts d'exploitation. Ceux-ci sont détaillés à l'art. 8a<sup>bis</sup>.</p>
	<p><b>Art. 8a<sup>bis</sup> Coûts de capital imputables</b></p> <p>1 Les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts d'acquisition ou de fabrication. Sont imputables en tant que coûts de capital, au plus:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. les amortissements comptables calculés;</li> <li>b. les intérêts calculés des valeurs patrimoniales nécessaires aux systèmes de mesure.</li> </ul> <p>2 Les amortissements comptables annuels calculés se fondent sur un amortissement linéaire sur une période d'utilisation donnée, jusqu'à la valeur zéro.</p> <p>3 Le calcul des intérêts annuels obéit aux règles qui suivent:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. peuvent compter comme valeurs patrimoniales nécessaires aux systèmes de mesure, au maximum: <ul style="list-style-type: none"> <li>1. les valeurs résiduelles à l'acquisition ou à la fabrication des installations nécessaires à la mesure 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 la mesure;</li> </ul> </li> </ul>	<p>1 Les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts d'acquisition ou de fabrication <u>y c. les coûts d'installation</u>. Sont imputables en tant que coûts de capital, au plus:</p>	<p>Al. 1: L'installation d'une infrastructure activable fait toujours partie des coûts d'investissement.</p> <p>Al. 3, let. a, ch. 2: dans la version italienne,</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>b. le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital visé à l'annexe 1.</p> <p>4 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 nécessaires à la mesure.</p>		<p>«Nettoumlaufvermögen» a été traduit par «capitale netto d'esercizio». La traduction correcte est «sostanza circolante netta».</p>
<p><b>Art. 8a Systèmes de mesure intelligents</b></p> <p>2<sup>bis</sup> Les coûts de capital et d'exploitation assumés par le gestionnaire de réseau pour garantir le droit de consulter et de télécharger les données de mesure sont considérés comme des coûts de réseau imputables.</p> <p>3<sup>ter</sup> S'il n'est pas possible d'installer un système de mesure intelligent parce que le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de stockage refuse son utilisation, le gestionnaire de réseau peut facturer individuellement les coûts de mesure supplémentaires qui en découlent à partir du moment où l'utilisation a été refusée.</p>	<p><b>Art. 8a<sup>ter</sup> Dispositions particulières concernant les coûts de mesure imputables</b></p> <p>1 <i>Ex-art. 8a, al. 2<sup>bis</sup></i></p> <p>2 <i>Ex-art. 8a, al. 3<sup>ter</sup></i></p> <p>3 Pour déterminer les coûts de mesure imputables, le gestionnaire de réseau mentionne dans sa comptabilité analytique le nombre de points de mesure dans sa zone de desserte, en précisant combien sont équipés de systèmes de mesure intelligents.</p>		
	<p><b>Art. 8a<sup>quater</sup> Différences de couverture dans le domaine des coûts de mesure</b></p> <p>1 Si le montant total perçu par le gestionnaire du réseau pour le mesurage pendant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts de mesure imputables (différence de couverture), il compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture.</p>		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>2 Dans des cas justifiés, l'EiCom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture.</p> <p>3 Le taux d'intérêt que le gestionnaire de réseau applique à l'égard du consommateur final correspond:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. en cas de découvert de couverture, au maximum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1;</li> <li>b. en cas d'excédent de couverture, au minimum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.</li> </ul>		
	<p>Titre précédant l'art. 8aquinquies</p> <p><b>Section 1c Systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents</b></p>		
<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, les installations de production et les agents de stockage. Ces systèmes comportent les éléments suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final, l'agent de stockage ou dans l'installation de production, qui: <ul 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 15 minutes et les enregistre pendant au moins 60 jours,</li> <li>3. dispose d'interfaces, en particulier une pour la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permettant au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage concerné au minimum de consulter ses données de mesure au moment même de leur saisie et, le</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>Art. 8a<sup>quinquies</sup> Systèmes de mesure intelligents</b></p> <p>1 <i>Ex-art. 8a, al. 1</i></p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>cas échéant, les valeurs de courbe de charge de 15 minutes, dans un format de données international courant, et</p> <p>4. enregistre et consigne les interruptions de l'approvisionnement en électricité;</p> <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>c. un système de traitement des données qui permet de consulter les données.</p> <p><sup>1bis</sup> Le gestionnaire de réseau, à la demande du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage, communique les spécifications techniques de l'interface de son compteur électrique.</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. permettre au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage de consulter les valeurs de courbe de charge de 15 minutes le concernant enregistrées sur une période remontant à cinq ans et présentées de manière compréhensible et de télécharger celles-ci dans un format de données international courant;</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</p> <p>e. détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques.</p>	<p>2 <i>Ex-art. 8a, al. 1<sup>bis</sup></i></p> <p>3 <i>Ex-art. 8a, al. 2</i></p>		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<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 et des dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police, pour autant qu'ils entrent dans leur champ d'application.</p>	<p>4 <i>Ex-art. 8a, al. 4</i></p> <p>5 Lorsqu'un participant à un regroupement dans le cadre de la consommation propre ou à une communauté électrique locale, ou lorsqu'un gestionnaire d'installation de stockage demande à être équipé d'un système de mesure intelligent (art. 17a<sup>bis</sup>, al. 3, LApEI), le gestionnaire de réseau doit l'installer dans les trois mois. En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, cette exigence s'applique à tous les points de mesure du regroupement.</p>	<p>5 Lorsqu'un <del>participant à un</del> regroupement dans le cadre de la consommation propre ou <u>un participant</u> à une communauté électrique locale, ou lorsqu'un gestionnaire d'installation de stockage demande à être équipé d'un système de mesure intelligent (art. 17a<sup>bis</sup>, al. 3, LApEI), le gestionnaire de réseau doit l'installer dans les <del>six</del> <u>trois</u> mois. En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, cette exigence s'applique à tous les points de mesure du regroupement <u>qui sont nécessaires au gestionnaire de réseau de distribution pour le décompte. Sont exclus de cette disposition les participants à un regroupement dans le cadre de la consommation propre qui a été créé conformément à l'art. 18, al. 1, LEné avant la modification du ...</u></p> <p>6 (nouveau) <u>Dans les regroupements dans le cadre de la consommation propre (Complément subsidiaire, si la proposition de l'AES de biffer l'art. 14, al. 3. OEné n'est pas retenue: dont la constitution est possible sans utiliser les lignes de raccordement selon l'art. 14, al. 3 OEné et pour lesquels aucun système de mesure intelligent n'est nécessaire pour le décompte du soutirage depuis le réseau,) la responsabilité de la mesure des consommations de chaque participant</u></p>	<p>Al. 5: il faudrait équiper un RCP entier pour éviter les problèmes internes et externes. L'adaptation proposée va aussi avec la dernière phrase.</p> <p>Trois mois peuvent occasionner des surcoûts très importants en raison de la grande complexité. À partir de 2027, les trois mois sont praticables.</p> <p>Le GRD n'est pas responsable des mesures internes (p. ex. d'exploitation).</p> <p>Il convient de préciser que dans le cadre des regroupements existants dans le cadre de la consommation propre pour l'autoconsommation, selon la législation actuellement en vigueur, il n'existe qu'un seul point de mesure vis-à-vis des gestionnaires de réseau et que les sites de consommation de ces regroupements n'ont pas droit aux systèmes de mesure intelligents des gestionnaires de réseau. En outre, il devrait rester possible (en tant que liberté de choix lors de la création d'un RCP) de créer des regroupements conformément à la LEné, état au 31 décembre 2024.</p> <p>Al. 6: cela permet de garantir que dans les RCP selon la loi existante (toutes les installations doivent se situer derrière un point de raccordement au réseau unique et tous les clients derrière ce point doivent participer au RCP), la responsabilité de la mesure ne puisse pas être déléguée au gestionnaire de réseau. Ainsi, celui-ci serait obligé de réintégrer des compteurs intelligents qui ont été désinstallés lors de la constitution du RCP.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p><b>Art. 8a Systèmes de mesure intelligents</b></p> <p>3 Il n'est pas obligatoire d'utiliser des systèmes de mesure intelligents:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. dans les constructions et les ouvrages soumis à la loi fédérale du 23 juin 1950 concernant la protection des ouvrages militaires;</li> <li>b. lors de raccordements au réseau de transport.</li> </ul> <p>3<sup>bis</sup> L'ECom peut accorder des exemptions temporaires ou permanentes de l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents si cette utilisation impliquait des coûts disproportionnés ou si elle s'avère inadéquate en raison des exigences métrologiques concrètes. Peuvent faire l'objet d'une exemption de ce type, dans une situation concrète:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. des consommateurs finaux, des producteurs ou des agents de stockage individuels ou regroupés;</li> <li>b. l'ensemble du système de mesure ou des éléments et des caractéristiques isolés de celui-ci.</li> </ul>	<p><b>Art. 8a<sup>sexies</sup> Exemptions de l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents</b></p> <p>1 <i>Ex-art. 8a, al. 3</i></p> <p>2 <i>Ex-art. 8a, al. 3<sup>bis</sup></i></p>	<p><u>reste auprès du regroupement dans le cadre de la consommation propre.</u></p> <p>b. lors de raccordements au réseau de transport <u>et au niveau de la haute tension (niveau de réseau 3).</u></p>	<p>Alinéa 1, lettre b: des compteurs télérelevés sont déjà utilisés au niveau de réseau 3, comme sur le niveau de réseau 1. Il n'y a pas de raison ou de différence technique entre ces deux niveaux de réseau qui justifierait l'exception limitée au réseau de très haute tension.</p>
	<p><b>Art. 8a<sup>septies</sup> Installation de compteurs électriques supplémentaires</b></p> <p>1 Si le gestionnaire de réseau doit faire installer un compteur électrique supplémentaire en vertu de l'art. 17a<sup>bis</sup>, al. 7, il en assume les frais effectifs jusqu'à concurrence de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. 250 francs à titre de frais d'installation uniques;</li> <li>b. 120 francs par an pour l'exploitation du compteur et les autres frais, pendant dix ans au plus.</li> </ul> <p>2 Le gestionnaire de réseau peut faire enlever des compteurs électriques supplémentaires installés au plus tôt après trois ans, à ses</p>	<p>1 ... en vertu de l'art. 17a<sup>bis</sup>, <del>al. 7, L'ApEI</del>, il ...</p> <p>b. <u>72 francs</u> <del>120 francs</del> par an pour l'exploitation du compteur et les autres frais, pendant dix ans au plus.</p>	<p>Al. 1: pour une meilleure compréhension.</p> <p>Al. 1, let. b: il n'est pas compréhensible pourquoi les coûts d'exploitation annuels des points de mesure privés seraient plus élevés que le plafond tarifaire proposé par le Conseil fédéral à l'art. 8, al. 2 OApEI. L'AES considère cependant que ces plafonds tarifaires ne sont de</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>propres frais, si la consultation des propres données de mesure est assurée.</p>	<p><u>3 (nouveau) Les compteurs supplémentaires selon l'al. 1 doivent satisfaire aux exigences de cette ordonnance.</u></p>	<p>toute façon pas appropriés (cf. proposition à l'art. 8).</p> <p>Al. 3: les compteurs supplémentaires doivent eux aussi satisfaire à toutes les exigences .</p>
