

Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité (OApEl)

du 14 mars 2008 (État le 1^{er} juillet 2026)

Le Conseil fédéral suisse,

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

² Les dispositions de la LApEl créant les conditions d’un approvisionnement en électricité sûr s’appliquent également au réseau de courant de traction visé à l’art. 14a, al. 2, LApEl. Les art. 4, al. 1, let. a et b, 8, 9 et 11 LApEl s’appliquent notamment, mais pas l’art. 8a LApEl.²

³ Un convertisseur de fréquence dans une centrale à 50 Hz n’est pas considéré comme un consommateur final pour la part de l’électricité que la centrale à 50 Hz produit et injecte simultanément dans le réseau à 16,7 Hz dans une unité économique située sur le même site.³

^{3bis} Les points d’injection et de soutirage du réseau de courant de traction reliés au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point d’injection ou de soutirage.⁴

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

RO 2008 1223

¹ RS 734.7

² Nouvelle teneur selon le ch. I de l’O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

³ Nouvelle teneur selon le ch. I de l’O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁴ Introduit par le ch. I de l’O du 30 janv. 2013 (RO 2013 559). Nouvelle teneur selon le ch. I de l’O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

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

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.⁷ 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.

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

⁶ Abrogée par le ch. I de l'O du 11 nov. 2015, avec effet au 1^{er} janv. 2016 (RO **2015** 4789).

⁷ 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

Section 1 Raccordement au réseau⁸

Art. 3 ...⁹

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.¹⁰

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.

Section 2 Approvisionnement de base¹¹

Art. 4¹² Tarifs de l'approvisionnement de base

¹ Le gestionnaire du réseau de distribution fixe les tarifs de l'approvisionnement de base par année civile (année tarifaire).

² La rémunération pour l'électricité livrée dans l'approvisionnement de base (art. 6, al. 5^{bis}, let. d, LApEl) ne doit pas dépasser les coûts énergétiques imputables.

³ Les principes suivants s'appliquent au calcul des coûts énergétiques imputables:

- a. sont considérés comme des coûts énergétiques imputables:
 1. les coûts de revient engendrés par la production issue d'une exploitation efficace, déduction faite des éventuels encouragements,

⁸ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁹ Abrogé par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, avec effet au 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

¹⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

¹¹ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

¹² Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

2. les coûts moyens d'acquisition relevant de l'approvisionnement de base fixés dans des contrats d'achat conclus à des conditions appropriées,
 3. la rétribution visée à l'art. 15, al. 1, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne)¹³, y compris l'éventuelle rétribution de la garantie d'origine,
 4. les coûts de distribution et d'administration relevant de l'approvisionnement de base,
 5. un bénéfice approprié correspondant au maximum aux intérêts calculés annuels sur le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation; le capital de roulement net est calculé sur la base des coûts imputables visés aux ch. 1 à 4, en tenant compte du rythme de facturation; le taux d'intérêt calculé visé à l'annexe 1 s'applique;
- b. sont considérés comme des coûts de revient imputables engendrés par la production issue d'une exploitation efficace, y compris la valeur des garanties d'origine:
1. les coûts d'exploitation pour les prestations directement liées à l'exploitation des installations de production, et
 2. les coûts de capital, comportant au maximum les amortissements comptables et les intérêts calculés qui se fondent sur les valeurs résiduelles des coûts initiaux d'acquisition ou de fabrication des installations de production existantes à la fin de l'exercice; les amortissements annuels sont effectués avant le calcul des intérêts; les intérêts sont calculés en appliquant le taux d'intérêt calculé visé à l'annexe 3 de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)¹⁴;
- c. les coûts de revient moyens sont calculés sur l'ensemble de la production d'électricité issue des installations propres et des prélèvements reposant sur des participations, que l'électricité produite soit vendue ou non dans l'approvisionnement de base;
- d. le gestionnaire du réseau de distribution utilise en priorité les garanties d'origine provenant de sa production propre élargie (art. 4, al. 1, let. c^{bis}, LApEl);
- e. les coûts suivants sont imputables dans le cadre de la rétribution visée à l'art. 15, al. 1, LEne:
- 1.¹⁵ dans le cas où la garantie d'origine est reprise: au plus les coûts de revient visés à l'art. 4, al. 3, dans sa version en vigueur le 1^{er} juillet 2024¹⁶, déduction faite des éventuels encouragements visés à l'art. 4a dans sa version en vigueur le 1^{er} juillet 2024¹⁷ ou, s'il en résulte des coûts inférieurs

¹³ RS 730.0

¹⁴ RS 730.03

¹⁵ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 27 mai 2026, en vigueur depuis le 1^{er} juil. 2026 (RO 2026 304).

¹⁶ RO 2019 1381, 3479; 2022 772

¹⁷ RO 2019 1381; 2022 772

au prix harmonisé au niveau suisse visé à l'art. 15, al. 1, LEne, au plus ce prix harmonisé au moment de l'injection,

1^{bis},¹⁸ dans le cas où la garantie d'origine est reprise pour des installations photovoltaïques sans consommation propre dont la puissance atteint au moins 100 kW mais moins de 150 kW: au plus les coûts imputables visés au ch. 1 ou, si la rétribution minimale visée à l'art. 12, al. 1^{bis}, de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'énergie (OEn)¹⁹ est supérieure à ces coûts, cette rétribution minimale,

2. dans le cas où la garantie d'origine n'est pas reprise: au plus le prix harmonisé au niveau suisse visé à l'art. 15, al. 1, LEne au moment de l'injection ou la rétribution minimale.

⁴ L'attribution des contrats d'achat conformément à l'art. 6, al. 5^{bis}, let. b, LAPeI doit figurer dans la comptabilité par unité d'imputation au 31 août de chaque année pour l'année tarifaire suivante. Les contrats d'achat nouvellement conclus ne peuvent être attribués à l'approvisionnement de base que dans la mesure où ils sont nécessaires pour couvrir la consommation prévue dans l'approvisionnement de base.

Art. 4a²⁰ Parts minimales issues d'énergies renouvelables

¹ La part minimale de production propre élargie issue d'énergies renouvelables indigène (art. 6, al. 5, let. a, LAPeI) qui doit être vendue dans l'approvisionnement de base se monte à 50 % à partir de l'année tarifaire 2026. Le gestionnaire du réseau de distribution n'est pas obligé de respecter cette part minimale pour autant que la production propre élargie représente au moins 80 % de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base.

² La part minimale issue d'énergies renouvelables produites par des installations sises en Suisse (art. 6, al. 5, let. b, LAPeI) se monte à 20 % de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base à partir de l'année tarifaire 2026. S'il est nécessaire de conclure des contrats d'achat pour atteindre cette part minimale, ceux-ci doivent porter sur une durée d'au moins trois ans.

³ Le gestionnaire du réseau de distribution fixe les pourcentages visés aux al. 1 et 2 dans la comptabilité par unité d'imputation au 31 août de chaque année pour l'année tarifaire suivante (art. 6, al. 4, 2^e phrase, LAPeI).

⁴ Pour attester le respect des parts minimales, le gestionnaire du réseau de distribution présente à l'ElCom, sur demande, les participations correspondantes et les contrats d'achat à moyen ou long terme.

¹⁸ Introduit par le ch. I de l'O du 27 mai 2026, en vigueur depuis le 1^{er} juil. 2026 (RO 2026 304).

¹⁹ RS 730.01

²⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019 (RO 2019 1381; 2022 772). Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

Art. 4b²¹ Produit électrique standard

Dans le cadre du marquage de l'électricité à l'attention des consommateurs finaux approvisionnés avec le produit électrique standard (art. 6, al. 2^{bis}, LApEl), le gestionnaire du réseau de distribution atteste, à partir de l'année tarifaire 2028, la provenance indigène et renouvelable de l'électricité au moyen de garanties d'origine pour au moins deux tiers de l'électricité livrée chaque trimestre.

Art. 4c²² Dispositif pour se prémunir contre les fluctuations
des prix du marché

Le gestionnaire du réseau de distribution définit, applique et documente des stratégies en vue d'achats structurés afin de se prémunir contre les fluctuations des prix du marché. S'il conclut des contrats d'achat pour s'assurer de disposer de l'électricité nécessaire, ces contrats doivent être échelonnés dans le temps.

Art. 4d²³ Coûts des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique

¹ Les coûts occasionnés par des mesures visant la réalisation des objectifs en matière de gains d'efficacité énergétique peuvent être mis à la charge des consommateurs finaux de l'approvisionnement de base dans une proportion correspondant à la part de ces clients dans le volume de référence en matière de vente d'électricité.

² Aucun coût n'est mis à la charge des consommateurs captifs et des consommateurs finaux qui ont renoncé à l'accès au réseau et qui ne sont pas pris en compte pour déterminer le volume de référence en matière de vente d'électricité (art. 51a, al. 2, OEn²⁴).²⁵

³ Les coûts sont imputables uniquement si le gestionnaire du réseau de distribution:

- a. a délégué la mise en œuvre des mesures dans le cadre d'une procédure transparente, non discriminatoire et axée sur le marché;
- b. a acquis les preuves des mesures au plus aux taux usuels sur le marché;
- c. a mis lui-même en œuvre les mesures sur la base des coûts, mais au plus aux taux usuels sur le marché.

²¹ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019 (RO 2019 1381; 2022 772). Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

²² Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019 (RO 2019 1381; 2022 772). Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

²³ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

²⁴ RS 730.01

²⁵ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 27 mai 2026, en vigueur depuis le 1^{er} juil. 2026 (RO 2026 304).

Art. 4e²⁶ Communication de la modification des tarifs
de l'approvisionnement de base

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'approvisionnement de base. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse des tarifs.

² Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'annoncer à l'ElCom les hausses des tarifs de l'approvisionnement de base ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux au 31 août de chaque année.

Art. 4f²⁷ Différences de couverture dans l'approvisionnement de base

¹ Si le montant total de la rémunération perçue par le gestionnaire du réseau de distribution pour l'approvisionnement de base pendant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts énergétiques imputables (différence de couverture), il compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture.

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

³ 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. 5²⁸

Section 3 Développement du réseau²⁹

Art. 5a³⁰ Protection contre les cybermenaces

¹ 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 infor-

²⁶ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO **2024** 706).

