



---

# Régulation Sunshine

## Publication conformément à l'art. 22a LApEI – documentation et analyse

---

Berne, le 20 janvier 2026

## Table des matières

<b>Management Summary</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Contexte, objectif et finalité de la régulation Sunshine</b> .....	<b>7</b>
1.1 Vue d'ensemble.....	7
1.2 Bases légales .....	8
1.3 Évolution de la régulation Sunshine de l'EICom .....	9
<b>2 Informations détaillées sur le calcul des indicateurs</b> .....	<b>10</b>
2.1 Vue d'ensemble des indicateurs et exigences y relatives.....	10
2.2 Coûts du réseau .....	11
2.2.1 Contenu et nature de l'indicateur « coûts du réseau » .....	11
2.2.2 Calcul de l'indicateur « coûts de réseau par kilomètre de ligne » ou « par kilovoltampère » .....	11
2.2.3 Indicateur « coûts de réseau » : analyse .....	13
2.3 Tarifs du réseau et tarifs de l'énergie.....	15
2.3.1 Contenu et nature des indicateurs « tarifs du réseau » et « tarifs de l'énergie ».....	15
2.3.2 Calcul des indicateurs « tarifs du réseau » et « tarifs de l'énergie » .....	16
2.3.3 Indicateurs « tarifs du réseau » et « tarifs de l'énergie » : analyse.....	16
2.4 Disponibilité du réseau et coupures d'électricité (SAIDI / SAIFI).....	16
2.4.1 Contenu et nature des indicateurs SAIDI / SAIFI.....	16
2.4.2 Calcul des indicateurs SAIDI / SAIFI.....	17
2.4.3 Indicateurs SAIDI / SAIFI : analyse.....	17
2.5 Indicateurs de performance .....	18
2.5.1 Contenu et nature des indicateurs de performance.....	18
2.5.2 Calcul des indicateurs de performance.....	19
2.5.3 Indicateurs de performance : analyse.....	19
<b>3 Informations détaillées sur la formation des groupes</b> .....	<b>20</b>
3.1 Choix des critères de répartition entre les différents groupes .....	20
3.2 Calcul de la densité d'urbanisation .....	21
3.3 Calcul de la densité énergétique.....	22
3.4 Formation des groupes : analyse.....	23
<b>4 Informations détaillées sur le calcul des médianes</b> .....	<b>24</b>
4.1 Calcul des médianes .....	24
4.2 Représentation sur le site Internet et code couleur sur la carte .....	24
4.3 Médianes et code couleur sur les cartes : analyse .....	25
4.3.1 Remarques sur les intervalles retenus pour le code couleur.....	25
4.3.2 Remarques sur les chiffres annuels indiqués .....	25
4.3.3 Tous les fournisseurs d'énergie ne sont pas représentés .....	26
4.3.4 Facteurs influençant les résultats affichés .....	26
<b>5 Disponibilité des données pour le public</b> .....	<b>28</b>
5.1 Base de données au format csv sur le site consacré aux prix de l'électricité.....	28
5.2 Base de données dans LINDAS .....	28
5.3 Requêtes SPARQL pour les données Sunshine .....	28
5.3.1 Requête permettant d'obtenir les données des indicateurs Sunshine pour l'ensemble des gestionnaires de réseau .....	28
5.3.2 Requête permettant d'obtenir les médianes des indicateurs Sunshine (hors tarifs du réseau et de l'énergie) pour les différents groupes.....	29

5.3.3	Requête permettant d'obtenir les médianes des indicateurs Sunshine pour les tarifs du réseau et de l'énergie pour les différents groupes.....	29
5.3.4	Requête pour les médianes des tarifs de réseau et d'énergie des indicateurs Sunshine – total de l'ensemble des gestionnaires de réseau.....	30
5.3.5	5.3.5 Requête pour les médianes des autres indicateurs Sunshine – total de l'ensemble des gestionnaires de réseau.....	30
<b>6</b>	<b>Bibliographie .....</b>	<b>32</b>

## Management Summary

### Qu'est-ce que la régulation Sunshine ?

La Suisse compte quelque 580 gestionnaires de réseau, qui sont tenus de publier chaque année leurs tarifs sur un site Internet unique (art. 7b OApEI en relation avec l'art. 12, al. 1, LApEI). En vertu des art. 6, al. 4, et 11 LApEI, ces opérateurs doivent également établir, pour le réseau, des comptes annuels et une comptabilité analytique distincts de ceux de leurs autres secteurs d'activité, en séparant la composante tarifaire liée à l'utilisation du réseau de celle relative à la fourniture d'énergie. Ces documents doivent être remis à l'EICom, qui utilise les données issues des comptabilités analytiques pour toute une série d'analyses et de contrôles. L'EICom collecte en outre des données sur la qualité de l'approvisionnement auprès des quelque 80 plus grands gestionnaires de réseau du pays, et les publie chaque année dans un rapport spécifique.

Les gestionnaires de réseau publient sur le site de l'EICom, d'une part, leurs tarifs d'utilisation du réseau, de fourniture d'énergie, et, depuis l'année tarifaire 2026, de mesure, et d'autre part les comptes annuels du réseau ainsi que leurs fiches tarifaires.

Outre les analyses et contrôles précités, l'EICom effectue, dans le cadre de la « régulation Sunshine », des comparaisons entre gestionnaires de réseau fondées sur différents indicateurs. Jusqu'à présent, ces comparaisons n'étaient pas publiées, faute de base légale explicite. Celle-ci a été introduite par l'acte modificateur unique de 2024, qui confie désormais à l'EICom le mandat légal de publier les indicateurs Sunshine.

La régulation Sunshine repose sur la transparence : grâce à la publication d'une sélection d'indicateurs, la lumière (« Sunshine ») est faite sur les domaines réglementés, ce qui rend plus visibles, pour les gestionnaires de réseau comme pour les consommateurs, la situation tarifaire, les coûts et la qualité des prestations. La comparaison directe à la fois avec l'ensemble de la branche et avec des entreprises similaires vise à inciter chaque gestionnaire de réseau à améliorer ses performances, ce qui devrait, à terme, avoir des effets positifs sur tout le secteur.

### Choix des indicateurs

Lors de la détermination des critères de comparaison, l'EICom a délibérément opté pour une approche multidimensionnelle allant au-delà d'une simple analyse des coûts. En s'appuyant sur les normes internationales usuelles et après consultation des milieux intéressés (branche et consommateurs), elle a retenu des indicateurs dans plusieurs domaines :

- prix : à combien s'élèvent les rémunérations pour l'utilisation du réseau et les tarifs de l'énergie ?
- qualité de l'approvisionnement : quelles sont la fréquence et la durée des coupures d'électricité ?
- coûts et économicité : quels sont les coûts d'exploitation du réseau ?
- indicateurs de performance : les lois, prescriptions et directives sont-elles respectées (conformité) ? Une information adéquate est-elle fournie en cas de coupure ?

Dans l'ensemble, les indicateurs utilisés doivent mesurer au mieux la qualité des prestations et l'efficacité avec laquelle elles sont fournies. Ils doivent également susciter un intérêt suffisant auprès du public et pouvoir être communiqués de manière simple et aisément compréhensible.

La première publication, en janvier 2026, présente les indicateurs existants. La technique est toutefois conçue de manière à permettre l'ajout d'indicateurs supplémentaires en tout temps. Des informations détaillées sur le calcul des indicateurs, complétées par une analyse, figurent au chapitre 2.