<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. 8b, al. 2</b></p> <p>2 Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'Office fédéral de l'énergie (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><b>Art. 8c Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau</b></p> <p>1 Lorsqu'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> <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><b>Art. 8c</b> <i>Abrogé</i></p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>3 Le gestionnaire de réseau publie toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage, notamment les taux de rétribution.</p> <p>4 ...</p> <p>5 Il peut installer un système de commande et de réglage intelligent sans le consentement du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage 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 du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage 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 qui ont été effectuées en vertu du présent alinéa.</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. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme pseudonymisée, y compris 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. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme non pseudonymisée, y compris</p>	<p><b>Art. 8d, al. 1, let. a et b, et 2, let. a</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. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme pseudonymisée, y compris 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, y compris dans le cadre de la flexibilité, pour l'établissement du bilan du réseau et pour la planification du réseau;</p> <p>b. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs</p>	<p>b. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs</p>	<p>Al. 1, let. b: si les GRD doivent visualiser les données des consommateurs finaux pendant 5 ans, ils doivent pouvoir traiter ces données</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>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. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, 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 données des personnes morales sont détruites au bout de douze mois si elles ne sont pas déterminantes pour le décompte ou anonymisées.</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>5 Il garantit la sécurité des données des systèmes de mesure, de commande et de réglage. À cet égard, il tient notamment compte des art. 1 à 5 de l'ordonnance du 31 août 2022 sur la protection des données (OPDo) ainsi que des normes et recommandations internationales édictées par les organisations spécialisées reconnues. Il applique les art. 1 à 5 OPDo par analogie lorsqu'il traite les données des personnes morales.</p>	<p>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 pour l'utilisation de la flexibilité.</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. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme pseudonymisée ou agrégée appropriée: aux acteurs visés à l'art. 17f, al. 1, LApEI;</p>	<p>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 pour l'utilisation de la flexibilité, <u>pour la visualisation de la consommation en vertu de l'art. 8a<sup>quin-</sup>quies</u>, al. 4, <u>et pour les gains d'efficacité en vertu de l'art. 51e, let. f OEne.</u></p>	<p>sous une forme non pseudonymisée, même sans leur consentement.</p> <p>En particulier pour les conseils sur le changement de comportement des consommateurs finaux, les données de courbe de charge des systèmes de mesure intelligents sont requises et devraient pouvoir être utilisées sans l'accord des consommateurs finaux.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>Titre précédant l'art. 8e</p> <p><b>Section 3 Processus d'information et exploitant de la plateforme</b></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, 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 LEne et de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEne);</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</p>	<p><b>Art. 8e Processus d'information</b></p> <p>1 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires relatives aux systèmes de mesure et aux processus d'information des règles régissant en particulier les obligations des acteurs concernés et le déroulement chronologique, la forme et la qualité des données à communiquer, ainsi que l'échange de données par l'intermédiaire de la plateforme centrale.</p> <p>2 La communication des données nécessaires au bon fonctionnement de l'approvisionnement en électricité visé à l'art. 17f, al. 1, LApEI comprend toutes les données requises pour:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. l'exploitation du réseau;</li> <li>b. la gestion des bilans d'ajustement;</li> <li>c. la fourniture d'énergie;</li> <li>d. l'imputation des coûts;</li> <li>e. le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau;</li> <li>f. les processus de facturation découlant de la LEne et de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEne);</li> <li>g. la commercialisation directe;</li> <li>h. l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents;</li> <li>i. le changement de fournisseur;</li> <li>j. que les consommateurs finaux, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage puissent utiliser le droit que leur confère l'art. 8h, al. 5.</li> </ul> <p>3 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</p>	<p>1 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires relatives aux systèmes de mesure et aux processus d'information des règles régissant en particulier les <u>droits et obligations des partenaires de marché et de la plateforme de données centralisée</u> <del>acteurs concernés</del> et le déroulement chronologique, la forme et la qualité des données à communiquer, <u>ainsi que l'authentification des partenaires de marché pour l'accès aux données ainsi que l'échange de données par l'intermédiaire de la plateforme centrale.</u></p> <p>3 Sur demande et contre un dédommagement couvrant les frais, les gestionnaires de réseau fournissent <u>en plus</u> des données et informations <del>supplémentaires</del> aux responsables de groupes-bilan ainsi qu'aux autres</p>	<p>Al. 1: précision, car le nouveau rôle de la plateforme de données doit aussi en particulier être harmonisé dans le contexte des rôles et responsabilités actuelles des partenaires de marché. Le terme «partenaire de marché» inclut aussi implicitement les clients finaux et les consommateurs.</p> <p>Dans les directives de la branche, il faut considérer des normes strictes concernant la sécurité et la protection des données.</p> <p>Al. 3: précision. On veut dire qu'en accord avec les consommateurs finaux concernés, des données de mesure et de référence peuvent être livrées <u>en plus</u> à d'autres destinataires de données (p. ex. à des conseillers,</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>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> <p>5 ...</p>	<p>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>	<p>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>	<p>etc.). Il ne s'agit pas de fournir des <u>données supplémentaires</u> (par exemple le rayonnement global pour une commune précise, des données de prévision, etc.).</p>
	<p><b>Art. 8f Constitution de l'exploitant de la plateforme</b></p> <p>1 La demande d'approbation des statuts de l'exploitant de la plateforme doit notamment contenir les indications et les documents suivants:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>le projet de statuts;</li> <li>une présentation des coûts non couverts du requérant pour la constitution de la plateforme;</li> <li>une planification des coûts;</li> <li>un concept organisationnel et technique.</li> </ol> <p>2 Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) statue sur la demande par voie de décision.</p> <p>3 Il fixe le montant du remboursement lié à la création de la plateforme. Pour ce faire, il tient compte des coûts non couverts et d'un intérêt à hauteur du taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.</p>	<p>1 La demande d'approbation des statuts de l'exploitant de la plateforme doit notamment contenir les indications et les documents suivants <u>et doit parvenir à l'OFEN au plus tard 9 mois après l'entrée en vigueur:</u></p> <p><u>e. (nouveau) un concept sur la mesure de la qualité des prestations de services et des données (indicateurs-clés, KPI).</u></p> <p><u>1<sup>bis</sup> (nouveau) L'OFEN accorde l'autorisation au plus tard un an après l'entrée en vigueur.</u></p> <p>3 Il fixe le montant du remboursement lié à la création de la plateforme. Pour ce faire, il tient compte <u>des coûts de création et des coûts non couverts et d'un intérêt qui correspond au taux de rendement moyen du capital à hauteur du taux de rendement des fonds étrangers visé à selon</u> l'annexe 1.</p>	<p>Al. 1 et 1<sup>bis</sup>: le délai d'envoi ne doit pas être indiqué uniquement dans le rapport explicatif, mais aussi être inscrit dans l'ordonnance. En plus, l'al. 1<sup>bis</sup> doit clarifier jusqu'à quand la décision de l'OFEN doit être rendue. Le délai correspond aux délais habituels de soumission.</p> <p>Al. 1, let. e: il faut un concept pour la mesure des indicateurs clés (Key Performance Indicators, KPI).</p> <p>Al. 3: cela permet un remboursement du capital en actions des fondateurs et éventuellement aussi un refinancement. Du capital propre est également nécessaire pour le financement de la plateforme de données, et ce capital doit impérativement être rémunéré de façon appropriée. Autrement, un risque considérable existe que les investissements nécessaires ne puissent pas être acquis. C'est pourquoi le taux d'intérêt des coûts moyens du capital investi, et partant le WACC, doit être uti-</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>4 L'exploitant de la plateforme rembourse au requérant le montant fixé par le DETEC dans un délai de dix ans à compter de la mise en service de la plateforme.</p> <p>5 Le DETEC peut assortir l'approbation des statuts et le remboursement des coûts de conditions ou de charges. Il peut notamment prévoir une obligation de mise en service de la plateforme dans un délai déterminé.</p>	<p>4 L'exploitant de la plateforme rembourse au requérant le montant fixé par le DETEC dans un délai de <u>cinq ans</u> <del>dix ans</del> à compter de la mise en service de la plateforme.</p>	<p>lisé comme intérêt pour les coûts non couverts, et pas uniquement l'intérêt du montant du taux de rendement des fonds étrangers.</p> <p>Al. 4: une durée d'amortissement de 5 ans est plus habituelle pour les investissements IT et est également appliquée à d'autres investissements (cf. directive de la branche SCCD).</p>
	<p><b>Art. 8g Organisation de l'exploitant de la plateforme</b></p> <p>1 Les intérêts des consommateurs finaux, des gestionnaires de réseau et des prestataires du secteur de l'électricité sont représentés paritairement, en trois tiers, au sein de l'organe supérieur de direction ou d'administration de l'exploitant de la plateforme.</p> <p>2 Le personnel de l'exploitant de la plateforme doit être indépendant de ceux qui y détiennent des parts.</p> <p>3 Les parts de l'exploitant de la plateforme ne sont pas cotées en bourse.</p> <p>4 Elles sont détenues majoritairement par des personnes domiciliées ou ayant leur siège en Suisse.</p>	<p>1 Les intérêts des consommateurs finaux, des gestionnaires de réseau et des prestataires du secteur de l'électricité sont représentés <del>paritairement, en trois tiers,</del> au sein de l'organe supérieur de direction ou d'administration de l'exploitant de la plateforme. <u>Les actionnaires doivent détenir la majorité.</u></p>	<p>Al. 1: sur le principe, les propriétaires de l'entreprise devraient également avoir la majorité au conseil d'administration. Il ne doit pas y avoir de règle fixe pour la représentation par tiers. En fonction du nombre de membres du CA, celle-ci ne pourrait même pas toujours être garantie. En toute logique, la condition de parité doit également être supprimée. La branche veut exploiter cette plate-forme et créer par conséquent, dans les semaines à venir, un consortium auquel peuvent participer tous les GRD. Ce consortium constitue la base pour la création de la nouvelle société qui se fera après l'entrée en vigueur de la loi.</p>
	<p><b>Art. 8h Tâches de l'exploitant de la plateforme</b></p> <p>1 L'exploitant de la plateforme assure l'exploitation sûre, performante et efficace de la plateforme centrale.</p> <p>2 Il garantit la sécurité des données. Il ap-</p>		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>plique les art. 1 à 6 OPDo par analogie lorsqu'il traite les données des personnes morales.</p> <p>3 Il sauvegarde les données de référence définies à l'annexe 1a des consommateurs finaux, des producteurs et des gestionnaires d'installations de stockage afin d'assurer l'échange de données.</p> <p>4 Il constitue les agrégats de données nécessaires aux processus d'échange de données et publie sur un site Internet, sous forme anonymisée, les données de mesure et les données de référence suivantes par commune et par canton:</p> <p>a. valeurs de courbe de charge de quinze minutes de la consommation d'électricité par jour, par mois et par an;</p> <p>b. valeurs de courbe de charge de quinze minutes de l'injection d'électricité selon la technologie de production par jour, par mois et par an;</p> <p>c. nombre de systèmes de mesure intelligents installés en fin d'année et la part qu'ils représentent dans l'ensemble des installations de mesure.</p> <p>5 Il permet aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux gestionnaires d'installations de stockage de télécharger les données de mesure et les données de référence enregistrées au cours des cinq années précédentes dans un format international courant et de les rendre accessibles à des tiers par l'intermédiaire de la plate-</p>	<p>3 Il sauvegarde les données de référence <del>définies à l'annexe 1a</del> des consommateurs finaux, des producteurs et des gestionnaires d'installations de stockage afin d'assurer l'échange de données. <u>Les données de référence nécessaires doivent être définies par les gestionnaires de réseau de distribution dans les directives.</u></p> <p>4 Il <del>constitue les agrégats de données nécessaires aux processus d'échange de données et</del> publie sur un site Internet, sous forme anonymisée, les données de mesure et les données de référence suivantes <u>agrégées</u> par commune et par canton:</p> <p>a. valeurs de courbe de charge de quinze minutes <u>du soutirage d'électricité la consommation d'électricité</u> par jour, par mois et par an;</p> <p>b. valeurs de courbe de charge de quinze minutes de l'injection d'électricité <del>selon la technologie de production</del> par jour, par mois et par an;</p> <p>5 <i>biffer</i></p>	<p>Al. 3: lors de la séance d'information de l'OFEN le 5 mars, il a été précisé que les données de mesure restent chez le GRD, mais que les agrégats doivent être formés de manière centralisée. Le processus nécessaire à cet effet doit être clarifié idéalement par la branche dans les directives, ce qui rend nécessaire une norme de délégation.</p> <p>Al. 4: la sauvegarde des données de référence doit s'axer sur les cas d'application et se construire sur le modèle de données de la branche. Les données indiquées en annexe ne peuvent pas toutes venir du GRD. Voir donc aussi la proposition de biffer l'annexe 1a.</p> <p>Les processus et en particulier la fourniture de données sont définies selon l'art. 8e, al 1. et ne sont pas pertinentes à l'al. 4.</p> <p>Al. 4, let. a: on parle ici de soutirage d'électricité, car cette énergie peut aussi aller dans un dispositif de stockage.</p> <p>Al. 4, let. b: les relations derrière le point de raccordement du GRD ne peuvent pas être représentées, par le GRD, dans la granularité demandée.</p> <p>Al 5: Selon la législation en vigueur, le GRD doit déjà permettre aux utilisateurs du réseau de télécharger les données dans un format international usuel les données.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>forme.</p> <p>6 Il analyse régulièrement la qualité de l'échange de données, notamment le respect des délais et la fréquence des corrections ultérieures de données. Il publie l'analyse sous forme anonymisée.</p> <p>7 Sur demande, il met les données à la disposition de l'EICom et de l'OFEN sous forme non anonymisée.</p> <p>8 S'il cesse son activité ou est mis en faillite, il veille à ce que les données nécessaires à l'exploitation de la plateforme soient transférées à la Confédération.</p>	<p>7 <i>biffer</i></p>	<p>Al. 7: la base légale existante suffit pour demander les données d'analyse selon l'art. 6 si l'exploitation sûre et efficace de l'approvisionnement en électricité et de la plate-forme de données est mise en péril.</p>
