

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

du 14 mars 2008 (Etat le 1^{er} janvier 2021)

Le Conseil fédéral suisse,

vu l'art. 30, al. 2, de la loi fédérale du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)¹,

arrête:

Chapitre 1 Dispositions générales

Art. 1 Objet et champ d'application

¹ La présente ordonnance règle la première phase de l'ouverture du marché de l'électricité, durant laquelle les consommateurs captifs n'ont pas accès au réseau au sens de l'art. 13, al. 1, LApEI.

² Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est soumis à la LApEI dans la mesure où celle-ci vise à créer les conditions d'un approvisionnement sûr en électricité. Sont applicables en particulier l'art. 4, al. 1, let. a et b, et les art. 8, 9 et 11 LApEI.

³ Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est considéré comme un consommateur final au sens de l'art. 4, al. 1, let. b, LApEI et de la présente ordonnance. Un convertisseur de fréquence dans une centrale à 50 Hz n'est pas considéré comme un consommateur final pour la part de l'électricité que la centrale à 50 Hz:

- 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^e phrase, LApEI).²

^{3bis} 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.³

RO 2008 1223

¹ RS 734.7

² Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2013 (RO 2013 559).

³ Introduit par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2013 (RO 2013 559).

⁴ La LApEI et la présente ordonnance s'appliquent également aux lignes électriques transfrontalières du réseau de transport exploitées en courant continu et aux installations annexes nécessaires.

Art. 2 Définitions

¹ 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.⁴ ...
- 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.⁵ ...
- f. *consommateur final avec approvisionnement de base*: consommateur final captif ou qui renonce à l'accès au réseau (art. 6, al. 1, LApEI).

² 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.⁶ 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.

⁴ Abrogée par le ch. I de l'O du 11 nov. 2015, avec effet au 1^{er} janv. 2016 (RO **2015** 4789).

⁵ Abrogée par le ch. I de l'O du 11 nov. 2015, avec effet au 1^{er} janv. 2016 (RO **2015** 4789).

⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO **2019** 1381).

Chapitre 2 Sécurité d’approvisionnement

Art. 3 Raccordement au réseau

¹ Les gestionnaires de réseau édictent des directives transparentes et non discriminatoires régissant l’attribution des consommateurs finaux, des producteurs d’électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné ainsi que le niveau de qualité minimum de la fourniture d’électricité correspondant à chaque niveau de réseau.

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

^{2bis} 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.⁷

³ En cas de conflit au sujet de l’attribution de consommateurs finaux, de producteurs d’électricité ou de gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné, ou au sujet du dédommagement dû en cas de changement de raccordement, la Commission de l’électricité (ElCom) tranche.

Art. 4⁸ Fourniture d’électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base

¹ La composante tarifaire due pour la fourniture d’énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d’une exploitation efficace et sur les contrats d’achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution.

² Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l’électricité indigène issue d’énergies renouvelables à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l’art. 6, al. 5^{bis}, 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.

³ Si le gestionnaire du réseau de distribution acquiert l’électricité qu’il fournit selon l’art. 6, al. 5^{bis}, LApEl auprès d’installations de production d’une puissance maximale de 3 MW ou d’une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle

⁷ Introduit par le ch. I de l’O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l’O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1^{er} juin 2019 au 31 déc. 2022 (RO 2019 1381).

consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh, il prend en compte, en dérogation à la méthode reposant sur les coûts de revient (al. 2), les frais d'acquisition, y compris les coûts destinés aux garanties d'origine, et ce jusqu'à concurrence du taux de rétribution déterminant, fixé aux annexes 1.1 à 1.5 de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)⁹. Sont déterminants:

- a. pour les installations de production mises en service avant le 1^{er} janvier 2013: les taux de rétribution applicables au 1^{er} 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^{er} janvier 2017^{10,11}

⁴ Si le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'électricité à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEl, il utilise pour le marquage de l'électricité les garanties d'origine établies pour cette électricité.

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

Art. 4a¹² 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

¹ Si l'électricité fournie conformément à l'art. 6, al. 5^{bis}, 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 OEneR¹³,
 3. si les frais d'acquisition sont pris en compte (art. 4, al. 3), 20 % du taux de rétribution déterminant sont déduits à titre forfaitaire, indépendamment du fait qu'une rétribution unique ait été accordée ou non;

⁹ RS 730.03

¹⁰ RO 1999 207, 2016 4617

¹¹ Nouvelle teneur selon le ch. III de l'O du 23 oct. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2020 (RO 2019 3479).