²⁷ Anciennement art. 4d. Introduit par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur du 1^{er} janv. 2023 au 31 déc. 2030 (RO **2022** 772).

²⁸ Abrogé par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, avec effet au 1^{er} janv. 2025 (RO **2024** 706).

²⁹ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO **2024** 706).

³⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 31 mai 2024, en vigueur depuis le 1^{er} juil. 2024 (RO **2024** 282).

matique de mai 2023³¹ (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 gestionnaires d'installations de stockage³² 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 des gestionnaires d'installations de stockage s'ils ont de ce fait accès via un seul système à une puissance d'au moins 100 MW.

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

³ La preuve que le niveau de protection requis est atteint doit être fournie à l'EICom à sa demande.

Art. 5a^{bis} ³³ Scénario-cadre

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

Art. 5b³⁴ 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. 5c³⁵ 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.

³¹ La norme minimale TIC est accessible sur le site Internet de l'Office fédéral de la cybersécurité à l'adresse www.ncsc.admin.ch > Informations pour > Informations pour des spécialistes IT > Thèmes actuels > Norme minimale pour les TIC.

³² Nouvelle expression selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706). Il a été tenu compte de cette mod. dans tout le texte.

³³ Anciennement art. 5a. Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

³⁴ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

³⁵ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

Art. 6 Information de l'ElCom³⁶

¹ Pour les réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 36 kV, les gestionnaires du réseau de distribution sont libérés de l'obligation d'informer l'ElCom visée à l'art. 8, al. 3, LApEl.³⁷

² 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. 6a³⁸ Plans pluriannuels

¹ 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.

² Les gestionnaires de réseau établissent les plans pluriannuels pour les réseaux de distribution d'une tension nominale supérieure à 36 kV dans les douze mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.³⁹

Art. 6b⁴⁰ 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.

³⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2021 (RO 2019 1381).

³⁷ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2021 (RO 2019 1381).

³⁸ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2021 (RO 2019 1381).

³⁹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁴⁰ 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 Comptabilité analytique et facturation⁴¹

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;

^e_{bis}.⁴² les coûts liés à la réserve d'électricité visée par l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH)⁴³;

^e_{ter}.⁴⁴ les coûts visés à l'art. 15a LAPeI;

^f.⁴⁵ les coûts des systèmes de mesure et d'information, notamment les coûts d'exploitation et les coûts de capital calculés des installations requises pour les systèmes de mesure ainsi que le nombre de points de mesure;

^f_{bis}.⁴⁶ les coûts des systèmes de mesure intelligents, notamment les coûts d'exploitation et les coûts de capital calculés ainsi que le nombre de points de mesure;

^f_{ter}.⁴⁷ les coûts d'utilisation de la plateforme centrale de données (plateforme de données) visée aux art. 17g à 17i LAPeI;

g. les coûts administratifs;

⁴¹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁴² 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).

⁴³ RS 734.722

⁴⁴ Introduite par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁴⁵ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁴⁶ Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017 (RO 2017 7109). Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁴⁷ Introduite par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

- h.⁴⁸ les coûts des renforcements du réseau visés à l'art. 15*b* LAPeI;
- 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.⁴⁹ les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses;
- n.⁵⁰ les coûts des mesures novatrices, et
- o.⁵¹ 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.⁵²

Art. 7a⁵³ 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.

⁴⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO **2024** 706).

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

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

⁵¹ Introduite par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO **2019** 1381).

⁵² Introduit par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2009 (RO **2008** 6467).

⁵³ Anciennement art. 9.

Section 1a⁵⁴ Devoirs d'information

Art. 7b

¹ Le gestionnaire de réseau publie les informations visées à l'art. 12, al. 1, LApEl ainsi que la totalité des taxes et des prestations fournies à des collectivités publiques⁵⁵, au plus tard le 31 août, sur un site Internet unique librement accessible et sous une forme lisible par machine.

² Au moins une fois par an, il informe de manière appropriée les consommateurs finaux:

- a. de l'évolution de la quantité d'électricité soutirée par rapport à l'année précédente;
- b. de la consommation moyenne et de la fourchette de consommation des consommateurs finaux appartenant au même groupe de clients;
- c. des potentiels d'économie.

Section 1b

Systèmes de mesure, processus d'information et exploitant de la plateforme de données⁵⁶

Art. 8 Tarifs de mesure⁵⁷

¹ Les gestionnaires de réseau fixent, pour chaque année tarifaire, les tarifs de mesure pour les différentes puissances de raccordement et ils les publient au plus tard le 31 août (art. 7b).⁵⁸

^{1bis} L'EICom procède chaque année à un suivi des tarifs de mesure.⁵⁹

² Les gestionnaires de réseau fixent d'ici fin 2025 au plus tard, dans des directives transparentes et non discriminatoires relatives aux systèmes de mesure et aux processus d'information, en impliquant les représentants des consommateurs finaux, des producteurs et des prestataires du domaine de l'électricité, les règles régissant en particulier:⁶⁰

⁵⁴ Introduite par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁵⁵ Nouvelle expression selon le ch. I al. 2 de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139). Il a été tenu compte de cette mod. dans tout le texte.

⁵⁶ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁵⁷ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

⁵⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

⁵⁹ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

⁶⁰ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

- a. les obligations des acteurs concernés;
- b. le déroulement chronologique;
- c. la forme et la qualité des données à communiquer;
- d. l'échange de données par l'intermédiaire de la plateforme de données;
- e. les données de référence visées à l'art. 8a^{septies}, al. 2^{61,62}

³ Afin de garantir le bon fonctionnement de l'approvisionnement en électricité visé à l'art. 17f, al. 1, LAPeL, les données de mesure, les données de référence et les autres données requises pour les tâches suivantes doivent être communiquées:

- a. exploitation du réseau;
- b. gestion des bilans d'ajustement;
- c. fourniture d'énergie;
- d. imputation des coûts;
- e. calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau;
- f. processus de facturation découlant de la LEne⁶³ et de l'OEne⁶⁴;
- g. commercialisation directe;
- h. utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents;
- i. changement de fournisseur, et
- j. garantie que les consommateurs finaux, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage peuvent utiliser le droit que leur confère l'art. 8a^{septies}, al. 2^{65,66}

3bis ...⁶⁷

⁴ Sur demande des consommateurs finaux, des producteurs ou des gestionnaires d'installations de stockage concernés, les gestionnaires de réseau fournissent à des tiers, contre un dédommagement couvrant les frais, des données de mesure et des données de référence supplémentaires ou préparées différemment. Toutes les données relevées au cours des cinq années précédentes doivent être livrées.⁶⁸

5 ...⁶⁹

⁶¹ Le renvoi a été adapté au 1^{er} janv. 2026 en application de l'art. 12 al. 2 de la L du 18 juin 2004 sur les publications officielles (RS **170.512**).

⁶² Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO **2024 706**).

⁶³ RS **730.0**

⁶⁴ RS **730.01**

⁶⁵ Le renvoi a été adapté au 1^{er} janv. 2026 en application de l'art. 12 al. 2 de la L du 18 juin 2004 sur les publications officielles (RS **170.512**).

⁶⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO **2024 706**).

⁶⁷ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017 (RO **2017 7109**). Abrogé par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, avec effet au 1^{er} janv. 2025 (RO **2024 706**).

⁶⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO **2024 706**).

⁶⁹ Abrogé par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, avec effet au 1^{er} janv. 2018 (RO **2017 7109**).

Art. 8a⁷⁰ Coûts d'exploitation imputables

¹ On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations fournies en lien direct avec le système de mesure. En font notamment partie:

- a. les coûts d'exploitation et d'entretien des instruments de mesure;
- b. les coûts de saisie, de traitement et de transmission des données de mesure;
- c. les coûts d'utilisation de la plateforme visés à l'art. 17i, al. 3, LApEl;
- d. les coûts administratifs relevant du système de mesure.

² Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires, les règles régissant le calcul des coûts d'exploitation.

Art. 8a^{bis} ⁷¹ Coûts de capital imputables

¹ Les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts d'acquisition ou de fabrication et des coûts d'installation. Sont seuls imputables en tant que coûts de capital:

- a. les amortissements comptables calculés;
- b. les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires au système de mesure.

² Les amortissements comptables annuels calculés sont obtenus en tenant compte d'un amortissement linéaire sur une période d'utilisation déterminée, jusqu'à la valeur zéro.

³ Le calcul des intérêts annuels obéit aux règles qui suivent:

- a. peuvent être ajoutées aux valeurs patrimoniales nécessaires au système de mesure, au maximum les valeurs suivantes:
 1. les valeurs résiduelles à l'acquisition ou à la fabrication des installations nécessaires au système de mesure résultant des amortissements au sens de l'al. 2 à la fin de l'exercice,
 2. le capital de roulement net nécessaire au système de mesure;
- b. le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital visé à l'annexe 1.

⁴ Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, les règles régissant les durées d'utilisation uniformes et appropriées des installations nécessaires au système de mesure.

⁷⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

⁷¹ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

Art. 8a^{ter} 72 Dispositions particulières s'appliquant aux coûts de mesure imputables

¹ 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 mesure imputables.

² S'il n'est pas possible d'installer un système de mesure intelligent parce que le consommateur final, le producteur ou le gestionnaire d'installation 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.⁷³

Art. 8a^{quater} 74 Différences de couverture dans le domaine des coûts de mesure

¹ Si le montant total de la rémunération du mesurage perçue par le gestionnaire de réseau durant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts de mesure 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.

² Dans des cas justifiés, l'EiCom peut prolonger le délai imparti pour compenser une différence de couverture.

³ 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. 8a^{quinquies} 75 Constitution de l'exploitant de la plateforme de données

¹ La demande d'approbation des statuts de l'exploitant de la plateforme de données (art. 17h, al. 2, LApEl) doit être déposée au plus tard le 30 septembre 2025. Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) peut prolonger une seule fois ce délai de trois mois.

² La demande doit contenir notamment les indications et les documents suivants:

- a. le projet de statuts;
- b. une présentation des coûts non couverts occasionnés au requérant pour la constitution de la plateforme de données jusqu'au dépôt de la demande;

⁷² Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

⁷³ Anciennement art. 8a^{sexies}, al. 3^{ter}, puis al. 7. Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁷⁴ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

⁷⁵ Anciennement art. 8a. Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

- c. une planification des coûts;
- d. un concept organisationnel et technique.