	<p><b>Art. 8i Comptabilité analytique de l'exploitant de la plateforme</b></p> <p>1 L'exploitant de la plateforme tient une comptabilité analytique.</p> <p>2 La comptabilité analytique fait apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul de la rémunération visée à l'art. 17i, al. 3, LApEI, notamment les coûts de capital et les coûts d'exploitation de la plateforme.</p> <p>3 On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation de la plateforme. En font notamment partie les coûts liés à l'entretien des technologies de l'information et de la communication.</p> <p>4 Sont imputables en tant que coûts de capital, au plus, les amortissements comptables calculés et les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation de la plateforme.</p> <p>5 L'art. 13, al. 2 et 3, s'applique par analogie au calcul des coûts de capital imputables. Les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation de la plateforme sont rémunérées au taux de rendement des fonds étrangers conformément à l'annexe 1. L'exploitant de la plateforme verse les recettes provenant des intérêts aux détenteurs de parts au prorata des apports fournis.</p>	<p>5 L'art. 13, al. 2 et 3, s'applique par analogie au calcul des coûts de capital imputables. Les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation de la plateforme sont rémunérées <u>en fonction du taux de rendement moyen du capital au taux de rendement des fonds étrangers</u> conformément à l'annexe 1. <del>L'exploitant de la plateforme verse les recettes provenant des intérêts aux détenteurs de parts au prorata des apports fournis.</del></p>	<p>Al. 5: du capital propre est également nécessaire pour le financement de la plate-forme de données, et ce capital doit impérativement être rémunéré de façon appropriée. Autrement, un risque considérable existe que les investissements nécessaires ne puissent pas être acquis. L'art. 13, al.3, let. b, stipule que le taux d'intérêt calculatoire correspond au taux des coûts moyens du capital investi, et partant au WACC.</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>6 Aucune autre prestation pécuniaire n'est versée.</p> <p>7 La comptabilité analytique est présentée à l'EICom chaque année. Celle-ci peut en prescrire la forme.</p>	<p>7 La comptabilité analytique est présentée à l'EICom chaque année. <u>La branche détermine les principes de la comptabilité analytique. Celle-ci peut en prescrire la forme.</u></p>	<p>Al. 7: ici, il faudrait conserver la réglementation subsidiaire, car ces coûts s'intégreront dans chacune des comptabilités analytiques des gestionnaires de réseau.</p>
<p><b>Art. 9 Facturation</b> À 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>Art. 9 et 10</b> <i>Abrogés</i></p>		
	<p><i>Titre précédant l'art. 11</i> <b>Section 3a Accès au réseau et rémunération pour l'utilisation du réseau</b></p>		
<p><b>Art. 13a Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage</b> Sont considérés comme imputables: a. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans la présente ordonnance; b. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage utilisés en vertu de l'art. 8c, y compris la rétribution versée (art. 8c, al. 1, let. c).</p>	<p><b>Art. 13a Attribution des coûts pour des mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport</b> Les coûts correspondant à des mesures relevant des tâches usuelles d'un gestionnaire de réseau de distribution visées à l'art. 8, al. 1, let. a, LApEI ne sont pas attribuables aux coûts du réseau de transport.</p>		
	<p><b>Art. 13a<sup>bis</sup> Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage</b> Sont considérés comme imputables:</p>		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>a. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans la présente ordonnance;</p> <p>b. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage utilisés en vertu de l'art. 17c LApEI, y compris la rétribution versée.</p>		
	<p><b>Art. 13e Coûts des renforcements de réseau et de lignes de raccordement engendrés par la production</b></p> <p>1 Les renforcements au niveau de transformation entre le réseau à basse tension et celui à moyenne tension relèvent de l'art. 15b, al. 3, LApEI.</p> <p>2 L'indemnité forfaitaire visée à l'art. 15b, al. 4, LApEI s'élève à 59 francs par kilowatt de puissance de production nouvellement installée.</p> <p>3 Les indemnités pour les renforcements des lignes de raccordement visés à l'art. 15b, al. 5, LApEI s'élèvent à 50 francs au maximum par kilowatt de puissance de production nouvellement installée.</p> <p>4 Le gestionnaire du réseau de distribution déduit l'indemnisation et les indemnités versées pour les renforcements de réseau en vertu de l'art. 15b, al. 3 respectivement 4, LApEI des immobilisations régulatrices.</p>	<p>5 (nouveau) <u>Ces valeurs seuils sont adaptées chaque année au renchérissement.</u></p>	<p>L'AES est d'avis que les forfaits proposés sont trop bas et qu'ils ne permettent pas de couvrir de nombreux coûts. Il convient de prévoir un échange entre l'OFEN, l'EICOM et la branche sur les bases bien établies, afin que le mécanisme d'indemnisation soit solide.</p> <p>Art. 13e (concerne aussi de la même façon les art. 13f, 13f, al. 2, let. b, 31n): dans la version italienne, «Anschlussleitungen» / «lignes de raccordement» a été traduit par «linee di raccordo dovute alla produzione»; or les termes corrects sont «linee di allacciamento all'impianto di produzione» ou «linee di raccordo all'impianto di produzione».</p> <p>Al. 4: dans la version italienne, «Abgeltung und Vergütung» a été traduit par «remunerazioni». Cela n'est pas faux, mais pourrait de notre point de vue être amélioré en utilisant «indenizzi e compensi».</p> <p>Al. 5: des montants fixes en francs étant inscrits dans l'ordonnance, nous proposons une adaptation au renchérissement. Le cas échéant, il faut prévoir une réglementation générale pour tous les articles avec des montants fixes en francs (voir aussi art. 4, al. 2, let. h).</p>
	<p><b>Art. 13f Tâches liées aux renforcements de réseau et de lignes de raccordement engendrés par la production</b></p> <p>1 Les gestionnaires du réseau de distribution:</p>	<p>1 <u>L'organe d'exécution</u> Les gestionnaires du réseau de distribution:</p>	<p>Al. 1: les données nécessaires (puissance, site d'implantation et date de mise en service des</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>a. transmettent à la société nationale du réseau de transport les informations suivantes lorsqu'ils font valoir l'indemnité annuelle visée à l'art. 13e, al. 2, pour leur zone de desserte:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. la puissance, l'emplacement et la date de mise en service des installations de production nouvellement raccordées,</li> <li>2. le montant annuel des investissements effectivement réalisés dans les renforcements du réseau à basse tension engendrés par la production et par la consommation,</li> <li>3. le montant total des valeurs résiduelles des immobilisations dans le réseau à basse tension;</li> </ol> <p>b. déposent les demandes annuelles d'indemnité en vertu de l'art. 13e, al. 3, auprès de la société nationale du réseau de transport et versent l'indemnité aux producteurs;</p> <p>c. indiquent chaque année les indemnités perçues et les renforcements de réseau réalisés dans le rapport d'activité;</p> <p>d. élaborent des bases uniformes pour les indemnités visées à l'art. 13e, al. 3.</p> <p>2 La société nationale du réseau de transport:</p> <p>a. procède à un contrôle sommaire des indemnités demandées en vertu de l'art.</p>	<p>a. <del>transmet</del> <del>transmettent</del> à la société nationale du réseau de transport les informations suivantes <del>en vue de lorsqu'ils font valoir</del> l'indemnité annuelle visée à l'art. 13e, al. 2, pour <u>chaque</u> leur zone de desserte:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>2. <del>biffer</del></li> <li>3. <del>biffer</del></li> </ol> <p><u>1<sup>bis</sup> (nouveau) Les gestionnaires du réseau de distribution:</u></p> <p><u>a. (nouveau) déposent une seule fois auprès de la société nationale du réseau de transport la demande d'indemnités visée à l'art. 13e, al. 2;</u></p> <p>b. (<i>inchangé</i>) déposent les demandes annuelles d'indemnité en vertu de l'art. 13e, al. 3, auprès de la société nationale du réseau de transport et versent l'indemnité aux producteurs;;</p> <p>c. indiquent chaque année les indemnités perçues <del>et les renforcements de réseau réalisés</del> dans le rapport d'activité;</p> <p>d. (<i>inchangé</i>) élaborent des bases uniformes pour les indemnités visées à l'art. 13e, al. 3.</p> <p>2 La société nationale du réseau de transport:</p> <p><u>a. (nouveau) verse aux gestionnaires de réseau de distribution des indemnités et des rétributions conformément à l'art. 15b, al. 4, LApEI, sr la base de l'annonce selon l'al. 1<sup>bis</sup>;</u></p> <p><del>b.</del> a- procède à un contrôle sommaire des indemnités demandées en vertu de l'art.</p>	<p>nouvelles installations de production raccordées par zone de réseau) sont centralisées auprès de l'organe d'exécution (Pronovo). Au lieu que chaque gestionnaire de réseau doit communiquer ses données, Pronovo peut mettre à disposition de la société nationale du réseau de transport, une fois par an, les données nécessaires par zone de réseau. Les indemnités forfaitaires peuvent être versées aux gestionnaires de réseau sur la base des données communiquées. Les chiffres 2 et 3 de la lettre a peuvent être supprimés, car les données qu'ils exigent ne sont pas nécessaires pour l'indemnité selon l'art. 13e, al. 2, OApEI. On ne voit pas pourquoi la société nationale du réseau de transport doit avoir connaissance des renforcements de réseau liés à la consommation. Il ne ressort pas de l'article 15b LApEI que cela soit nécessaire. De même, l'information sur les valeurs résiduelles des installations dans le réseau basse tension n'est pas nécessaire pour le déroulement de la indemnité.</p> <p>Al. 1<sup>bis</sup>, let. a: Pour obtenir la compensation visée à l'art. 13e, al. 2, une seule demande des gestionnaires de réseau de distribution est suffisante. Après le traitement des demandes par la société nationale, les indemnités peuvent être déclenchées de manière automatisée. Les demandes récurrentes occasionnent beaucoup de travail aux deux parties, sans aucun bénéfice.</p> <p>Remarque: Selon notre appréciation, les dispositions de la LApEI permettent à Pronovo d'exécuter les tâches prévues à l'art. 15b LApEI ou une partie de ces tâches. Seul le paiement effectif doit obligatoirement être effectué par Swissgrid, en raison de la formulation de l'art. 15b LApEI. En revanche, il n'est pas certain que la loi actuelle sur l'énergie permette à Pronovo d'assumer cette tâche (cf. art. 65, al. 1, LEne). L'OFEN devrait être chargé d'examiner ce point et, le cas échéant, d'initier une adaptation de la loi sur l'énergie.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>15b, al. 4 et 5, LApEI et verse les indemnités aux gestionnaires du réseau de distribution;</p> <p>b. fait rapport annuellement à l'EICoM, et sur demande à l'OFEN, sur les renforcements de réseau effectués par les gestionnaires du réseau de distribution, les renforcements de lignes de raccordement et les indemnités versées.</p> <p>3 L'EICoM:</p> <p>a. examine et approuve les demandes d'indemnité en vertu de l'art. 15b, al. 3, LApEI;</p> <p>b. procède à des contrôles par sondage des renforcements pour lesquels des indemnités ont été demandées et versées en vertu de l'art. 15b, al. 4 et 5, LApEI;</p> <p>c. règle la manière dont les indemnités versées pour des renforcements de réseau en vertu de l'al. 4 doivent être gérées dans les actifs immobilisés des gestionnaires de réseau.</p>	<p>15b, al. 4 <del>et</del> 5, LApEI et verse les indemnités aux gestionnaires du réseau de distribution;</p> <p><u>c.</u> <del>b.</del> fait rapport annuellement à l'EICoM, et sur demande à l'OFEN, sur les renforcements de réseau effectués par les gestionnaires du réseau de distribution <u>en vertu de l'art. 13<sup>e</sup>, al. 2 et 3</u>, les renforcements de lignes de raccordement et les indemnités versées.</p>	<p>Al. 1<sup>bis</sup>, let. c: les renforcements de réseau ne peuvent pas être attribués en détail. C'est aussi pour cette raison que les renforcements sont en effet indemnisés par le biais de forfaits lors de raccordements dans le réseau basse tension, et non dans le cadre d'un examen un cas par cas.</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> <p>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;</p> <p>b. aux groupes-bilan, les coûts occasionnés pour l'énergie d'ajustement, y compris les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire, pour la gestion du programme prévisionnel et pour l'énergie soutirée de la réserve d'électricité visée par l'OIRH;</p> <p>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</p>	<p><b>Art. 15, al. 2, let. b, et 3</b></p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>dérogatoires pour l'octroi des exceptions visées à l'art. 17, al. 6, LApEI.</p> <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> <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>a<sup>bis</sup>. les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH;</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>c. ...</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>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> <p>b. les coûts des renforcements du réseau de distribution et des lignes de raccordement visés à l'art. 15b, al. 3 à 5, LApEI;</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 10 % 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 90 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau du niveau inférieur demande au réseau de transport.</p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>c. à hauteur de 10 % selon un tarif de base fixe pour chaque point de soutirage du réseau de transport.</p>			