¹² Introdut par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1^{er} juin 2019 au 31 déc. 2022 (RO 2019 1381).

¹³ RS 730.03

- 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).

² Si une rétribution unique ou une contribution d'investissement est fixée ultérieurement et diffère du montant déduit conformément à l'al. 1, la déduction peut être adaptée en conséquence à partir de la date à laquelle le montant a été défini. Cette règle ne s'applique pas si une déduction forfaitaire doit être pratiquée conformément à l'al. 1, let. a, ch. 3.

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

Art. 4b¹⁴ Communication de la modification des tarifs de l'électricité

¹ Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de justifier, pour ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la hausse ou la baisse des tarifs de l'électricité. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse.

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

Art. 4c¹⁵ Obligation de fournir des preuves et obligation d'annoncer liées à la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI

¹ Sur demande, le gestionnaire du réseau de distribution apporte la preuve à l'EiCom que, dans le cadre de la fourniture d'électricité visée à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI, il a pris en compte dans la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie, pour chaque installation, au maximum les coûts visés à l'art. 4, al. 2 ou 3, tant pour ses propres installations de production que pour les autres.

² Si l'électricité fournie ne provient pas des installations de production du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci annonce chaque année à l'EiCom, aux fins de contrôle de plausibilité, les quantités fournies et la moyenne du prix pris en compte dans son tarif pour chaque technologie de production. Concernant les grands aménagements hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW, il communique ces données pour chaque installation de production.

¹⁴ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1^{er} juin 2019 au 31 déc. 2022 (RO 2019 1381).

¹⁵ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1^{er} juin 2019 au 31 déc. 2022 (RO 2019 1381).

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

¹ La société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés prennent les mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau. Pour ce faire, ils tiennent compte des dispositions contraignantes ainsi que:

- 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.¹⁶

² La société nationale du réseau de transport règle de façon uniforme, dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés, les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités du délestage automatique et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée.

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

⁴ Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit ordonner ou prendre, de par la loi, toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEl). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire.

⁵ Les obligations découlant des conventions visées aux al. 2 et 3 ainsi que l'imputation des frais au sens de l'al. 4 sont exécutées par la voie de la procédure civile.

⁶ L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) peut fixer des exigences techniques et administratives minimales concernant un réseau sûr, performant et efficace; il peut déclarer obligatoires des dispositions internationales techniques ou administratives et des normes ou des recommandations édictées par des organisations techniques reconnues.¹⁷

Art. 5a¹⁸ Scénario-cadre

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

¹⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2013 (RO 2013 559).

¹⁷ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2013 (RO 2013 559).

¹⁸ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

Art. 5b¹⁹ 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. 5c²⁰ 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 Plans pluriannuels et information de l'EiCom

¹ Les gestionnaires de réseau de distribution sont libérés des obligations ci-après pour les réseaux dont la tension est inférieure ou égale à 36 kV:

- a. établissement des plans pluriannuels visés à l'art. 8, al. 2, LApEl;
- b. information de l'EiCom conformément à l'art. 8, al. 3, LApEl.

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

Art. 6a²¹**Art. 6b²²** 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.

¹⁹ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

²⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

²¹ Entre en vigueur le 1^{er} juin 2021 (RO 2019 1381).

²² Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

Chapitre 3 Utilisation du réseau

Section 1

Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information

Art. 7 Comptes annuels et comptabilité analytique

¹ Les gestionnaires et les propriétaires de réseau de distribution et de réseau de transport peuvent fixer eux-mêmes les dates de l'exercice. Celui-ci peut correspondre en particulier à l'année civile ou à l'année hydrologique.

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

³ 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;
- f. les coûts des systèmes de mesure et d'information;
- f^{bis},²³ les coûts des systèmes de mesure intelligents;
- g. les coûts administratifs;
- h.²⁴ 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)²⁵;
- 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.²⁶ les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses;

²³ Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

²⁴ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

²⁵ RS 730.0

²⁶ Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

n.²⁷ les coûts des mesures novatrices, et

o.²⁸ les coûts de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation.

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

⁵ Il doit imputer les coûts directs directement au réseau et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.

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

⁷ Les gestionnaires de réseau présentent leur comptabilité analytique à l'ElCom au plus tard le 31 août.²⁹

Art. 8 Système de mesure et processus d'information

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

² Ils fixent à cette fin des directives transparentes et non discriminatoires, régissant en particulier les obligations des acteurs concernés ainsi que le déroulement chronologique et la forme des données à communiquer. Ces directives doivent prévoir la possibilité, pour les tiers, de participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information.

