

# Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité (OApEl)

du 14 mars 2008 (État le 1<sup>er</sup> juillet 2024)

---

*Le Conseil fédéral suisse,*

vu l’art. 30, al. 2, de la loi fédérale du 23 mars 2007 sur l’approvisionnement en électricité (LApEl)<sup>1</sup>,

*arrête:*

## Chapitre 1 Dispositions générales

### Art. 1 Objet et champ d’application

<sup>1</sup> 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, LApEl.

<sup>2</sup> Les dispositions de la LApEl créant les conditions d’un approvisionnement en électricité sûr s’appliquent aussi au 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. Les art. 4, al. 1, let. a et b, 8, 9 et 11 LApEl s’appliquent en particulier, mais pas l’art. 8a LApEl.<sup>2</sup>

<sup>3</sup> 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, LApEl 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:

- a. produit et injecte simultanément dans le réseau à 16,7 Hz dans une unité économique située sur le même site;
- b. soutire pour ses propres besoins et pour le fonctionnement des pompes (art. 4, al. 1, let. b, 2<sup>e</sup> phrase, LApEl).<sup>3</sup>

<sup>3bis</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 au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point d’injection ou de soutirage.<sup>4</sup>

RO 2008 1223

<sup>1</sup> RS 734.7

<sup>2</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l’O du 31 mai 2024, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juil. 2024 (RO 2024 282).

<sup>3</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l’O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> mars 2013 (RO 2013 559).

<sup>4</sup> Introduit par le ch. I de l’O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> mars 2013 (RO 2013 559).

<sup>4</sup> 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.

## Art. 2 Définitions

<sup>1</sup> Au sens de la présente ordonnance, on entend par:

- a. *programme prévisionnel*: le profil (puissance moyenne par unité de temps) indiquant la fourniture ou l'acquisition convenue d'énergie électrique pour une certaine durée;
- b.<sup>5</sup> ...
- c. *point d'injection ou de soutirage*: le point du réseau où un appareil de mesure saisit et mesure ou enregistre le flux d'énergie injecté ou soutiré (point de mesure);
- d. *gestion du bilan d'ajustement*: l'ensemble des mesures techniques, opérationnelles et comptables servant à assurer l'équilibre permanent des bilans en puissance et en énergie dans le système d'électricité; en font notamment partie la gestion des programmes prévisionnels, la gestion des mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre;
- e.<sup>6</sup> ...
- f. *consommateur final avec approvisionnement de base*: consommateur final captif ou qui renonce à l'accès au réseau (art. 6, al. 1, LApEI).

<sup>2</sup> Sont notamment des composants du *réseau de transport*:

- a. les lignes électriques, pylônes compris;
- b. les transformateurs de couplage, les postes de couplage, les appareils de mesure, de commande et de communication;
- c. les équipements utilisés conjointement avec d'autres niveaux de réseau, qui sont employés majoritairement avec le réseau de transport ou sans lesquels celui-ci ne peut être exploité de façon sûre et efficace;
- d.<sup>7</sup> les départs avant le transformateur assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique, à l'exception des départs assurant la liaison avec une centrale nucléaire dans la mesure où ils sont importants pour la sécurité de l'exploitation de cette centrale nucléaire.

<sup>5</sup> Abrogée par le ch. I de l'O du 11 nov. 2015, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2016 (RO 2015 4789).

<sup>6</sup> Abrogée par le ch. I de l'O du 11 nov. 2015, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2016 (RO 2015 4789).

<sup>7</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

## Chapitre 2 Sécurité d’approvisionnement

### Art. 3 Raccordement au réseau

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Ils fixent aussi dans ces directives le dédommagement dû en cas de changement de raccordement.

<sup>2bis</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.<sup>8</sup>

<sup>3</sup> 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 (ElCom) tranche.

### Art. 4<sup>9</sup> Fourniture d’électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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>, LApEl, 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.

<sup>3</sup> Si le gestionnaire du réseau de distribution acquiert l’électricité qu’il fournit selon l’art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEl 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

<sup>8</sup> Introduit par le ch. I de l’O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>9</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l’O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1<sup>er</sup> juin 2019 au 31 déc. 2030 (RO 2019 1381; 2022 772).

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 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER)<sup>10</sup>. Sont déterminants:

- a. pour les installations de production mises en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2013: les taux de rétribution applicables au 1<sup>er</sup> janvier 2013;
- 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 1<sup>er</sup> janvier 2017<sup>11,12</sup>

<sup>4</sup> 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>, LApEl, il utilise pour le marquage de l'électricité les garanties d'origine établies pour cette électricité.

<sup>5</sup> Les coûts de l'électricité provenant d'installations de production qui participent au système de rétribution de l'injection, qui obtiennent un financement des frais supplémentaires ou qui bénéficient de mesures de soutien cantonales ou communales comparables ne peuvent pas être pris en compte conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEl.

**Art. 4a**<sup>13</sup> 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

<sup>1</sup> Si l'électricité fournie conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEl 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:

- a. rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques:
  1. si la rétribution unique a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit,
  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<sup>14</sup>,
  - 3.<sup>15</sup> 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:

<sup>10</sup> RS 730.03

<sup>11</sup> RO 1999 207, 2016 4617

<sup>12</sup> Nouvelle teneur selon le ch. III de l'O du 23 oct. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2020 (RO 2019 3479).

<sup>13</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1<sup>er</sup> juin 2019 au 31 déc. 2030 (RO 2019 1381; 2022 772).

<sup>14</sup> RS 730.03

<sup>15</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur du 1<sup>er</sup> janv. 2023 au 31 déc. 2030 (RO 2022 772).

- pour les installations mises en service à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023 qui injectent la totalité de l'électricité produite: 40 % du taux de rétribution déterminant,
  - pour les autres installations: 20 % du taux de rétribution déterminant;
- b. contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques ou pour les installations de biomasse:
1. si la contribution d'investissement a été fixée définitivement avant l'acquisition, le montant de celle-ci est déduit,
  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).

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> D'autres mesures de soutien comparables, mesures cantonales ou communales comprises, sont prises en compte par analogie.

**Art. 4b<sup>16</sup>** Communication de la modification des tarifs de l'électricité

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'ElCom les hausses des tarifs d'électricité ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au plus tard le 31 août.

**Art. 4c<sup>17</sup>** 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>, LApEl

<sup>1</sup> Sur demande, le gestionnaire du réseau de distribution apporte la preuve à l'ElCom que, dans le cadre de la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEl, 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.

<sup>2</sup> Si l'électricité fournie ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci annonce chaque année à l'ElCom, aux fins de contrôle de plausibilité, les quantités fournies et la moyenne du prix pris en compte dans

<sup>16</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1<sup>er</sup> juin 2019 au 31 déc. 2030 (RO 2019 1381; 2022 772).

<sup>17</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1<sup>er</sup> juin 2019 au 31 déc. 2030 (RO 2019 1381; 2022 772).

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.

**Art. 4d<sup>18</sup>** Différences de couverture dans l'approvisionnement de base

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Dans des cas justifiés, l'ElCom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture.

<sup>3</sup> Le taux d'intérêt que le gestionnaire du réseau de distribution applique à l'égard du consommateur final correspond:

- a. en cas de découvert de couverture, au maximum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1;
- b. en cas d'excédent de couverture, au minimum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.

**Art. 5** Mesures visant à assurer un réseau sûr, performant et efficace

<sup>1</sup> 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:

- a. des réglementations, des normes et des recommandations des organisations techniques reconnues, notamment de l'*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E);
- b. des recommandations de l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire.<sup>19</sup>

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Si un gestionnaire de réseau, un producteur ou un autre acteur concerné refuse de signer une convention au sens de l'al. 2, l'ElCom en ordonne la conclusion par voie de décision.

<sup>4</sup> 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

<sup>18</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur du 1<sup>er</sup> janv. 2023 au 31 déc. 2030 (RO 2022 772).

<sup>19</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> mars 2013 (RO 2013 559).

assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEl). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire.

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> 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.<sup>20</sup>

#### **Art. 5a<sup>21</sup>** Protection contre les cybermenaces

<sup>1</sup> Afin d'assurer une protection adéquate des installations contre les cybermenaces, notamment en protégeant les technologies de l'information et de la communication (TIC), les recommandations de la norme minimale pour améliorer la résilience informatique de mai 2023<sup>22</sup> (norme minimale TIC) sont contraignantes conformément au niveau de protection applicable selon l'annexe 1a pour:

- a. les gestionnaires de réseau;
- b. les producteurs, à l'exception des exploitants de centrales nucléaires, et les exploitants de stockage s'ils exploitent des installations d'une puissance totale d'au moins 100 MW et qu'ils peuvent les piloter via un seul système;
- c. les prestataires qui peuvent durablement piloter:
  1. des installations de gestionnaires de réseau, ou
  2. des installations de producteurs, à l'exception des exploitants de centrales nucléaires, ou d'exploitants de stockage s'ils ont de ce fait accès via un seul système à une puissance d'au moins 100 MW.

<sup>2</sup> Les standards reconnus internationalement cités dans la norme minimale TIC ne sont pas contraignants.

<sup>3</sup> La preuve que le niveau de protection requis est atteint doit être fournie à l'EiCom à sa demande.