### Formation des groupes de comparaison

Certaines particularités – notamment la densité d'urbanisation et la topographie – peuvent entraîner des différences en termes de coûts, de tarifs et de disponibilité. Ces facteurs doivent être pris en

compte, et il convient de s'assurer que chaque gestionnaire de réseau puisse être comparé à des opérateurs présentant des caractéristiques similaires. Cette exigence est satisfaite par la répartition des gestionnaires de réseau en quatre zones de desserte présentant des structures similaires (densité d'urbanisation élevée, densité d'urbanisation moyenne, zones rurales, régions de montagne).

Le regroupement ne concerne que les gestionnaires de réseau ayant des clients finaux au niveau de réseau 7.

Les critères retenus pour la répartition en groupes sont les suivants :

- densité d'urbanisation (zone de forte densité, zone de densité moyenne, zone rurale, région de montagne et région touristique), et
- densité énergétique, c'est-à-dire la quantité d'énergie injectée dans la zone de desserte correspondante (élevée ou faible).

Des informations détaillées sur la formation des groupes, complétées par une analyse, figurent au chapitre 3.

### **Présentation comparative des gestionnaires de réseau et médianes**

Les informations présentées sur le site consacré aux prix de l'électricité indiquent, pour chaque gestionnaire de réseau, ses tarifs, les indicateurs qui le concernent et sa position par rapport à la médiane nationale ainsi qu'à la médiane de son groupe. Les médianes sont calculées sous forme de médianes pondérées, les valeurs de chaque indicateur étant pondérées par le nombre d'habitants desservis par chaque gestionnaire de réseau.

Afin de permettre la comparaison des indicateurs sur la carte de la Suisse, une couleur est attribuée à la zone de desserte de chaque gestionnaire de réseau. Cinq couleurs sont possibles. La médiane nationale est la valeur qui se trouve au milieu de l'intervalle de couleur jaune. L'écart par rapport à cette médiane détermine la couleur attribuée : jaune pour un écart de +/- 5 %, vert clair ou orange pour un écart de +/- 5 % à +/- 15 % et vert ou rouge au-delà de +/- 15 %.

Les zones pour lesquelles aucune valeur n'est disponible sont colorées en gris.

Pour la plupart des indicateurs, l'appartenance à un groupe influence la performance globale des gestionnaires de réseau. Pour permettre la comparaison à l'intérieur du groupe, la position des gestionnaires par rapport à la médiane du groupe n'est pas recalculée. Ils conservent donc, dans l'affichage propre à leur groupe, la couleur qui leur a été attribuée dans la comparaison nationale. Ainsi, un gestionnaire de réseau qui apparaît en jaune au niveau national reste jaune dans la représentation de son groupe. La couleur des autres gestionnaires de réseau peut fournir des indications supplémentaires sur l'influence de l'appartenance au groupe : si tous les gestionnaires d'un groupe apparaissent dans la même couleur, cela peut indiquer que la densité d'urbanisation et/ou la densité énergétique influencent l'indicateur considéré.

Certains indicateurs sont de type « oui / non », selon que, pour prendre l'exemple de la conformité (conformité), les délais impartis pour la remise de documents ont été respectés ou non. Ces indicateurs ne sont pas représentés sur la carte de la Suisse, mais uniquement sur les pages détaillées consacrées à chaque gestionnaire de réseau.

Des informations détaillées sur le calcul des groupes, complétées par une analyse, figurent au chapitre 4.

## Remarques sur les chiffres annuels indiqués

Le calcul réglementaire des coûts et des tarifs s'étend sur plusieurs années : les tarifs sont publiés en août de chaque année pour l'année suivante. Ainsi, les tarifs de l'année 2026 ont été publiés en août 2025. Ils reposent sur les coûts effectifs de la dernière année écoulée, par exemple ceux de 2024 pour les tarifs publiés à l'été 2025 pour l'année 2026.

Afin de faciliter l'utilisation du site pour le grand public, les années sont représentées sous forme d'« années tarifaires ». En d'autres termes, lorsqu'un utilisateur sélectionne l'année 2026, les tarifs de 2026 s'affichent, ainsi que les coûts effectifs de 2024, sur lesquels ils reposent. Les indicateurs SAIDI/SAIFI se réfèrent au dernier exercice clôturé, soit 2024. De plus amples informations sur les chiffres annuels utilisés figurent à la section 4.3.2.

## Tous les fournisseurs d'énergie ne sont pas pris en compte

Le site consacré aux prix de l'électricité et à la publication Sunshine présente les entreprises qui gèrent des réseaux de distribution et celles qui sont à la fois gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs d'électricité pour des clients en approvisionnement de base. Les grands producteurs d'électricité ne sont pas pris en compte, sauf s'ils sont également gestionnaires de réseau ou actifs dans l'approvisionnement de base. Il existe par ailleurs des entreprises dont l'activité consiste exclusivement à exploiter des réseaux ou à fournir de l'énergie, voire à approvisionner uniquement des clients raccordés à des niveaux de réseau plus élevés. Ces entreprises ne sont alors pas tenues de déposer certaines déclarations. Dans ces cas, la publication Sunshine ne présente que les indicateurs pour lesquels elles ont dû fournir des données.

## Remarques sur la qualité des données et sur d'autres facteurs influençant les résultats

Les données brutes à la base de l'aperçu des prix de l'électricité et de la publication Sunshine proviennent directement des déclarations des gestionnaires de réseau. Elles ne sont pas vérifiées par l'EICom avant le calcul ou la publication. La responsabilité de la qualité des données incombe aux gestionnaires de réseau.

D'autres facteurs influent également sur les résultats : certains gestionnaires de réseau renoncent par exemple à tout ou partie des bénéfices autorisés par la réglementation. D'autres n'activent pas l'ensemble de leurs investissements, ce qui se traduit par des coûts de capital relativement bas. Par ailleurs, la production décentralisée, l'électrification des secteurs de la mobilité et du chauffage ainsi que l'augmentation de l'autoconsommation posent de nouveaux défis aux gestionnaires de réseau et nécessitent des investissements qui peuvent varier d'une région à l'autre (voir par exemple la section 4.3.4).

Les indicateurs ne tiennent compte que partiellement de ces différences. Ils sont décrits en détail, avec une analyse des facteurs d'influence possibles, dans les chapitres qui s'y rapportent.

# 1 Contexte, objectif et finalité de la régulation Sunshine

## 1.1 Vue d'ensemble

L'énergie électrique est indissociable de notre quotidien. Elle joue un rôle décisif dans la production et le commerce de biens et de services, la production de chaleur ou la mobilité. Des réseaux électriques sont indispensables pour transporter cette énergie de la centrale électrique au client final. Ils constituent une infrastructure importante dont la construction et l'entretien requièrent des ressources considérables. D'où une situation de monopole avec à la clé le risque, pour les consommateurs d'électricité, de payer trop cher pour l'utilisation des réseaux électriques et l'énergie consommée. C'est pourquoi des bases légales destinées à protéger les clients finaux ont été édictées dans le cadre de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (loi sur l'approvisionnement en électricité, LApEI ; RS 734.7). Une autorité de régulation, la Commission fédérale de l'électricité (EICom) a été créée en parallèle.