<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> <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 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.</p> <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</p>	<p><b>Art. 16, al. 1 et 1<sup>bis</sup></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 du niveau supérieur sont imputés aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau concerné, de la façon suivante:</p> <p>a. à hauteur de 10 % selon l'énergie électrique soutirée du réseau concerné par:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. les consommateurs finaux raccordés directement au réseau, et</li> <li>2. les réseaux du niveau inférieur;</li> </ol> <p>b. à hauteur de 90 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que le consommateur final raccordé directement et les réseaux du niveau inférieur demandent au réseau concerné.</p> <p>1<sup>bis</sup> S'agissant de l'énergie électrique déterminante pour l'imputation des coûts au niveau de réseau inférieur visée à l'al. 1, let. a, ch. 2, il faut en outre tenir compte des quantités d'électricité transformées à partir des niveaux inférieurs, pour autant que ces flux d'électricité dépassent quantitativement ceux en sens inverse dans un intervalle de 15 minutes.</p>	<p>2. les <u>consommateurs finaux du réseau</u> <del>du</del> <u>niveau de réseau</u> inférieur;</p> <p>1<sup>bis</sup> <i>biffer</i></p>	<p>Al. 1, let. a, ch. 2: le chiffre 1 applique le principe brut, alors que le chiffre 2 applique le principe net. Cette contradiction doit être levée.</p> <p>Al. 1<sup>bis</sup>: le principe du montant net n'est pas conforme au principe de causalité, car les centrales à l'origine de la réinjection d'énergie dans le réseau en amont ne paient pas de rémunération de l'utilisation du réseau selon le principe du soutirage. S'il y a réinjection, les coûts répercutés sur ce réseau sont plus élevés que sans le principe du montant net. Le tarif d'utilisation du réseau dans ce réseau augmente, bien que les coûts aient été générés par les producteurs. Ce serait un argument supplémentaire pour empêcher les installations de production qui sont nécessaires pour atteindre les objectifs de développement.</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>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> <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. 17, al. 2</b></p> <p>2 La puissance nette est déterminante pour le calcul de la puissance mensuelle maximale. Elle correspond à la puissance maximale soutirée au niveau de réseau supérieur et calculée simultanément à tous les points d'interconnexion.</p>		<p>Le rapport explicatif doit être adapté à l'ordonnance en supprimant la phrase concernant les réseaux galvaniques.</p>
<p><b>Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau</b></p> <p>1 Il incombe 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. Aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV, les consommateurs finaux, dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 50 MWh, appartiennent au même groupe de clients (groupe de clients de base).</p> <p>3 Les gestionnaires de réseau doivent proposer aux consommateurs finaux du groupe de clients de base un tarif d'utilisation du réseau présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum.</p> <p>4 Ils peuvent leur proposer en sus d'autres tarifs d'utilisation du réseau; aux consommateurs finaux avec mesure de puissance, ils peuvent également proposer des tarifs d'utilisation du réseau présentant une</p>	<p><b>Art. 18 Principes régissant les tarifs d'utilisation du réseau à tous les niveaux de réseau</b></p> <p>1 Le gestionnaire de réseau fixe les tarifs d'utilisation du réseau par année civile (année tarifaire).</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, auquel des tarifs d'utilisation du réseau uniformes s'appliquent.</p> <p>3 Le gestionnaire de réseau définit un tarif standard pour chaque groupe de clients, et le désigne comme tel. Il peut proposer d'autres tarifs aux consommateurs finaux.</p> <p>4 Les principes suivants s'appliquent à la définition des tarifs:</p> <p>a. le gestionnaire de réseau fixe librement les différentes composantes tarifaires, dans le respect des principes tarifaires inscrits dans la loi (art. 14, al. 3, LApEI), sous réserve des prescriptions particulières à l'art. 18a, al. 2 et 4;</p>		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>composante de travail (ct./kWh) non dégressive inférieure à 70 %.</p>	<p>b. les tarifs d'utilisation du réseau dont la structure peut varier sur la base de valeurs liées au réseau sont autorisés dans la mesure où ils incitent à un comportement au service du réseau et où les variations peuvent intervenir au moins tous les quarts d'heure (tarifs d'utilisation du réseau dynamiques).</p>	<p>b. les tarifs d'utilisation du réseau dont la structure peut varier sur la base de valeurs liées au réseau <u>et qui peuvent être différenciés dans l'espace</u> sont autorisés dans la mesure où ils incitent à un comportement au service du réseau et où les variations peuvent intervenir au moins tous les quarts d'heure (tarifs d'utilisation du réseau dynamiques).</p>	<p>Al. 4, let. b: les tarifs doivent pouvoir être différenciés dans l'espace, car la sollicitation du réseau n'est pas la même dans tout le réseau (p. ex. en dessous/au-dessus du brouillard, zone d'habitation ou de commerce). De plus, les valeurs ne doivent pas obligatoirement changer chaque heure si la charge du réseau ne change pas. (Remarque: ne concerne que l'allemand, car le texte français reflète déjà cet aspect.)</p> <p>Il existe une différence entre la version allemande et la version française. En français, il faudrait une variation au moins tous les quarts d'heure. En nous basant sur le rapport explicatif, nous partons du principe que «au moins toutes les heures» correspondait à la volonté du législateur et que la version française doit être adaptée en conséquence.</p>
	<p><b>Art. 18a Tarifs d'utilisation du réseau au niveau basse tension</b></p> <p>1 Au niveau basse tension, les principes suivants s'appliquent à la constitution des groupes de clients:</p> <p>a. le groupe de clients de base est constitué des consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle ne dépasse pas 50 MWh;</p> <p>b. un groupe de clients distinct est constitué de l'ensemble des consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année, dont la consommation annuelle ne dépasse pas 50 MWh et qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent.</p>		<p>L'al. 1, let b, est correct, car il exclut les biens-fonds non habités à l'année. Dans le rapport explicatif, tous les résidents, indépendamment de l'utilisation à l'année, sont explicitement soumis à cet article.</p> <p>Pour les biens-fonds non habités à l'année, des tarifs spéciaux, soutenus aussi par l'El-Com, sont appliqués depuis des années. Cela permet à des lieux touristiques avec de nombreuses résidences secondaires de fixer des prix de l'électricité acceptables pour les résidents à l'année. Si cela est modifié, la conséquence serait des coûts énergétiques extrêmes pour les biens-fonds habités à l'année.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>2 Le gestionnaire de réseau définit le tarif standard du groupe de clients de base en se fondant sur l'un des trois modèles tarifaires suivants:</p> <p>a. tarifs présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum;</p> <p>b. tarifs d'utilisation du réseau dynamiques;</p> <p>c. tarifs présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 50 % au minimum et une composante de puissance variable (ct./kW), qui évolue en fonction des charges du réseau.</p> <p>3 La composante de puissance variable visée à l'al. 2, let. c, se fonde sur des périodes définies pour l'ensemble de l'année tarifaire en fonction de l'estimation des charges du réseau attendues.</p> <p>4 Les consommateurs finaux avec consommation propre et les regroupements dans le cadre de la consommation propre ne doivent pas être globalement désavantagés par rapport aux autres consommateurs finaux dans le groupe de clients de base.</p> <p>5 Pour les consommateurs finaux qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent, tous les tarifs doivent inclure</p>	<p>2 Le gestionnaire de réseau définit le tarif standard du groupe de clients de base en se fondant <u>notamment</u> sur l'un des trois modèles tarifaires suivants <u>selon les lettres a à c</u>:</p> <p>c. tarifs présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 50 % au minimum et une composante de puissance <u>variable</u> (ct./kW), qui <u>peut évoluer</u> en fonction des charges <u>variables</u> du réseau.</p> <p><u>d. (nouveau) la branche peut fixer de manière subsidiaire dans une directive des d'autres modèles tarifaires admissibles qui satisfont aux critères de l'art. 14 LApEI.</u></p> <p>5 Pour les consommateurs finaux <u>selon l'al. 1, let. b qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent</u>, tous les ta-</p>	<p>Al. 2 et al. 2, let. d: l'AES salue expressément les propositions visant à élargir les possibilités en matière de tarification du réseau. La proposition ne va toutefois pas assez loin pour tenir compte de la situation de tous les gestionnaires de réseau de distribution en Suisse. C'est pourquoi nous proposons, avec la nouvelle lettre d, d'élargir les possibilités sur une base subsidiaire.</p> <p>Al. 2, let. c: la possibilité d'une composante de travail plus élevée dans le groupe de clients de base est un élément important pour une tarification conforme au principe de causalité et est donc à saluer. En couplant obligatoirement le montant de la composante de travail à la charge de réseau, cet instrument est toutefois conçu d'une manière inutilement complexe. C'est pourquoi la formulation contraignante («doit») devrait être atténuée au moyen d'une formulation facultative («peut») afin d'obtenir davantage de possibilités de tarification.</p> <p>Al. 5: selon les explications, cet alinéa ne vaut pas pour tous les consommateurs finaux. Cette réglementation ne doit pas concerner</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum.</p>	<p>rifs doivent inclure une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum.</p>	<p>tous les consommateurs finaux, car en particulier certains clients commerciaux disposent d'un compteur de puissance, mais pas d'un compteur intelligent. Ces clients doivent continuer à pouvoir bénéficier des tarifs existants.</p>
<p><b>Art. 18a Différences de couverture dans le domaine des coûts de réseau</b></p> <p>1 Si le montant total de la rémunération pour l'utilisation du réseau perçue par le gestionnaire du réseau pendant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts de réseau imputables (différence de couverture), le gestionnaire de réseau compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture.</p> <p>2 Dans des cas justifiés, l'ECom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture.</p> <p>3 Le taux d'intérêt que le gestionnaire de réseau applique à l'égard du consommateur final correspond:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. en cas de découvert de couverture, au maximum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1;</li> <li>b. en cas d'excédent de couverture, au minimum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.</li> </ul>	<p><b>Art. 18b</b> <i>Ex-art. 18a</i></p>		
	<p><b>Art. 18c Exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau</b></p> <p>L'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 14a, al. 1 et 3, LApEI) s'étend aux coûts des services-système, aux coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH ainsi qu'au supplément visé à l'art. 35 LEnE.</p>	<p>L'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 14a, al. 1 et 3 LApEI) s'étend aux coûts des services-système, aux coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH, <u>les coûts selon l'art. 15b LApEI et ainsi qu'au supplément visé à l'art. 35 LEnE, ainsi qu'aux redevances et prestations fournies à des collectivités publiques.</u></p>	<p>L'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins et celle destinée à faire fonctionner les (pompes des) centrales à accumulation est exemptée du versement de la rémunération pour l'utilisation du réseau (y c. supplément réseau, services-système, réserve d'électricité). Il manque cependant des dispositions sans équivoque à ce sujet quant à l'exemption des redevances et des prestations fournies à des collectivités publiques. Selon le rapport explicatif, il incomberait aux cantons/communes d'implantation de décider de l'exemption ou non des taxes et prestations</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			fournies à des collectivités publiques. Cela revient, comparé à l'état actuel, à péjorer fortement la situation économique des centrales, notamment des centrales de pompage-turbinage, ce qui ne correspond pas à la volonté du Parlement avec l'adoption de la loi pour l'électricité. L'exemption des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques doit être réglée au niveau fédéral.
