



Newsletter 12/2025 de l'ElCom

Berne, le 17 décembre 2025

Lumière sur le marché de l'électricité : l'ElCom publie des indicateurs de transparence

Avec la mise en œuvre de l'art. 22 LApEI, l'ElCom publiera pour la première fois, à partir de la mi-janvier 2026, les indicateurs dits « Sunshine » et rendra ainsi systématiquement visibles les valeurs de référence centrales.

À l'image des rayons de soleil qui éclairent l'obscurité, la réglementation Sunshine vise à mettre en lumière les structures de coûts et les indicateurs de qualité des gestionnaires de réseau. L'idée sous-jacente est simple : lorsque les prestations sont transparentes et comparables, une pression positive s'exerce, incitant les gestionnaires de réseau à améliorer leur efficacité et la qualité de leurs prestations. À cette fin, l'ElCom a développé un système d'indicateurs et de groupes de comparaison, qui a été mis à la disposition des gestionnaires de réseau lors de plusieurs phases de tests, mais qui n'a pas encore pu être publié faute de base légale.

Grâce à la modification des bases légales, une publication est désormais possible. Celle-ci aura lieu pour la première fois vers la fin janvier 2026 sur le site Internet existant de l'ElCom consacré aux prix de l'électricité. Le public aura ainsi accès aux indicateurs de transparence des gestionnaires de réseau, en complément des tarifs du réseau et de l'énergie déjà publiés et comparables sur le site de l'ElCom.

Avec la régulation Sunshine, l'ElCom compare les gestionnaires de réseau sur la base de différents indicateurs. Il s'agit d'une réglementation de transparence : la lumière (« Sunshine ») est projetée sur les domaines réglementés, rendant la situation tarifaire et les coûts, ainsi que la qualité des prestations fournies, plus visibles et comparables pour les gestionnaires de réseau et les consommateurs. En complément des activités de surveillance de l'ElCom, telles que le suivi et les contrôles, la réglementation Sunshine et la publication des indicateurs doivent encourager une forme d'autorégulation grâce à la possibilité de comparaison : les bons résultats d'un gestionnaire de réseau doivent inciter les autres à améliorer également leurs prestations. La répartition en différents groupes, en fonction de la topographie et de la taille de la zone d'approvisionnement, vise à renforcer la comparabilité et à mettre en évidence les raisons possibles des valeurs plus ou moins élevées observées chez certains gestionnaires de réseau.

[Site Internet de l'ElCom concernant les prix de l'électricité](#)

Décision de l'ElCom relative à la directive 7/2025 du 3 juin 2025 « Approvisionnement de base : gestion conforme à la LApEI des frais de certification et des contributions à alimenter des fonds »

Lors de sa séance du 16 décembre 2025, l'ElCom a adopté la première décision relative à sa directive 7/2025 du 3 juin 2025 « Approvisionnement de base : gestion conforme à la LApEI des frais de certification et des contributions à alimenter des fonds ». L'ElCom répond ainsi à la demande de constatation d'un détenteur de label d'électricité qui exigeait la constatation de la conformité à la LApEI et donc de l'imputabilité des coûts liés à son label de qualité – notamment des coûts lié à la certification

du côté distribution ainsi que des contributions pour des mesures écologiques volontaires. Dans sa décision, l'EICOM confirme les dispositions de la directive et rejette les demandes du recourant, dans la mesure où elle entre en matière.

Selon la directive, les contributions (surtaxes sur les tarifs de l'énergie) à alimenter des fonds ne constituent pas des coûts imputables à l'approvisionnement de base. Conformément à la directive, la perception de telles contributions sous forme de taxe n'est autorisée que sur la base d'une loi cantonale ou communale. D'autre part, les frais de certification liés à la construction, à la rénovation et/ou à l'exploitation d'une centrale électrique ne sont imputables que dans la mesure où la production ne devient pas inefficace ou que l'acquisition (contrats d'achat) ne soit pas soumise à des conditions inappropriées et que les coûts supplémentaires n'entraînent pas de tarifs non équitables.