Les régulateurs opérant dans le domaine des industries d'infrastructure telles que l'électricité, le gaz ou l'eau disposent d'un ensemble d'instruments prévus par le législateur pour empêcher, ou du moins limiter, les surprofits liés à une situation de monopole (par exemple dans le cas du réseau en tant que monopole naturel, ou dans celui de monopoles formels tels que l'approvisionnement de base). Dans ce contexte, il convient également de garantir une certaine qualité minimale du produit ou du service. En Suisse, cette tâche incombe à l'EICom : celle-ci contrôle les tarifs d'électricité appliqués aux clients en approvisionnement de base ainsi que les redevances d'utilisation du réseau. Elle peut par exemple interdire des hausses injustifiées des prix de l'électricité constatées lors de contrôles détaillés, ou ordonner des baisses lorsque les prix sont jugés trop élevés. Comme il y a quelque 580 entreprises à surveiller en Suisse, cette forme de régulation est certes efficace, mais elle n'est pas forcément économique, car elle implique une charge de travail importante pour les entreprises et les autorités. Il est donc judicieux de recourir à des instruments supplémentaires, notamment en matière de transparence. La régulation Sunshine en est un.

Les principales caractéristiques de la régulation Sunshine sont les suivantes :

- a) la comparaison des entreprises régulées à l'aide d'indicateurs, soit par rapport à une valeur normative, soit entre elles (sur la base de valeurs moyennes ou en prenant pour référence l'entreprise présentant les meilleures pratiques) ;
- b) la publication de ces informations.

La régulation Sunshine désigne donc des formes de régulation qui définissent des indicateurs pour une branche ou un groupe d'entreprises donné et publient le niveau de performance des entreprises au regard de ces indicateurs, ceux-ci portant généralement non seulement sur des domaines financiers tels que les coûts, les bénéfices ou les tarifs, mais aussi sur la qualité et d'autres caractéristiques pertinentes pour le secteur concerné. La publication des résultats apporte de la lumière (« sunshine ») dans le domaine régulé.

La publication et le débat public visent à modifier le comportement des entreprises afin qu'elles se conforment davantage à la régulation, sans que le régulateur lui-même ait à intervenir. La « pression des pairs » peut également susciter une forme d'émulation fondée sur les indicateurs, ce qui peut conduire à une amélioration continue de la performance globale de la branche.

Sur le plan fonctionnel, la régulation Sunshine présente une différence essentielle par rapport aux informations classiques de marché. Sur les marchés traditionnels, tels que les marchés des capitaux, les parties prenantes peuvent, par leurs réactions – ou leur absence de réaction – aux informations, susciter un comportement souhaité ou sanctionner un comportement non conforme aux attentes. L'information contribue ainsi à l'efficacité du marché, et aucune intervention supplémentaire n'est

nécessaire<sup>1</sup>, conformément au principe de la « main invisible ». À l'inverse, les marchés d'infrastructure se caractérisent par des structures partiellement monopolistiques, de sorte qu'une réaction directe du marché – par exemple un changement de fournisseur – n'est souvent pas possible. Dans ce contexte, la dynamique de la réaction publique demeure le principal moteur.

En résumé, la régulation Sunshine désigne des formes de régulation qui définissent des indicateurs pour une branche ou un groupe d'entreprises donné et publient le niveau de performance atteint, ces indicateurs portant en principe non seulement sur des domaines financiers tels que les coûts, les tarifs ou les bénéfices, mais aussi sur la qualité et d'autres caractéristiques pertinentes pour le secteur concerné.

## 1.2 Bases légales

La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (aussi appelée « acte modificateur unique » ; FF 2023 2301) prévoit désormais que l'EICom peut comparer les gestionnaires de réseaux de distribution à l'aide de grandeurs de comparaison (les « indicateurs Sunshine ») et publier les résultats de cette démarche. Les conditions-cadres sont définies comme suit dans la législation sur l'approvisionnement en électricité : l'EICom compare dans son domaine de régulation (art. 22, al. 1 et 2) les gestionnaires d'un réseau de distribution en vue d'améliorer la transparence pour les consommateurs finaux et de contribuer à une qualité adéquate et à une efficacité accrue des prestations. Elle publie les résultats sous forme de présentation comparative, en référence aux gestionnaires d'un réseau de distribution individuels ou à des groupes de gestionnaires d'un réseau de distribution. Elle établit notamment des comparatifs dans les domaines suivants :

- a) qualité de l'approvisionnement ;
- b) tarifs d'utilisation du réseau et coûts de réseau imputables ;
- c) tarifs de l'électricité ;
- d) qualité des prestations dans le secteur réseau ;
- e) investissements dans les réseaux intelligents ;
- f) systèmes de mesure ;
- g) respect des obligations en matière de publication et de communication.

Les nouvelles dispositions de l'acte modificateur unique prévoient des indicateurs plus étendus que ceux qui existent actuellement dans la régulation Sunshine de l'EICom. Ces nouveaux thèmes devront être pris en compte au cours des prochaines années dans le cadre de projets distincts ou d'extensions des instruments de publication. Il s'agit par exemple d'informations relatives aux coûts de mesure ou au développement des réseaux intelligents.

Les résultats sont publiés sous forme de présentation comparative et peuvent concerner aussi bien des gestionnaires de réseau de distribution individuels que des groupes de gestionnaires de réseau de distribution (art. 22a, al. 1, LApEI). L'EICom publie chaque année sur son site Internet les résultats des comparatifs de qualité et d'efficacité qu'elle a réalisés (art. 26d, al. 1, OApEI). Les consommateurs finaux doivent pouvoir comparer directement leur gestionnaire de réseau de distribution avec d'autres gestionnaires. L'EICom doit publier les résultats de manière à rendre les performances des différents gestionnaires de réseau de distribution compréhensibles (message du 18 juin 2021 relatif à la LEnet et à la LApEI). L'EICom satisfait à cette exigence en publiant les données Sunshine. Celles-ci sont mises en ligne sur le site Internet consacré aux prix de l'électricité ([www.prix-electricite.elcom.admin.ch](http://www.prix-electricite.elcom.admin.ch)).

---

<sup>1</sup> La métaphore de la « main invisible » (*invisible hand*), forgée par l'économiste écossais Adam Smith, décrit comment la poursuite non coordonnée d'intérêts personnels dans un marché libre (p. ex. maximisation des profits) favorise involontairement le bien commun (p. ex. allocation efficiente des ressources et prospérité).

### 1.3 Évolution de la régulation Sunshine de l'EICom

En 2013, l'EICom a décidé d'introduire la régulation Sunshine en complément méthodologique de la régulation Cost-Plus. Dans un premier temps, des réunions ont été organisées avec l'Office fédéral de l'énergie, les organisations de consommateurs, les grands clients et la branche. C'est durant cette période que la régulation Sunshine de l'EICom a été élaborée et structurée sur les plans méthodologique et conceptuel. En 2014/2015, des travaux détaillés ont été entrepris et les indicateurs ont été définis et décrits. En 2015 et en 2016, deux séries de tests ont permis d'acquérir une première expérience et d'apporter des corrections. La branche et l'OFEN ont été associés à ce processus, et leurs préoccupations ont été partiellement prises en compte. À l'issue d'une évaluation approfondie de ces séries de tests, l'EICom a définitivement introduit la régulation Sunshine comme instrument supplémentaire lors de sa retraite d'août 2016, mettant ainsi fin à la phase de test.

Depuis 2016, les indicateurs Sunshine ont été calculés et compilés dans le cadre de huit cycles de tests, puis mis chaque année à la disposition des gestionnaires de réseau sous la forme d'un rapport écrit. De plus, les formules et la documentation à la base des calculs ont été publiées sur le site de l'EICom. Cette phase couvrait les données des années tarifaires allant jusqu'à 2022 inclus et comprenait donc les valeurs effectives des années 2013 à 2020. Aucune évaluation n'a été effectuée pour les valeurs effectives des années 2021 et 2022 (années tarifaires 2023 et 2024).