³ Les gestionnaires de réseau mettent à la disposition des acteurs concernés, dans les délais convenus et de façon uniforme et non discriminatoire, les mesures et les informations nécessaires:

- 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 LEn³⁰ et de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'énergie (OEn³¹);
- g. à la commercialisation directe, et

²⁷ Introduite par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

²⁸ Introduite par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

²⁹ Introduit par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2009 (RO 2008 6467).

³⁰ RS 730.0

³¹ RS 730.01

h. à l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents.³²

^{3bis} 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.³³

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

⁵ ...³⁴

Art. 8a³⁵ Systèmes de mesure intelligents

¹ Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux, les installations de production et les agents de stockage. Ces systèmes comportent les éléments suivants:³⁶

- a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final, l'agent de stockage ou dans l'installation de production, qui:³⁷
 1. enregistre l'énergie active et l'énergie réactive,
 - 2.³⁸ calcule les courbes de charge avec une période de mesure de 15 minutes et les enregistre pendant au moins 60 jours,
 - 3.³⁹ 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;

³² Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

³³ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

³⁴ Abrogé par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, avec effet au 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

³⁵ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

³⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

³⁷ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

³⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

³⁹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

- 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.

^{1bis} 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.⁴⁰

² 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.⁴¹ 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
- e. détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques.

^{2bis} 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.⁴²

³ 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 militaires⁴³;
- b. lors de raccordements au réseau de transport.⁴⁴

^{3bis} 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:

⁴⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

⁴¹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

⁴² Introduit par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

⁴³ RS 510.518

⁴⁴ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

- 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.⁴⁵

³ter 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.⁴⁶

⁴ Les compteurs électriques électroniques visés à l'al. 1, let. a, relèvent de l'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure⁴⁷ et des dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police, pour autant qu'ils entrent dans leur champ d'application.

Art. 8b⁴⁸ Vérification de la sécurité des données

¹ Seuls peuvent être utilisés des systèmes de mesure intelligents dont les éléments ont été soumis à une vérification réussie destinée à garantir la sécurité des données.

² Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'OFEN, les gestionnaires de réseau et les fabricants établissent pour cette vérification des directives définissant les éléments à vérifier, les exigences auxquelles ces derniers doivent répondre et les modalités de la vérification.

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

Art. 8c⁴⁹ Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau

¹ Lorsqu'un consommateur final, un producteur ou un exploitant de stockage consent à ce qu'un système de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau soit utilisé, il convient avec le gestionnaire de réseau notamment des éléments suivants:⁵⁰

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

⁴⁵ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁴⁶ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁴⁷ RS 941.210

⁴⁸ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁴⁹ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁵⁰ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

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

³ Le gestionnaire de réseau publie toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage, notamment les taux de rétribution.

⁴ ...⁵¹

⁵ Il peut installer un système de commande et de réglage intelligent sans le consentement du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage concerné en vue d'éviter une mise en péril immédiate et importante de la sécurité de l'exploitation du réseau.⁵²

⁶ En cas de mise en péril, il peut également utiliser ce système sans le consentement du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage concerné. Une telle utilisation est prioritaire par rapport à la commande par des tiers. Le gestionnaire de réseau informe les acteurs concernés, au moins une fois par année et sur demande, des utilisations qui ont été effectuées en vertu du présent alinéa.⁵³

Art. 8d⁵⁴ Traitement des données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents

¹ Les gestionnaires de réseau sont habilités à traiter les données enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage sans le consentement des personnes concernées, aux fins suivantes:

- a. profils de la personnalité et données personnelles 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. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus: pour le décompte de l'électricité livrée, de la rémunération versée pour l'utilisation du réseau et de la rétribution pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage.

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

- a. profils de la personnalité et données personnelles sous une forme pseudonymisée ou agrégée appropriée: aux acteurs visés à l'art. 8, al. 3;

⁵¹ Abrogé par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, avec effet au 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁵² Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁵³ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁵⁴ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

- b. informations relatives au décodage des pseudonymes: aux fournisseurs d'énergie des consommateurs finaux concernés.

³ Les données personnelles et les profils de la personnalité sont détruits au bout de douze mois s'ils ne sont pas déterminants pour le décompte ou anonymisés.

⁴ Le gestionnaire de réseau relève les données relatives aux systèmes de mesure intelligents une fois par jour au plus, sauf si l'exploitation du réseau nécessite une consultation plus fréquente.