#### **Art. 5a<sup>bis 23</sup>** Scénario-cadre

Une fois approuvé, le scénario-cadre (art. 9a LApEl) est vérifié tous les quatre ans et, le cas échéant, actualisé.

<sup>20</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> mars 2013 (RO 2013 559).

<sup>21</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 31 mai 2024, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juil. 2024 (RO 2024 282).

<sup>22</sup> La norme minimale TIC est accessible sur le site Internet de l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays à l'adresse [www.bwl.admin.ch](http://www.bwl.admin.ch) > Domaines > TIC > Norme minimale pour les TIC ou peut être demandée gratuitement par courriel à l'adresse [info@bwl.admin.ch](mailto:info@bwl.admin.ch).

<sup>23</sup> Anciennement art. 5a. Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

**Art. 5b<sup>24</sup>** Principes pour la planification du réseau

Les principes pour la planification du réseau décrivent notamment la méthodologie et les critères d'évaluation à utiliser pour l'évaluation des réseaux électriques.

**Art. 5c<sup>25</sup>** Coordination de la planification du réseau

Les informations nécessaires à la coordination de la planification du réseau comprennent notamment des informations concernant le réseau existant, les projets prévus sur le réseau, ainsi que les pronostics relatifs à la production et à la consommation.

**Art. 6** Information de l'ElCom<sup>26</sup>

<sup>1</sup> Pour les réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 36 kV, les gestionnaires du réseau de distribution sont libérés de l'obligation d'informer l'ElCom visée à l'art. 8, al. 3, LApEl.<sup>27</sup>

<sup>2</sup> Tous les gestionnaires de réseau sont tenus de communiquer chaque année à l'ElCom les chiffres usuels, sur le plan international, concernant la qualité de l'approvisionnement; ces chiffres comprennent notamment la durée moyenne des coupures de courant («Customer Average Interruption Duration Index» CAIDI), la durée moyenne de non-disponibilité du système («System Average Interruption Duration Index» SAIDI) et la fréquence moyenne des coupures de courant («System Average Interruption Frequency Index» SAIFI).

**Art. 6a<sup>28</sup>** Plans pluriannuels

<sup>1</sup> Dans les plans pluriannuels, la société nationale du réseau de transport fait état de tous ses projets et présente:

- a. la description du projet;
- b. la nature de l'investissement, notamment s'il s'agit d'une optimisation, d'un renforcement ou d'une extension du réseau;
- c. l'état d'avancement de la planification, de l'autorisation ou de la réalisation du projet;
- d. la date prévue pour la mise en service;
- e. l'estimation des coûts du projet;
- f. la nécessité du projet en prouvant son efficacité du point de vue technique et économique.

<sup>24</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>25</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>26</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2021 (RO 2019 1381).

<sup>27</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2021 (RO 2019 1381).

<sup>28</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2021 (RO 2019 1381).



<sup>2</sup> 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.

**Art. 6b<sup>29</sup>** Information du public par les cantons

Dans la convention de prestations visée à l'art. 9e, al. 2, LApEl le canton ne peut être indemnisé que pour les tâches d'information assumées au-delà de son mandat de base et pour les tâches d'information qu'il effectue sur mandat de la Confédération.

## Chapitre 3 Utilisation du réseau

### Section 1

#### Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information

**Art. 7** Comptes annuels et comptabilité analytique

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Les gestionnaires et les propriétaires de réseau définissent une méthode uniforme de comptabilité analytique et édictent des directives transparentes à ce sujet.

<sup>3</sup> Cette comptabilité doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier:

- a. les coûts de capital calculés des réseaux;
- b. les installations estimées sur la base des coûts de remplacement (selon l'art. 13, al. 4);
- c. les coûts d'exploitation des réseaux;
- d. les coûts des réseaux des niveaux supérieurs;
- e. les coûts des services-système;
- e<sup>bis</sup>.<sup>30</sup> les coûts liés à la réserve d'électricité visée par l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH)<sup>31</sup>;
- f. les coûts des systèmes de mesure et d'information;
- f<sup>bis</sup>.<sup>32</sup> les coûts des systèmes de mesure intelligents;

<sup>29</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>30</sup> Introduite par l'art. 12 de l'O du 7 sept. 2022 sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique (RO 2022 514). Nouvelle teneur selon l'annexe ch. II 2 de l'O du 25 janv. 2023 sur une réserve d'hiver, en vigueur du 15 fév. 2023 au 31 déc. 2026 (RO 2023 43).

<sup>31</sup> RS 734.722

<sup>32</sup> Introduite par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

- g. les coûts administratifs;
- h.<sup>33</sup> 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)<sup>34</sup>;
- i. les coûts des raccordements au réseau et des contributions aux coûts de réseau;
- j. les autres coûts facturés individuellement;
- k. les taxes et les prestations fournies à des collectivités publiques;
- l. les impôts directs;
- m.<sup>35</sup> les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses;
- n.<sup>36</sup> les coûts des mesures novatrices, et
- o.<sup>37</sup> les coûts de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation.

<sup>4</sup> Chaque gestionnaire et chaque propriétaire de réseau doit faire connaître les règles selon lesquelles les investissements sont portés à l'actif.

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> Les propriétaires de réseau fournissent aux gestionnaires de réseau les indications nécessaires pour établir la comptabilité analytique.

<sup>7</sup> Les gestionnaires de réseau présentent leur comptabilité analytique à l'EiCom au plus tard le 31 août.<sup>38</sup>

## **Art. 8**            Système de mesure et processus d'information

<sup>1</sup> Les gestionnaires de réseau répondent du système de mesure et des processus d'information.

<sup>2</sup> Ils fixent à cette fin des directives transparentes et non discriminatoires, régissant en particulier les obligations des acteurs concernés ainsi que le déroulement chrono-

<sup>33</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO **2017** 7109).

<sup>34</sup> RS **730.0**

<sup>35</sup> Introduite par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO **2017** 7109).

<sup>36</sup> Introduite par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO **2019** 1381).

<sup>37</sup> Introduite par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO **2019** 1381).

<sup>38</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2009 (RO **2008** 6467).

gique 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.

<sup>3</sup> 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:

- a. à l'exploitation du réseau;
- b. à la gestion du bilan d'ajustement;
- c. à la fourniture d'énergie;
- d. à l'imputation des coûts;
- e. au calcul de la rémunération de l'utilisation du réseau;
- f. aux processus de facturation découlant de la LEnc<sup>39</sup> et de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'énergie (OEne)<sup>40</sup>;
- g. à la commercialisation directe, et
- h. à l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents.<sup>41</sup>

<sup>3bis</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.<sup>42</sup>

<sup>4</sup> Sur demande et contre un dédommagement couvrant les frais, les gestionnaires de réseau fournissent des données et informations supplémentaires aux responsables de groupes-bilan ainsi qu'aux autres acteurs concernés, avec l'accord des consommateurs finaux ou des producteurs concernés. Tous les chiffres relevés au cours des cinq années précédentes doivent être livrés.

<sup>5</sup> ...<sup>43</sup>

#### **Art. 8a<sup>44</sup>**      Systèmes de mesure intelligents

<sup>1</sup> 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:<sup>45</sup>

<sup>39</sup> RS 730.0

<sup>40</sup> RS 730.01

<sup>41</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>42</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>43</sup> Abrogé par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>44</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>45</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

- a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final, l'agent de stockage ou dans l'installation de production, qui:<sup>46</sup>
  1. enregistre l'énergie active et l'énergie réactive,
  - 2.<sup>47</sup> calcule les courbes de charge avec une période de mesure de 15 minutes et les enregistre pendant au moins 60 jours,
  - 3.<sup>48</sup> 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 cas échéant, les valeurs de courbe de charge de 15 minutes, dans un format de données international courant, et
  4. enregistre et consigne les interruptions de l'approvisionnement en électricité;
- b. un système de communication numérique garantissant la transmission automatique des données entre le compteur électrique et le système de traitement des données, et
- c. un système de traitement des données qui permet de consulter les données.

<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.<sup>49</sup>

<sup>2</sup> Les éléments d'un système de mesure intelligent de ce type interagissent de façon à pouvoir:

- a. identifier et gérer divers types de compteurs électriques à des fins d'interopérabilité;
- 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;
- c.<sup>50</sup> 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;
- d. intégrer d'autres instruments de mesure numériques et d'autres systèmes de commande et de réglage intelligents du gestionnaire de réseau, et

<sup>46</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>47</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2021 (RO 2020 6141).

<sup>48</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2021 (RO 2020 6141).

<sup>49</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2021 (RO 2020 6141).

<sup>50</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2021 (RO 2020 6141).

- e. détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques.

<sup>2bis</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.<sup>51</sup>

<sup>3</sup> Il n'est pas obligatoire d'utiliser des systèmes de mesure intelligents:

- a. dans les constructions et les ouvrages soumis à la loi fédérale du 23 juin 1950 concernant la protection des ouvrages militaires<sup>52</sup>;
- b. lors de raccordements au réseau de transport.<sup>53</sup>

<sup>3bis</sup> L'EICom 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:

- a. des consommateurs finaux, des producteurs ou des agents de stockage individuels ou regroupés;
- b. l'ensemble du système de mesure ou des éléments et des caractéristiques isolés de celui-ci.<sup>54</sup>

<sup>3ter</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.<sup>55</sup>

<sup>4</sup> Les compteurs électriques électroniques visés à l'al. 1, let. a, relèvent de l'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure<sup>56</sup> et des dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police, pour autant qu'ils entrent dans leur champ d'application.