L'entrée en vigueur de l'acte modificateur unique permet désormais la publication des indicateurs fondés sur les données effectives des années 2022 et suivantes, c'est-à-dire en particulier sur les tarifs appliqués par les gestionnaires de réseau à partir de 2022.

Des informations détaillées sur le fonctionnement, les expériences internationales et la mise en œuvre concrète de la régulation Sunshine sont disponibles dans le [rapport](#) publié en été 2017 (cf. [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Publications et événements > Rapports et études > Autres rapports techniques).

## 2 Informations détaillées sur le calcul des indicateurs

### 2.1 Vue d'ensemble des indicateurs et exigences y relatives

Concrètement, des indicateurs sont définis pour une branche ou un groupe d'entreprises donné, puis comparés à des valeurs de référence, et les résultats sont publiés. En règle générale, les indicateurs ne concernent pas seulement des aspects financiers tels que les coûts, les tarifs ou les bénéfices, mais aussi la qualité et d'autres caractéristiques pertinentes pour la branche concernée. Ces indicateurs peuvent être exprimés par rapport à une valeur normative ou par comparaison, par exemple avec les valeurs moyennes de l'ensemble de la branche ou d'un groupe de pairs.

Les indicateurs ne peuvent être élaborés qu'en lien avec une formulation d'objectif donnée. Celle-ci peut porter sur un objectif unique, sur une seule dimension, ou sur un ensemble d'objectifs. Les indicateurs peuvent également être définis individuellement ou sous forme de bouquet. Ceux utilisés par l'EICom se fondent sur les prescriptions de la LApEI et s'alignent en outre sur les indicateurs pertinents de l'organisation sectorielle européenne CEER ainsi que de l'organisation européenne de consommateurs BEUC<sup>2</sup>.

Pour mettre en œuvre la régulation Sunshine, l'EICom a opté pour une approche multidimensionnelle qui dépasse la simple analyse des coûts. En s'inspirant notamment des standards internationaux couramment utilisés et après consultation des milieux intéressés, des associations sectorielles et de consommateurs ainsi que de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), des indicateurs ont été identifiés dans trois domaines cibles :

- coûts/tarifs : comparaisons des tarifs de l'énergie et du réseau, ainsi que comparaisons simplifiées des coûts de réseau
- qualité : disponibilité de l'approvisionnement, pannes des réseaux électriques
- performance et conformité : respect des lois, directives et codes de conduite, ainsi que qualité des prestations

Le tableau ci-après présente une vue d'ensemble des indicateurs :

Qualité	Coûts du réseau	Tarifs du réseau et de l'énergie	Indicateurs de performance
Qualité de l'approvisionnement – durée des coupures de courant, totales et non planifiées  Qualité de l'approvisionnement – fréquence des coupures de courant, totales et non planifiées	Coûts du réseau en CHF par kilomètre de ligne pour les niveaux de réseau 5 et 7  Coûts de réseau en CHF par unité de puissance pour la transformation au niveau de réseau 6	Tarifs d'utilisation du réseau pour les ménages et les entreprises  Tarifs de l'approvisionnement en énergie pour les ménages et les entreprises, c.-à-d. pour les catégories de consommation C2, C3, C4, C6, H1, H4 et H7	Règle des XX francs : respect de la directive relative aux montants maximaux pour l'administration et la distribution, bénéfice inclus, dans le domaine de l'énergie  Conformité (compliance) : respect des délais impartis  Qualité du service : fourniture ou non d'informations sur les coupures d'électricité et délai de préavis (en jours)

Les indicateurs n'évoluent guère au fil du temps. De nouveaux indicateurs peuvent toutefois s'y ajouter, et le système de comparaison peut ainsi être adapté de manière flexible à l'évolution des besoins ou des conditions. Il est également possible que certains indicateurs perdent de leur

<sup>2</sup> CEER Council of European Energy Regulators (conseil des autorités de régulation européennes). BEUC : Bureau Européen des Unions de Consommateurs.

importance avec le temps : cela peut résulter de modifications légales ou du fait que tous les gestionnaires de réseau adoptent le comportement souhaité.

Les nouveaux indicateurs sont systématiquement évalués afin de déterminer a) s'ils sont aptes à offrir transparence et valeur ajoutée aux utilisateurs du site Internet, et b) si cette transparence et cette valeur ajoutée sont susceptibles d'entraîner une modification du comportement des gestionnaires de réseau. Les indicateurs utilisés doivent couvrir les différents domaines d'intérêt et besoins des clients finaux et leur permettre de comparer leur gestionnaire de réseau à d'autres gestionnaires ayant un profil similaire. Ils doivent également mettre en évidence les potentiels d'amélioration pour les gestionnaires de réseau concernés, de sorte que la qualité de l'approvisionnement en électricité s'améliore elle aussi dans une logique d'autorégulation.

## 2.2 Coûts du réseau

### 2.2.1 Contenu et nature de l'indicateur « coûts du réseau »

Les clients finaux ne peuvent pas choisir le gestionnaire de réseau auquel ils souhaitent être raccordés ; leur lieu de domicile détermine automatiquement ce paramètre. Les réseaux électriques constituent en effet un monopole naturel : le gestionnaire de réseau dispose d'un pouvoir monopolistique et pourrait, sans régulation adéquate, imposer les prix. En Suisse, la régulation des coûts de réseau repose sur le principe dit « Cost-Plus ». Celui-ci prévoit que les gestionnaires de réseau peuvent répercuter sur les clients finaux, via les tarifs d'utilisation du réseau, les coûts résultant de l'exploitation du réseau. Sont imputables les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Les coûts de capital incluent en outre un bénéfice d'exploitation approprié. « Cost » renvoie ainsi à la couverture des coûts, et « Plus » au bénéfice d'exploitation réglementé.

Comme tous les coûts déclarés peuvent être répercutés sur les consommateurs, les entreprises soumises à une régulation des coûts ne sont guère incitées à réduire leurs dépenses ou à améliorer leur efficacité. D'où l'importance de disposer d'un indicateur permettant de mettre en évidence la structure des coûts des gestionnaires de réseau dans un système axé sur la transparence. Pour les coûts de réseau, les résultats sont exprimés en francs par kilomètre de ligne ou par puissance de transformateur. Les coûts sont ainsi rapportés à des unités physiques : pour les niveaux de réseau 5 et 7, il s'agit des lignes et des câbles (en kilomètres), et pour le niveau de réseau 6, de la puissance des transformateurs installés (en kilovoltampères). Les niveaux de réseau 5 à 7 ont été retenus car ce sont ceux auxquels la majorité des clients finaux sont raccordés.