⁵ Il garantit la sécurité des données des systèmes de mesure, de commande et de réglage. A cet égard, il tient notamment compte des art. 8 à 10 de l'ordonnance du 14 juin 1993 relative à la loi fédérale sur la protection des données⁵⁵ ainsi que des normes et recommandations internationales édictées par les organisations spécialisées reconnues.

Art. 9 Facturation

A la demande du consommateur final, le gestionnaire de réseau remet la facture d'utilisation du réseau au fournisseur d'énergie. Le consommateur final reste débiteur de la rémunération.

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

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

² Les consommateurs finaux qui ont une consommation annuelle d'au moins 100 MWh et qui ne soutirent pas d'électricité sur la base d'un contrat écrit de fourniture individuel peuvent indiquer jusqu'au 31 octobre au gestionnaire du réseau de distribution de leur zone de desserte qu'ils entendent faire usage de leur droit d'accès au réseau à partir du 1^{er} 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.

⁵⁵ RS 235.11

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

⁴ Les consommateurs finaux reliés à un réseau de distribution fine de peu d'étendue au sens de l'art. 4, al. 1, let. a, 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

¹ ...⁵⁶

² 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

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

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

³ 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.⁵⁷ Le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital investi (*Weighted Average Cost of Capital*, WACC).

^{3bis} 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 1.⁵⁸

⁵⁶ Abrogé par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, avec effet au 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁵⁷ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2013 (RO 2013 559).

⁵⁸ Introduit par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2013 (RO 2013 559).

⁴ Si, exceptionnellement, il n'est plus possible de déterminer les coûts d'acquisition ou de fabrication des installations, il faut les calculer comme suit: les coûts de remplacement sont déterminés de manière transparente sur la base d'indices des prix officiels et appropriés, rétroactivement à la date d'acquisition ou de fabrication. Les coûts déjà facturés d'exploitation ou de capital des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation doivent être déduits. Dans tous les cas, seule entre en considération la valeur d'une installation comparable. 20 % de la valeur ainsi calculée doivent être déduits.⁵⁹

Art. 13a⁶⁰ 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.⁶¹ 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. 13b⁶² Coûts imputables des mesures novatrices pour des réseaux intelligents

¹ 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.

² 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.

³ 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.

⁵⁹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2009 (RO 2008 6467).

⁶⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁶¹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁶² Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

Art. 13c⁶³ Coûts imputables des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation

¹ 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.

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

Art. 13d⁶⁴ Coûts imputables des mesures d'information et de l'information du public

¹ 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^{bis}, let. b, LApEI, 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.

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

³ 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

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

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

³ Lors du calcul des recettes visées à l'al. 2, seuls peuvent être déduits les manques à gagner qui ne sont pas imputables à une cause déterminée ou qui résultent d'une exception portant sur l'accès au réseau pour les capacités mises en service au niveau du réseau de transport transfrontalier (art. 17, al. 6, LApEI). Les autres manques à

⁶³ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁶⁴ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

gagner sont facturés à ceux qui les ont occasionnés, conformément à l'art. 15, al. 1, let. c.

Art. 15 Imputation des coûts du réseau de transport

¹ 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. aux groupes-bilan, les coûts de l'énergie d'ajustement (y compris les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire) et de la gestion du programme prévisionnel qu'ils ont occasionnés;
- 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, LA-pEl.

² Elle facture aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, en proportion de l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux:

- a.⁶⁵ 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;
- b.⁶⁶ les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEné⁶⁷;
- c.⁶⁸ ...

³ Elle facture aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau de transport le solde des coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques; ces éléments sont facturés de manière non discriminatoire et à un tarif uniforme dans la zone de réglage Suisse:

- 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 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;

⁶⁵ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2009 (RO 2008 6467).

⁶⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁶⁷ RS 730.0

⁶⁸ Abrogée par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, avec effet au 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

- 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

¹ Les coûts imputables qui ne sont pas facturés individuellement, les taxes et les prestations fournies aux collectivités publiques ainsi que la participation à un réseau de niveau supérieur sont imputés aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau concerné, de la façon suivante:

- 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.

² La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser, pour chaque niveau de réseau, les coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques de ce niveau de réseau.

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

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. 18⁶⁹ Tarifs d'utilisation du réseau

¹ Il incombe aux gestionnaires de réseau de fixer les tarifs d'utilisation du réseau.

² Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage similaires forment un groupe de clients. Aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV, les consommateurs finaux, dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 50 MWh, appartiennent au même groupe de clients (groupe de clients de base).

³ Les gestionnaires de réseau doivent proposer aux consommateurs finaux du groupe de clients de base un tarif d'utilisation du réseau présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum.

⁶⁹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁴ Ils peuvent leur proposer en sus d'autres tarifs d'utilisation du réseau; aux consommateurs finaux avec mesure de puissance, ils peuvent également proposer des tarifs d'utilisation du réseau présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive inférieure à 70 %.

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

¹ 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.

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

Section 3

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

Art. 20⁷⁰ 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

¹ 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.

² L'ElCom statue par décision sur l'octroi d'exceptions.

⁷⁰ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 août 2017, en vigueur depuis le 1^{er} oct. 2017 (RO 2017 5001).

Chapitre 4 Services-système et groupes-bilan

Art. 22 Services-système

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

² Elle fixe les prix des services-système de façon à en couvrir les coûts. Si leur vente génère un bénéfice ou un déficit, le montant en sera pris en compte dans le calcul des coûts au sens de l'art. 15, al. 2, let. a.

³ Les renforcements de réseau qui sont nécessaires pour les injections d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEn⁷¹ font partie des services-système de la société nationale du réseau de transport.⁷²

⁴ Les indemnités pour les renforcements de réseau visés à l'al. 3 sont soumises à l'approbation de l'ElCom.

⁵ La société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire de réseau pour les renforcements visés à l'al. 3 en se fondant sur l'approbation de l'ElCom.

⁶ Elle fait rapport annuellement à l'ElCom sur les services-système effectivement fournis et sur l'imputation de leurs coûts.

Art. 23 Groupes-bilan

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

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

³ Elle passe un contrat avec chaque groupe-bilan.

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

⁵ ...⁷³

Art. 24⁷⁴ Groupe-bilan pour les énergies renouvelables

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

⁷¹ RS 730.0

⁷² Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁷³ Abrogé par le ch. I de l'O du 2 déc. 2016, avec effet au 1^{er} janv. 2017 (RO 2016 4629).

⁷⁴ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

² Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables édicte des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection d'électricité au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEnER⁷⁵.⁷⁶ Ces directives sont soumises à l'approbation de l'OFEN.

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

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

Art. 24a et 24b⁷⁷

Art. 25⁷⁸ Attribution des points d'injection

¹ Les points d'injection dont la puissance de raccordement ne dépasse pas 30 kVA, où le courant est repris au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEnER⁷⁹ 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, LEnE⁸⁰, sont attribués, à hauteur de l'électricité reprise, au groupe-bilan qui alimente les consommateurs finaux de l'aire de réseau correspondante.

² 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.⁸¹

Art. 26 Énergie de réglage et d'ajustement

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

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

⁷⁵ RS **730.03**

⁷⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur du 1^{er} juin 2019 au 31 déc. 2022 (RO **2019** 1381).

⁷⁷ 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^{er} nov. 2017, avec effet au 1^{er} janv. 2018 (RO **2017** 7109).

⁷⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO **2017** 7109).

⁷⁹ RS **730.03**

⁸⁰ RS **730.0**

⁸¹ Nouvelle teneur selon le ch. III de l'O du 23 oct. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2020 (RO **2019** 3479).

³ Si un producteur dont l'installation injecte de l'électricité selon l'art. 15 LEne⁸² ou au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEnER⁸³, 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.⁸⁴

Chapitre 4a⁸⁵ Informations relatives au marché de gros de l'électricité

Art. 26a Devoir d'information

¹ Quiconque a son siège ou son domicile en Suisse, participe à un marché de gros de l'électricité dans l'UE et est tenu, en vertu du règlement (UE) n° 1227/2011⁸⁶, 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.

² 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.

³ 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.

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

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

⁸² RS 730.0

⁸³ RS 730.03

⁸⁴ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁸⁵ Introduit par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1^{er} juil. 2013 (RO 2013 559).

⁸⁶ 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.

⁶ 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

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

² Elle détermine quand elles sont fournies pour la première fois.

Art. 26c Système d'information

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

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

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

Chapitre 5 Dispositions finales

Section 1 Exécution

Art. 27

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

² Il édicte les prescriptions techniques et administratives nécessaires.

³ Il fait rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers, mais au plus tard quatre ans après l'entrée en vigueur de l'ordonnance, sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la LApEl et dans l'ordonnance.