#### **Art. 8b<sup>57</sup>** Vérification de la sécurité des données

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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

<sup>51</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2021 (RO 2020 6141).

<sup>52</sup> RS 510.518

<sup>53</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>54</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>55</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>56</sup> RS 941.210

<sup>57</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

définissant les éléments à vérifier, les exigences auxquelles ces derniers doivent répondre et les modalités de la vérification.

<sup>3</sup> La vérification est effectuée par l'Institut fédéral de métrologie. Ce dernier peut confier cette tâche en tout ou partie à des tiers.

**Art. 8c<sup>58</sup>**      Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau

<sup>1</sup> 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:<sup>59</sup>

- a. l'installation du système;
- b. les modalités d'utilisation du système;
- c. les modalités de rétribution de l'utilisation du système.

<sup>2</sup> La rétribution visée à l'al. 1, let. c, doit se fonder sur des critères objectifs et ne pas être discriminatoire.

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> ...<sup>60</sup>

<sup>5</sup> 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.<sup>61</sup>

<sup>6</sup> 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.<sup>62</sup>

<sup>58</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>59</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>60</sup> Abrogé par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, avec effet au 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>61</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>62</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

**Art. 8d<sup>63</sup>** Traitement des données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents

<sup>1</sup> 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:

- 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;
- b. données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus: pour le décompte de l'électricité livrée, de la rémunération versée pour l'utilisation du réseau et de la rétribution pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage.<sup>64</sup>

<sup>2</sup> Ils sont habilités à transmettre les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure sans le consentement des personnes concernées, aux personnes suivantes:

- a.<sup>65</sup> données personnelles, ainsi que données des personnes morales, sous une forme pseudonymisée ou agrégée appropriée: aux acteurs visés à l'art. 8, al. 3;
- b. informations relatives au décodage des pseudonymes: aux fournisseurs d'énergie des consommateurs finaux concernés.

<sup>3</sup> 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.<sup>66</sup>

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> 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)<sup>67</sup> ainsi que des normes et recommandations internationales édictées par les organisations spécialisées reconnues. Il

<sup>63</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>64</sup> Nouvelle teneur selon l'annexe 2 ch. II 77 de l'O du 31 août 2022 sur la protection des données, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> sept. 2023 (RO 2022 568).

<sup>65</sup> Nouvelle teneur selon l'annexe 2 ch. II 77 de l'O du 31 août 2022 sur la protection des données, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> sept. 2023 (RO 2022 568).

<sup>66</sup> Nouvelle teneur selon l'annexe 2 ch. II 77 de l'O du 31 août 2022 sur la protection des données, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> sept. 2023 (RO 2022 568).

<sup>67</sup> RS 235.11

applique les art. 1 à 5 OPDo par analogie lorsqu'il traite les données des personnes morales.<sup>68</sup>

#### **Art. 9** Facturation

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.

#### **Art. 10** Publication des informations

Les gestionnaires de réseau publient les informations visées à l'art. 12, al. 1, LApEl 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.

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

#### **Art. 11** Accès au réseau pour les consommateurs finaux

<sup>1</sup> La consommation annuelle des douze mois précédant le dernier relevé effectué est déterminante pour fixer le droit d'accès au réseau des consommateurs finaux. La consommation annuelle est la somme de l'énergie électrique qu'un consommateur final soutire ou produit lui-même par site de consommation et par année. Le site de consommation est le lieu d'activité d'un consommateur final qui constitue une unité économique et géographique et qui présente sa propre consommation annuelle effective, indépendamment du nombre de ses points d'injection et de soutirage.

<sup>2</sup> Les consommateurs finaux qui ont une consommation annuelle d'au moins 100 MWh et qui ne soutirent pas d'électricité sur la base d'un contrat écrit de fourniture individuel peuvent indiquer jusqu'au 31 octobre au gestionnaire du réseau de distribution de leur zone de desserte qu'ils entendent faire usage de leur droit d'accès au réseau à partir du 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivante. Pour le gestionnaire du réseau de distribution, l'obligation de fourniture au sens de l'art. 6 LApEl devient alors définitivement caduque.

<sup>2bis</sup> La participation à un regroupement pour la consommation propre, existant ou à venir, d'un site de consommation pour lequel il a déjà été fait usage du droit d'accès au réseau ne délie pas le gestionnaire du réseau de distribution de son obligation de fourniture. Si le regroupement requiert l'exécution de cette obligation, le droit d'accès au réseau peut à nouveau être exercé pour le site de consommation concerné au plus tôt sept ans après son entrée dans le regroupement.<sup>69</sup>

<sup>68</sup> Nouvelle teneur de la 2<sup>ème</sup> phrase et 3<sup>ème</sup> phrase introduite par l'annexe 2 ch. II 77 de l'O du 31 août 2022 sur la protection des données, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> sept. 2023 (RO 2022 568).

<sup>69</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2023 (RO 2022 772).



<sup>3</sup> Si un consommateur final ayant une consommation annuelle estimée à au moins 100 MWh doit être nouvellement raccordé au réseau de distribution, il indique au gestionnaire du réseau deux mois avant la mise en service de son raccordement s'il entend faire usage de son droit d'accès au réseau.

<sup>4</sup> Les consommateurs finaux reliés à un réseau de distribution fine de peu d'étendue au sens de l'art. 4, al. 1, let. a, LApEl, disposent eux aussi du droit d'accès au réseau si leur consommation annuelle est d'au moins 100 MWh. Les parties concernées conviennent des modalités d'utilisation de ces lignes électriques.

#### **Art. 12** Coûts d'exploitation imputables

<sup>1</sup> ...<sup>70</sup>

<sup>2</sup> Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires sur la manière de déterminer les coûts d'exploitation.

#### **Art. 13** Coûts de capital imputables

<sup>1</sup> Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant les durées d'utilisation uniformes et appropriées des différentes installations et de leurs composants.

<sup>2</sup> Les amortissements comptables annuels calculés résultent des coûts d'acquisition ou de fabrication des installations existantes avec un amortissement linéaire sur une période d'utilisation donnée, jusqu'à la valeur zéro. Seuls sont considérés comme coûts d'acquisition ou de fabrication les coûts de construction des installations concernées.

<sup>3</sup> Le calcul des intérêts annuels des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux obéit aux règles qui suivent:

a. Peuvent compter comme valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux, au maximum:

1. les valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations existantes résultant des amortissements au sens de l'al. 2 à la fin de l'exercice; et
2. le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation.

b.<sup>71</sup> Le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital investi (*Weighted Average Cost of Capital*, WACC).

<sup>3bis</sup> Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) fixe le WACC chaque année conformément aux dispositions de l'annexe 1.<sup>72</sup>

<sup>70</sup> Abrogé par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, avec effet au 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>71</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> mars 2013 (RO 2013 559).

<sup>72</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> mars 2013 (RO 2013 559).

<sup>4</sup> Si, exceptionnellement, il n'est plus possible de déterminer les coûts d'acquisition ou de fabrication des installations, il faut les calculer comme suit: les coûts de remplacement sont déterminés de manière transparente sur la base d'indices des prix officiels et appropriés, rétroactivement à la date d'acquisition ou de fabrication. Les coûts déjà facturés d'exploitation ou de capital des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation doivent être déduits. Dans tous les cas, seule entre en considération la valeur d'une installation comparable. 20 % de la valeur ainsi calculée doivent être déduits.<sup>73</sup>

**Art. 13a<sup>74</sup>** Coûts imputables des systèmes de mesure, de commande et de réglage

Sont considérés comme imputables:

- a. les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans la présente ordonnance;
- b.<sup>75</sup> 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).

**Art. 13b<sup>76</sup>** Coûts imputables des mesures novatrices pour des réseaux intelligents

<sup>1</sup> Sont considérés comme mesures novatrices pour des réseaux intelligents le fait de tester ou d'utiliser des méthodes et des produits novateurs issus de la recherche et du développement en vue d'augmenter à l'avenir la sécurité, la performance ou l'efficacité du réseau.

<sup>2</sup> Les coûts imputables de telles mesures peuvent aller jusqu'à 1 % au maximum des coûts d'exploitation et de capital que le gestionnaire de réseau peut imputer pour l'année concernée, à concurrence des plafonds annuels suivant:

- a. un million de francs pour les mesures novatrices de la société nationale du réseau de transport, et
- b. 500 000 francs pour les mesures novatrices des autres exploitants du réseau.

<sup>3</sup> Les gestionnaires de réseau répertorient leurs mesures novatrices et publient cette documentation. Ils décrivent notamment le projet, la méthode utilisée, les utilisations prévues et concrétisées ainsi que les frais. L'EICom peut fixer des exigences minimales.

<sup>73</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2009 (RO 2008 6467).