	<p><b>Art. 18d Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau</b></p> <p>1 Le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 14a, al. 4, LApEI) inclut:</p> <p>a. la composante de travail moyenne pour l'année tarifaire (ct./kWh) du tarif d'utilisation du réseau au point de mesure;</p> <p>b. au prorata, les coûts des services-système et les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH ainsi que le supplément visé à l'art. 35 LEne.</p> <p>2 La rémunération pour l'utilisation du réseau perçue sur les autres composantes tarifaires ne donne pas lieu à un remboursement.</p> <p>3 Le gestionnaire de réseau procède au remboursement du montant dans le cadre de la facturation.</p> <p>4 Il met à disposition un formulaire de demande de remboursement standardisé sous forme numérique.</p>	<p>a. la composante de travail moyenne pour l'année tarifaire (ct./kWh) du tarif d'utilisation du réseau <u>en présence au point de mesure</u>;</p> <p>b. au prorata, les coûts des services-système et les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH, <u>les coûts en vertu de l'Art. 15b LApEI</u> ainsi que le supplément visé à l'art. 35 LEne.</p>	<p>Remarque générale: nous attirons l'attention sur le fait que cette version de l'ordonnance contient des propositions de solutions non conformes à la loi. L'AES peut se déclarer d'accord avec ces propositions dans l'intérêt d'une réglementation transitoire pragmatique.</p> <p>Al. 1, let. a: Le groupe de travail de l'OFEN consacré aux installations de stockage a élaboré une solution pragmatique pour une période de transition. Celle-ci prévoit que le GRD puisse publier en août un tarif applicable au remboursement.</p> <p>Al. 1, let. b: les coûts selon l'art. 15b LApEI doivent également être remboursés.</p>
	<p><b>Art. 18e Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau dans le cas d'installations transformant l'électricité</b></p> <p>1 L'exploitant d'une installation transformant l'électricité en hydrogène, gaz ou combustibles synthétiques visée à l'art. 14a, al. 4,</p>		<p>Remarque générale concernant l'article: la possibilité d'un remboursement doit être saluée sur le principe. La réglementation doit cependant être praticable. Le critère «installations pilote et de démonstration» ne doit pas être traité de manière trop restrictive; il ne serait notamment pas approprié de n'accorder le</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>let. b, LApEI apporte la preuve de la quantité d'électricité entrant en ligne de compte pour le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau au moyen de garanties d'origine.</p> <p>2 La rémunération pour l'utilisation du réseau est remboursée dans le cas d'une installation transformant l'électricité en hydrogène, gaz, combustibles ou carburants synthétiques visée à l'art. 14a, al. 4, let. c, LApEI si l'installation:</p> <p>a. est en service le 31 décembre 2034;</p> <p>b. est exploitée avec des énergies renouvelables;</p> <p>c. est reconnue comme une installation pilote et de démonstration par la Confédération, et</p> <p>d. ne conduit pas à un dépassement de la puissance totale de 200 MW à l'échelle de la Suisse visée à l'art. 14a, al. 4, let. c, LApEI.</p> <p>3 Une installation est reconnue comme installation pilote et de démonstration au sens de l'al. 2, let. c, lorsqu'elle présente des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices.</p> <p>4 L'OFEN répertorie la puissance de toutes les installations bénéficiant du remboursement visé à l'al. 2 sur un site Internet unique librement accessible.</p> <p>5 Le gestionnaire de réseau informe l'OFEN des demandes de remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau soumises par les exploitants d'installations pilotes et de démonstration.</p> <p>6 Le droit au remboursement visé à l'al. 2 s'éteint avec la mise hors service de l'installation, mais au plus tard 20 ans après sa mise en service.</p>	<p>3 Une installation est reconnue comme installation pilote et de démonstration au sens de l'al. 2, let. c, lorsqu'elle <u>sert à tester des cas d'application à l'échelle commerciale qui ne sont pas déjà courants sur le marché présente des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices. Le critère de non-conformité au marché peut notamment résulter des caractéristiques suivantes:</u></p> <p><u>a. Les caractéristiques techniques ou les caractéristiques de l'installation sont en cours de commercialisation;</u></p> <p><u>b. Absence de rentabilité des cas d'application qui sont judicieux d'un point de vue systémique, qui répondent à l'objectif de réduction des gaz à effet de serre et qui seront vraisemblablement rentables en cas de démarrage du marché et de changement d'échelle;</u></p> <p><u>c. Intégration de l'installation dans une infrastructure existante ou à construire, dans le but d'augmenter l'efficacité énergétique globale de la technologie, d'intégrer l'injection fluctuante d'énergies renouvelables ou d'utiliser des produits dé-</u></p>	<p>remboursement à chaque fois qu'à la première installation qui apporte une composante novatrice.</p> <p>Al. 3: le législateur a prévu à l'art. 14a, al. 4, let. c LApEI une possibilité de remboursement pour les installations P+D d'une puissance allant jusqu'à 200 MW. Cette valeur élevée n'a de sens que si le critère P+D n'est pas interprété de manière trop restrictive. Or, c'est précisément le cas avec la référence aux «caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices» requises. En revanche, il semble judicieux et conforme à l'intention du législateur de considérer que le critère P+D est également rempli lorsque des caractéristiques d'installation usuelles sur le marché ne sont pas déjà testées dans la pratique au sens d'applications en laboratoire réel.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		<p><u>rivés et la chaleur résiduelle.</u></p> <p><u>7 (nouveau) Les installations déjà en service au moment de l'entrée en vigueur des modifications du ... ont également droit au remboursement si elles respectent les exigences en vertu de l'al. 2.</u></p>	<p>Al. 7: Ne sert qu'à clarifier le fait que la date de mise en service de l'installation ne joue aucun rôle pour la légitimité de déposer une demande, à l'exception de l'al. 2, let. a.</p>
	<p><b>Art. 18f Prise en charge des coûts de la mesure des quantités d'électricité</b></p> <p>1 Les coûts des mesures nécessaires uniquement pour attester les quantités d'électricité en vue du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau visé à l'art. 14a, al. 4, LApEI, y compris celles des systèmes de mesure intelligents, sont à la charge des exploitants d'installations.</p> <p>2 Les installations de stockage avec consommation finale doivent être équipées d'un système de mesure intelligent pour la mesure des quantités d'électricité lorsqu'une installation de production d'électricité au même point de mesure est soumise à l'obligation d'autorisation d'installation visée à l'art. 6 de l'ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations à basse tension.</p> <p>3 Les installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. b et c, LApEI doivent être équipées d'un système de mesure intelligent si un tel système est requis pour faire la preuve des quantités d'électricité.</p>	<p>3 Les installations visées à l'art. 14a, al. 4, let. b et c, LApEI doivent être équipées d'un système de mesure intelligent <del>si un tel système est requis pour faire la preuve des quantités d'électricité.</del></p>	<p>Al. 3: Le passage peut être supprimé, car une mesure est toujours nécessaire.</p>
	<p><b>Art. 18g Directives sur le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau</b></p> <p>1 Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre technique et les modalités du remboursement.</p> <p>2 Ils collaborent à cet effet avec les milieux concernés.</p>	<p><u>3 (nouveau) Les directives sont élaborées et publiées jusqu'au 31.12.2026.</u></p>	<p>Al. 3: Une fois les ordonnances finales publiées fin 2024, du temps est nécessaire pour élaborer la directive.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p><b>Art. 19 Comparatifs d'efficacité, vérification des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité ou de composantes de coûts</b></p> <p>1 En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité ou certaines composantes de coûts permettant d'assurer l'efficacité d'un réseau, d'une fourniture d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base ou d'un système de mesure dans l'approvisionnement de base, l'EiCom peut établir des comparatifs entre gestionnaires de réseau comparables. Dans la mesure du possible, elle collabore avec les milieux concernés pour établir des comparatifs d'efficacité statistiques et économétriques couvrant l'ensemble des coûts de réseau.</p> <p>2 Le comparatif repose sur des critères appropriés. Il tient compte des différences structurelles sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise, de la qualité de l'approvisionnement, ainsi que du degré d'amortissement dans la comparaison des coûts imputables.</p> <p>3 L'EiCom prend en compte les résultats émanant des comparatifs de qualité et d'efficacité visés à l'art. 22a LApEI.</p>	<p>1 En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau <del>ainsi que les tarifs d'électricité ou certaines composantes de coûts permettant d'assurer l'efficacité d'un réseau</del>, d'une fourniture d'énergie efficace aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base ou d'un système de mesure efficace dans l'approvisionnement de base, l'EiCom <u>procède à des comparatifs unidimensionnels de l'efficacité entre les gestionnaires de réseau. Pour ce faire, elle collabore avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences structurelles non influençables par les entreprises ainsi que de la qualité de l'approvisionnement. Lors des comparaisons des coûts imputables, elle tient compte en outre du degré d'amortissement. Elle intègre des valeurs comparatives internationales dans l'examen. peut établir des comparatifs entre gestionnaires de réseau comparables. Dans la mesure du possible, elle collabore avec les milieux concernés pour établir des comparatifs d'efficacité statistiques et économétriques couvrant l'ensemble des coûts de réseau.</u></p> <p>2 <i>biffer</i></p> <p>3 <i>biffer</i></p> <p><u>3<sup>bis</sup> (nouveau) L'EiCom met les comparatifs et les données correspondantes à la disposition des gestionnaires de réseau pour consultation avant leur publication.</u></p>	<p>Al. 1: le législateur n'a pas prévu d'introduire des comparatifs d'efficacité statistiques et économétriques («quasi-régulation incitative»). En conséquence, ces méthodes ne sont pas non plus autorisées dans l'ordonnance. La régulation Sunshine publie les comparaisons de chiffres clés de l'EiCom. Il convient donc de compléter l'al. 1 uniquement par l'extension de la régulation Sunshine à l'approvisionnement de base et au système de mesure, et de conserver la réglementation actuelle pour le reste. Les tarifs d'électricité comprennent les tarifs d'utilisation du réseau, de l'approvisionnement de base et de la mesure. Cette terminologie est donc obsolète. Il convient de noter que par «comparatif d'efficacité», on entend la comparaison d'indicateurs unidimensionnels au sens de la pratique actuelle (réglementation Sunshine), d'où le nouveau terme «unidimensionnel»..</p> <p>Al. 2: cet alinéa est obsolète en raison des modifications apportées à l'al. 1 et des réflexions correspondantes.</p> <p>Al. 3: cet alinéa est trivial et découle déjà des dispositions de l'art. 22a LApEI.</p> <p>Al. 3<sup>bis</sup>: avant la publication, les résultats doivent être transmis à la branche afin d'être plausibilisés. Il ne peut pas être exclu que les résultats soient frappants dans les zones ru-</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>4 Si le comparatif révèle des coûts excessifs, elle en ordonne la compensation, par réduction, pour l'année tarifaire suivante, des tarifs d'utilisation du réseau, des tarifs d'électricité ou des tarifs de mesurage.</p>	<p>4 <del>Elle Si le comparatif révèle des coûts excessifs, elle en ordonne la compensation de bénéfices injustifiés résultant de tarifs d'utilisation du réseau, d'électricité ou de mesure excessifs</del> par réduction, <del>pour l'année tarifaire suivante,</del> des tarifs d'utilisation du réseau, des tarifs d'électricité ou des tarifs de mesurage.</p>	<p>rales. Il est aussi possible que des erreurs se soient produites. Les gestionnaires de réseau devraient disposer de suffisamment de temps pour effectuer les calculs et vérifier la plausibilité des comparaisons avant leur publication. Cela permet d'éviter les erreurs et les possibilités d'interprétation erronée. Cela permet également d'éviter les conflits juridiques.</p> <p>Al. 4: une base fait défaut pour la régulation incitative. La compensation en cours d'année tarifaire ne correspond pas aux procédés prévus et usuels (compensation des différences de couverture sur trois ans, selon le droit en vigueur).</p>
	<p><i>Titre précédant l'art. 19a</i>  <b>Section 3b Flexibilité et systèmes de commande et de réglage intelligents</b></p>		
	<p><b>Art. 19a Flexibilité au service du réseau et flexibilité existante</b></p> <p>1 Une utilisation de la flexibilité est réputée servir le réseau lorsque le gestionnaire du réseau de distribution agit en vue de soulager des situations de réseau sensibles au niveau local et dans le but d'éviter, de réduire ou de reporter une extension du réseau économiquement inefficace. Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut recourir à la flexibilité qu'à cette fin.</p> <p>2 La flexibilité est réputée existante lorsque le gestionnaire du réseau de distribution a, avant le 1er janvier 2025, installé un système de commande et de réglage intelligent chez un détenteur de flexibilité afin de recourir à sa flexibilité.</p>	<p>1 Une utilisation de la flexibilité est réputée servir le réseau lorsque le gestionnaire du réseau de distribution agit en vue de soulager des situations de réseau sensibles au niveau local, <del>et dans le but d'éviter, de réduire ou de reporter</del> une extension du réseau économiquement inefficace <u>ou de réduire les coûts du réseau ou de repousser des mesures d'une autre façon.</u> <del>Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut recourir à la flexibilité qu'à cette fin.</del></p>	<p>Al. 1: les coûts totaux de l'approvisionnement énergétique doivent être réduits, ce qui englobe par exemple aussi la réduction du pic de charge envers le réseau en amont.</p>