³ Le DETEC peut édicter d'autres prescriptions concernant le dépôt de la demande.

⁴ Si les statuts sont approuvés, l'exploitant de la plateforme de données rembourse au requérant les coûts visés à l'al. 2, let. b, dans un délai de dix ans à compter de la mise en service de la plateforme de données. Sont imputables tous les coûts nécessaires et appropriés qui sont liés à la constitution de la plateforme de données, y compris un intérêt correspondant au coût moyen pondéré du capital visé à l'annexe 1. Le DETEC fixe le montant à rembourser.

⁵ Le DETEC peut assortir l'approbation des statuts et le remboursement des coûts de conditions ou de charges. Il peut fixer la date limite de la mise en service de la plateforme de données.

Art. 8a^{sexies} 76 Organisation de l'exploitant de la plateforme de données

¹ Les intérêts des consommateurs finaux, des gestionnaires de réseau et des prestataires du secteur de l'électricité sont représentés paritairement, en trois tiers, au sein de l'organe supérieur de direction ou d'administration de l'exploitant de la plateforme de données.

² Le personnel de l'exploitant de la plateforme de données et celui des détenteurs de parts de cet exploitant doivent être indépendants l'un de l'autre.

³ Les parts de l'exploitant de la plateforme de données ne doivent pas être cotées en Bourse.

⁴ La majorité des parts et la majorité des droits de vote doivent être détenus par des personnes domiciliées en Suisse ou y ayant leur siège.

Art. 8a^{septies} 77 Tâches générales de l'exploitant de la plateforme de données

¹ L'exploitant de la plateforme de données assure l'exploitation sûre, performante et efficace d'une plateforme de données servant à l'échange de données visé à l'art. 17g LApEl.

² Il permet aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux gestionnaires d'installations de stockage de télécharger leurs données de référence et les données de mesure enregistrées au cours des cinq années précédentes dans un format international courant et de les rendre accessibles, par l'intermédiaire de la plateforme de données et sous une forme lisible par machine, aux tiers auxquels ils ont accordé cet accès.

³ Il publie sur un site Internet, sous une forme anonymisée et lisible par machine, les données de mesure et les données de référence suivantes par commune et par canton:

⁷⁶ Anciennement art. 8a^{bis}. Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁷⁷ Anciennement art. 8a^{ter}. Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

- a. valeurs de courbe de charge de quinze minutes de l'électricité soutirée par jour, par mois et par an;
- b. valeurs de courbe de charge de quinze minutes de l'injection d'électricité selon la technologie de production par jour, par mois et par an;
- c. nombre de systèmes de mesure intelligents qui étaient installés à la fin de l'année et part qu'ils représentent dans l'ensemble des installations de mesure.

⁴ Il analyse régulièrement la qualité de l'échange de données, notamment le respect des délais et la fréquence des corrections ultérieures de données. Il publie l'analyse sous forme anonymisée.

⁵ Il transmet sur demande:

- a. à l'ElCom, sous forme non anonymisée, les données de mesure et les données de référence ainsi que les données visées à l'al. 4 dont celle-ci a besoin pour assumer les tâches d'exécution lui incombant en vertu de la LAPeI;
- b. à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), sous forme pseudonymisée, les données de mesure et les données de référence ainsi que les données visées à l'al. 4 dont celui-ci a besoin à des fins d'analyse statistique;

b^{bis},⁷⁸ à l'organisation de l'approvisionnement économique du pays et à l'Association des entreprises électriques suisses, sous forme non anonymisée, les données de mesure et les données de référence des consommateurs finaux ainsi que les données de référence du gestionnaire du réseau de distribution dont lesdites organisations ont besoin pour la préparation et l'exécution de mesures prévues par la loi du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement économique du pays⁷⁹;

c.⁸⁰ aux autorités cantonales, sous forme non anonymisée, les données de mesure et de référence de gros consommateurs dont celles-ci ont besoin pour assumer les tâches d'exécution visées à l'art. 46, al. 3, LEn⁸¹, et, sous forme pseudonymisée, les données de mesure et les données de référence de consommateurs finaux dont celles-ci ont besoin pour assumer leurs autres tâches d'exécution prévues dans le droit fédéral ou dans le droit cantonal;

d.⁸² aux universités cantonales, aux écoles polytechniques fédérales (EPF), aux instituts de recherche du domaine des EPF et aux hautes écoles spécialisées, sous forme anonymisée, les données de mesure et de référence utiles à la recherche.

⁶ Il enregistre sur la plateforme de données:

⁷⁸ Introduite par le ch. I de l'O du 26 nov. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 831).

⁷⁹ RS 531

⁸⁰ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 26 nov. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 831).

⁸¹ RS 730.0

⁸² Introduite par le ch. I de l'O du 26 nov. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 831).

- a. les données de référence des consommateurs finaux, des producteurs et des gestionnaires d'installations de stockage, sous forme pseudonymisée, pour assumer les tâches qui lui incombent en vertu des al. 1 et 2;
- b. les données de mesure et les données de référence, sous forme anonymisée, pour assumer les tâches qui lui incombent en vertu de l'al. 3;
- c. les données de mesure, sous forme pseudonymisée, pour assumer les tâches qui lui incombent en vertu de l'al. 4.

Art. 8a^{octies} 83 Tâches de l'exploitant de la plateforme de données en lien avec la protection et la sécurité des données

¹ L'exploitant de la plateforme de données garantit la sécurité des données. Afin d'assurer une protection adéquate contre les cybermenaces, il applique les recommandations de la norme minimale TIC⁸⁴ fixées dans l'annexe 1a pour le niveau de protection pour la catégorie A.

² Il détruit les données de mesure au bout de cinq ans si elles ne sont pas déterminantes pour le décompte ou anonymisées.

³ S'il cesse son activité ou est mis en faillite, il veille à ce que les données nécessaires à l'exploitation de la plateforme de données soient transférées gratuitement au DETEC ou à un organisme désigné par celui-ci. Il doit ensuite supprimer ses données.

Art. 8a^{novies} 85 Comptabilité analytique de l'exploitant de la plateforme de données

¹ L'exploitant de la plateforme de données tient une comptabilité analytique.

² La comptabilité analytique doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul de la rémunération visée à l'art. 17i, al. 3, LApEl, notamment les coûts de capital et les coûts d'exploitation.

³ On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation de la plateforme de données. En font notamment partie les coûts liés à l'entretien des technologies de l'information et de la communication.

⁴ On entend par coûts de capital les amortissements comptables calculés et les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation de la plateforme de données. L'art. 13, al. 2 et 3, s'applique par analogie au calcul des coûts de capital.

⁵ L'exploitant de la plateforme de données verse aux détenteurs de parts les recettes provenant de la rémunération pour les intérêts calculés visés à l'al. 4 au prorata des apports fournis. Les détenteurs de parts n'ont pas droit à d'autres indemnités ou prestations.

⁶ La comptabilité analytique doit être présentée à l'EiCom chaque année.

⁸³ Anciennement art. 8a^{quater}. Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁸⁴ Cf. note de bas de page relative à l'art. 5a, al. 1

⁸⁵ Anciennement art. 8a^{quinquies}. Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

Section 1c

Systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents⁸⁶

Art. 8a^{decies} 87 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:⁸⁸

- a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final, l'agent de stockage ou dans l'installation de production, qui:⁸⁹
 1. enregistre l'énergie active et l'énergie réactive,
 - 2.⁹⁰ calcule les courbes de charge avec une période de mesure de 15 minutes et les enregistre pendant au moins 60 jours,
 - 3.⁹¹ 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 au gestionnaire d'installation de stockage⁹² 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.⁹³

² Les gestionnaires de réseau, à la demande des consommateurs finaux, des producteurs ou des gestionnaires d'installations de stockage, communiquent les spécifications techniques des interfaces de leur compteur électrique.

⁸⁶ Anciennement avant l'art. 8a^{sexies}. Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

⁸⁷ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

⁸⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁸⁹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

⁹⁰ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

⁹¹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

⁹² Nouvelle expression selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706). Il a été tenu compte de cette mod. dans tout le texte.

⁹³ Anciennement art. 8a, al. 1, puis art. 8a^{sexies}, al. 1. Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

³ Les gestionnaires de réseau fixent, d'ici au 31 janvier 2026, dans des directives transparentes et non discriminatoires, les formats de données internationaux courants à utiliser conformément à l'al. 1, let. a, ch. 3.

⁴ Les éléments d'un système de mesure intelligent interagissent de façon à pouvoir:

- a.⁹⁴ identifier et gérer divers types de compteurs électriques à des fins d'interopérabilité;
- b.⁹⁵ 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.⁹⁶ permettre au consommateur final, au producteur ou au gestionnaire d'installation 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.⁹⁷ intégrer d'autres instruments de mesure numériques et d'autres systèmes de commande et de réglage intelligents du gestionnaire de réseau, et
- e.⁹⁸ détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques.

⁵ Les compteurs électriques électroniques visés à l'al. 1, let. a, relèvent de l'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure⁹⁹ et des dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police, pour autant qu'ils entrent dans leur champ d'application.¹⁰⁰

⁶ Lorsqu'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, une communauté électrique locale ou un gestionnaire d'installation de stockage demande à être équipé d'un système de mesure intelligent, le gestionnaire de réseau doit l'installer dans les trois mois. Dans le cas d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, ce droit s'applique à tous les points de mesure du regroupement gérés par le gestionnaire de réseau.