Dans sa décision, l'EICOM précise que les coûts de certification liés à la distribution (entre autres les cotisations à une association, les droits de licence) ne sont pas imputables. En outre, les contributions aux projets qui sont directement utilisées pour des mesures écologiques volontaires et qui ne sont donc pas préalablement accumulées dans un fonds constituent également, au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité, des taxes dont la perception nécessite une base légale, comme pour les fonds.

Aussi louables que puissent paraître les initiatives privées en faveur de la protection de l'environnement, par exemple, une base légale est nécessaire pour les inclure dans les tarifs d'électricité à la charge des consommateurs finaux en approvisionnement de base. Il n'existe pas de telle base légale au niveau fédéral. Si une base légale fait également défaut au niveau cantonal ou communal pour la perception de taxes, il est toutefois possible de collecter des dons d'une manière disjointe de l'approvisionnement en électricité et de la facture d'électricité.

La décision n'est pas encore entrée en force et sera publiée prochainement sur le site web de l'EICOM (www.elcom.admin.ch > Publications et évènements > Décisions).

La directive 7/2025 de l'EICOM reste valable. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent la mettre en œuvre au plus tard pour les tarifs 2027 et veiller à ce que leurs tarifs d'électricité ne comprennent pas de contributions à des fonds ou à des projets ou de frais de certification non autorisés.

[Directive 7/2025](#)

Processus de facturation supplémentaire pour l'énergie de réglage secondaire négative et, optionnellement, l'énergie de réglage tertiaire pour les exploitants d'installations soumis à un tarif de puissance ; décision de l'EICOM

Confirmant les analyses de l'EICOM, une étude externe conclut que le marché suisse de l'énergie de réglage présente une concentration éminemment élevée et que les indicateurs analysés sont nettement supérieurs aux seuils requis pour garantir l'efficience du marché et la concurrence.

Les marchés de l'énergie de réglage secondaire et tertiaire négative (SRE-/TRE-) présentent actuellement une barrière notable à l'entrée pour les mesures de gestion de la demande. Pour les exploitants d'installations concernés, une activation de SRE-/TRE- et les éventuelles pointes de puissance qui en résultent peuvent se traduire par une augmentation significative de la rémunération de l'utilisation du réseau, en raison de la composante de puissance des tarifs d'utilisation du réseau. Afin de compenser ce désavantage, les exploitants d'installations concernés doivent intégrer ces coûts supplémentaires dans leurs offres. Dans les faits, cela renchérit les prestations de stabilisation du réseau en raison des coûts d'utilisation supplémentaires induits. De plus, les offres plus élevées s'accompagnent d'une probabilité d'activation minimale. Par conséquent, l'offre de ces exploitants d'installations – par exemple les usines d'incinération des ordures ménagères – ne peut contribuer que de manière très limitée à la concurrence sur les marchés des SRE- et des TRE-.

Par décision du 18 décembre 2025, l'EICom a donc décidé que Swissgrid devait introduire un processus de facturation supplémentaire pour le SRE- dans le cadre d'une phase d'essai de quatre mois au cours du premier semestre 2026. À cette fin, Swissgrid AG doit élaborer un accord complémentaire au contrat-cadre pour la participation au réglage secondaire, qu'elle proposera à tous les fournisseurs (prestataires de services système, PSS) pour signature. Le processus de facturation vise à rémunérer la composante de puissance du tarif d'utilisation du réseau du gestionnaire de réseau de distribution auquel l'exploitant de l'installation est raccordé, qui, de manière avérée, devient exigible par l'activation de SRE-. Swissgrid doit en outre examiner si le processus de facturation doit être étendu au TRE-. L'EICom s'attend à ce que le processus de facturation décidé entraîne une pression concurrentielle supplémentaire sur le marché SRE-. Il en résulterait une baisse correspondante des coûts totaux au profit des groupes-bilan et, en fin de compte, des consommateurs finaux.