<sup>74</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>75</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>76</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

**Art. 13c**<sup>77</sup> Coûts imputables des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation

<sup>1</sup> Sont considérés comme coûts imputables des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation les coûts occasionnés au gestionnaire du réseau de distribution par le fait qu'il traite les données des consommateurs finaux de sa zone de desserte de manière à permettre à ces derniers de comparer leur consommation d'électricité individuelle sur différentes périodes à celle d'autres consommateurs finaux présentant similaires caractéristiques de consommation.

<sup>2</sup> Les coûts de ce type de mesure sont considérés comme coûts d'exploitation imputables du gestionnaire de réseau pour l'année concernée à hauteur de 0,5 % au maximum, mais ne peuvent excéder la somme de 250 000 francs par année.

**Art. 13d**<sup>78</sup> Coûts imputables des mesures d'information et de l'information du public

<sup>1</sup> Sont considérés comme coûts imputables des mesures d'information les coûts occasionnés au gestionnaire de réseau par la mise à disposition d'informations concernant un projet visé à l'art. 15, al. 3<sup>bis</sup>, let. b, LApEl, notamment son ampleur, sa nécessité et son calendrier ainsi que son impact probable sur l'environnement, le territoire et les personnes concernées, si ces dernières en ont besoin pour se faire une opinion ou pour participer à la procédure.

<sup>2</sup> Sont considérés comme coûts imputables de l'information du public les émoluments perçus auprès des gestionnaires de réseau par l'OFEN pour les tâches cantonales d'information du public visées à l'art. 6b.

<sup>3</sup> Les coûts imputables en application du présent article sont affectés aux coûts d'exploitation et de capital conformément aux principes énoncés aux art. 12 et 13.

**Art. 14** Utilisation transfrontalière du réseau

<sup>1</sup> Pour le calcul des coûts liés aux fournitures transfrontalières au sens de l'art. 16 LApEl, les réglementations internationales sont réservées.

<sup>2</sup> Les recettes provenant de l'utilisation transfrontalière du réseau de transport dans le cadre de la compensation entre gestionnaires européens de réseaux de transport («Inter-Transmission System Operator-Compensation», ITC) doivent être affectées intégralement à la couverture des coûts imputables du réseau de transport, après déduction de la taxe de surveillance visée à l'art. 28 LApEl.

<sup>3</sup> Lors du calcul des recettes visées à l'al. 2, seuls peuvent être déduits les manques à gagner qui ne sont pas imputables à une cause déterminée ou qui résultent d'une exception portant sur l'accès au réseau pour les capacités mises en service au niveau du réseau de transport transfrontalier (art. 17, al. 6, LApEl). Les autres manques à gagner sont facturés à ceux qui les ont occasionnés, conformément à l'art. 15, al. 1, let. c.

<sup>77</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>78</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

**Art. 15** Imputation des coûts du réseau de transport

<sup>1</sup> La société nationale du réseau de transport facture individuellement:

- 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;
- b.<sup>79</sup> 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<sup>80</sup>;
- c. à ceux qui ont occasionné des manques à gagner dans l'utilisation transfrontalière du réseau, le montant correspondant. Le DETEC peut prévoir des règles dérogatoires pour l'octroi des exceptions visées à l'art. 17, al. 6, LApEl.

<sup>2</sup> 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:

- a.<sup>81</sup> 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'ElCom;
- a<sup>bis</sup>.<sup>82</sup> les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH;
- b.<sup>83</sup> les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEné<sup>84</sup>;
- c.<sup>85</sup> ...

<sup>3</sup> 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:

- 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;

<sup>79</sup> Nouvelle teneur selon l'annexe ch. II 2 de l'O du 25 janv. 2023 sur une réserve d'hiver, en vigueur du 15 fév. 2023 au 31 déc. 2026 (RO **2023** 43).

<sup>80</sup> RS **734.722**

<sup>81</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2009 (RO **2008** 6467).

<sup>82</sup> Introduite par l'art. 12 de l'O du 7 sept. 2022 sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique (RO **2022** 514). Nouvelle teneur selon l'annexe ch. II 2 de l'O du 25 janv. 2023 sur une réserve d'hiver, en vigueur du 15 fév. 2023 au 31 déc. 2026 (RO **2023** 43).

<sup>83</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO **2017** 7109).

<sup>84</sup> RS **730.0**

<sup>85</sup> Abrogée par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO **2017** 7109).

- 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;
- c. à hauteur de 10 % selon un tarif de base fixe pour chaque point de soutirage du réseau de transport.

**Art. 16** Imputation des coûts du réseau de distribution

<sup>1</sup> 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:

- 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;
- 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.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Si un réseau de distribution subit des surcoûts disproportionnés du fait du raccordement ou de l'exploitation d'équipements producteurs, ces surcoûts ne doivent pas être assimilés aux coûts du réseau, mais supportés dans une mesure raisonnable par les producteurs.

**Art. 17** Imputation des coûts entre réseaux et détermination de la puissance maximale

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.

**Art. 18<sup>86</sup>** Tarifs d'utilisation du réseau

<sup>1</sup> Il incombe aux gestionnaires de réseau de fixer les tarifs d'utilisation du réseau.

<sup>2</sup> 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).

<sup>86</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> 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 composante de travail (ct./kWh) non dégressive inférieure à 70 %.

#### **Art. 18a<sup>87</sup>** Différences de couverture dans le domaine des coûts de réseau

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Dans des cas justifiés, l'ElCom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture.

<sup>3</sup> Le taux d'intérêt que le gestionnaire de réseau applique à l'égard du consommateur final correspond:

- a. en cas de découvert de couverture, au maximum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1;
- b. en cas d'excédent de couverture, au minimum au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1.

#### **Art. 19** Efficacité comparée, vérification des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité

<sup>1</sup> En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité, l'ElCom compare les niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau. Elle collabore pour cela avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences structurelles sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise et de la qualité de l'approvisionnement. Dans la comparaison des coûts imputables, elle prend également en considération le degré d'amortissement. Son appréciation intègre des valeurs de référence internationales.

<sup>2</sup> Elle ordonne la compensation, par réduction tarifaire, des gains injustifiés dus à des tarifs d'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés.

<sup>87</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2023 (RO 2022 772).

### Section 3

## Congestions dans les fournitures transfrontalières, exceptions portant sur l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables

**Art. 20<sup>88</sup>** Mise en œuvre de la réglementation des priorités pour les fournitures transfrontalières

La société nationale du réseau de transport présente un rapport à l'ElCom sur la mise en œuvre de la réglementation des priorités prévue à l'art. 17, al. 2, LApEl et lui fait une proposition conforme à l'art. 17, al. 5, LApEl pour l'affectation des recettes.

**Art. 21** Exceptions portant sur l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables

<sup>1</sup> Sur proposition de la société nationale du réseau de transport, le DETEC élabore des règles transparentes et non discriminatoires pour l'octroi d'exceptions au sens de l'art. 17, al. 6, LApEl.

<sup>2</sup> L'ElCom statue par décision sur l'octroi d'exceptions.

## Chapitre 4 Services-système et groupes-bilan

**Art. 22** Services-système

<sup>1</sup> Lorsqu'elle ne les fournit pas elle-même, la société nationale du réseau de transport se procure les services-système au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Les renforcements de réseau qui sont nécessaires pour les injections d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEne<sup>89</sup> font partie des services-système de la société nationale du réseau de transport.<sup>90</sup>

<sup>4</sup> Les indemnités pour les renforcements de réseau visés à l'al. 3 et à l'art. 71a, al. 4, LEne sont soumises à l'approbation de l'ElCom.<sup>91</sup>

<sup>88</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 août 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> oct. 2017 (RO 2017 5001).

<sup>89</sup> RS 730.0

<sup>90</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>91</sup> Nouvelle teneur selon le ch. III de l'O du 17 mars 2023, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> avr. 2023 (RO 2023 144).

<sup>5</sup> 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, L'Ene en se fondant sur l'approbation de l'EiCom.<sup>92</sup>

<sup>6</sup> Elle fait rapport annuellement à l'EiCom sur les services-système effectivement fournis et sur l'imputation de leurs coûts.

### **Art. 23**            Groupes-bilan

<sup>1</sup> Tous les points d'injection et de soutirage attribués à un groupe-bilan doivent se trouver dans la zone de réglage Suisse. Tout point d'injection ou de soutirage doit être attribué à un seul groupe-bilan.

<sup>2</sup> La société nationale du réseau de transport fixe dans des directives les exigences minimales applicables aux groupes-bilan, selon des critères transparents et non discriminatoires. Elle le fait en tenant compte des besoins des petits groupes-bilan.

<sup>3</sup> Elle passe un contrat avec chaque groupe-bilan.

<sup>4</sup> Chaque groupe-bilan doit désigner un participant (responsable de groupe-bilan) qui le représente vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport et vis-à-vis des tiers.

<sup>5</sup> ...<sup>93</sup>

### **Art. 24**<sup>94</sup>            Groupe-bilan pour les énergies renouvelables

<sup>1</sup> L'OFEN désigne le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables après consultation de la société nationale du réseau de transport.

<sup>2</sup> Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables édicte des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection d'électricité au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEnR<sup>95</sup>.<sup>96</sup> Ces directives sont soumises à l'approbation de l'OFEN.

<sup>3</sup> Il établit des programmes prévisionnels et les communique à la société nationale du réseau de transport.