	<p><b>Art. 19b Recours aux utilisations de la flexibilité nouvelle</b></p> <p>1 Lorsqu'un détenteur de flexibilité consent à ce qu'un système de commande et de réglage intelligent soit utilisé par le gestion-</p>	<p>1 Lorsqu'un détenteur de flexibilité consent à ce <u>que</u> <del>qu'un système de commande et de réglage intelligent soit utilisé par</del> le gestion-</p>	<p>Al. 1: selon la loi, l'utilisation de la flexibilité est indépendante du système de contrôle et de régulation intelligent. En outre, comme le décrit</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>naire du réseau de distribution afin de recourir à sa flexibilité, il convient avec celui-ci notamment des éléments suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. l'étendue de l'utilisation envisagée de la flexibilité;</li> <li>b. l'éventuelle installation du système de commande et de réglage intelligent;</li> <li>c. les modalités de l'utilisation du système;</li> <li>d. le moyen permettant d'informer les détenteurs de flexibilité de l'utilisation effective de leur flexibilité ainsi que la fréquence de la communication;</li> <li>e. la rétribution fondée sur des critères objectifs et non discriminatoires.</li> </ul> <p>2 Le gestionnaire du réseau de distribution doit informer, selon les modalités prévues dans le contrat d'utilisation du réseau, mais au moins lors de chaque facturation, les détenteurs de flexibilité concernés de chacune des utilisations effectives de leur flexibilité.</p> <p>3 Il publie toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage, notamment les taux de rétribution.</p>	<p>naire du réseau de distribution <del>recourir</del> <u>utilise afin de</u> recourir à sa flexibilité, il convient avec celui-ci notamment des éléments suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>b. l'éventuelle installation <u>nécessaire</u> du système de commande et de réglage intelligent;</li> <li>d. <i>biffer</i></li> </ul> <p>2 <i>biffer</i></p> <p>3 Il publie toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat <del>sur la commande et le réglage</del>, notamment les taux de rétribution.</p>	<p>le rapport explicatif, l'onduleur, par exemple, fait également partie du système de contrôle et de régulation intelligent.</p> <p>Al. 1, let. d: l'accord porte sur l'utilisation de la flexibilité.</p> <p>Al. 2: il ne fait pas de sens d'écrire au client que son chauffe-eau a été enclenché 365 fois par année à 2 heures du matin.</p> <p>Cela doit être réglé par un contrat, mais pas forcément dans le contrat d'utilisation du réseau. Il n'y en a pas avec les centrales électriques.</p> <p>Il serait beaucoup trop compliqué et volumineux de lister chaque recours à la flexibilité lors de chaque facturation. Le client a bel et bien accepté le contrat.</p> <p>Al. 3: il s'agit d'un contrat d'utilisation de la flexibilité.</p>
	<p><b>Art. 19c Recours aux utilisations de la flexibilité existante</b></p> <p>1 Avant de pouvoir recourir à la flexibilité existante, le gestionnaire du réseau de distribution doit au préalable adapter le contrat d'utilisation du réseau qui le lie aux détenteurs de flexibilité. Celui-ci doit contenir au moins des dispositions relatives aux éléments suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. l'étendue de l'utilisation envisagée de la flexibilité;</li> </ul>		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>b. les modalités de l'utilisation du système de commande et de réglage intelligent;</p> <p>c. le moyen permettant d'informer les détenteurs de flexibilité de l'utilisation effective de leur flexibilité ainsi que la fréquence de la communication;</p> <p>d. la rétribution fondée sur des critères objectifs et non discriminatoires;</p> <p>e. les différents acteurs habilités à utiliser la flexibilité;</p> <p>f. le droit des détenteurs de la flexibilité existante d'interdire l'utilisation d'un système de commande et de réglage intelligent et l'obligation d'informer lesdits détenteurs des conséquences d'une telle interdiction.</p> <p>2 Tout détenteur de flexibilité existante qui souhaite interdire l'utilisation, par le gestionnaire du réseau de distribution, d'un système de commande et de réglage intelligent en vue de recourir à sa flexibilité, doit le lui communiquer expressément. Il peut le faire lors de la mise à jour du contrat d'utilisation du réseau, ou moyennant un préavis d'un mois pour la fin d'un trimestre.</p> <p>3 Le gestionnaire du réseau de distribution informe, selon les modalités prévues dans le contrat d'utilisation du réseau, mais au moins lors de chaque facturation, les détenteurs de flexibilité concernés de chacune des utilisations effectives de leur flexibilité.</p>	<p>e. <i>biffer</i></p> <p><u>g. (nouveau) la durée contractuelle et le délai de résiliation</u></p> <p>2 Tout détenteur de flexibilité existante qui souhaite interdire l'utilisation, par le gestionnaire du réseau de distribution, d'un système de commande et de réglage intelligent en vue de recourir à sa flexibilité, doit le lui communiquer expressément. Il peut le faire lors de la mise à jour du contrat d'utilisation du réseau, ou moyennant un préavis <u>selon l'al. 1, let. g d'un mois pour la fin d'un trimestre.</u></p> <p>3 <i>biffer</i></p>	<p>Al 1, let. e: aucun lien n'est perceptible avec la flexibilité au service du réseau. Cet article concerne exclusivement l'utilisation de la flexibilité existante par le GRD. On part du principe que si d'autres acteurs que le GRD utilisent cette flexibilité, ils devraient établir une relation contractuelle avec le détenteur.</p> <p>Al. 1, let. g, et al. 2: les flexibilités doivent être garanties aussi à long terme afin de réellement éviter les extensions de réseau. Les clients ne sont pas contraints de conclure des contrats s'ils ne souhaitent pas s'engager à long terme.</p> <p>Al. 3: les gestionnaires de réseau de distribution établissent trois factures d'acompte sans indication de quantité et une facture annuelle. Il n'est pas utile d'indiquer à chaque facturation quand la flexibilité a été utilisée, c'est-à-dire quand les chauffe-eau et les pompes à chaleur ont été activés.</p>
	<p><b>Art. 19d Recours aux utilisations garanties de la flexibilité</b></p> <p>1 L'utilisation garantie de la flexibilité par le gestionnaire du réseau de distribution au sens de l'art. 17c, al. 4, LApEI ne donne pas lieu à rétribution.</p> <p>2 En indiquant les raisons et l'étendue de l'utilisation, le gestionnaire du réseau de distribution doit informer le détenteur de flexibilité</p>		

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>concerné:</p> <p>a. sur demande, mais au moins lors de chaque facturation, de toute utilisation effective de sa flexibilité à des fins d'ajustement de l'injection;</p> <p>b. immédiatement, de toute utilisation effective de sa flexibilité en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau.</p> <p>3 Sur demande, il doit informer les tiers de toute utilisation garantie de la flexibilité qui va à l'encontre de droits qu'ils détiennent.</p> <p>4 Il doit en outre informer, sur demande, mais au moins une fois par année, les détenteurs de la flexibilité concernés et les tiers directement restreints dans leurs droits sur la quantité d'énergie qui a été utilisée.</p> <p>5 En vue de recourir à la flexibilité, il peut installer et utiliser un système de commande et de réglage intelligent, sans le consentement du détenteur de flexibilité concerné.</p> <p>6 L'utilisation de la flexibilité est garantie pour l'ajustement de l'injection dans le réseau public. L'étendue de cette garantie est limitée à une part maximale de 3 % de l'énergie produite annuellement par installation. Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre technique de la gestion de l'injection. Ils collaborent à cet effet avec les milieux concernés.</p>	<p>b. <del>immédiatement</del>, de toute utilisation effective de sa flexibilité en cas de menace immédiate et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau;</p> <p>c. <u>(nouveau) l'information en vertu de la lettre b a lieu au moins une fois par année.</u></p> <p>3 <i>biffer</i></p> <p>6 L'utilisation de la flexibilité est garantie pour l'ajustement de l'injection dans le réseau public. L'étendue de cette garantie est limitée à <u>l'injection provenant d'installations photovoltaïques d'une puissance maximale de 1 MW et à 70% de la puissance</u> <del>une part maximale de 3 % de l'énergie produite annuellement par installation. Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre technique de la gestion de l'injection.</del></p>	<p>Al. 2, let. b et c: la formulation est critique. Une communication immédiate n'est guère possible et peu judicieuse. Une communication par SMS ou e-mail ne peut pas être mise en œuvre par les gestionnaires de réseau, ce entre autres car les clients ne communiquent pas leurs numéros de portable ni leurs adresses électroniques. Certaines interruptions ne durent que quelques minutes et ne sont guère ressenties par les clients. Du point de vue du client, il n'existe pas non plus un besoin d'information immédiate. Alourdir la charge de travail dans ce but n'est pas nécessaire.</p> <p>Al. 3: la protection des données n'est pas correctement applicable lors de l'information de tiers, étant donné que la légitimité ne peut pas être clarifiée dans tous les cas.</p> <p>Al. 6 et 7: la formulation est neutre sur le plan technologique et se réfère donc à l'énergie, mais elle vise clairement le photovoltaïque décentralisé en raison des paramètres choisis. L'AES propose donc, pour des raisons de clarté, de le formuler de manière explicite dans l'ordonnance. La limitation aux petites installations jusqu'à 1 MW a pour but d'éviter d'impacter les grandes installations au sol et notamment les installations solaires alpines. Le critère de puissance est préférable au critère énergétique en termes d'applicabilité dans la</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		<p><u>7</u> Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre technique de la gestion de l'injection. Ils collaborent à cet effet avec les milieux concernés.</p>	<p>pratique. Pour les petites installations, un ajustement basé sur la puissance est plus simple et plus efficace. Les installations plus petites précisément, jusqu'à 30 kVA, sont équipées d'une mesure de l'excédent (pas de mesure nette), avec laquelle la production annuelle n'est pas connue du GRD. Cette proposition correspond à la proposition initiale avec le critère énergétique. Des analyses ont révélé qu'un ajustement de la puissance à 70% avait pour conséquence que seulement 3% de la production annuelle ne puisse pas être injectée dans le réseau.</p> <p>Le critère de puissance se réfère à la puissance du module de l'installation PV, et non à la puissance de l'onduleur.</p> <p>Étant donné que l'ajustement de l'injection est un nouvel instrument, il faudrait en outre régler le traitement des installations existantes.</p>
	<p><i>Titre précédant l'art. 19e</i>  <b>Section 3c Communautés électriques locales</b></p>		
	<p><b>Art. 19e Constitution d'une communauté électrique locale</b></p> <p>1 Une communauté électrique locale peut être constituée lorsque la puissance des installations de production qui y sont intégrées représente au moins 20 % de la puissance de raccordement de tous les consommateurs finaux participants.</p> <p>2 Les installations de production exploitées 500 heures par an au maximum ne sont pas prises en compte dans le calcul de la puissance de production.</p> <p>3 Les consommateurs finaux ainsi que les installations de production et les installations de stockage intégrés dans la communauté doivent se situer dans la même zone de desserte et ne pas être raccordés à des niveaux de tension supérieurs à 36 kV. En outre, de tels niveaux de tension ne peuvent</p>	<p>3 Les consommateurs finaux ainsi que les installations de production et les installations de stockage intégrés dans la communauté doivent se situer dans la même zone de desserte et <del>ne pas être raccordés</del> <u>uniquement sur les niveaux de réseau 7 et 5 à des niveaux de tension supérieurs à 36 kV</u>. En</p>	<p>Les 20% sont considérés comme appropriés et ne devraient pas être abaissés.</p> <p>Al. 3: il doit être clair qu'une CEL, conformément à l'art. 17d, al. 2, let. a, LApEI, ne peut être constituée que dans la même zone de réseau, au même niveau de réseau et à proximité les uns des autres.</p> <p>La création de CEL via les réseaux du GRD en amont n'est donc expressément pas autorisée.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>pas être utilisés pour l'échange de l'électricité autoproduite dans le cadre de la communauté.</p> <p>4 Un consommateur final ne peut participer qu'à une communauté électrique locale par site de consommation. Une installation de production ou une installation de stockage ne peut être intégrée que dans une communauté.</p> <p>5 Lorsqu'une condition préalable à la constitution d'une communauté électrique locale n'est plus remplie, elle n'est plus traitée comme telle par le gestionnaire du réseau de distribution.</p>	<p>outre, <del>de tels seuls ces</del> niveaux de <u>réseau tension</u> ne peuvent pas être utilisés pour l'échange de l'électricité autoproduite dans le cadre de la communauté. <u>Les niveaux de réseau utilisés doivent être exploités par le même gestionnaire de réseau.</u></p>	<p>De même, l'utilisation du niveau haute tension doit être expressément exclue.</p>