Swissgrid a fait recours contre la décision de l'EICom auprès du Tribunal administratif fédéral.

[Newsletter 11/2025](#)
[Décision \(pas encore entrée en force, en allemand\)](#)

Loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz) – Prise de position de l'EICom

L'EICom a publié la prise de position qu'elle a déposée dans le cadre de la procédure de consultation portant sur la LApGaz. Elle continue de saluer l'adoption de cette loi. Elle estime toutefois que certaines adaptations importantes sont nécessaires. Les points centraux concernent la condition préalable de disposer d'un système de mesure communicant lors d'un changement de fournisseur, la prévention des réévaluations artificielles lors de l'évaluation du réseau, ainsi que l'élaboration et la vérification des plans de développement du réseau.

[Prise de position \(en allemand\)](#)

Communication relative à l'imputation des coûts de la cybersécurité du 28 septembre 2022 : Mise à jour du 1^{er} décembre 2025

La communication présente les principes fondamentaux relatifs à la prise en compte des coûts liés à la cybersécurité et fournit également des exemples des coûts à imputer sous chaque rubrique dans la comptabilité analytique de l'EICom. La mise à jour du 1^{er} décembre 2025 complète ces exemples par les coûts liés à la transmission sécurisée et contrôlée (routage) des données via l'architecture réseau SCION/SSUN. Cette solution, déjà utilisée dans les secteurs de la santé et de la finance, permet d'améliorer considérablement le niveau de sécurité. Les coûts liés à SCION/SSUN peuvent être imputés proportionnellement au réseau.

[Communications](#)

Ajustement des installations PV existantes à 70 pour cent de leur puissance (ajustement garanti) : les coûts des équipements ultérieurs nécessaires ne doivent pas être imputés aux producteurs

À partir du 1^{er} janvier 2026, le gestionnaire de réseau de distribution peut, sans le consentement du producteur et sans paiement d'une rétribution, ajuster jusqu'à 3 pour cent de l'énergie produite annuellement au point de raccordement pour des utilisations de flexibilité au service du réseau (art. 17c, al. 4, let. a, LApEl et art. 19a, let. a à d et art. 19c, al. 1 et 4, OApEl ; versions du 1^{er} janvier 2026 ; [RO 2024 679](#) et [RO 2025 139¹](#)). L'ajustement garanti est en principe admissible tant pour les installations nouvelles que pour les installations existantes. L'AES recommande de mettre en œuvre l'ajustement

¹ Ci-après, il est fait référence à ces versions des deux actes législatifs.

garanti pour les installations PV situées jusqu'à 1200 mètres au-dessus du niveau de la mer en paramétrant tous les onduleurs nouvellement installés avec une limitation fixe de l'injection à 70 pour cent de la puissance nominale du module. L'AES ne formule toutefois aucune recommandation générale concernant l'ajustement pour les installations existantes avant le remplacement de l'onduleur (voir recommandation de la branche « [Ajustement de l'injection des installations photovoltaïques](#) », chap. 4, al. 3 et 4).

Les coûts liés à la *mise en place d'un ajustement garanti au service du réseau* au moyen d'un système de commande et de réglage sont *imputables aux coûts d'exploitation du réseau* (art. 13ab^{is}, al. 1, OApEl en relation avec l'art. 15, al. 2, let. d, LApEl). Cela vaut également lorsque la mise en œuvre de l'ajustement garanti s'effectue par un réglage fixe d'une limite d'injection au niveau de l'onduleur (voir p. 5 et p. 25 du [rappor explicatif](#) du DETEC relatif à la modification de l'OApEl qui entrera en vigueur en 2026). Selon cette disposition, les coûts des « autres appareils » (c'est-à-dire les systèmes de commande et de réglage non intelligents) utilisés pour exploiter la flexibilité au service du réseau sont également imputables. L'onduleur est cité à titre d'exemple.