⁷ Les gestionnaires de réseau sont tenus de veiller à ce qu'à partir du 1^{er} janvier 2028, des systèmes de mesure intelligents soient utilisés dans toutes les installations de production soumises à l'obligation de reprise et de rétribution visée à l'art. 15, al. 1, LEn

⁹⁴ Anciennement art. 8a, al. 2, let. a, puis art. 8a^{sexies}, al. 3, let. a. Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁹⁵ Anciennement art. 8a, al. 2, let. b, puis art. 8a^{sexies}, al. 3, let. b. Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁹⁶ Anciennement art. 8a, al. 2, let. c, puis art. 8a^{sexies}, al. 3, let. c. Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017 (RO 2017 7109). Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

⁹⁷ Anciennement art. 8a, al. 2, let. d, puis art. 8a^{sexies}, al. 3, let. d. Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁹⁸ Anciennement art. 8a, al. 2, let. e, puis art. 8a^{sexies}, al. 3, let. e. Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

⁹⁹ RS 941.210

¹⁰⁰ Anciennement art. 8a, al. 4, puis art. 8a^{sexies}, al. 8. Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

et au régime de l'autorisation visé à l'art. 6 de l'ordonnance du 7 novembre 2001 sur les installations à basse tension (OIBT)^{101,102}

Art. 8a^{undecies} 103 Exemption de l'obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents

¹ 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 militaires¹⁰⁴;
- b. lors de raccordements au réseau de transport.¹⁰⁵

² L'ElCom 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.¹⁰⁶

Art. 8a^{duodecies} 107 Installation de compteurs électriques supplémentaires

¹ Les coûts que doit assumer un gestionnaire de réseau pour l'installation d'un compteur électrique supplémentaire (17a^{bis}, al. 7, LApEl) correspondent aux frais effectifs jusqu'à concurrence de:

- a. 250 francs pour les frais d'installation;
- b. 120 francs par an pour les frais liés à l'exploitation du compteur, pendant dix ans au plus.

² Le gestionnaire de réseau peut retirer, au plus tôt après un an et à ses frais, le compteur électrique supplémentaire qu'il a installé si la consultation des propres données de mesure est assurée.

¹⁰¹ RS 734.27

¹⁰² Introduit par le ch. I de l'O du 27 mai 2026, en vigueur depuis le 1^{er} juil. 2026 (RO 2026 304).

¹⁰³ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁰⁴ RS 510.518

¹⁰⁵ Anciennement art. 8a, al. 3, puis art. 8a^{sexies}, al. 5. Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017 (RO 2017 7109). Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

¹⁰⁶ Anciennement art. 8a, al. 3^{bis}, puis art. 8a^{sexies}, al. 6. Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

¹⁰⁷ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

Art. 8b¹⁰⁸ 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.¹⁰⁹

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. 8c¹¹⁰**Art. 8d¹¹¹** 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 de mesure et les données de référence enregistrées au moyen de systèmes de mesure, de commande et de réglage, aux fins suivantes:

- a. données personnelles et données des personnes morales, sous une forme pseudonymisée, y compris valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus:
 1. pour la mesure, la commande et le réglage,
 2. pour l'utilisation de systèmes tarifaires,
 3. pour une exploitation sûre, performante et efficace du réseau, y compris dans le cadre du recours à la flexibilité,
 4. pour l'établissement du bilan du réseau,
 5. pour la planification du réseau;
- b. données personnelles et données des personnes morales, sous une forme non pseudonymisée, y compris valeurs de courbe de charge de 15 minutes et plus, pour le décompte:
 1. de l'électricité livrée,
 2. de la rémunération versée pour l'utilisation du réseau,
 3. de la rétribution pour l'utilisation de systèmes de commande et de réglage dans le cadre du recours à la flexibilité.

¹⁰⁸ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

¹⁰⁹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

¹¹⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017 (RO 2017 7109). Abrogé par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, avec effet au 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹¹¹ Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017 (RO 2017 7109). Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

² Ils sont habilités à transmettre les données de mesure et les données de référence enregistrées au moyen de systèmes de mesure aux personnes suivantes, aux fins ci-après:

- a. données personnelles et données des personnes morales, sous une forme pseudonymisée ou agrégée de manière appropriée: aux acteurs visés à l'art. 17f, al. 1, LApEl aux fins visées à l'art. 8, al. 3;
- b. informations relatives au décodage des pseudonymes: aux fournisseurs d'énergie des consommateurs finaux concernés, à des fins de décompte.

³ Les données personnelles et les données des personnes morales doivent être détruites au bout de cinq ans si elles ne sont pas déterminantes pour le décompte ou anonymisées.

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 un relevé plus fréquent.

Art. 9 et 10¹¹²

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.

^{2bis} 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

¹¹² Abrogés par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, avec effet au 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

au réseau peut à nouveau être exercé pour le site de consommation concerné au plus tôt sept ans après son entrée dans le regroupement.¹¹³

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 ...¹¹⁴

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.¹¹⁵ Le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital investi (*Weighted Average Cost of Capital*, WACC).

¹¹³ Introduit par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2023 (RO 2022 772).

¹¹⁴ Abrogé par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, avec effet au 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

¹¹⁵ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2013 (RO 2013 559).

^{3bis} Le DETEC fixe le WACC chaque année sur la base du calcul de l'OFEN conformément aux dispositions de l'annexe 1. Pour ce faire, il consulte au préalable l'ElCom.¹¹⁶

^{3ter} Il publie le WACC de l'année suivante sur Internet et dans la Feuille fédérale au plus tard à la fin du mois de mars de chaque année.¹¹⁷

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.¹¹⁸

Art. 13a¹¹⁹ Attribution des coûts pour des mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport

Les coûts suivants ne sont pas imputables en tant que coûts pour les mesures en cas de menace pour la sécurité de l'exploitation du réseau de transport visées à l'art. 20a, al. 5, LApEl:

- a. coûts que génèrent, pour le gestionnaire du réseau de distribution, les mesures relevant de ses tâches usuelles visées à l'art. 8, al. 1, let. a, LApEl;
- b. coûts que génèrent, pour les producteurs, les consommateurs finaux ou les gestionnaires d'installations de stockage, les mesures de soutien au gestionnaire du réseau de distribution visées à l'art. 8, al. 1^{bis}, 1^{re} phrase, LApEl.

Art. 13a^{bis} 120 Coûts imputables des systèmes de commande et de réglage

¹ Sont considérés comme imputables les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage qui sont utilisés aux fins de l'utilisation de la flexibilité au service du réseau visée à l'art. 19a, y compris la rétribution versée.

² Les gestionnaires de réseau établissent des directives transparentes et non discriminatoires sur les composantes des systèmes de commande et de réglage intelligents, notamment concernant les préparatifs techniques liés à leur installation.

¹¹⁶ Introduit par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013 (RO 2013 559). Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 12 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2025 (RO 2025 121).

¹¹⁷ Introduit par le ch. I de l'O du 12 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2025 (RO 2025 121).

¹¹⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2009 (RO 2008 6467).

¹¹⁹ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

¹²⁰ Anciennement art. 13a. Introduit par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017 (RO 2017 7109). Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

Art. 13b¹²¹ 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'ElCom peut fixer des exigences minimales.

Art. 13c¹²² 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. 13d¹²³ 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, 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.

¹²¹ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

¹²² Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

¹²³ Introduit par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

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. 13^{e124} Coûts des renforcements engendrés par la production

¹ Les renforcements de réseau dus au raccordement d'installations au niveau de transformation entre le réseau à basse tension et celui à moyenne tension relèvent de l'art. 15b, al. 3, LApEl.

² L'indemnité forfaitaire visée à l'art. 15b, al. 4, LApEl s'élève à 59 francs par kilowatt de puissance de production nouvellement installée.

³ Les indemnités pour les coûts des renforcements des lignes de raccordement visés à l'art. 15b, al. 5, LApEl s'élèvent à 50 francs au maximum par kilowatt de puissance de production nouvellement installée.

⁴ Le gestionnaire du réseau de distribution déduit des immobilisations régulateurs l'indemnisation et les indemnités versées pour les renforcements de réseau en vertu de l'art. 15b, al. 3 et 4, LApEl.

Art. 13^{f125} Tâches liées aux renforcements engendrés par la production

¹ Les gestionnaires du réseau de distribution doivent:

- a. transmettre les informations suivantes pour faire valoir les indemnités visées à l'art. 13e, al. 2 et 3, pour leur zone de desserte:
 1. à la société nationale du réseau de transport, chaque mois: la puissance, l'emplacement et la date de mise en service des installations de production nouvellement raccordées,
 2. à l'ElCom, chaque année: les informations visées au ch. 1, le montant annuel des investissements effectivement réalisés dans les renforcements du réseau à basse tension engendrés par la production et par la consommation;
- b. déposer chaque mois les demandes d'indemnité en vertu de l'art. 13e, al. 3, auprès de la société nationale du réseau de transport et verser l'indemnité aux producteurs;
- c. indiquer chaque année dans les comptes annuels du réseau les indemnités perçues et les renforcements de réseau réalisés;
- d. élaborer des bases uniformes pour les indemnisations visées à l'art. 13e, al. 3.

¹²⁴ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

¹²⁵ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

² La société nationale du réseau de transport doit:

- a. verser l'année suivante l'indemnisation et les indemnités demandées en vertu de l'art. 15*b*, al. 4 et 5, LApEl aux gestionnaires du réseau de distribution;
- b. faire rapport annuellement à l'ElCom sur les indemnités versées.

³ L'ElCom doit:

- a. examiner et approuver les demandes d'indemnisation en vertu de l'art. 15*b*, al. 3, LApEl;
- b. procéder à des contrôles par sondage de l'application de l'art. 15*b*, al. 4 et 5, LApEl;
- c. régler la manière dont les indemnités versées pour des renforcements de réseau en vertu de l'art. 13*e*, al. 4, doivent être gérées dans les actifs immobilisés des gestionnaires de réseau.

Art. 14 Utilisation transfrontalière du réseau

¹ Pour le calcul des coûts liés aux fournitures transfrontalières au sens de l'art. 16 LApEl, 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 LApEl.

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, LApEl).¹²⁶

Art. 15¹²⁷ Imputation des coûts du réseau de transport

¹ La société nationale du réseau de transport facture individuellement aux groupes-bilan l'énergie soutirée de la réserve d'électricité visée dans l'OIRH¹²⁸.

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. 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 et de réglage primaire, ainsi que les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire qui ne peuvent

¹²⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹²⁷ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹²⁸ RS 734.722

être imputés à un groupe-bilan; leur montant maximum est fixé chaque année par l'ElCom;

- b. les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH et les coûts visés à l'art. 15a, al. 1, LApEI;
- c. les coûts des renforcements du réseau de distribution et des lignes de raccordement visés à l'art. 15b, al. 3 à 5, LApEI.

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 redevances et prestations fournies à des 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 10 % selon l'énergie électrique soutirée du réseau concerné:
 - 1. par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau, et
 - 2. par les consommateurs finaux raccordés aux réseaux des niveaux inférieurs;
- b. à hauteur de 90 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau de niveau inférieur demande au réseau de transport.