	<p><b>Art. 19f Relation entre les participants</b></p> <p>1 Les participants à la communauté électrique locale conviennent par écrit:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. du représentant de la communauté vis-à-vis de l'extérieur;</li> <li>b. des taux de rétribution de l'électricité produite et consommée en interne;</li> <li>c. de la prise en charge des coûts du traitement des données, de l'administration et du décompte internes;</li> <li>d. des prérequis et des conditions d'entrée dans la communauté et de sortie de celle-ci;</li> <li>e. d'une répartition différente de la facturation concernant la prise en charge des coûts liés à l'utilisation du réseau, à la mesure et à la fourniture d'électricité dans l'approvisionnement de base et en dehors de celui-ci.</li> </ul> <p>2 Dans la mesure du possible, l'électricité produite par les installations de production de la communauté est écoulée dans la communauté. La vente au gestionnaire du réseau de distribution ou à un tiers n'est admissible que si, à un moment déterminé, la quantité d'électricité injectée dépasse la quantité d'électricité soutirée du réseau par l'ensemble des participants de la communauté, et ne peut porter que sur l'électricité excédentaire.</p>		<p>Al. 1, let. c: Nous comprenons la lettre c de telle sorte que le producteur est lui-même responsable du décompte de l'électricité photovoltaïque vendue au sein de la CEL.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
		<p><u>3 (nouveau) Lorsqu'une installation de stockage participe à une communauté électrique locale, l'électricité soutirée du réseau et stockée dans le dispositif ne doit pas être livrée, lors du processus de déchargement, de façon interne aux participants à la communauté.</u></p>	<p>Al. 3: correspond à la prescription «commercialiser au sein de cette communauté l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite», art. 17d LApEI. L'électricité fournie en interne aux participants d'une CEL ne peut provenir que d'installations de production qui sont elles-mêmes des participantes à cette CEL. Si l'électricité provenant du réseau est stockée temporairement dans une installations de stockage, cette condition n'est pas remplie.</p> <p>L'AES salue expressément que le Conseil fédéral ne procède pas à une répartition des coûts administratifs et des coûts de distribution selon l'art. 17d, al. 6, LApEI. Les CEL constituent aussi une grande charge de travail pour le service client et une réduction des coûts administratifs et des coûts de distribution ne serait pas conforme au principe de causalité.</p>
	<p><b>Art. 19g Relation avec le gestionnaire du réseau de distribution</b></p> <p>1 Le représentant de la communauté électrique locale informe le gestionnaire de réseau:</p> <p>a. de la constitution et de la dissolution de la communauté, moyennant un préavis de trois mois;</p> <p>b. des participants et, moyennant un préavis d'un mois, de toute modification concernant la composition de la communauté;</p> <p>c. du représentant de la communauté vis-à-vis de l'extérieur;</p> <p>d. des données techniques des installations de production, notamment le type d'installation et la puissance électrique;</p> <p>e. de la non-atteinte de la valeur définie à l'art. 19e, al. 1.</p>	<p>a. de la constitution et de la dissolution de la communauté, moyennant un préavis de trois mois <u>à la fin ou au début d'un mois;</u></p> <p>b. des participants et, moyennant un préavis d'un mois, de toute modification concernant la composition de la communauté, <u>ou seulement pour la fin d'un trimestre lorsque le participant n'a pas encore installé de système de mesure intelligent;</u></p> <p>d. des données techniques des installations de production, notamment le type d'installation et la puissance électrique <u>ainsi que la taille des coupe-circuits d'abonné par consommateur et installation de stockage;</u></p>	<p>Al. 1, let. a: les processus de décompte devraient être adaptés moyennant une grande charge de travail (onéreuse) si les adaptations pouvaient être faites au jour près.</p> <p>Al. 1, let. b: le GRD a besoin de plus de temps s'il doit encore installer un système de mesure intelligent.</p> <p>Al. 1, let. d: pour calculer la puissance de 20%, les consommateurs finaux qui ne participent pas doivent être soustraits.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de collaborer. Pour autant que cela soit pertinent pour la planification de la communauté, il communique notamment aux personnes intéressées à constituer une communauté électrique locale:</p> <p>a. la topologie du réseau, dans un délai de 14 jours à compter de la réception de la demande;</p> <p>b. la situation en matière de raccordement des consommateurs finaux, des installations de production et des installations de stockage.</p> <p>3 Il procède comme suit pour calculer la rémunération pour l'utilisation du réseau correspondant aux quantités d'électricité autoproduites et écoulée dans le cadre de la communauté via le réseau de distribution et l'attribuer aux différents participants:</p> <p>a. il compare la somme des soutirages et la somme des injections d'électricité des participants à la communauté sur la base de leurs valeurs de courbe de charge de 15 minutes;</p> <p>b. la plus faible des deux valeurs est considérée comme la quantité d'électricité autoproduite et écoulée dans le cadre de la communauté;</p> <p>c. celle-ci est imputée selon une même clé de répartition aux différents participants,</p>	<p><u>f. (nouveau) La déclaration de volonté des participants de la communauté électrique locale concernant leur adhésion à ou leur retrait de la communauté.</u></p> <p><u>1<sup>bis</sup> (nouveau) En cas de non-respect par le représentant des obligations en vertu de l'alinéa 1, le gestionnaire de réseau de distribution peut ne plus traiter la communauté électrique locale comme telle.</u></p> <p>2 Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de collaborer. Pour <del>autant que cela soit pertinent</del> pour la planification de la communauté, il communique notamment <u>aux responsables d'une communauté électrique locale aux personnes intéressées à constituer une communauté électrique locale:</u></p> <p>a. la topologie du réseau <u>pertinente</u>, dans un délai de <u>20 jours ouvrables</u> <del>14 jours</del> à compter de la réception de la demande;</p> <p>3 <u>remplacer par:</u>  <u>Le minimum de la somme de toutes les injections et de la somme de tous les soutirages est considéré comme étant la quantité d'électricité autoproduite et écoulée dans le cadre de la communauté.</u>  <u>Cette quantité d'électricité est à imputer individuellement aux participants en fonction de leurs soutirages au prorata.</u></p>	<p>Al. 1, let. f : le gestionnaire de réseau de distribution doit avoir la certitude que l'adhésion ou le retrait correspond effectivement à la volonté du participant.</p> <p>Al. 1<sup>bis</sup>: le représentant doit assumer de nombreuses tâches. Il faudrait préciser ce qui se passe en cas de non-exécution de ces tâches, notamment dans le cas de la lettre e, qui entraîne la dissolution de la CEL.</p> <p>Al. 2: les GRD ne peuvent pas examiner spontanément des centaines de constellations, mais plutôt des projets concrets.</p> <p>Seules les données concernant la topologie du réseau doivent être mises à disposition, et non pas des données quelconques.</p> <p>Al. 2, let. a: une délai de 14 jours est très court, notamment à Pâques ou durant la période de Noël. Une prolongation à 20 jours ouvrables est appropriée.</p> <p>Al. 3: la proposition du Conseil fédéral est difficilement compréhensible. L'AES propose une formulation plus simple et plus claire, sans pour autant changer le contenu.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>compte tenu de leurs soutirages respectifs.</p> <p>4 L'al. 3 s'applique par analogie au calcul et à l'attribution de la rémunération pour la fourniture d'électricité dans l'approvisionnement de base, auquel cas le gestionnaire du réseau de distribution ne prend en compte que la fourniture d'électricité destinée aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base.</p> <p>5 Le prélèvement du montant pour le mesurage repose sur les dispositions relatives aux systèmes de mesure.</p>		
	<p><b>Art. 19h Réduction du tarif d'utilisation du réseau</b></p> <p>1 La réduction du tarif d'utilisation du réseau à laquelle les participants à une communauté peuvent prétendre pour le soutirage d'électricité autoproduite (art. 17e, al. 3, LApEI) s'élève à 30 % de leur tarif standard (art. 18, al. 3).</p>	<p>1 La réduction du tarif d'utilisation du réseau à laquelle les participants à une communauté peuvent prétendre pour le soutirage d'électricité autoproduite (art. 17e, al. 3, LApEI) s'élève à 30 % de <u>la composante de travail</u> <del>leur tarif standard</del> (art. 18, al. 3).</p>	<p>Al. 1: la réduction doit se baser sur le tarif d'utilisation du réseau que le consommateur final a choisi ou qui est donné.</p> <p>Les réductions semblent appropriées en raison des faibles répercussions de la constitution d'une CEL sur les coûts du réseau engendrés. Elles ne devraient en aucun cas être augmentées.</p> <p>Dans le rapport explicatif du chapitre sur le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, le Conseil fédéral a indiqué à juste titre que le tarif de puissance sert à rémunérer la capacité de raccordement. Comme cette capacité n'est pas caduque en cas de réinjection, aucun remboursement n'est nécessaire. Il en va de même pour les prix de base, qui couvrent les coûts structurels du réseau. Le remboursement devrait donc se limiter à la composante de travail du tarif. Les mêmes principes s'appliquent à l'échange d'électricité au sein d'une communauté électrique locale. Ni la puissance de raccordement ni les coûts du système ne sont réduits par l'achat d'électricité autoproduite. Par conséquent, les participants ne devraient pas non plus avoir droit à une réduction sur la composante de puissance, le tarif de base et l'énergie réactive.</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>2 La quantité d'électricité donnant droit à la réduction correspond à la plus faible valeur visée à l'art. 19g, al. 3, let. b.</p> <p>3 Si, pour des raisons liées à la topologie du réseau et en raison de la situation de raccordement des différents participants, l'électricité autoproduite ne peut pas être écoulee, dans le cadre de la communauté, entre chaque installation de production et un consommateur final, quel qu'il soit, au sein de la communauté, sans transformation de la tension, la réduction est ramenée à 15 % pour l'ensemble des consommateurs finaux au sein de la communauté.</p> <p>4 Doivent être facturés sans réduction:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. les coûts des services-système;</li> <li>b. les coûts liés à la réserve d'électricité;</li> <li>c. le supplément visé à l'art. 35 LEne;</li> <li>d. les redevances et les prestations fournies aux collectivités publiques.</li> </ul>	<p>2 La <u>quantité d'électricité autoproduite et écoulee dans le cadre de la communauté</u> <del>quantité d'électricité donne</del> donnant droit à la réduction <del>correspond à la plus faible valeur visée</del> <u>conformément</u> à l'art. 19g, al. 3, let. b.</p> <p>3 Si, pour des raisons liées à la topologie du réseau et en raison de la situation de raccordement des différents participants, l'électricité autoproduite ne peut pas être écoulee, dans le cadre de la communauté, entre chaque installation de production et un consommateur final, quel qu'il soit, au sein de la communauté, sans transformation de la tension, la réduction est ramenée à 15 % <u>de la composante travail</u> pour l'ensemble des consommateurs finaux au sein de la communauté.</p> <p><u>e. (nouveau) le tarif de mesure</u>  <u>f. (nouveau) les coûts pour la plate-forme de données.</u></p>	<p>Al. 2: précision</p> <p>Al. 4, let. e et f: le tarif de mesure et les coûts pour la plate-forme de données ne font, par définition, pas partie du tarif d'utilisation du réseau.</p>
		<p><b><u>Art. 19i (nouveau) Mise en œuvre</u></b>  <u>Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant la mise en œuvre des communautés électriques locales, à l'exception des règles selon l'art. 19f. Ils collaborent à cet effet avec les milieux concernés.</u></p>	<p>Afin de clarifier les choses et pour tenir compte de l'approche subsidiaire, les règles sont définies dans des directives transparentes et non-discriminatoires. En sont exclues les dispositions selon art. 19f, car ces dispositions concernent non pas les GRD, mais la relation au sein de la CEL.</p>
<p><b>Chapitre 4 Services-système et groupes-bilan</b></p>			
<p><b>Art. 22 Services-système</b>            1 Lorsqu'elle ne les fournit pas elle-même, la société nationale du réseau de transport se procure les services-système au moyen</p>	<p><b>Art. 22, al. 3 à 5</b></p>		

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>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 et à l'art. 71a, al. 4, LEn sont soumises à l'approbation de l'ECom.</p> <p>5 La société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire de réseau pour les renforcements visés à l'al. 3 et à l'art. 71a, al. 4, LEn en se fondant sur l'approbation de l'ECom.</p> <p>6 Elle fait rapport annuellement à l'ECom sur les services-système effectivement fournis et sur l'imputation de leurs coûts.</p>	<p>3 <i>Abrogé</i></p> <p>4 <i>Abrogé</i></p> <p>5 <i>Abrogé</i></p>		
	<p><i>Titre précédant l'art. 26d</i></p> <p><b>Chapitre 4c Publication de comparatifs de qualité et d'efficacité</b></p>		
	<p><b>Art. 26d</b></p> <p>1 L'ECom assure la comparabilité des résultats dans les domaines visés à l'art. 22a LApEI.</p> <p>2 Elle publie chaque année les résultats de ses comparatifs de qualité et d'efficacité sur son site Internet.</p> <p>3 L'OFEN peut recourir à des méthodes statistiques économétriques pour l'évaluation des résultats obtenus par l'ECom. Sur demande, l'ECom fournit à l'OFEN tout renseignement ou document dont il a besoin pour procéder à l'évaluation.</p>	<p>3 <i>biffer</i></p>	<p>Al. 3: cf. aussi à l'art. 19.</p> <p>Selon l'art. 22a, al. 4, LApEI, l'OFEN est chargé d'évaluer tous les quatre ans les comparatifs effectués conformément à l'art. 22a, al. 2, LApEI. Il n'existe pas de dispositions légales permettant à l'ECom de fournir à l'OFEN des informations et des documents relatifs aux comparatifs selon l'art. 22a, al. 2, LApEI. Il ne</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
			ressort pas non plus du message relatif à la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables de juin 2021 que le législateur ait eu l'intention de confier à l'OFEN des compétences pour évaluer les résultats de l'EiCom.