<sup>4</sup> Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables demande à l'OFEN que les coûts inévitables de l'énergie d'ajustement de son groupe-bilan et ses coûts d'exécution soient pris en charge par le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau.

<sup>92</sup> Nouvelle teneur selon le ch. III de l'O du 17 mars 2023, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> avr. 2023 (RO **2023** 144).

<sup>93</sup> Abrogé par le ch. I de l'O du 2 déc. 2016, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2017 (RO **2016** 4629).

<sup>94</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO **2017** 7109).

<sup>95</sup> RS **730.03**

<sup>96</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1<sup>er</sup> juin 2019 31 déc. 2030 (RO **2019** 1381; **2022** 772).



**Art. 24a et 24b**<sup>97</sup>**Art. 25**<sup>98</sup> Attribution des points d'injection

<sup>1</sup> Les points d'injection dont la puissance de raccordement ne dépasse pas 30 kVA, où le courant est repris au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEnER<sup>99</sup> et qui ne sont pas équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données ou d'un système de mesure intelligent, ainsi que les points d'injection où le courant est repris au sens de l'art. 73, al. 4, LEnE<sup>100</sup>, sont attribués, à hauteur de l'électricité reprise, au groupe-bilan qui alimente les consommateurs finaux de l'aire de réseau correspondante.

<sup>2</sup> Les points d'injection où le courant est repris au prix de référence du marché à des installations d'une puissance inférieure à 100 kW (art. 14, al. 1, OEnER) ou à des installations d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW mais inférieure à 500 kW qui reçoivent déjà une rétribution selon l'ancien droit et qui sont équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données ou d'un système de mesure intelligent sont attribués, à hauteur de l'électricité reprise, au groupe-bilan pour les énergies renouvelables.<sup>101</sup>

**Art. 26** Énergie de réglage et d'ajustement

<sup>1</sup> Pour les besoins d'énergie de réglage, la société nationale du réseau de transport donne la préférence à l'électricité issue d'énergies renouvelables.

<sup>2</sup> Lorsque la technique le permet, l'énergie de réglage peut être acquise en-dehors des frontières nationales.

<sup>3</sup> Si un producteur dont l'installation injecte de l'électricité selon l'art. 15 LEnE<sup>102</sup> ou au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEnER<sup>103</sup>, vend tout ou partie de l'électricité livrée physiquement à la société nationale du réseau de transport en tant qu'énergie de réglage, il n'obtient pour cette électricité aucune rétribution selon l'art. 15 LEnE ni le prix de marché de référence visé à l'art. 25, al. 1, let. b, OEnER.<sup>104</sup>

<sup>97</sup> Introduits par le ch. I de l'O du 2 déc. 2016 (RO 2016 4629). Abrogés par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>98</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>99</sup> RS 730.03

<sup>100</sup> RS 730.0

<sup>101</sup> Nouvelle teneur selon le ch. III de l'O du 23 oct. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2020 (RO 2019 3479).

<sup>102</sup> RS 730.0

<sup>103</sup> RS 730.03

<sup>104</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

## Chapitre 4a<sup>105</sup> Projets pilotes

### Art. 26a

<sup>1</sup> La demande portant sur un projet pilote est soumise au DETEC. Elle comprend toutes les indications nécessaires à l'examen des conditions visées à l'art. 23a LApEl, en particulier:

- a. l'objet et le but du projet;
- b. l'organisation du projet;
- c. les modalités de participation au projet;
- d. le lieu et la durée du projet;
- e. les dispositions de la LApEl auxquelles il est nécessaire de déroger.

<sup>2</sup> S'il résulte de l'examen de la demande que celle-ci peut être acceptée, le DETEC édicte une ordonnance qui règle les conditions-cadres du projet (art. 23a, al. 3, LApEl). Il peut associer des experts à l'évaluation des demandes. Il statue sur la demande par voie de décision.

<sup>3</sup> Sur la base d'une ordonnance telle que visée à l'al. 2, d'autres demandes peuvent être acceptées pour des projets pilotes analogues.

<sup>4</sup> L'indemnisation des coûts de réseau non couverts visés à l'art. 23a, al. 4, LApEl requiert une autorisation du DETEC. La société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire de réseau pour les coûts de réseau non couverts en se basant sur cette autorisation.

<sup>5</sup> Le détenteur de l'autorisation du projet évalue les résultats du projet dans un rapport final. Il met le rapport final et les données et informations nécessaires à l'évaluation à la disposition du DETEC.

<sup>6</sup> Au terme du projet, l'OFEN procède à une évaluation à l'intention du DETEC en vue d'une possible modification de la loi. Il informe le public des projets et des connaissances acquises.

<sup>105</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2023 (RO 2022 772).

## Chapitre 4b<sup>106</sup> Informations relatives au marché de gros de l'électricité

### Art. 26a<sup>bis</sup><sup>107</sup> Devoir d'information

<sup>1</sup> Quiconque a son siège ou son domicile en Suisse, participe à un marché de gros de l'électricité dans l'UE et est tenu, en vertu du règlement (UE) n° 1227/2011<sup>108</sup>, de fournir des informations aux autorités de l'UE ou des États membres, doit communiquer, simultanément et sous la même forme, les mêmes informations à l'EiCom.

<sup>2</sup> Doivent notamment être fournies à l'EiCom les indications concernant:

- a. les transactions de produits de gros;
- b. la capacité, la disponibilité, l'indisponibilité et l'utilisation des installations pour la production et le transport d'électricité.

<sup>3</sup> Doivent en outre être fournies à l'EiCom les informations privilégiées qui ont été publiées sur la base du règlement (UE) n° 1227/2011. L'EiCom peut fixer le moment auquel ces données doivent lui être fournies.

<sup>4</sup> La raison sociale ou le nom, la forme juridique ainsi que le siège ou le domicile doivent également être communiqués à l'EiCom. Il est possible de communiquer, en lieu et place de ces indications, les données requises dans l'UE pour l'enregistrement en vertu du règlement (UE) n° 1227/2011.

<sup>5</sup> L'EiCom peut autoriser des exceptions au devoir d'information, notamment lorsqu'on peut considérer que les données en question sont d'une importance marginale pour les marchés de l'électricité.

<sup>6</sup> Sont considérés comme produits de gros, indépendamment du fait qu'ils soient négociés à la bourse ou d'une autre manière:

- a. les contrats concernant le transport et la fourniture d'électricité n'impliquant pas directement son utilisation par des consommateurs finaux;
- b. les produits dérivés concernant la production, le commerce, la livraison et le transport d'électricité.

### Art. 26b Traitement par l'EiCom

<sup>1</sup> L'EiCom peut traiter les données qu'elle a reçues des personnes soumises au devoir d'information.

<sup>2</sup> Elle détermine quand elles sont fournies pour la première fois.

<sup>106</sup> Anciennement Chapitre 4a. Introduit par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juil. 2013 (RO 2013 559).

<sup>107</sup> Anciennement art. 26a.

<sup>108</sup> R (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 oct. 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT), version du JO L 326 du 8.12.2011, p. 1.

**Art. 26c**      Système d'information

<sup>1</sup> L'ElCom exploite pour les données un système d'information structuré selon l'art. 26a, al. 2, let. a et b, al. 3 et 4.

<sup>2</sup> Elle assure la sécurité d'exploitation du système et garantit, par des moyens techniques et organisationnels, la protection des données contre tout accès non autorisé.

<sup>3</sup> Elle conserve les données aussi longtemps qu'elle en a besoin, mais pendant dix ans au maximum à compter de la date où elles ont été fournies. Elle les propose ensuite aux Archives fédérales. Les données que les Archives fédérales considèrent comme dépourvues de valeur archivistique sont effacées.

**Chapitre 5 Dispositions finales****Section 1 Exécution****Art. 27**

<sup>1</sup> L'OFEN exécute l'ordonnance dans la mesure où l'exécution ne relève pas d'une autre autorité.

<sup>2</sup> Il édicte les prescriptions techniques et administratives nécessaires.

<sup>3</sup> 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 LApEl et dans l'ordonnance.

<sup>4</sup> 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.<sup>109</sup>

<sup>5</sup> L'art. 67 LEne<sup>110</sup> est applicable par analogie au recours à des organisations privées.<sup>111</sup>

**Section 2 Modification du droit actuel****Art. 28**

La modification du droit en vigueur est réglée en annexe.

<sup>109</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>110</sup> RS 730.0

<sup>111</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

### Section 3 Dispositions transitoires

#### Art. 29<sup>112</sup>

#### Art. 30 Adaptation des contrats existants

<sup>1</sup> Les dispositions qui figurent dans les contrats en vigueur et qui contreviennent aux prescriptions sur l'accès au réseau ou sur la rémunération de son utilisation ne sont pas valables.

<sup>2</sup> Si l'invalidité des dispositions contractuelles qui ne sont plus conformes au droit entraîne des désavantages disproportionnés pour l'une des parties au contrat, cette partie peut exiger une compensation, monétaire ou autre.

#### Art. 31 Recettes provenant des procédures d'attribution répondant aux règles du marché

L'utilisation des recettes provenant de procédures d'attribution axées sur les règles du marché au sens de l'art. 32 LApEl est soumise à l'autorisation de l'ElCom. La proposition visée à l'art. 20, al. 1, doit faire état des autres coûts à assumer sur le réseau de transport et expliquer dans quelle mesure ils ne sont pas couverts par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau.