Art. 16 Imputation des coûts du réseau de distribution

¹ Les coûts imputables qui ne sont pas facturés individuellement, les redevances et les prestations fournies à des 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 10 % selon l'énergie électrique soutirée du réseau concerné:
 - 1. par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau, et
 - 2. par les consommateurs finaux raccordés aux réseaux de niveau inférieur;
- b. à hauteur de 90 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau des niveaux inférieurs demandent au réseau concerné.¹²⁹

^{1bis} Le calcul de l'énergie électrique déterminante selon l'al. 1, let. a, ch. 2, pour imputer les coûts au niveau de réseau inférieur doit aussi prendre en compte selon le principe de l'énergie nette les quantités d'électricité injectées dans les niveaux de réseau inférieurs. Ces quantités d'électricité sont calculées sur tous les points d'interconnexion entre les niveaux de réseau.¹³⁰

¹²⁹ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹³⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

² La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser, pour chaque niveau de réseau, les coûts imputables ainsi que les redevances et prestations¹³¹ fournies à des 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 ou d'installations de stockage sans consommation finale, ces surcoûts ne doivent pas être assimilés aux coûts du réseau. Ils doivent être supportés dans une mesure raisonnable par les producteurs ou les gestionnaires d'installations de stockage sans consommation finale.¹³²

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

¹ 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.

² La puissance nette est déterminante pour le calcul de la puissance mensuelle maximale. Elle correspond à la puissance maximale soutirée au niveau de réseau supérieur et calculée simultanément à tous les points d'interconnexion entre les niveaux de réseau.¹³³

Art. 18¹³⁴ Principes régissant les tarifs d'utilisation du réseau à tous les niveaux de réseau

¹ Le gestionnaire de réseau fixe les tarifs d'utilisation du réseau pour chaque année tarifaire.

² Au sein d'un niveau de tension, les consommateurs finaux qui présentent des profils de soutirage semblables forment un groupe de clients auquel correspond une offre de tarifs d'utilisation du réseau uniforme.

³ Le gestionnaire de réseau fixe un tarif standard pour chaque groupe de clients et désigne ce tarif comme tel. Il peut proposer d'autres tarifs aux consommateurs finaux.

⁴ Il définit librement les différentes composantes tarifaires dans le respect des principes tarifaires inscrits dans la loi (art. 14, al. 3, LApEl), sous réserve des prescriptions particulières de l'al. 5 et de l'art. 18a, al. 2 et 4.

⁵ Les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau se conforment aux principes suivants:

- a. ils incitent à adopter un comportement au service du réseau en étant fixés en fonction des valeurs de charge du réseau attendues pour le jour suivant;

¹³¹ Nouvelle expression selon le ch. I al. 1 de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹³² Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

¹³³ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹³⁴ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

- b. en dérogation à l'al. 2, ils peuvent être différenciés selon le lieu, en fonction de la situation sur le réseau;
- c. ils sont structurés de manière à être comparables, pour le profil de charge standard d'un groupe de clients, à d'autres tarifs de ce groupe de clients;
- d. les économies pour le client final se basent sur les avantages attendus en termes de coûts pour le gestionnaire de réseau;
- e. la structure des tarifs dynamiques doit être transparente et compréhensible.

⁶ Si le gestionnaire de réseau fixe un tarif d'utilisation du réseau dynamique en tant que tarif standard, il doit proposer au moins un tarif optionnel sans composante tarifaire dynamique au groupe de clients concerné.

Art. 18a¹³⁵ Tarifs d'utilisation du réseau au niveau basse tension

¹ Au niveau basse tension, les principes suivants s'appliquent à la constitution des groupes de clients:

- a. les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh appartiennent au groupe de clients de base;
- b. les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année, dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh et qui ne sont pas encore équipés d'un système de mesure intelligent, forment un groupe de clients distinct.

² Le gestionnaire de réseau peut choisir l'un des trois modèles de tarifs d'utilisation du réseau suivants pour fixer le tarif standard du groupe de clients de base:

- a. tarifs présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive d'au moins 70 %;
- b. tarifs dynamiques;
- c. tarifs présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive d'au moins 50 % et une composante de puissance (ct./kW) variable, qui évolue en fonction des charges du réseau et présente au moins quatre valeurs différentes par jour.

³ La composante de puissance variable visée à l'al. 2, let. c, doit se fonder sur des périodes définies pour l'ensemble de l'année tarifaire en fonction de l'estimation des charges du réseau attendues.

⁴ Pour les consommateurs finaux visés à l'al. 1, let. b, tous les tarifs doivent comprendre une composante de travail (ct./kWh) non dégressive d'au moins 70 %.

¹³⁵ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

Art. 18b¹³⁶ Différences de couverture dans le domaine des coûts de réseau

¹ Si le montant total de la rémunération pour l'utilisation du réseau perçue par le gestionnaire du réseau pendant une année tarifaire ne concorde pas avec les coûts de réseau imputables (différence de couverture), le gestionnaire de réseau compense cet écart dans les trois années tarifaires suivantes. Il peut renoncer à compenser un découvert de couverture.

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

³ 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. 18c¹³⁷ Exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau

L'exemption de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 14a, al. 1 et 3, LApEl) s'étend aux coûts des services-système, aux coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH¹³⁸, au supplément visé à l'art. 35 LEnet et aux coûts découlant des art. 15a et 15b LApEl.

Art. 18d¹³⁹ Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

¹ Les gestionnaires de réseau fixent un tarif de remboursement pour les installations de stockage avec consommation finale (art. 14a, al. 4, let. a, LApEl) et les installations transformant l'électricité (art. 14a, al. 4, let. b, LApEl; installations de transformation).

² Le remboursement s'appliquant aux installations pilotes et de démonstration (art. 14a, al. 4, let. c, LApEl) comprend la rémunération pour l'utilisation du réseau, y compris les coûts des services-système, les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH¹⁴⁰ et le supplément perçu sur le réseau visé à l'art. 35 LEnet¹⁴¹, ainsi que les coûts en rapport avec les art. 15a et 15b LApEl.

³ Les gestionnaires de réseau remboursent le montant correspondant dans le cadre de la facturation suivante, sous la forme d'une réduction de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

¹³⁶ Anciennement art. 18a. Introduit par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2023 (RO 2022 772).

¹³⁷ Anciennement art. 18b. Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

¹³⁸ RS 734.722

¹³⁹ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁴⁰ RS 734.722

¹⁴¹ RS 730.0

⁴ Le remboursement s'appliquant aux installations de stockage avec consommation finale et aux installations de transformation ne peut pas dépasser la composante de travail (ct./kWh) facturée, majorée des coûts visés à l'art. 18e, al. 1, let. b.

Art. 18e¹⁴² Tarifs de remboursement

¹ Le tarif de remboursement s'appliquant aux installations de stockage avec consommation finale et aux installations de transformation correspond à la somme:

- a. de la composante de travail (ct./kWh) moyenne, sur l'année tarifaire, du tarif d'utilisation du réseau au lieu d'injection;
- b. des coûts:
 1. des services-système,
 2. liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH¹⁴³,
 3. du supplément perçu sur le réseau visé à l'art. 35 LEne¹⁴⁴, et
 4. des mesures visées aux art. 15a et 15b LAPeI.

² Si un tarif dynamique pour l'utilisation du réseau s'applique à des installations de stockage avec consommation finale et des installations de transformation, le calcul du tarif de remboursement se fonde sur un tarif non dynamique du même groupe de clients.

³ Pour les installations de stockage avec consommation finale qui participent à une communauté électrique locale (art. 19e) et réinjectent de l'électricité de cette communauté, seul le tarif réduit est pris en compte pour calculer le tarif de remboursement.

Art. 18f¹⁴⁵ Installations à équiper d'un système de mesure intelligent

¹ Les exploitants des installations mentionnées ci-après souhaitant faire usage de leur droit au remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau doivent faire équiper d'un système de mesure intelligent celles qui satisfont aux conditions suivantes:

- a.¹⁴⁶ installations de stockage avec consommation finale et installations de transformation liées à une installation de production exploitée pour la consommation propre et soumise au régime de l'autorisation prévu à l'art. 6 OIBT¹⁴⁷;
- b. installations pilotes et de démonstration dans lesquelles l'électricité soutirée n'est pas entièrement utilisée pour la transformation.

¹⁴² Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁴³ RS 734.722

¹⁴⁴ RS 730.0

¹⁴⁵ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁴⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 27 mai 2026, en vigueur depuis le 1^{er} juil. 2026 (RO 2026 304).

¹⁴⁷ RS 734.27

² Seuls les coûts des mesures nécessaires pour faire la preuve des quantités d'électricité déterminantes pour le remboursement sont à la charge des exploitants d'installations.

Art. 18^{g148} Calcul des quantités d'électricité déterminantes pour le remboursement

¹ Dans le cas d'installations de stockage stationnaires avec consommation finale liées à une installation de production exploitée pour la consommation propre et soumise au régime de l'autorisation prévu à l'art. 6 OIBT¹⁴⁹, il faut procéder comme suit à chaque période de facturation pour calculer les quantités d'électricité déterminantes pour le remboursement:

- a. les valeurs de courbe de charge de 15 minutes suivantes sont comparées, et les valeurs les plus petites sont additionnées:
 1. les valeurs de la quantité d'électricité soutirée du réseau et les valeurs de la quantité d'électricité stockée,
 2. les valeurs de la quantité d'électricité déchargée et les valeurs de la quantité d'électricité réinjectée dans le réseau;
- b. la plus petite des deux sommes visées à la le. a, ch. 1 et 2, est considérée comme la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement.

² Dans le cas d'installations de stockage stationnaires avec consommation finale qui ne sont liées à aucune installation de production visée à l'al. 1, la quantité d'électricité injectée au point de fourniture concerné est considérée comme la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement.

³ Dans le cas d'installations de stockage mobiles avec consommation finale, la quantité d'électricité provenant de l'installation de stockage injectée au point de fourniture est considérée comme la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement.

⁴ Les exploitants d'installations de transformation et les exploitants d'installations pilotes et de démonstration doivent faire la preuve de la quantité d'électricité déterminante pour le remboursement au moyen de garanties d'origine.

Art. 18^{h150} Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau dans le cas des installations pilotes et de démonstration

¹ Les exploitants d'installations pilotes et de démonstration ont droit au remboursement si ces installations, en plus des conditions visées à l'art. 14a, al. 4, let. c, LApEl, sont reconnues par l'OFEN comme installations pilotes et de démonstration.