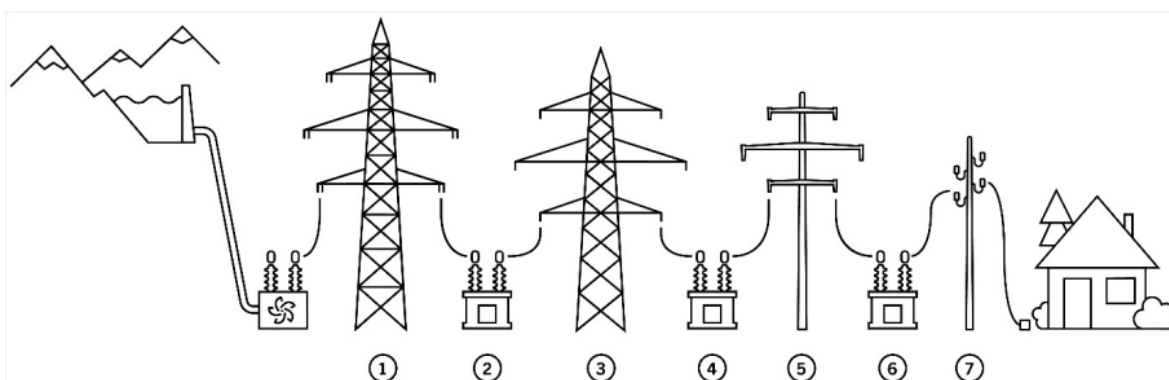


Illustration 1 : les 7 niveaux de réseau suisses (source : Swissgrid)

### 2.2.2 Calcul de l'indicateur « coûts de réseau par kilomètre de ligne » ou « par kilovoltampère »

Seuls sont pris en compte les coûts de réseau sur lesquels le gestionnaire de réseau peut lui-même exercer une influence. Il s'agit en particulier des éléments suivants de la comptabilité analytique que les gestionnaires de réseau doivent remettre chaque année à l'EICom :

- coûts de capital du réseau : amortissements et rémunération des actifs nécessaires à l'exploitation (position 100 de la comptabilité analytique)
- coûts d'exploitation du réseau : exploitation et entretien du réseau, y compris matériel, prestations de services et personnel (position 200 de la comptabilité analytique)
- coûts du système de mesure et d'information : coûts d'exploitation et de capital liés aux installations de mesure et aux opérations de mesure, y compris les compteurs intelligents (position 500 de la comptabilité analytique)
- coûts de gestion et d'administration : part des coûts de gestion et d'administration imputable au réseau (position 600 de la comptabilité analytique)
- postes ayant un effet de réduction des coûts (autres produits, position 900 de la comptabilité analytique).

Les coûts de réseau sont calculés séparément pour chaque niveau de réseau ; en d'autres termes, les niveaux de réseau 5, 6 et 7 font chacun l'objet d'un calcul distinct.

La formule de calcul des coûts de réseau par niveau ( $NR_n$ ) est donc la suivante :

$$[1.] \quad \text{Coûts de réseau } NR_n \text{ [en CHF]} = \text{coûts de capital } NR_n \text{ (position 100)} + \text{coûts d'exploitation } NR_n \text{ (position 200)} + \text{système de mesure } NR_n \text{ (position 500)} + \text{coûts d'administration } NR_n \text{ (position 600)} \text{ ./} \text{ autres produits } NR_n \text{ (position 900)}$$

Les kilomètres de ligne sont eux aussi calculés séparément pour les niveaux de réseau 5 et 7, sur la base des déclarations établies par les gestionnaires de réseau à propos de leurs infrastructures. Les longueurs sont notamment indiquées pour les catégories d'installations suivantes :

- câbles moyenne tension
- lignes aériennes basse tension (NR7)
- raccordements domestiques (NR7 uniquement)

La longueur (en kilomètres) des lignes se définit donc comme suit :

$$[2.] \quad \text{Lignes } NR5 \text{ [en km]} = \text{câbles } NR5 + \text{lignes aériennes } NR5$$

$$[3.] \quad \text{Lignes } NR7 \text{ [en km]} = \text{câbles } NR7 + \text{lignes aériennes } NR7 + \text{raccordements domestiques } NR7$$

Les coûts de réseau sont déterminés par la puissance installée des transformateurs. Le calcul de la puissance des installations du niveau de réseau 6 repose ainsi sur les données fournies par les gestionnaires de réseau, exprimées en kilovoltampères (kVA), pour les transformateurs ainsi que pour les transformateurs aériens<sup>3</sup>, selon la formule suivante :

$$[4.] \quad \text{Puissance } NR6 \text{ [en kVA]} = \text{puissance des stations de transformation } NR6 + \text{puissance des transformateurs aériens } NR6$$

L'indicateur utilisé – les coûts de réseau par kilomètre de ligne (niveaux de réseau 5 et 7) ou les coûts de réseau par kilovoltampère (niveau de réseau 6) – se calcule finalement comme suit :

$$[5.] \quad \text{Coût total par km}_{NR5, NR7} = \frac{\sum \text{coûts } NR5, NR7}{\sum \text{kilomètres de ligne } NR5, NR7}$$

$$[6.] \quad \text{Coût total par kVA}_{NR6} = \frac{\sum \text{coûts } NR6}{\sum \text{total puissances } NR6 \text{ en kVA}}$$

<sup>3</sup> Un transformateur aérien est un transformateur monté sur un pylône de ligne électrique.

## 2.2.3 Indicateur « coûts de réseau » : analyse

### 2.2.3.1 Cas particulier de l'affectation des coûts des sous-stations du niveau de réseau 5

Normalement, les sous-stations sont affectées au niveau de réseau 4, lequel n'est pas pris en compte dans les indicateurs Sunshine. Dans certains cas cependant, les gestionnaires de réseau attribuent les sous-stations au niveau de réseau 5. Elles peuvent alors générer des coûts de capital calculés élevés, et dans une moindre mesure des coûts d'exploitation. Les gestionnaires de réseau ne disposant pas de sous-stations ne supportent aucun de ces coûts, ceux-ci étant facturés par les réseaux amont. Or ces coûts ne sont pas pris en compte dans la régulation Sunshine (cf. formule [1.] ci-dessus et section 2.2.3.2). Ainsi, lorsque des sous-stations sont affectées au niveau de réseau 5, cela introduit un biais dans les comparaisons concernant ce niveau. Les coûts de réseau du niveau 5 sont donc corrigés des coûts de capital calculés des sous-stations, afin d'améliorer la comparabilité entre tous les gestionnaires de réseau.

Les gestionnaires de réseau déclarent séparément, lors du relevé, les coûts liés aux sous-stations (question spécifique sur l'affectation des coûts des sous-stations aux niveaux 3 ou 5). La correction s'effectue comme suit :

$$[7.] \quad \text{Correction totale des amortissements des sous-stations} = \text{amortissements des sous-stations NR5}_{\text{hist}} + \text{amortissements des sous-stations NR5}_{\text{synth}}$$

$$[8.] \quad \text{Correction totale des intérêts des sous-stations}_t = \text{WACC}_t * (\text{amortissements des sous-stations NR5}_{\text{hist}} + \text{amortissements sous-stations NR5}_{\text{synth } t})$$

### 2.2.3.2 Impact des niveaux de réseau supérieurs sur les coûts des gestionnaires de réseau

Les niveaux de réseau inférieurs supportent une part des coûts des réseaux de niveaux supérieurs, car ils utilisent ces réseaux pour l'acheminement de l'électricité jusqu'à leur niveau de distribution. Ils supportent également une part des coûts des services-système fournis par Swissgrid. Comme les gestionnaires de réseau ne peuvent pas, ou pratiquement pas, agir sur ces coûts, ceux-ci ne sont pas pris en compte dans l'indicateur « coûts de réseau » (positions 300 et 400 de la comptabilité analytique des gestionnaires de réseau).

### 2.2.3.3 Effets fiscaux et effets des redevances aux collectivités publiques

Certains gestionnaires de réseau – notamment des services communaux – sont exonérés d'impôts. Pour éviter de désavantager, dans la comparaison des coûts de réseau, les entreprises soumises à l'impôt, les coûts déclarés au titre des impôts ne sont pas pris en compte dans l'indicateur (position 700 du relevé).