### Section 4<sup>113</sup>

#### Dispositions transitoires relatives à la modification 12 décembre 2008

#### Art. 31a Taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation et facteur de correction

<sup>1</sup> Pour la période 2009 à 2013, le taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des installations mises en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2004 est inférieur d'un point au taux d'intérêt défini à l'art. 13, al. 3, let. b. Le taux d'intérêt visé à l'art 13, al. 3, let. b, s'applique aux investissements effectués dans de telles installations après le 31 décembre 2003.

<sup>2</sup> Les exploitants des installations visées à l'al. 1 qui n'ont pas été réévaluées ou qui ont été amorties sur une durée d'utilisation, uniforme et appropriée fixée en vertu de l'art. 13, al. 1, ou qui ont été amorties de façon linéaire sur une période plus longue peuvent demander à l'ElCom que le taux d'intérêt sans la réduction prévue à l'al. 1 leur soit appliqué.

<sup>3</sup> Si la rémunération de l'utilisation du réseau pour l'année 2009 est inférieure à la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau en 2008, l'ElCom peut autoriser l'application à l'année 2009 de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau en 2008.

<sup>112</sup> Abrogé par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>113</sup> Introduite par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2009 (RO 2008 6467).

**Art. 31b**<sup>114</sup>**Art. 31c** Application des nouveaux tarifs, publication et remboursement

<sup>1</sup> Pour le premier trimestre 2009, les gestionnaires de réseau facturent des tarifs prévisionnels sur la base des art. 13, 31a et 31b.

<sup>2</sup> Ils publient ces tarifs conformément à l'art. 10 au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2009.

<sup>3</sup> Ils remboursent le plus vite possible, mais au plus tard avec le décompte définitif émis après le 1<sup>er</sup> juillet 2009, la différence entre les prix effectifs et les tarifs facturés jusqu'à fin mars 2009.

**Art. 31d** Application du droit dans le temps

<sup>1</sup> Les art. 13, al. 4, 15, al. 2, let. a, et 31a à 31c s'appliquent aux procédures pendantes devant des autorités ou des instances judiciaires à la date où ils entrent en vigueur.

<sup>2</sup> Les décisions qui ont été prises par des autorités, et contre lesquelles aucun recours n'a été interjeté, peuvent être adaptées sur demande ou d'office aux art. 13, al. 4, 15, al. 2, let. a, et 31a à 31c si l'intérêt public à l'applicabilité de la présente disposition prime l'intérêt privé au maintien de la décision.

**Section 4a**<sup>115</sup>**Disposition transitoire relative à la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017****Art. 31e** Introduction de systèmes de mesure intelligents

<sup>1</sup> Les installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre, pour 80 % d'entre elles, aux exigences visées aux art. 8a et 8b dans les dix ans qui suivent l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017. Les 20 % d'installations restantes peuvent être utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré.

<sup>2</sup> Pendant le délai transitoire visé à l'al. 1, le gestionnaire de réseau détermine la date à laquelle il souhaite équiper les consommateurs finaux ou les producteurs d'un système de mesure intelligent visé aux art. 8a et 8b. Doivent dans tous les cas être équipés d'un système de mesure de ce type les acteurs suivants:

- a. les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau;
- b.<sup>116</sup> ...

<sup>3</sup> et <sup>4</sup> ...<sup>117</sup>

<sup>114</sup> Abrogé par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, avec effet au 1<sup>er</sup> mars 2013 (RO 2013 559).

<sup>115</sup> Introduite par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

<sup>116</sup> Abrogée par le ch. II de l'O du 29 nov. 2023, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2024 (RO 2023 762).

<sup>117</sup> Abrogés par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, avec effet au 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

<sup>5</sup> Les amortissements exceptionnels nécessaires dus au démontage d'installations de mesure du gestionnaire de réseau non encore entièrement amorties sont également considérés comme des coûts imputables.

**Art. 31f** Utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau

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.

**Art. 31g** Tarifs d'utilisation du réseau

Les tarifs d'utilisation du réseau 2018 sont régis par l'ancien droit.

**Art. 31h** Reprise et rétribution d'électricité produite par des installations qui injectent au prix de référence

Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables, les autres groupes-bilan et les gestionnaires de réseau doivent reprendre et rétribuer conformément à l'ancien droit et jusqu'au 31 décembre 2018 l'électricité provenant d'installations qui injectent au prix de marché de référence visé aux art. 14, al. 1, ou 105, al. 1, OEnR<sup>118</sup>.

## Section 4b<sup>119</sup>

### Dispositions transitoires relatives à la modification du 3 avril 2019

**Art. 31i** Transfert des départs

<sup>1</sup> La société nationale du réseau de transport transfère les départs assurant la liaison avec une centrale nucléaire qui sont en sa possession au moment de l'entrée en vigueur de la modification du 3 avril 2019 mais ne comptent pas au nombre des composants du réseau de transport au sens de l'art. 2, al. 2, let. d, dans les deux ans au propriétaire de la centrale, moyennant indemnité pleine et entière. L'art. 33, al. 5 et 6, LApEl s'applique par analogie à la procédure de transfert.

<sup>2</sup> En cas d'arrêt définitif du fonctionnement de puissance d'une centrale nucléaire pendant le délai transitoire visé à l'al. 1, le départ assurant la liaison avec cette centrale ne doit plus être transféré.

<sup>118</sup> RS 730.03

<sup>119</sup> Introduite par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019 (RO 2019 1381).

**Art. 31j**<sup>120</sup>

**Art. 31k**<sup>121</sup> Fourniture d'électricité conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEl

Les gestionnaires du réseau de distribution peuvent se prévaloir du droit de fournir de l'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base selon les conditions prévues à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEl la première fois pour l'année tarifaire 2019 et la dernière fois pour l'année tarifaire 2030.

**Section 4c**<sup>122</sup>**Dispositions transitoires relatives à la modification du 25 novembre 2020****Art. 31l**

<sup>1</sup> Le gestionnaire de réseau peut utiliser et comptabiliser dans les 80 % visés à l'art. 31e, al. 1, jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti, les systèmes de mesure qui comportent des moyens de mesure électroniques avec mesure de la courbe de charge de l'énergie active, un système de communication avec transmission automatique des données et un système de traitement des données mais qui ne répondent pas encore aux exigences des art. 8a et 8b, si:

- a. ces systèmes ont été installés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018, ou que
- b. leur acquisition a débuté avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019.

<sup>2</sup> Tant qu'il n'est pas possible d'obtenir des systèmes de mesure répondant aux exigences des art. 8a et 8b, le gestionnaire de réseau peut utiliser, si nécessaire, des systèmes de mesure visés à l'al. 1 et les comptabiliser dans les 80 % visés à l'art. 31e, al. 1, jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti.

<sup>3</sup> Les coûts des installations de mesure qui ne répondent pas aux exigences des art. 8a et 8b mais qui peuvent être utilisées conformément aux al. 1 et 2 et à l'art. 31e, al. 1, 2<sup>e</sup> phrase, demeurent imputables.

<sup>4</sup> Les dispositions de l'art. 31e sur l'introduction de systèmes de mesure intelligents sont applicables par analogie à l'utilisation de systèmes de mesure intelligents chez des agents de stockage.

<sup>5</sup> Les dispositions de l'art. 31f sont applicables par analogie à l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents dans les installations de production et chez les agents de stockage.

<sup>6</sup> Les systèmes de mesure intelligents qui ne permettent pas au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage de consulter et de télécharger ses données de mesure comme prescrit à l'art. 8a, al. 1, let. a, ch. 3, et al. 2, let. c, doivent être mis

<sup>120</sup> Abrogé par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2021 (RO 2020 6141).

<sup>121</sup> Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2023 (RO 2022 772).

<sup>122</sup> Introduite par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2021 (RO 2020 6141).



à niveau dans les meilleurs délais, mais au plus tard le 30 juin 2021. Les exceptions prévues aux al. 1 et 2 demeurent réservées.

### Section 4<sup>d</sup><sup>123</sup>

#### Disposition transitoire relative à la modification du 23 novembre 2022

##### Art. 31<sup>m</sup>

Les nouvelles dispositions relatives aux différences de couverture s'appliquent pour la première fois aux différences de couverture de l'exercice suivant l'entrée en vigueur.

### Section 4<sup>e</sup><sup>124</sup>

#### Disposition transitoire relative à la modification du 29 novembre 2023

##### Art. 31<sup>n</sup>

Pendant le délai transitoire visé à l'art. 31<sup>e</sup>, al. 1, le gestionnaire de réseau détermine la date à laquelle il souhaite équiper les consommateurs finaux ou les producteurs d'un système de mesure intelligent visé aux art. 8<sup>a</sup> et 8<sup>b</sup>. Les producteurs doivent dans tous les cas être équipés d'un système de mesure de ce type lorsqu'ils raccordent au réseau d'électricité une nouvelle installation produisant de l'électricité et dont les travaux d'installation sont soumis au régime de l'autorisation prévu à l'art. 6 de l'ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations à basse tension<sup>125</sup>.