¹⁴⁸ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁴⁹ RS 734.27

¹⁵⁰ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

² L'OFEN reconnaît comme installation pilote et de démonstration une installation qui présente des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices et dont:

- a. la mise en service intervient au plus tard le 31 décembre 2034, et
- b. le permis de construire a déjà été déposé.

³ La date de la demande de remboursement déposée auprès du gestionnaire de réseau est déterminante pour évaluer si la puissance totale de 200 MW (art. 14a, al. 4, let. c, LApEl) est déjà dépassée.

⁴ Les gestionnaires de réseau informent l'OFEN des demandes de remboursement déposées par des exploitants d'installations pilotes et de démonstration.

⁵ L'OFEN tient une liste publique des informations relatives à la puissance totale de toutes les installations pilotes et de démonstration pour lesquelles une demande de remboursement a été déposée et l'actualise en permanence.

⁶ Le droit des exploitants d'installations pilotes et de démonstration au remboursement s'éteint au plus tard après 20 ans à compter de la date de leur mise en service.

Art. 18ⁱ¹⁵¹ Directives sur le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Les gestionnaires de réseau établissent des directives transparentes et non discriminatoires relatives à la mise en œuvre technique et organisationnelle du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, en impliquant les représentants des consommateurs finaux, des producteurs et des prestataires du secteur de l'électricité.

Art. 19ⁱ⁵² Comparatifs d'efficacité ainsi que vérification des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité ou de composantes de coûts

¹ En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité ou certaines composantes de coûts permettant d'assurer l'efficacité d'un réseau, d'une fourniture d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base ou d'un système de mesure dans l'approvisionnement de base, l'ElCom peut établir des comparatifs entre gestionnaires de réseau comparables. Dans la mesure du possible, elle utilise des méthodes statistiques et économétriques pour effectuer les comparatifs d'efficacité. Elle consulte au préalable les milieux concernés pour établir des comparatifs d'efficacité couvrant l'ensemble des coûts de réseau.

² Le comparatif repose sur des critères appropriés. Il doit tenir compte des principaux facteurs de coût.

³ Si le comparatif révèle des coûts injustifiés, l'ElCom en ordonne le contrebalancement dans le cadre de la compensation des différences de couverture des tarifs d'uti-

¹⁵¹ Introduit par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁵² Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

lisation du réseau, des tarifs d'électricité ou des tarifs de mesure visée aux art. 4f et 18a.

Section 2a¹⁵³

Flexibilité au service du réseau ainsi que systèmes de commande et de réglage

Art. 19a Flexibilité au service du réseau

Est considérée comme étant au service du réseau l'utilisation de la flexibilité qui permet à un gestionnaire de réseau de distribution:

- a. de soulager une situation de réseau localement tendue;
- b. d'éviter une extension du réseau;
- c. de reporter des mesures liées au réseau, ou
- d. de réduire les coûts du réseau dans sa propre zone de desserte.

Art. 19b Contenus du contrat relatif à l'utilisation de la flexibilité

¹ Le contrat conclu entre le détenteur de flexibilité et le gestionnaire du réseau de distribution relatif à l'utilisation de la flexibilité règle au minimum:

- a. l'utilisation d'un système de commande et de réglage;
- b. l'ampleur de l'utilisation envisagée de la flexibilité;
- c. le moyen d'information ainsi que la fréquence à laquelle le gestionnaire du réseau de distribution informe le détenteur de flexibilité au sujet de l'utilisation de sa flexibilité;
- d. la rétribution;
- e. la durée du contrat;
- f. les modalités de résiliation.

² Le gestionnaire du réseau de distribution publie chaque année toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat, notamment les taux de rétribution.

Art. 19c Utilisations garanties de la flexibilité

¹ L'utilisation garantie de la flexibilité n'est pas rétribuée.

² Le gestionnaire du réseau de distribution doit informer le détenteur de flexibilité concerné, sur demande ou au moins une fois par an, des raisons et de l'ampleur de ces utilisations.

¹⁵³ Introduite par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

³ Pour les utilisations garanties de la flexibilité, il peut utiliser un système de commande et de réglage intelligent sans le consentement du détenteur de flexibilité concerné.

⁴ Il peut ajuster au maximum 3 % de l'énergie produite annuellement au point de raccordement.

⁵ Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, en impliquant les acteurs concernés, les règles concernant la mise en œuvre technique de la gestion de l'injection et les processus d'information.

Art. 19d Flexibilité existante

¹ La flexibilité est réputée existante lorsque le gestionnaire du réseau de distribution l'a utilisée avant le 1^{er} janvier 2026 au moyen d'un système de commande et de réglage auprès d'un détenteur de flexibilité.

² Le gestionnaire du réseau de distribution doit informer chaque année par écrit les détenteurs de flexibilité au minimum sur les éléments suivants concernant la flexibilité existante:

- a. les contenus mentionnés à l'art. 19b, al. 1, let. a à d;
- b. les conséquences d'une interdiction visée à l'al. 3.

³ Le détenteur de flexibilité peut interdire la poursuite de l'utilisation de sa flexibilité existante. Il doit le communiquer par écrit au gestionnaire du réseau de distribution dans un délai de 30 jours à compter de la réception des informations visées à l'al. 2 ou, avec un préavis de trois mois, pour la fin de l'année civile.

⁴ L'interdiction ne confère pas au détenteur de flexibilité le droit d'exiger le retrait d'un système de commande et de réglage déjà installé.

Section 2b¹⁵⁴ Communautés électriques locales

Art. 19e Constitution d'une communauté électrique locale

¹ Une communauté électrique locale peut être constituée lorsque la puissance des installations de production qui y sont utilisées représente au moins 5 % de la puissance de raccordement de tous les consommateurs finaux qui y participent.

² Les installations de production exploitées durant 500 heures par an au maximum ne sont pas prises en compte dans le calcul de la puissance des installations de production utilisées dans la communauté.

³ Les consommateurs finaux et les installations de production ou de stockage intégrées à la communauté doivent se trouver dans la même zone de desserte et ne doivent pas être raccordés à des niveaux de tension supérieurs à 36 kV. En outre, de tels niveaux

¹⁵⁴ Introduite par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

de tension ne doivent pas être utilisés pour l'échange d'électricité autoproduite dans le cadre de la communauté.

⁴ Un consommateur final ne peut participer qu'à une seule communauté électrique locale par site de consommation. Une installation de production ou une installation de stockage ne peut être utilisée que dans le cadre d'une seule communauté.

⁵ Si l'une des conditions mentionnées aux al. 1, 3 et 4 n'est plus remplie, le gestionnaire du réseau de distribution ne peut plus traiter la communauté électrique locale comme telle.

Art. 19^f Relation entre les participants à une communauté électrique locale

¹ Les participants à la communauté électrique locale conviennent par écrit:

- a. du représentant de la communauté vis-à-vis de l'extérieur;
- b. des taux de rétribution pour l'électricité produite et consommée en interne;
- c. de la prise en charge des coûts pour le traitement des données, de l'administration et du décompte internes;
- d. des conditions d'entrée dans la communauté et de sortie de celle-ci;
- e. de la répartition de la prise en charge des coûts liés à l'utilisation du réseau et à la mesure ainsi qu'à la fourniture d'électricité dans l'approvisionnement de base et hors de celui-ci.

² L'électricité produite par les installations de production de la communauté doit être écoulee avec les garanties d'origine correspondantes dans la communauté. L'organe d'exécution visé à l'art. 64 LEn¹⁵⁵ est chargé de vérifier les garanties d'origine écoulées au sein de la communauté.

Art. 19g Relation avec le gestionnaire du réseau de distribution

¹ Le représentant de la communauté électrique locale doit communiquer les informations ci-après au gestionnaire de réseau:

- a. la constitution et la dissolution de la communauté, pour la fin d'un mois, moyennant un préavis de trois mois;
- b. les participants rejoignant ou quittant la communauté, pour la fin d'un mois, moyennant un préavis d'un mois;
- c. le représentant de la communauté vis-à-vis de l'extérieur;
- d. les données techniques des installations de production, notamment le type d'installation et sa puissance électrique;
- e. la non-atteinte de la valeur définie à l'art. 19e, al. 1;
- f. les données techniques des installations de stockage.

² Le gestionnaire de réseau de distribution accorde aux participants de la communauté un délai approprié pour nommer leur représentant. S'ils ne le font pas dans ce délai,

¹⁵⁵ RS 730.0

le gestionnaire du réseau de distribution peut désigner l'un des participants pour représenter la communauté.

³ Le gestionnaire de réseau de distribution est tenu de collaborer. Dans la mesure où cela est nécessaire à la planification de la communauté électrique locale, il communique notamment aux personnes intéressées à constituer une communauté électrique locale:

- a. la topologie du réseau dans lequel la communauté électrique locale sera constituée, dans un délai de quinze jours ouvrés à compter de la réception de la demande;
- b. la situation en matière de raccordement des consommateurs finaux, des installations de production et des installations de stockage.

⁴ Pour calculer la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les différents participants, le gestionnaire du réseau de distribution procède de la manière suivante:

- a. la plus petite des deux sommes entre, d'une part, la quantité d'électricité totale injectée au sein de la communauté et, d'autre part, la quantité totale d'électricité soutirée par la communauté, sur la base des valeurs de courbe de charge de 15 minutes, est considérée comme la quantité d'électricité autoproduite et écoulée dans le cadre de la communauté via le réseau de distribution;
- b. la quantité déterminante au sens de la let. a est attribuée à chaque participant en fonction de sa part d'électricité soutirée par rapport à la quantité totale d'électricité soutirée par la communauté.

⁵ Le calcul de la rémunération pour l'électricité fournie dans l'approvisionnement de base ainsi que l'attribution de la quantité d'électricité écoulée dans le cadre de la communauté se fondent sur l'al. 4.

⁶ Le calcul des quantités que chaque installation de production attribuée à une communauté écoule soit à un tiers reprenneur dans le cadre de la communauté, soit dans le cadre de l'obligation de reprise et de rétribution envers le gestionnaire du réseau de distribution ou envers un tiers reprenneur, se fonde sur l'al. 4.