Les gestionnaires de réseau de distribution ne sont donc **pas autorisés à exiger des exploitants d'installations photovoltaïques** qu'ils **prennent en charge** les coûts liés à la **réduction de puissance** dans le cadre de l'utilisation de la flexibilité au service du réseau dans le contexte de l'ajustement garanti. Ils peuvent toutefois intégrer ces coûts dans les **coûts de réseau imputables** s'ils sont **nécessaires à une exploitation sûre, performante et efficace (du point de vue des coûts) du réseau** (cf. art. 15, al. 1 et 2, LApEl).

Pour les **nouvelles installations à raccorder**, la limitation de l'injection peut être paramétrée dès le départ sur l'onduleur : cela n'engendre **pas de coûts supplémentaires notables**. Pour les **installations existantes**, les **coûts** sont en revanche souvent **nettement plus élevés**. De plus, il peut y avoir **d'importantes différences entre les installations**, selon que la réduction de la puissance injectée peut être configurée à distance par logiciel ou doit être réalisée sur place, et dans ce cas-là selon le trajet à parcourir. Si les coûts des équipements ultérieurs d'une installation sont particulièrement élevés, ils peuvent ne plus être proportionnés aux coûts de réseau évités. Pour de telles installations, il ne serait dès lors pas justifié d'inclure les coûts de l'équipement dans les coûts de réseau. Dans la pratique, la puissance de l'onduleur ne correspond généralement pas à la puissance des modules, mais se situe entre 60 et 110 pour cent de celle-ci (cf. Cuony/Todorov/Bucher, [La gestion de l'injection PV est indispensable](#), publié le 9 décembre 2024 sur www.bulletin.ch).

Le gestionnaire de réseau de distribution doit donc agir de manière efficiente tant dans le choix des installations à équiper que dans la réalisation de l'équipement. Le rapport coût-efficacité doit notamment être vérifiée. **Les installations existantes ne doivent être réglées que lorsque cela permet d'obtenir un avantage significatif pour le réseau, par exemple pour soulager une situation de réseau localement tendue** (cf. art. 19a, let. a à d, OApEl). Pour des raisons d'efficacité, il est recommandé de **fixer des montants forfaitaires** sur la base de valeurs moyennes et de les verser aux producteurs une fois l'équipement ultérieur achevé. Le cas échéant, **des catégories** peuvent être définies, par exemple pour le réglage à distance et le réglage sur place, pour lesquels des différenciations peuvent s'imposer en fonction de la longueur du trajet à parcourir. Sur la base de valeurs comparatives, un **forfait de 50 à 150 francs par installation** paraît approprié. Pour les installations équipées de plusieurs onduleurs, le forfait n'est versé qu'une seule fois.

Dans des cas exceptionnels, les gestionnaires de réseau de distribution sont libres de rembourser à un producteur des coûts plus élevés et de les inclure dans les coûts d'exploitation du réseau imputables si le réglage entraîne effectivement des dépenses sensiblement supérieures dans un cas particulier. Le cas échéant, le gestionnaire de réseau de distribution doit justifier et documenter les coûts supplémentaires. Les coûts liés à l'installation d'un système privé de gestion de l'énergie visant à optimiser la consommation propre ne constituent pas des coûts supplémentaires imputables aux coûts de réseau. En revanche, le gestionnaire de réseau de distribution doit également verser le forfait au producteur si celui-ci n'opte pas pour la variante de mise en œuvre la plus économique, mais installe par exemple un système de gestion de l'énergie.

Meilleurs vœux à vous tous !

Nous vous souhaitons de belles fêtes reposantes et un bon début d'année 2026 !

Nous continuerons de vous informer régulièrement au cours de l'année par le biais de la newsletter. Nous vous remercions de votre intérêt et vous adressons nos meilleurs vœux ! Restez en bonne santé !

Renseignements :

Antonia Adam, Médias et communication
Commission fédérale de l'électricité ElCom
Secrétariat de la commission
Christoffelgasse 5
CH-3003 Berne
Tél. +41 58 466 89 99
antonia.adam@elcom.admin.ch
www.elcom.admin.ch