## Section 5    Entrée en vigueur<sup>126</sup>

### Art. 32                    ...<sup>127</sup>

<sup>1</sup> La présente ordonnance entre en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2008, sous réserve des al. 2 à 4 ci-après.

<sup>2</sup> L'art. 11, al. 1 et 4, entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

<sup>3</sup> L'art. 2, al. 2, let. d, entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

<sup>4</sup> ...<sup>128</sup>

<sup>123</sup> Introduite par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2023 (RO 2022 772).

<sup>124</sup> Introduite par le ch. II de l'O du 29 nov. 2023, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2024 (RO 2023 762).

<sup>125</sup> RS 734.27

<sup>126</sup> Introduit par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janv. 2009 (RO 2008 6467).

<sup>127</sup> Abrogé par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2009 (RO 2008 6467).

<sup>128</sup> Abrogé par le ch. I de l'O du 1<sup>er</sup> nov. 2017, avec effet au 1<sup>er</sup> janv. 2018 (RO 2017 7109).

*Annexe I*<sup>129</sup>  
(art. 4d, al. 3, 13, al. 3<sup>bis</sup>, et 18a, al. 3)

## Détermination du coût moyen pondéré du capital

### 1 Définition

- 1.1 Le coût moyen pondéré du capital est la somme du coût des fonds propres pondéré à raison de 40 % (taux de rendement des fonds propres) et du coût des capitaux étrangers pondéré à raison de 60 % (taux de rendement des fonds étrangers).
- 1.2 Les paramètres suivants constituent la base de calcul:
  - a. taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres;
  - b. prime de risque de marché;
  - c. bêta *levered*;
  - d. taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers;
  - e. prime de risque d'insolvabilité (frais d'émission et frais d'acquisition y compris).
- 1.3 Pour calculer le taux de rendement des fonds propres, on additionne le taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres et le produit de la prime de risque de marché par le bêta *levered*.
- 1.4 Pour calculer le taux de rendement des fonds étrangers, on additionne le taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers et une prime de risque d'insolvabilité, y compris un taux forfaitaire pour les frais d'émission et les frais d'acquisition.
- 1.5 L'OFEN précise les dispositions concernant les paramètres visés au ch. 1.2.

### 2 Calcul et fixation annuels

- 2.1 L'OFEN détermine chaque année la valeur des différents paramètres et calcule sur cette base le coût moyen pondéré du capital.
- 2.2 Il n'est tenu compte de l'évolution du taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres, de la prime de risque de marché et du bêta *unlevered* (ch. 5.2) que si les valeurs limites définies sont dépassées pendant deux années consécutives, vers le haut ou vers le bas.
- 2.3 Il est tenu compte de l'évolution du taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers dès le moment où ce dernier dépasse, vers le haut ou vers le bas, les valeurs limites définies. La prime de risque d'insolvabilité est fixée en fonction du taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers. Si ce dernier est inférieur ou égal à 0,5 %, la prime de risque d'insolvabilité est calculée sur la

<sup>129</sup> Introduite par le ch. II de l'O du 30 janv. 2013 (RO 2013 559). Mise à jour par le ch. I de l'O du 4 déc. 2015 (RO 2015 5685) et le ch. II al. 1 de l'O du 31 mai 2024, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juil. 2024 (RO 2024 282).

moyenne des cinq années précédentes. S'il est supérieur à 0,5 %, la prime de risque d'insolvabilité est déterminée en fonction de la moyenne annuelle de l'année civile précédente.

- 2.4 Sur la base du calcul de l'OFEN et après avoir consulté l'ElCom, le DETEC fixe pour l'année le coût moyen pondéré du capital, qu'il publie sur Internet et dans la Feuille fédérale. Il fixe ce taux chaque année avant fin mars; il le fixe la première fois le 31 mars 2013 au plus tard pour l'année 2014.

### **3 Taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres**

- 3.1 Le taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres correspond au rendement moyen des obligations de la Confédération suisse d'une durée résiduelle de dix ans (rendement d'obligations à coupon zéro) publié pour l'année civile précédente.
- 3.2 Les valeurs forfaitaires suivantes s'appliquent:
- |                         |        |
|-------------------------|--------|
| a. moins de 3 %:        | 2,5 %; |
| b. de 3 à moins de 4 %: | 3,5 %; |
| c. de 4 à moins de 5 %: | 4,5 %; |
| d. de 5 à moins de 6 %: | 5,5 %; |
| e. 6 % ou plus:         | 6,5 %. |
- 3.3 Les valeurs limites (ch. 2.2) à prendre en compte pour ce paramètre sont les suivantes: 3 %, 4 %, 5 % et 6 %.

### **4 Prime de risque de marché**

- 4.1 La prime de risque de marché est la différence entre le rendement du marché des actions (indice), déterminé en tant que moyenne des moyennes arithmétique et géométrique, et le rendement moyen (moyenne arithmétique) d'un placement sans risque.
- 4.2 La base de calcul se compose des séries de valeurs publiées depuis 1926, soit, pour le rendement du marché des actions, de l'indice des valeurs nominales des actions et, pour les placements sans risque, du rendement des obligations de la Confédération suisse d'une durée de dix ans.
- 4.3 Les valeurs forfaitaires suivantes s'appliquent à la prime de risque de marché:
- |                             |        |
|-----------------------------|--------|
| a. moins de 4,5 %:          | 4,5 %; |
| b. de 4,5 à moins de 5,5 %: | 5,0 %; |
| c. 5,5 % ou plus:           | 5,5 %. |
- 4.4 Les valeurs limites (ch. 2.2) à prendre en compte pour ce paramètre sont les suivantes: 4,5 % et 5,5 %.

## 5 **Bêta levered**

- 5.1 Le bêta *levered* est le produit du bêta *unlevered* et de l'effet de levier. Ce dernier résulte de la part au capital total, qui se monte respectivement à 40 % pour les fonds propres et à 60 % pour les fonds étrangers.
- 5.2 Le bêta *unlevered* est déterminé sur la base d'un groupe d'entreprises européennes comparables (*Peer Group*) d'approvisionnement en énergie. Les valeurs bêta du groupe d'entreprises sont établies sur une base mensuelle sur une période de trois ans. Le groupe d'entreprises fait chaque année l'objet d'une vérification et, si possible, d'une amélioration.
- 5.3 Les valeurs forfaitaires suivantes s'appliquent au bêta *unlevered*:
- |    |                          |      |
|----|--------------------------|------|
| a. | moins de 0,25:           | 0,2; |
| b. | de 0,25 à moins de 0,35: | 0,3; |
| c. | de 0,35 à moins de 0,45: | 0,4; |
| d. | de 0,45 à moins de 0,55: | 0,5; |
| e. | 0,55 ou plus:            | 0,6. |
- 5.4 Les valeurs limites (ch. 2.2) à prendre en compte pour ce paramètre sont les suivantes: 0,25, 0,35, 0,45 et 0,55.

## 6 **Taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers**

- 6.1 Le taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers correspond au rendement moyen des obligations de la Confédération suisse d'une durée résiduelle de cinq ans (rendement d'obligations à coupon zéro) publié pour l'année civile précédente.
- 6.2 Les valeurs forfaitaires suivantes sont appliquées:
- |    |                          |         |
|----|--------------------------|---------|
| a. | moins de 0,5 %:          | 0,50 %; |
| b. | de 0,5 à moins de 1,0 %: | 0,75 %; |
| c. | de 1,0 à moins de 1,5 %: | 1,25 %; |
| d. | de 1,5 à moins de 2,0 %: | 1,75 %; |
| e. | de 2,0 à moins de 2,5 %: | 2,25 %; |
| f. | de 2,5 à moins de 3,0 %: | 2,75 %; |
| g. | de 3,0 à moins de 3,5 %: | 3,25 %; |
| h. | de 3,5 à moins de 4,0 %: | 3,75 %; |
| i. | de 4,0 à moins de 4,5 %: | 4,25 %; |
| j. | de 4,5 à moins de 5,0 %: | 4,75 %; |
| k. | 5,0 % ou plus:           | 5,00 %. |
- 6.3 Les valeurs limites (ch. 2.3) à prendre en compte pour ce paramètre sont les suivantes: 0,5 %, 1,0 %, 1,5 %, 2,0 %, 2,5 %, 3,0 %, 3,5 %, 4,0 %, 4,5 % et 5,0 %.

## **7 Prime de risque d'insolvabilité, frais d'émission et frais d'acquisition y compris**

- 7.1 La prime de risque d'insolvabilité est la différence entre l'intérêt moyen des obligations d'entreprises suisses de bonne solvabilité et l'intérêt moyen des obligations sans risque (écart indiciel).
- 7.2 50 points de base sont imputables pour les frais d'émission et les frais d'acquisition, ce qui correspond à 0,5 %.
- 7.3 Les valeurs forfaitaires suivantes s'appliquent à la prime de risque d'insolvabilité (frais d'émission et frais d'acquisition y compris):
- |                                 |         |
|---------------------------------|---------|
| a. moins de 0,625 %:            | 0,50 %; |
| b. de 0,625 à moins de 0,875 %: | 0,75 %; |
| c. de 0,875 à moins de 1,125 %: | 1,00 %; |
| d. de 1,125 à moins de 1,375 %: | 1,25 %; |
| e. de 1,375 à moins de 1,625 %: | 1,50 %; |
| f. de 1,625 à moins de 1,875 %: | 1,75 %; |
| g. 1,875 % ou plus:             | 2,00 %. |
- 7.4 Les valeurs limites (ch. 2.3) à prendre en compte pour ce paramètre sont les suivantes: 0,625 %, 0,875 %, 1,125 %, 1,375 %, 1,625 % et 1,875 %.