⁷ Le calcul de la rémunération du mesurage se fonde sur les dispositions concernant le système de mesure.

Art. 19h Réduction du tarif d'utilisation du réseau

¹ La réduction sur le tarif d'utilisation du réseau que peuvent faire valoir les participants à la communauté pour le soutirage d'électricité autoproduite (art. 17e, al. 3, LA-pEl) se monte à 40 % de leur tarif d'utilisation du réseau conformément à l'art. 18, al. 3.

² La réduction porte sur la quantité d'électricité visée à l'art. 19g, al. 4, let. b.

³ Si, pour des raisons liées à la topologie du réseau et en raison de la situation en matière de raccordement des différents participants, l'électricité autoproduite dans la communauté ne peut pas parvenir de chaque installation de production à tout consommateur final de la communauté sans transformation de la tension, la réduction est ramenée à 20 % pour tous les consommateurs finaux de la communauté.

⁴ Pour chaque période de décompte, les installations de stockage ne peuvent écouler en tout pas plus d'électricité dans la communauté qu'elles n'en soutirent de la communauté. Le droit à la réduction sur le tarif d'utilisation du réseau ne s'applique pas à la quantité soutirée par la communauté dépassant celle qui est réinjectée dans le cadre de la communauté.

⁵ Doivent être facturés sans réduction:

- a. les coûts des services-système;
- b. les coûts liés à la réserve d'électricité visée dans l'OIRH¹⁵⁶;
- c. le supplément perçu sur le réseau visé à l'art. 35 LEn¹⁵⁷;
- d. les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques.

Section 3

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

Art. 20¹⁵⁸ 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.

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.

¹⁵⁶ RS 734.722

¹⁵⁷ RS 730.0

¹⁵⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 30 août 2017, en vigueur depuis le 1^{er} oct. 2017 (RO 2017 5001).

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 à 5 ...¹⁵⁹

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 ...¹⁶⁰

Art. 24¹⁶¹ 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.

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, OEneR^{162,163}. 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.

¹⁵⁹ Abrogés par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, avec effet au 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

¹⁶⁰ Abrogé par le ch. I de l'O du 2 déc. 2016, avec effet au 1^{er} janv. 2017 (RO 2016 4629).

¹⁶¹ 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).

¹⁶² RS 730.03

¹⁶³ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381; 2022 772; 2025 139).

Art. 24a et 24b¹⁶⁴**Art. 25**¹⁶⁵ 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, OEnR¹⁶⁶ 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, LEn¹⁶⁷, 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, OEnR) 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.¹⁶⁸

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.

³ Si un producteur dont l'installation injecte de l'électricité selon l'art. 15 LEn¹⁶⁹ ou au prix de référence de marché visé aux art. 14, al. 1, et 105, al. 1, OEnR¹⁷⁰, 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 LEn ni le prix de marché de référence visé à l'art. 25, al. 1, let. b, OEnR.¹⁷¹

¹⁶⁴ 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).

¹⁶⁵ 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).

¹⁶⁶ RS 730.03

¹⁶⁷ RS 730.0

¹⁶⁸ Nouvelle teneur selon le ch. III de l'O du 23 oct. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2020 (RO 2019 3479).

¹⁶⁹ RS 730.0

¹⁷⁰ RS 730.03

¹⁷¹ 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).

Chapitre 4a¹⁷² Projets pilotes

Art. 26a

¹ 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.

² 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.

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

⁴ 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.

⁵ 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.

⁶ 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.

¹⁷² Introduit par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2023 (RO 2022 772).

Chapitre 4b¹⁷³**Informations relatives au marché de gros de l'électricité****Art. 26a^{bis} 174** 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° 1227/2011¹⁷⁵, 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'ElCom.

² Doivent notamment être fournies à l'ElCom 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'ElCom les informations privilégiées qui ont été publiées sur la base du règlement (UE) n° 1227/2011. L'ElCom 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'ElCom. 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'ElCom 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.

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'ElCom

¹ L'ElCom 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.

¹⁷³ Anciennement Chapitre 4a. Introduit par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, en vigueur depuis le 1^{er} juil. 2013 (RO 2013 559).

¹⁷⁴ Anciennement art. 26a.

¹⁷⁵ 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

¹ 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.

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 4c¹⁷⁶ Publication de comparatifs de qualité et d'efficacité**Art. 26d**

¹ L'ElCom publie chaque année, sur son site Internet, les résultats des comparatifs de qualité et d'efficacité qu'elle a réalisés dans les domaines mentionnés à l'art. 22a LApEl.

² Elle assure la comparabilité des résultats.

³ L'OFEN peut recourir à des méthodes statistiques et économétriques pour l'évaluation des résultats des comparatifs concernant les coûts de réseau. Sur demande, l'ElCom fournit à l'OFEN tout renseignement ou document dont il a besoin pour procéder à l'évaluation.

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 et peut notamment:

- a. fixer des exigences techniques et administratives minimales concernant un réseau sûr, performant et efficace, et
- b. déclarer obligatoires des dispositions et des normes techniques ou administratives internationales ou des recommandations édictées par des organisations techniques reconnues.¹⁷⁷

¹⁷⁶ Introduit par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

¹⁷⁷ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

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, 7, al. 2, 8a, al. 2, 8a^{bis}, al. 4, 8b, al. 2, 12, al. 2, 13, al. 1, 13a^{bis}, al. 2, 17 et 23, al. 2, les gestionnaires de réseau consultent en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. Ils publient ces directives et les directives visées aux art. 8, al. 2, 18i et 19c, al. 5, 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 édicter des dispositions d'exécution dans les domaines concernés.¹⁷⁸

⁵ L'art. 67 LEn¹⁷⁹ est applicable par analogie au recours à des organisations privées.¹⁸⁰

Section 2 Modification du droit actuel

Art. 28

La modification du droit en vigueur est réglée en annexe.

Section 3 Dispositions transitoires

Art. 29¹⁸¹

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

¹⁷⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO **2025** 139).

¹⁷⁹ RS **730.0**

¹⁸⁰ 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).

¹⁸¹ Abrogé par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, avec effet au 1^{er} janv. 2018 (RO **2017** 7109).

transport et expliquer dans quelle mesure ils ne sont pas couverts par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau.

Section 4¹⁸²

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'ElCom 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'ElCom peut autoriser l'application à l'année 2009 de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau en 2008.

Art. 31b¹⁸³

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,

¹⁸² Introduite par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2009 (RO 2008 6467).

¹⁸³ Abrogé par le ch. I de l'O du 30 janv. 2013, avec effet au 1^{er} mars 2013 (RO 2013 559).

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 4a¹⁸⁴

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^{decies} 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.¹⁸⁵

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^{decies} et 8b. Doivent dans tous les cas être équipés d'un système de mesure de ce type les acteurs suivants:¹⁸⁶

- a. les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau;
- b.¹⁸⁷ ...

³ et 4 ...¹⁸⁸

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. 31f¹⁸⁹

Art. 31g Tarifs d'utilisation du réseau

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

¹⁸⁴ Introduite par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2018 (RO 2017 7109).

¹⁸⁵ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁸⁶ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁸⁷ Abrogée par le ch. II de l'O du 29 nov. 2023, avec effet au 1^{er} janv. 2024 (RO 2023 762).

¹⁸⁸ Abrogés par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, avec effet au 1^{er} juin 2019 (RO 2019 1381).

¹⁸⁹ Abrogé par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, avec effet au 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

Art. 31/h 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, OEneR¹⁹⁰.

Section 4b¹⁹¹

Dispositions transitoires relatives à la modification du 3 avril 2019

Art. 31/i 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. 31j¹⁹²

Art. 31k¹⁹³ 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 2030.

¹⁹⁰ RS **730.03**

¹⁹¹ Introduite par le ch. I de l'O du 3 avr. 2019, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2019 (RO **2019** 1381).

¹⁹² Abrogé par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, avec effet au 1^{er} janv. 2021 (RO **2020** 6141).

¹⁹³ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2023 (RO **2022** 772).

Section 4c¹⁹⁴**Dispositions transitoires relatives à la modification du 25 novembre 2020****Art. 31¹⁹⁵**

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^{decies} 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^{decies} 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^{decies} 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 systèmes de mesure intelligents qui ne permettent pas au consommateur final, au producteur ou au gestionnaire d'installation de stockage de consulter et de télécharger ses données de mesure comme prescrit à l'art. 8a^{decies}, al. 1, let. a, ch. 3, et al. 4, 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.

Section 4d¹⁹⁶**Disposition transitoire relative à la modification du 23 novembre 2022****Art. 31^m**

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.

¹⁹⁴ Introduite par le ch. I de l'O du 25 nov. 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2021 (RO 2020 6141).

¹⁹⁵ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁹⁶ Introduite par le ch. I de l'O du 23 nov. 2022, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2023 (RO 2022 772).

Section 4^{e197}**Disposition transitoire relative à la modification du 29 novembre 2023****Art. 31ⁿ¹⁹⁸**

Pendant le délai transitoire visé à l'art. 31e, 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^{decies} et 8b. 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 OIBT¹⁹⁹.

Section 4^{f200} Disposition transitoire relative à la modification du 20 novembre 2024**Art. 31o**

¹ Les gestionnaires d'installations de stockage sans consommation finale mises en service avant le 1^{er} janvier 2025 peuvent, dans l'année suivant l'entrée en vigueur de la présente disposition et moyennant un préavis de trois mois, faire valoir un droit à l'approvisionnement de base.

² Les renforcements engendrés par la production sont indemnisés selon l'ancien droit si, avant l'entrée en vigueur de la modification du 20 novembre 2024:

- a. le gestionnaire de réseau a accepté la demande de raccordement technique, ou
- b. un contrat de raccordement au réseau a été conclu.

Section 4^{g201}**Disposition transitoire relative à la modification du 19 février 2025****Art. 31p**

L'information visée à l'art. 19d, al. 2, doit être fournie par écrit pour la première fois dans un délai de 30 jours après l'entrée en vigueur.

¹⁹⁷ Introduite par le ch. II de l'O du 29 nov. 2023, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2024 (RO 2023 762).

¹⁹⁸ Nouvelle teneur selon le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

¹⁹⁹ RS 734.27

²⁰⁰ Introduite par le ch. I de l'O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO 2024 706).

²⁰¹ Introduite par le ch. I de l'O du 19 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2026 (RO 2025 139).