⁴ Avant d'édicter des directives au sens des art. 3, al. 1 et 2, 7, al. 2, 8, al. 2, 8b, 12, al. 2, 13, al. 1, 17 et 23, al. 2, les gestionnaires de réseau consultent en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. Ils publient les directives sur un site internet unique librement accessible. S'ils ne peuvent pas s'entendre en temps utile sur les directives à adopter ou si celles-ci ne sont pas appropriées, l'OFEN peut fixer des dispositions d'exécution dans les domaines concernés.⁸⁷

⁵ L'art. 67 LEne⁸⁸ est applicable par analogie au recours à des organisations privées.⁸⁹

Section 2 Modification du droit actuel

Art. 28

La modification du droit en vigueur est réglée en annexe.

Section 3 Dispositions transitoires

Art. 29⁹⁰

Art. 30 Adaptation des contrats existants

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

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

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.

⁸⁷ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁸⁸ RS 730.0

⁸⁹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁹⁰ Abrogé par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, avec effet au 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

Section 4⁹¹**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

¹ Pour la période 2009 à 2013, le taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des installations mises en service avant le 1^{er} 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.

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

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

Art. 31b⁹²**Art. 31c** Application des nouveaux tarifs, publication et remboursement

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

² Ils publient ces tarifs conformément à l'art. 10 au plus tard le 1^{er} avril 2009.

³ Ils remboursent le plus vite possible, mais au plus tard avec le décompte définitif émis après le 1^{er} 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

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

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

⁹¹ Introduite par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2009 (RO 2008 6467).

⁹² Abrogé par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, avec effet au 1^{er} mars 2013 (RO 2013 559).

Section 4a⁹³**Disposition transitoire relative à la modification du 1^{er} novembre 2017****Art. 31e** Introduction de systèmes de mesure intelligents

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

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

- a. les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau;
- b. les producteurs qui raccordent une nouvelle installation de production au réseau électrique.

³ et 4 ...⁹⁴

⁵ 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^{er} 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.

⁹³ Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁹⁴ Abrogés par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, avec effet au 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

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, OEnER⁹⁵.

Section 4b⁹⁶

Dispositions transitoires relatives à la modification du 3 avril 2019

Art. 31i Transfert des départs

¹ La société nationale du réseau de transport transfère les départs assurant la liaison avec une centrale nucléaire qui sont en sa possession au moment de l'entrée en vigueur de la modification du 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.

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

Art. 31j⁹⁷

Art. 31k Fourniture d'électricité conformément à l'art. 6, al. 5^{bis}, 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^{bis}, LApEl la première fois pour l'année tarifaire 2019 et la dernière fois pour l'année tarifaire 2022.

⁹⁵ RS 730.03

⁹⁶ Introduite par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁹⁷ Abrogé par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, avec effet au 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

Section 4^{c98}**Dispositions transitoires relatives à la modification du 25 novembre 2020****Art. 31/**

¹ 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^{er} janvier 2018, ou que
- b. leur acquisition a débuté avant le 1^{er} janvier 2019.

² 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.

³ 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^e phrase, demeurent imputables.

⁴ 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.

⁵ 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.

⁶ 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 à niveau dans les meilleurs délais, mais au plus tard le 30 juin 2021. Les exceptions prévues aux al. 1 et 2 demeurent réservées.

⁹⁸ Introduite par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

Section 5 Entrée en vigueur⁹⁹**Art. 32** ...¹⁰⁰

¹ La présente ordonnance entre en vigueur le 1^{er} avril 2008, sous réserve des al. 2 à 4 ci-après.

² L'art. 11, al. 1 et 4, entre en vigueur le 1^{er} janvier 2009.

³ L'art. 2, al. 2, let. d, entre en vigueur le 1^{er} janvier 2010.

⁴ ...¹⁰¹

⁹⁹ Introduit par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2009 (RO **2008** 6467).

¹⁰⁰ Abrogé par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, avec effet au 1^{er} janv. 2009 (RO **2008** 6467).

¹⁰¹ Abrogé par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, avec effet au 1^{er} janv. 2018 (RO **2017** 7109).

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 moyenne des cinq années précédentes. S'il est supérieur à 0,5 %, la

¹⁰² 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, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2016 (RO 2015 5685).

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'EiCom, 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 2*¹⁰³
(art. 28)

Modification du droit actuel

...¹⁰⁴

¹⁰³ Anciennement annexe unique.

¹⁰⁴ Les mod. peuvent être consultées au RO **2008** 1223.