Les gestionnaires de réseau ne peuvent pas non plus influencer sur les redevances aux collectivités publiques, c'est-à-dire les taxes spéciales versées aux communes, aux cantons et à la Confédération. Il s'agit par exemple de taxes communales ou cantonales d'encouragement, ou du supplément réseau destiné à soutenir la production d'électricité renouvelable et l'assainissement des cours d'eau (art. 35 de la loi sur l'énergie). Ces montants (positions 750 et 800) sont donc eux aussi exclus de l'indicateur.

### 2.2.3.4 Différences dans les pratiques d'activation et dans la répartition des coûts entre les différents niveaux de réseau

Tous les gestionnaires de réseau n'appliquent pas à leurs installations les mêmes pratiques en matière d'activation. Plus le seuil d'activation est bas, plus les coûts de capital (amortissements et intérêts) sont élevés.

À l'inverse, une entreprise qui active peu ses installations et finance directement ses investissements et ses activités d'entretien via le compte d'exploitation présentera des coûts d'exploitation

proportionnellement plus élevés, avec des variations plus marquées d'une année à l'autre. Cet effet est pris en compte en affichant les indicateurs sur plusieurs années<sup>4</sup>.

Les coûts de capital des sous-stations sont exclus du calcul (cf. section 2.2). Les autres différences dans la répartition des coûts entre les différents niveaux de réseau devraient avoir un impact limité ou se compenser lorsqu'on considère les trois niveaux de réseau les plus bas (NR5, NR6 et NR7). Les différences s'annulent mutuellement si l'on tient en outre compte des niveaux de réseau 5 et 7.

### **2.2.3.5 Indicateur basé sur les transformateurs : inadéquation et risques d'incitations erronées**

On pourrait envisager, au lieu des coûts par puissance de transformation installée au niveau de réseau 6, d'utiliser les coûts par énergie transformée (en CHF/kWh). Cet indicateur a toutefois été écarté, car les coûts de réseau sont déterminés par la puissance installée et non par l'énergie transformée. On pourrait objecter que l'indicateur actuel incite à installer des transformateurs surdimensionnés, puisque les coûts sont divisés par la puissance. En d'autres termes, plus la puissance (dénominateur) est élevée, plus la valeur de l'indicateur diminue.

Cependant, rien ne prouve que cet indicateur suffise à lui seul à motiver une décision d'investissement en faveur d'un transformateur surdimensionné. En effet, l'achat d'un tel transformateur entraîne des coûts d'acquisition plus élevés, qui augmentent les intérêts et les amortissements, compensant au moins partiellement l'effet de la puissance dans le dénominateur.

### **2.2.3.6 Influence de l'âge des installations sur les coûts**

L'idée d'indiquer l'âge du réseau a également été examinée, par exemple pour expliquer des coûts d'exploitation plus élevés dans le cas de réseaux anciens ou des coûts de capital plus élevés dans le cas de réseaux récents. Cependant, l'âge des installations ne renseigne pas à lui seul sur leur état réel, leur disponibilité ou leur fiabilité. L'intensité et la qualité de l'entretien du réseau jouent également un rôle déterminant.

### **2.2.3.7 Coûts de mesure selon les adaptations prévues par l'acte modificateur unique**

À partir des tarifs 2026, les gestionnaires de réseau doivent déclarer séparément les coûts de mesure et publier leurs tarifs de mesure. Comme les coûts effectifs correspondants ne sont pas encore disponibles, les coûts de mesure continuent pour l'instant d'être intégrés dans les coûts de réseau, même si les tarifs de réseau ne comprennent plus les composantes de mesure à partir de 2026.

### **2.2.3.8 Valeurs négatives ou coûts très faibles**

Dans certaines situations, les coûts peuvent être très bas, voire négatifs. C'est notamment le cas lorsqu'un gestionnaire de réseau ne fait pas valoir la totalité des coûts qui seraient imputables en vertu du droit de l'approvisionnement en électricité, ou lorsqu'il reçoit des paiements compensatoires exceptionnels provenant de prestations d'assurance ou similaire, et que ces derniers augmentent de manière significative les « autres produits » (position 900, déductible). Il se peut aussi que des entreprises comptabilisent les prestations de concession reçues dans les « autres produits » plutôt que, par exemple, dans la rubrique adéquate, à savoir « redevances et prestations » (position 800), où elles seraient enregistrées à titre de produits diminuant les coûts. Les contributions de raccordement provenant de zones de desserte relativement vastes ont également une incidence sur les coûts si l'entreprise les comptabilise dans le compte courant plutôt que dans les immobilisations régulateurs.

Certaines communes ont par ailleurs obtenu, en contrepartie de concessions hydroélectriques, que la centrale assure gratuitement l'exploitation du réseau. Ces communes, ou plus précisément leurs

---

<sup>4</sup> Comme la base légale n'autorise la publication des données – plus précisément des coûts effectifs – qu'à partir de l'année tarifaire 2022, la comparaison pluriannuelle est pour l'heure limitée à trois ans.

gestionnaires de réseau, présentent donc des coûts de réseau et des tarifs d'utilisation du réseau très faibles, voire nuls.

### **2.2.3.9 Représentation sur le site Internet et code couleur sur la carte**

La représentation des coûts de réseau relatifs sur la carte de la Suisse se fonde sur l'écart entre les coûts du gestionnaire de réseau considéré et la médiane (cf. section 4). L'écart par rapport à la médiane détermine si la couleur attribuée au gestionnaire de réseau tend plutôt vers le vert ou plutôt vers le rouge. Cet écart peut ainsi influencer l'image globale d'un gestionnaire de réseau à travers les couleurs qui lui sont appliquées.

L'EICom utilise les mêmes intervalles et les mêmes seuils pour tous les indicateurs et veille à maintenir cette cohérence dans le temps. Ces seuils sont fixés à +/-5 % ou +/-10 % autour de la médiane, conformément à la pratique en usage depuis plusieurs années sur le site consacré aux prix de l'électricité. Problèmes de qualité des données

L'EICom fonde ses calculs sur les données que les gestionnaires de réseau lui transmettent chaque année. La qualité des indicateurs dépend donc fortement de la qualité des données soumises, ce qui implique que les gestionnaires de réseau doivent les déclarer avec le soin nécessaire. À la suite de plusieurs séries de tests et des essais de publication sur le site des prix de l'électricité réalisés à l'automne 2025, de nombreux gestionnaires de réseau ont demandé des corrections pour des erreurs manifestes. La publication des résultats Sunshine contribue ainsi à améliorer la qualité des données fournies.

Les formulaires de relevé de l'EICom comportent divers tests de plausibilité signalant aux gestionnaires de réseau d'éventuelles erreurs et incohérences. L'EICom fournit également des retours réguliers sur la base des données reçues, signalant les erreurs potentielles. Elle ne corrige toutefois aucune valeur dans le cadre du calcul ou de la publication des indicateurs : comme pour les tarifs publiés sur le site des prix de l'électricité, le processus est largement automatisé et repose sur les données déclarées.

Des valeurs trop élevées ou trop faibles concernant les kilomètres de lignes, la puissance ou les coûts peuvent donc conduire à des résultats non plausibles. L'EICom surveille les valeurs Sunshine et contacte les gestionnaires de réseau en cas de suspicion de coûts non imputables.