<p><b>Chapitre 5 Dispositions finales</b> <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 directives 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 LEn est applicable par analogie au recours à des organisations privées.</p>	<p><b>Art. 27, al. 4</b></p> <p>4 Avant d'édicter des directives au sens des art. 3, al. 1, 7, al. 2, 8a, al. 2, 8a<sup>bis</sup>, al. 4, 8b, 8e, al. 1, 12, al. 2, 13, al. 1, 17, 18g, 19d, al. 6, et 23, al. 2, les gestionnaires de réseau consultent en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. Ils publient les directives 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>4 Avant d'édicter des directives au sens des art. 3, al. 1, 7, al. 2, 8a, al. 2, 8a<sup>bis</sup>, al. 4, 8b, 8e, al. 1, <u>8h, al. 3</u>, 12, al. 2, 13, al. 1, <u>16, al. 1<sup>bis</sup></u>, 17, <u>18, al. 2, let. b</u>, 18g, <del>19d, al. 6</del>, <u>19j</u> et 23, al. 2, les gestionnaires de réseau consultent en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. Ils publient les directives sur un site Internet unique librement accessible. <del>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.</del></p>	<p>Al. 4: l'élaboration de directives en impliquant les milieux concernés est déjà réglée dans l'art. 19d pour la gestion de l'injection et peut donc être biffée ici.</p> <p>La «menace» devrait être supprimée. La branche prend le mandat/l'obligation au sérieux et élaborera les directives. Il faudrait se demander si l'OFEN dispose des connaissances pratiques et de l'expertise suffisantes pour élaborer des directives qui soient applicables dans la pratique et uniformes et dont la mise en œuvre entraînerait une charge administrative aussi faible que possible.</p>
<p><b>Section 4a</b> <b>Disposition transitoire relative à la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017</b></p>			

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p><b>Art. 31f Utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau</b></p> <p>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> <i>Abrogé</i></p>	<p>Abrogation seulement au 1.1.2026</p>	<p>Pour l'introduction du <i>opt-out</i> pour les flexibilités existantes, une disposition transitoire est nécessaire. Cf. proposition à l'art. 31n.</p>
	<p><i>Titre précédant l'art. 31n</i></p> <p><b>Section 4e Disposition transitoire relative à la modification du ...</b></p>		
	<p><b>Art. 31n</b></p> <p>1 La disposition relative aux parts minimales d'électricité issues d'énergies renouvelables à écouler dans l'approvisionnement de base (art. 4a) s'applique pour la première fois pour l'année tarifaire 2026.</p> <p>2 La disposition relative au produit électrique standard (art. 4b) s'applique pour la première fois pour l'année tarifaire 2028.</p> <p>3 Les quantités d'électricité visées à l'art. 4c, al. 2, doivent être assurées pour la première fois le 31 août de l'année tarifaire 2026.</p>	<p>1 La disposition relative aux parts minimales d'électricité issues d'énergies renouvelables à écouler dans l'approvisionnement de base (art. 4a) s'applique pour la première fois pour l'année tarifaire 2026. <u>Pour l'année tarifaire 2026, la part minimale peut différer exceptionnellement de la part de 20% prévue à l'art. 4a, al. 3.</u></p> <p>3 Les quantités d'électricité visées à l'art. 4c, al. 2, doivent être assurées pour la première fois le 31 août de l'année <del>tarifaire</del> 2026.</p> <p><u>3<sup>bis</sup> (nouveau) Les dispositions de l'art. 7, al. 3, let. f et h, des art. 7a, 7b, 8-8i, 13-13f, 15, al. 2, let. b et 3, 16, al. 1 et 1<sup>bis</sup>, 17, al. 2, 18-18g, 19c, 19e-19h s'appliquent pour la première fois à l'année tarifaire suivant l'entrée en vigueur de la modification du 29 sep-</u></p>	<p>Al. 1: les délais sont serrés de manière générale. La disposition transitoire est trop courte pour les 20% de production indigène (physique) lorsqu'on est en présence de contrats existants:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- L'ordonnance finale ne sera connue qu'à fin 2024 et entrera en vigueur au 1.1.2025.</li> <li>- Les entreprises qui acquièrent l'énergie à long terme en ont déjà contracté de grandes quantités.</li> <li>- Les contrats déjà conclus doivent conserver leur validité (contrats existants sur trois ans) / protection des droits acquis.</li> </ul> <p>Al. 3: afin d'éviter des malentendus, il convient d'écrire «année» au lieu d'«année tarifaire» (précision). Selon la perception de l'AES, au 31.08.2026, 75% de l'énergie pour l'année 2027 doit être acquise, 50% pour l'année 2028, etc.</p> <p>Al. 3<sup>bis</sup>: l'année 2025 vaut comme année de transition, non seulement en matière de tarifs, mais aussi pour les coûts de mesure et les coûts du réseau. Il convient d'introduire une disposition transitoire à ce sujet dans un alinéa supplémentaire.</p>

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>4 La demande visée à l'art. 8f, al. 1, doit être soumise dans un délai de neuf mois à compter de l'entrée en vigueur de la modification du ....</p> <p>5 Les coûts de renforcement de réseau sont indemnisés sur la base de l'ancien droit lorsque le gestionnaire de réseau a approuvé la demande de raccordement technique (DRT) ou que le contrat de raccordement au réseau a été conclu avant l'entrée en vigueur des art. 13 et 13f.</p> <p>6 Les renforcements de réseau et de lignes de raccordement engendrés par la production sont indemnisés selon l'ancien droit si,</p>	<p><u>tembre 2023 de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Si l'adoption d'une directive est prévue, l'article ne s'applique qu'à partir de la publication de la directive. Le délai d'élaboration de la directive prévu à l'article 27 doit être respecté.</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La disposition au sujet de la facturation (art. 7a et 7b) est applicable pour la première fois pour l'année tarifaire 2026, ou seulement lorsque les coûts relatifs à la plateforme de données sont publiés pour la première fois.</li> <li>• La disposition au sujet des tarifs de mesure (art. 8) est applicable pour la première fois pour l'année tarifaire 2026.</li> <li>• Les dispositions au sujet des principes régissant les tarifs d'utilisation du réseau à tous les niveaux de réseau sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026.</li> <li>• Les dispositions au sujet des tarifs d'utilisation du réseau au niveau basse tension (art. 18a) sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026.</li> <li>• Les dispositions au sujet du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 18d&amp;e) sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026.</li> <li>• Les dispositions au sujet de l'utilisation de la flexibilité existante sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026</li> <li>• Les dispositions de la section 3c au sujet des CEL sont applicables pour la première fois pour l'année tarifaire 2026.</li> </ul> <p>Des directives devront également être élaborées d'ici l'entrée en vigueur des ordonnances.</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
	<p>avant l'entrée en vigueur de la modification du ...:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. une demande de raccordement technique a été acceptée par le gestionnaire de réseau, ou que</li> <li>b. un contrat de raccordement au réseau a été conclu.</li> </ol>		
<p><i>Annexe 1a</i> <b>(art. 8h, al. 3)</b></p> <p><b>Données de référence</b> <b>Sont considérés comme des données de référence :</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. le numéro du point de mesure ;</li> <li>2. la méthode de mesure appliquée au point de mesure ;</li> <li>3. le mode de décompte appliqué au point de mesure ;</li> <li>4. la fréquence des relevés au point de mesure ;</li> <li>5. la désignation du gestionnaire du réseau de distribution ;</li> <li>6. la désignation du fournisseur d'énergie ;</li> <li>7. la désignation du responsable du groupe-bilan ;</li> <li>8. la désignation du responsable des services-système ;</li> <li>9. le recours à la consommation propre au sens de l'art. 16 LEne ;</li> <li>10. la participation à un regroupement dans le cadre de la consommation propre au sens de l'art. 17 LEne ;</li> <li>11. la participation à une communauté électrique locale au sens des art. 17d et 17e LApEI ;</li> <li>12. la puissance de raccordement au point de mesure, en kVA ;</li> <li>13. le raccordement d'une station de recharge pour véhicules électriques et la puissance de raccordement, en kVA ;</li> <li>14. le raccordement d'une pompe à chaleur et la puissance de raccordement, en kVA ;</li> <li>15. le raccordement d'une installation de production ainsi que</li> </ol>		<p><i>Biffer</i></p>	<p>De nombreuses données de référence listées à l'annexe 1a ne sont pas saisies par le GRD, ou pas selon une prescription homogène. En font partie:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La puissance de raccordement au point de mesure en kVA</li> <li>• Le raccordement d'une borne de recharge pour les véhicules électriques -&gt; le GRD est intéressé par l'infrastructure de recharge existante et non par chaque borne de recharge.</li> <li>• La classe économique selon la nomenclature générale des activités économiques</li> <li>• L'identifiant de bâtiment et d'appartement (une grande partie des entreprises électriques, en particulier les petites, n'utilisent pas de tels identifiants. En plus, collision avec la protection des données, pas d'anonymisation).</li> </ul> <p>En général: de nombreux attributs ne sont pas liés au point de mesure, mais au client ou au raccordement. Cela ne convient que pour les maisons individuelles.</p> <p>Les cas d'application et les objectifs poursuivis par ces données devraient, dans l'ensemble, être mieux expliqués. Il faut notamment veiller à la compatibilité avec la loi sur la protection des données, à la protection de la sphère privée et à l'utilisation parcimonieuse des données. L'art. 8d de l'OApEI règle en outre le traitement des données relatives à la courbe de charge.</p> <p>En raison des évolutions dynamiques qui se profilent, les données de référence ne doivent pas être définies dans une annexe à l'ordon-</p>

## Ordonnances loi pour l'électricité - OApEI

Droit en vigueur	Projet du 21.2.2024	Proposition de l'AES	Remarque de l'AES
<p>15.1. la technologie de production,  15.2. la puissance de l'installation,  15.3. la date de mise en service ;  16. l'enregistrement de l'installation de production au sens de l'art. 2, al. 1, OEne  17. le raccordement d'un accumulateur électrique et la puissance de raccordement, en kVA ;  18. le numéro postal d'acheminement ;  19. la commune ;  20. l'identificateur de bâtiment au sens de l'art. 8, al. 2, let. a, de l'ordonnance du 9 juin 2017 sur le Registre fédéral des bâtiments et des logements (ORegBL);  21. l'identificateur de logement au sens de l'art. 8, al. 3, let. a, ORegBL ;  22. la classe selon la Nomenclature générale des activités économiques<sup>9</sup></p>			<p>nance mais de manière subsidiaire dans le modèle de données de la branche de l'AES et continuer à être adaptées au fur et à mesure aux besoins et aux possibilités.</p>