## **8 Disposition transitoire relative à la modification du 4 décembre 2015**

Pour l'année tarifaire 2016, le coût moyen pondéré du capital est déterminé en fonction de l'ancien droit.

*Annexe Ia*<sup>130</sup>  
(art. 5a, al. 1)

## Niveau de protection à atteindre contre les cybermenaces

### 1 Répartition en catégories

Les gestionnaires de réseau, les producteurs, les exploitants de stockage et les prestataires visés à l'art. 5a sont répartis dans les catégories suivantes en fonction de la quantité d'électricité transportée ou de la puissance:

	Catégorie A	Catégorie B	Catégorie C
1.1 Gestionnaires de réseau dont le volume d'électricité transportée au sein de leur zone de desserte est de:			
1.2 Prestataires qui peuvent durablement piloter des installations de gestionnaires de réseau, s'ils ont de ce fait accès via un seul système à un volume d'électricité transportée de:	$\geq 450$ GWh/an	$\geq 112$ GWh/an et $< 450$ GWh/an	$< 112$ GWh/an
1.3 Producteurs, à l'exception des exploitants de centrales nucléaires, et exploitants de stockage s'ils exploitent et peuvent piloter via un seul système des installations d'une puissance totale de:			
1.4 Prestataires qui peuvent durablement piloter des installations de producteurs, à l'exception des exploitants de centrales nucléaires, ou d'exploitants de stockage, s'ils ont de ce fait accès via un seul système à une puissance de:	$\geq 800$ MW	$\geq 100$ MW et $< 800$ MW	–

<sup>130</sup> Introduite par le ch. II al. 2 de l'O du 31 mai 2024, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juil. 2024 (RO 2024 282).

## 2 Valeurs minimales

Pour les tâches ci-après, dans la mesure où elles sont applicables, il convient d'atteindre au minimum les valeurs suivantes de la catégorie correspondante conformément au ch. 3.1.1 de la norme minimale TIC<sup>131</sup> et, sur demande de l'EiCom, de prouver que ces valeurs sont atteintes (cf. art. 5a, al. 3):

	Niveau de protection pour la catégorie A	Niveau de protection pour la catégorie B	Niveau de protection pour la catégorie C
<b>2.1 Identifier (ID = Identify)</b>			
<b>2.1.1 Inventaire et organisation (AM = Asset Management)</b>			
ID.AM-1	4	3	3
ID.AM-2	4	3	2
ID.AM-3	3	3	2
ID.AM-4	3	3	–
ID.AM-5	3	3	–
ID.AM-6	4	4	3
<b>2.1.2 Environnement de l'entreprise (BE = Business Environment)</b>			
ID.BE-1	3	2	–
ID.BE-2	3	2	–
ID.BE-3	3	3	–
ID.BE-4	3	3	–
ID.BE-5	3	2	–
<b>2.1.3 Règles (GV = Governance)</b>			
ID.GV-1	4	4	3
ID.GV-2	4	3	3
ID.GV-3	4	4	3
ID.GV-4	3	3	–
<b>2.1.4 Analyse de risque (RA = Risk Assessment)</b>			
ID.RA-1	3	2	–
ID.RA-2	4	3	–
ID.RA-3	4	3	–
ID.RA-4	4	3	–
ID.RA-5	3	2	–
ID.RA-6	3	2	–
<b>2.1.5 Stratégie pour gérer les risques (RM = Risk Management Strategy)</b>			
ID.RM-1	4	2	–
ID.RM-2	3	3	–
ID.RM-3	3	3	–

<sup>131</sup> Cf. note de bas de page relative à l'art. 5a, al. 1.

	Niveau de protection pour la catégorie A	Niveau de protection pour la catégorie B	Niveau de protection pour la catégorie C
<b>2.1.6 Gestion des risques liés à la chaîne d'approvisionnement (SC = Supply Chain Riskmanagement)</b>			
ID.SC-1	3	3	–
ID.SC-2	3	3	–
ID.SC-3	3	3	3
ID.SC-4	3	2	–
ID.SC-5	3	2	–
<b>2.2 Protéger (PR = Protect)</b>			
<b>2.2.1 Gestion des accès (AC = Access Management)</b>			
PR.AC-1	4	3	2
PR.AC-2	3	3	2
PR.AC-3	4	4	3
PR.AC-4	3	3	2
PR.AC-5	4	3	2
PR.AC-6	4	3	2
PR.AC-7	3	3	2
<b>2.2.2 Sensibilisation et formation (AT = Awareness and Training)</b>			
PR.AT-1	4	3	3
PR.AT-2	4	3	3
PR.AT-3	3	3	–
PR.AT-4	4	3	3
PR.AT-5	3	3	–
<b>2.2.3 Sécurité des données (DS = Data Security)</b>			
PR.DS-1	3	2	–
PR.DS-2	4	4	2
PR.DS-3	3	3	–
PR.DS-4	3	2	–
PR.DS-5	3	2	–
PR.DS-6	3	2	–
PR.DS-7	3	2	–
PR.DS-8	3	2	–
<b>2.2.4 Protection des données (IP = Information Protection Processes and Procedures)</b>			
PR.IP-1	3	2	2
PR.IP-2	4	3	–
PR.IP-3	3	3	–
PR.IP-4	4	4	3
PR.IP-5	4	4	3
PR.IP-6	3	3	–
PR.IP-7	3	2	–
PR.IP-8	3	2	–



	Niveau de protection pour la catégorie A	Niveau de protection pour la catégorie B	Niveau de protection pour la catégorie C
PR.IP-9	4	2	2
PR.IP-10	4	2	–
PR.IP-11	3	2	–
PR.IP-12	3	2	–

### 2.2.5 Maintenance (MA = Maintenance)

PR.MA-1	3	3	–
PR.MA-2	4	3	2

### 2.2.6 Technologie de protection (PT = Protective Technology)

PR.PT-1	3	2	–
PR.PT-2	4	4	3
PR.PT-3	4	3	–
PR.PT-4	4	3	3
PR.PT-5	3	2	–

## 2.3 Détecter (DE = Detect)

### 2.3.1 Anomalies et incidents (AE = Anomalies and Events)

DE.AE-1	3	2	–
DE.AE-2	3	2	–
DE.AE-3	3	2	–
DE.AE-4	3	2	–
DE.AE-5	3	2	–

### 2.3.2 Surveillance (CM = Security Continuous Monitoring)

DE.CM-1	3	3	2
DE.CM-2	3	3	2
DE.CM-3	3	2	–
DE.CM-4	3	3	2
DE.CM-5	3	3	2
DE.CM-6	3	2	–
DE.CM-7	3	2	2
DE.CM-8	3	2	–

### 2.3.3 Processus de détection (DP = Detection Processes)

DE.DP-1	4	4	2
DE.DP-2	3	2	–
DE.DP-3	3	3	–
DE.DP-4	3	2	–
DE.DP-5	3	2	–

## 2.4 Réagir (RS = Respond)

### 2.4.1 Plan d'intervention (RP = Response Planning)

RS.RP-1	3	3	2
---------	---	---	---

	Niveau de protection pour la catégorie A	Niveau de protection pour la catégorie B	Niveau de protection pour la catégorie C
<b>2.4.2 Communication (CO = Communications)</b>			
RS.CO-1	3	3	2
RS.CO-2	4	4	2
RS.CO-3	3	2	–
RS.CO-4	3	2	–
RS.CO-5	3	2	–
<b>2.4.3 Analyses (AN = Analysis)</b>			
RS.AN-1	3	3	–
RS.AN-2	3	3	–
RS.AN-3	2	2	–
RS.AN-4	2	2	–
RS.AN-5	2	2	–
<b>2.4.4 Circonscrire les dommages (MI = Mitigation)</b>			
RS.MI-1	3	3	2
RS.MI-2	3	2	2
RS.MI-3	3	2	2
<b>2.4.5 Améliorations (IM = Improvements)</b>			
RS.IM-1	3	3	–
RS.IM-2	3	3	–
<b>2.5 Récupérer (RC = Recover)</b>			
<b>2.5.1 Plan de restauration (RP = Recovery Planning)</b>			
RC.RP-1	3	3	2
<b>2.5.2 Améliorations (IM = Improvements)</b>			
RC.IM-1	3	2	–
RC.IM-2	3	2	–
<b>2.5.3 Communication (CO = Communications)</b>			
RC.CO-1	2	1	–
RC.CO-2	2	1	–
RC.CO-3	2	1	–

*Annexe 2*<sup>132</sup>  
(art. 28)

## **Modification du droit actuel**

...<sup>133</sup>

<sup>132</sup> Anciennement annexe unique.

<sup>133</sup> Les mod. peuvent être consultées au RO **2008** 1223.