## **2.3 Tarifs du réseau et tarifs de l'énergie**

### **2.3.1 Contenu et nature des indicateurs « tarifs du réseau » et « tarifs de l'énergie »**

Les gestionnaires de réseau doivent publier chaque année, au plus tard le 31 août, leurs tarifs pour l'année suivante. Il s'agit des tarifs d'utilisation du réseau, des tarifs de mesure ainsi que des tarifs de l'énergie applicables aux consommateurs relevant de l'approvisionnement dit de base. Ces tarifs sont monopolistiques, dans la mesure où les consommateurs ne peuvent pas choisir librement leur fournisseur. Les gestionnaires de réseau les calculent sur la base de leurs coûts de production et d'approvisionnement, auxquels s'ajoute une part de bénéfice déterminée sur la base des prescriptions relatives à la rémunération du capital.

Le produit standard est celui qui est facturé au consommateur final lorsqu'il n'opte pour aucun autre produit. Le site consacré aux prix de l'électricité présente également des produits meilleur marché. Il s'agit de produits proposés en complément du produit standard, mais qui ne s'appliquent que sur demande expresse du consommateur final. Ces produits ne sont toutefois pas pris en compte dans la comparaison Sunshine.

Afin de permettre une comparaison des prix sur le site des prix de l'électricité, l'EICom utilise quinze catégories de consommation prédéfinies :

- H1 : logement de 2 pièces avec cuisinière électrique, 1600 kWh/an, prise de 20 ampères

- H2 : logement de 4 pièces avec cuisinière électrique, 2500 kWh/an, prise de 20 ampères
- H3 : logement de 4 pièces avec cuisinière électrique et chauffe-eau électrique, 4500 kWh/an, prise de 25 ampères
- H4 : logement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge (sans chauffe-eau électrique), 4500 kWh/a, prise de 25 ampères
- H5 : logement de 5 pièces avec cuisinière électrique, chauffe-eau électrique et sèche-linge, 7500 kWh/an, prise de 25 ampères
- H6 : maison individuelle de 5 pièces avec cuisinière électrique, chauffe-eau électrique, sèche-linge et chauffage électrique à résistance, 25 000 kWh/an, prise de 40 ampères
- H7 : maison individuelle de 5 pièces avec cuisinière électrique, chauffe-eau électrique, sèche-linge et pompe à chaleur de 5 kW pour le chauffage, 13 000 kWh/an, prise de 25 ampères
- H8 : grand logement en propriété, avec large utilisation de l'électricité, 7500 kWh/an, prise de 25 ampères
- C1 : très petite entreprise, puissance max. : 8 kW ;  $\cos\phi=0,9$  ; 8000 kWh/an
- C2 : petite entreprise, puissance max. : 15 kW ;  $\cos\phi=0,9$  ; 30 000 kWh/an
- C3 : entreprise moyenne, puissance max. : 50 kW ;  $\cos\phi=0,9$  ; 150 000 kWh/an
- C4 : grande entreprise, puissance max. : 150 kW ;  $\cos\phi=0,9$  ; courant basse tension, 500 000 kWh/an
- C5 : grande entreprise, puissance max. : 150 kW ;  $\cos\phi=0,9$  ; mesure courant haute tension, propre station de transformation, 500 000 kWh/an
- C6 : grande entreprise, puissance max. : 400 kW ;  $\cos\phi=0,9$  ; mesure courant haute tension, propre station de transformation, 1 500 000 kWh/an
- C7 : grande entreprise, puissance max. : 1630 kW ;  $\cos\phi=0,9$  ; mesure courant haute tension, propre station de transformation, 7 500 000 kWh/an

Les tarifs utilisés pour la régulation Sunshine correspondent dans une large mesure aux données déjà publiées sur le site des prix de l'électricité de l'EICom. Toutefois, seuls les profils de consommation C2, C3, C4, C6, H2, H4 et H7 sont pris en compte.

### **2.3.2 Calcul des indicateurs « tarifs du réseau » et « tarifs de l'énergie »**

Les gestionnaires de réseau doivent déclarer leurs tarifs de sorte que les prix de l'énergie (prix du travail) puissent être enregistrés selon des profils horaires définis, reflétant les variations journalières, hebdomadaires et saisonnières. Sur la base des prix ainsi enregistrés, un prix moyen est calculé pour chaque catégorie de consommation, tant pour l'utilisation du réseau que pour l'énergie. Ce prix moyen est ensuite affiché sur le site des prix de l'électricité de l'EICom pour la catégorie de consommation correspondante.

Pour le calcul des médianes, les résultats de chaque gestionnaire de réseau sont pondérés par la population totale de sa zone de desserte.

### **2.3.3 Indicateurs « tarifs du réseau » et « tarifs de l'énergie » : analyse**

Certaines communes présentent des tarifs très bas, ce qui s'explique souvent par des contrats de concession. En contrepartie de concessions hydroélectriques, ces communes ont obtenu que leur population soit approvisionnée en énergie à prix réduit par la centrale concessionnée, ou que cette dernière assure gratuitement l'exploitation du réseau. Ces communes, ou plus précisément leurs gestionnaires de réseau, affichent donc des tarifs de réseau et/ou des tarifs de l'énergie très faibles, voire nuls.

## **2.4 Disponibilité du réseau et coupures d'électricité (SAIDI / SAIFI)**

### **2.4.1 Contenu et nature des indicateurs SAIDI / SAIFI**

La disponibilité des réseaux électriques est un facteur de qualité décisif pour l'attractivité d'un site. Les pannes de réseau peuvent entraîner des coûts élevés pour les consommateurs finaux et des dommages pour l'économie dans son ensemble. Une disponibilité élevée du réseau est donc

souhaitable. L'indicateur SAIDI (« System Average Interruption Duration Index ») décrit la durée annuelle moyenne des coupures de courant subies par un consommateur final. Ces coupures peuvent être planifiées (p. ex. pour travaux de maintenance) ou non planifiées (p. ex. dues à des intempéries).

La collecte et la transmission des données relatives aux coupures d'électricité ne sont obligatoires que pour les quelque 90 plus grands gestionnaires de réseau du pays, ceux qui soutirent plus de 100 gigawattheures par an et doivent donc également remplir la version complète de la comptabilité analytique. Ils doivent enregistrer, dans leur zone de desserte, toutes les coupures d'une durée de trois minutes ou plus. Pour chaque coupure, ils doivent indiquer la durée, le nombre de consommateurs finaux concernés, le niveau de tension touché, la cause de l'interruption ainsi que les dommages éventuellement occasionnés.

Pour garantir la comparabilité, l'EICom calcule elle-même ces indicateurs et demande donc aux gestionnaires de réseau de lui transmettre des données brutes. Elle publie chaque année un rapport détaillé sur la collecte et le calcul des indicateurs<sup>5</sup>.

#### 2.4.2 Calcul des indicateurs SAIDI / SAIFI

Le calcul des indicateurs SAIDI et SAIFI s'effectue conformément aux prescriptions internationales<sup>6</sup>. L'indicateur SAIDI décrit la durée moyenne des coupures d'électricité par consommateur final approvisionné, sur une période donnée et dans une zone de desserte donnée. Il est calculé de la manière suivante :

$$[9.] \quad \text{SAIDI} = \frac{\sum \text{nombre de consommateurs finaux touchés par coupure}}{\text{nombre total de consommateurs finaux approvisionnés}} \times \text{durée de la coupure}$$

L'indicateur SAIFI décrit la fréquence moyenne des coupures de courant par consommateur final approvisionné, sur une période donnée et dans une zone de desserte donnée. Il est calculé de la manière suivante :

$$[10.] \quad \text{SAIFI} = \frac{\sum \text{nombre de consommateurs finaux touchés par coupure}}{\text{nombre total de consommateurs finaux approvisionnés}}$$

Les gestionnaires de réseau indiquent la cause de chaque coupure d'électricité. Celles-ci sont classées dans l'une des huit catégories suivantes :

- coupures planifiées (entretien des installations)
- événements naturels (orages, tempêtes, animaux, etc.)
- causes fonctionnelles (court-circuit, surcharge, vieillissement du matériel, etc.)
- atteintes par des tiers (travaux de construction et de génie civil, véhicules, incendie, etc.)
- erreurs humaines (erreur de connexion, erreur de montage, etc.)
- autres causes
- force majeure
- perturbations liées à d'autres réseaux.