Section 5 Entrée en vigueur²⁰²

Art. 32 ...²⁰³

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 ...²⁰⁴

²⁰² Introduit par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2009 (RO **2008** 6467).

²⁰³ Abrogé par le ch. I de l'O du 12 déc. 2008, avec effet au 1^{er} janv. 2009 (RO **2008** 6467).

²⁰⁴ Abrogé par le ch. I de l'O du 1^{er} nov. 2017, avec effet au 1^{er} janv. 2018 (RO **2017** 7109).

Annexe I²⁰⁵(art. 4, al. 3, let. a, ch. 5, 4f, al. 3, 8a, al. 4, 13, al. 3^{bis}, et 18a, al. 3)

Détermination du WACC

1 WACC

- 1.1 Le WACC correspond à la somme de 40 % du taux de rendement des fonds propres (Z_{EK}) et de 60 % du taux de rendement des fonds étrangers (Z_{FK}):

$$WACC = 0,4 \times Z_{EK} + 0,6 \times Z_{FK}$$

- 1.2 Le Z_{EK} correspond à la somme du taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres ($rI_{Z_{EK}}$) et du produit de la prime de risque de marché (MRP) et du risque de marché (*levered beta*, β_l):

$$Z_{EK} = rI_{Z_{EK}} + MRP \times \beta_l$$

- 1.3 Le Z_{FK} correspond à la somme du taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers ($rI_{Z_{FK}}$) et d'une prime de risque d'insolvabilité (BoZ) prenant également en compte les frais d'émission et les frais d'acquisition:

$$Z_{FK} = rI_{Z_{FK}} + BoZ$$

2 Taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres

- 2.1 Le taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres correspond au rendement annuel moyen publié pour l'année civile précédente (rendement d'obligations à coupon zéro) des obligations de la Confédération suisse d'une durée résiduelle de dix ans.
- 2.2 Si la valeur ainsi calculée se situe entre deux pourcentages entiers, c'est la moyenne de ces pourcentages qui est utilisée.

3 Prime de risque de marché

- 3.1 La prime de risque de marché correspond à la différence entre le rendement du marché des actions attendu (*total market return*) et le taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres (ch. 2).
- 3.2 Le rendement du marché des actions attendu correspond à la somme du rendement du marché des actions réel historique et des perspectives d'inflation actuelles. Si la valeur ainsi calculée se situe entre deux pourcentages entiers, c'est la moyenne de ces pourcentages qui est utilisée.
- 3.3 Le rendement du marché des actions réel historique est calculé à partir de la moyenne des moyennes géométrique et arithmétique des rendements annuels

²⁰⁵ Introduite par le ch. II de l'O du 30 janv. 2013 (RO 2013 559). Nouvelle teneur selon le ch. II de l'O du 12 fév. 2025, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2025 (RO 2025 121).

réels du marché suisse des actions depuis 1926. Les rendements publiés dans l'indice des actions réelles sont déterminants.

- 3.4 Les perspectives d'inflation actuelles correspondent aux perspectives d'inflation à long terme publiées par la Banque nationale suisse pour l'année civile précédente.

4 Risque de marché

- 4.1 Le *levered beta* correspond au produit du risque de marché, à l'exclusion de l'endettement (*unlevered beta*), et d'un facteur qui représente l'influence du rapport entre les fonds propres et les fonds étrangers sur le rendement des fonds propres (effet de levier).
- 4.2 L'*unlevered beta* est déterminé sur la base d'un groupe de gestionnaires de réseau européens comparables (*peer group*). La vérification porte sur la comparabilité du *peer group* avec des gestionnaires de réseau suisses en ce qui concerne la part du chiffre d'affaires liée à la distribution et au transport d'électricité, le cadre réglementaire, y compris le type de régulation des prix, et d'autres facteurs de risque pertinents. Pour tenir compte d'éventuelles divergences du profil de risque entre le *peer group* et les gestionnaires de réseau suisses, il est possible de pondérer différemment certaines parties du *peer group* ou des entreprises le constituant ou de corriger directement l'*unlevered beta*. Lors des corrections nécessaires, l'accent est mis sur les gestionnaires de réseau de transport européens.
- 4.3 Pour déterminer le WACC, l'*unlevered beta* est arrondi comme suit:

Valeur réelle	Valeur arrondie
moins de 0,025	0,00
de 0,025 à moins de 0,075	0,05
de 0,075 à moins de 0,125	0,10
de 0,125 à moins de 0,175	0,15
de 0,175 à moins de 0,225	0,20
de 0,225 à moins de 0,275	0,25
de 0,275 à moins de 0,325	0,30
de 0,325 à moins de 0,375	0,35
de 0,375 à moins de 0,425	0,40
de 0,425 à moins de 0,475	0,45
de 0,475 à moins de 0,525	0,50
de 0,525 à moins de 0,575	0,55
de 0,575 à moins de 0,625	0,60
de 0,625 à moins de 0,675	0,65
de 0,675 à moins de 0,725	0,70
de 0,725 à moins de 0,775	0,75
de 0,775 à moins de 0,825	0,80
de 0,825 à moins de 0,875	0,85
à partir de 0,875	0,90

5 Taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers

- 5.1 Le taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers correspond au rendement moyen publié pour l'année civile précédente (rendement d'obligations à coupon zéro) des obligations de la Confédération suisse d'une durée résiduelle de cinq ans.
- 5.2 Si la valeur ainsi calculée se situe entre deux pourcentages entiers, c'est la moyenne de ces pourcentages qui est utilisée.

6 Prime de risque d'insolvabilité, frais d'émission et frais d'acquisition en sus

- 6.1 La prime de risque d'insolvabilité est la différence entre l'intérêt moyen des obligations d'entreprises suisses dont la solvabilité est comparable à celle du *peer group* et l'intérêt moyen des obligations sans risque (écart indiciel). Les spécificités du profil de risque de gestionnaires de réseau suisses et les éventuelles divergences vis-à-vis du *peer group* sont à prendre en compte lors de la détermination de la solvabilité.
- 6.2 Pour les frais d'émission et les frais d'acquisition, un demi-point de pourcentage supplémentaire est imputé.
- 6.3 La prime de risque d'insolvabilité, à laquelle s'ajoute un demi-point de pourcentage pour les frais d'émission et les frais d'acquisition, est arrondie comme suit:

Valeur réelle	Valeur arrondie
moins de 0,125 %	0,00 %
de 0,125 à moins de 0,375 %	0,25 %
de 0,375 à moins de 0,625 %	0,50 %
de 0,625 à moins de 0,875 %	0,75 %
de 0,875 à moins de 1,125 %	1,00 %
de 1,125 à moins de 1,375 %	1,25 %
de 1,375 à moins de 1,625 %	1,50 %
de 1,625 à moins de 1,875 %	1,75 %

Les valeurs plus élevées sont arrondies de manière analogue.

Annexe Ia²⁰⁶
(art. 5a, al. 1, et 8a^{octies}, al. 1²⁰⁷)

Niveau de protection à atteindre contre les cybermenaces

1 Répartition en catégories

Les gestionnaires de réseau, les producteurs, les gestionnaires d’installations 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:	≥ 450 GWh/an	≥ 112 GWh/an et < 450 GWh/an	< 112 GWh/an
1.3 Producteurs, à l’exception des exploitants de centrales nucléaires, et gestionnaires d’installations 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 des gestionnaires d’installations de stockage, s’ils ont de ce fait accès via un seul système à une puissance de:	≥ 800 MW	≥ 100 MW et < 800 MW	–

²⁰⁶ Introduite par le ch. II al. 2 de l’O du 31 mai 2024 (RO **2024** 282). Mise à jour par le ch. II de l’O du 20 nov. 2024, en vigueur depuis le 1^{er} janv. 2025 (RO **2024** 706).
²⁰⁷ Le renvoi a été adapté au 1^{er} janv. 2026 en application de l’art. 12 al. 2 de la L du 18 juin 2004 sur les publications officielles (RS **170.512**).

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 TIC²⁰⁸ et, sur demande de l'ElCom, 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
2.1 Identifier (ID = Identify)			
2.1.1 Inventaire et organisation (AM = Asset Management)			
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
2.1.2 Environnement de l'entreprise (BE = Business Environment)			
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	–
2.1.3 Règles (GV = Governance)			
ID.GV-1	4	4	3
ID.GV-2	4	3	3
ID.GV-3	4	4	3
ID.GV-4	3	3	–
2.1.4 Analyse de risque (RA = Risk Assessment)			
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	–
2.1.5 Stratégie pour gérer les risques (RM = Risk Management Strategy)			
ID.RM-1	4	2	–
ID.RM-2	3	3	–
ID.RM-3	3	3	–

²⁰⁸ 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
2.1.6 Gestion des risques liés à la chaîne d'approvisionnement (SC = Supply Chain Riskmanagement)			
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	—
2.2 Protéger (PR = Protect)			
2.2.1 Gestion des accès (AC = Access Management)			
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
2.2.2 Sensibilisation et formation (AT = Awareness and Training)			
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	—
2.2.3 Sécurité des données (DS = Data Security)			
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	—
2.2.4 Protection des données (IP = Information Protection Processes and Procedures)			
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 Continous 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
2.4.2 Communication (CO = Communications)			
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	–
2.4.3 Analyses (AN = Analysis)			
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	–
2.4.4 Circonscrire les dommages (MI = Mitigation)			
RS.MI-1	3	3	2
RS.MI-2	3	2	2
RS.MI-3	3	2	2
2.4.5 Améliorations (IM = Improvements)			
RS.IM-1	3	3	–
RS.IM-2	3	3	–
2.5 Récupérer (RC = Recover)			
2.5.1 Plan de restauration (RP = Recovery Planning)			
RC.RP-1	3	3	2
2.5.2 Améliorations (IM = Improvements)			
RC.IM-1	3	2	–
RC.IM-2	3	2	–
2.5.3 Communication (CO = Communications)			
RC.CO-1	2	1	–
RC.CO-2	2	1	–
RC.CO-3	2	1	–

*Annexe 2*²⁰⁹
(art. 28)

Modification du droit actuel

...²¹⁰

²⁰⁹ Anciennement annexe unique.

²¹⁰ Les mod. peuvent être consultées au RO **2008** 1223.