Les catégories « événements naturels », « causes fonctionnelles », « atteintes par des tiers », « erreurs humaines » et « autres causes » forment l'ensemble des coupures non planifiées.

#### 2.4.3 Indicateurs SAIDI / SAIFI : analyse

Sur la carte des indicateurs Sunshine, certaines zones de desserte n'ont pas de valeur SAIDI/SAIFI. Cela s'explique par le fait que tous les gestionnaires de réseau ne sont pas tenus de fournir des

<sup>5</sup> Cf. p. ex. le rapport « Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2024 », disponible à l'adresse : [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Publications et événements > Rapports et études > Rapports sur la sécurité de l'approvisionnement > Qualité de l'approvisionnement en électricité

<sup>6</sup> Cf. p. ex. en détail : Council of European Energy Regulators (CEER) : 4th Benchmarking Report on Electricity Quality of Supply, 2008. Disponible à l'adresse : [www.ceer.eu](http://www.ceer.eu) > Publications

données pour ces indicateurs. Les zones pour lesquelles aucune valeur n'est disponible apparaissent en gris.

Les indicateurs SAIDI/SAIFI sont souvent influencés par des événements extrêmes tels que des intempéries, des chutes de pierres ou des avalanches. Un seul événement peut modifier fortement les valeurs. En complément des valeurs annuelles SAIDI/SAIFI, il serait donc envisageable de présenter une moyenne glissante des cinq à dix dernières années. Toutefois, l'EICom ne peut publier les valeurs Sunshine qu'à partir de l'année tarifaire 2024 (sur la base des valeurs effectives de 2022). Les indicateurs disponibles sont également présentés dans une perspective temporelle, ce qui permet de faire apparaître clairement les valeurs atypiques d'un gestionnaire de réseau dans un graphique linéaire.

Les coupures dues à des « perturbations liées à d'autres réseaux » sont exclues du calcul des valeurs SAIDI et SAIFI. Il s'agit de coupures d'électricité consécutives à des pannes survenant dans un réseau amont. Elles ne doivent donc pas pénaliser les indicateurs du gestionnaire de réseau concerné.

Lors du calcul des indicateurs par niveau de tension au niveau de réseau 7, l'EICom ne prend en compte que les consommateurs finaux directement raccordés. Cela peut entraîner de légères différences entre les valeurs publiées dans la publication Sunshine et celles éventuellement calculées par les entreprises elles-mêmes.

À l'international, la valeur de référence utilisée est la moyenne, tant pour le calcul des indicateurs que pour la comparaison entre pays européens. Dans la publication Sunshine, c'est toutefois la médiane qui est utilisée, comme pour tous les autres indicateurs.

La même logique s'applique à la classification des gestionnaires de réseau : alors que le rapport annuel sur la qualité de l'approvisionnement se fonde uniquement sur la densité d'urbanisation, la publication Sunshine classe les gestionnaires de réseau, de manière cohérente avec les autres indicateurs, selon la densité d'urbanisation et la densité énergétique.

## **2.5 Indicateurs de performance**

### **2.5.1 Contenu et nature des indicateurs de performance**

Les indicateurs de performance renseignent d'une part sur la qualité de service du gestionnaire de réseau et, d'autre part, sur le respect des principales dispositions légales et des directives de l'EICom (conformité ou, en anglais, « compliance »).

- a) La qualité de service détermine si, et combien de jours à l'avance, les entreprises informent leurs consommateurs des coupures d'électricité planifiées. Les valeurs sont indiquées à la fois sous forme binaire (oui/non) et en nombre de jours.
- b) Les « coûts et bénéfices de la distribution d'énergie » indiquent si la directive de l'EICom relative aux coûts maximaux, bénéfice compris, de la distribution d'énergie est respectée. La « règle des XX francs » a été élaborée par l'EICom dans les premières années suivant l'entrée en vigueur de la loi sur l'approvisionnement en électricité, afin de permettre une évaluation simple du caractère approprié des coûts administratifs et de distribution d'énergie (autres coûts inclus) ainsi que du bénéfice réalisé par les gestionnaires de réseau dans le domaine de l'approvisionnement de base. À cet effet, jusqu'à l'année tarifaire 2025 (valeurs effectives), l'EICom a fixé une valeur maximale à ne pas dépasser. Une valeur plus basse constituait un critère de non-intervention : si un gestionnaire de réseau se situait en dessous, aucune vérification supplémentaire n'était effectuée. S'il la dépassait, il devait justifier ses coûts effectifs et pouvait les faire valoir jusqu'à concurrence de la valeur supérieure. Les valeurs applicables sont les suivantes :
  - tarifs 2026 (sur la base des valeurs effectives 2024) : max. 60 francs ou max. 100 francs par destinataire de facture et par an

- tarifs 2025 (sur la base des valeurs effectives 2023) : max. 75 francs ou max. 120 francs par destinataire de facture et par an
  - tarifs 2024 (sur la base des valeurs effectives 2022) : max. 75 francs ou max. 120 francs par destinataire de facture et par an
- c) La « conformité » (« compliance », en anglais) indique si les documents officiels ont été transmis dans les délais, soit jusqu'au 31 août, à la Commission fédérale de l'électricité (EICom). Ces documents comprennent les formulaires tarifaires et de comptabilité analytique, les comptes annuels du réseau et les fiches tarifaires.

### **2.5.2 Calcul des indicateurs de performance**

La qualité de service détermine si, et combien de jours à l'avance, les entreprises informent leurs consommateurs des coupures d'électricité planifiées. Les valeurs sont indiquées à la fois sous forme binaire (oui/non) et en nombre de jours.

La conformité, qui se rapporte au respect des délais de transmission, est indiquée sous la forme d'une seule valeur binaire (oui/non) pour l'ensemble des documents.

Les coûts déclarés par le gestionnaire de réseau au titre de la directive relative aux coûts et aux bénéfices de la distribution d'énergie sont quant à eux présentés en francs.

### **2.5.3 Indicateurs de performance : analyse**

Dans certains cas particuliers, l'EICom peut accorder des dérogations à la directive relative aux coûts et aux bénéfices de la distribution d'énergie, ce qui permet de dépasser les valeurs maximales fixées. Des dépassements ont notamment pu se produire dans le cadre de rapports de concession dans lesquels les services industriels de la commune n'exploitent pas réellement le réseau, mais supportent néanmoins certains coûts liés à ce dernier, tels que les coûts de mesure ou des installations de mesure. Par le passé, l'imputation de ces coûts à la distribution d'énergie était en effet autorisée.

Le respect de la règle est contrôlé chaque année par l'EICom. Celle-ci demande des justificatifs supplémentaires aux gestionnaires de réseau qui dépassent le critère (seuil) de non-intervention, et réduit, le cas échéant, le montant des coûts pris en compte.

Certains indicateurs de performance – par exemple le respect des délais de transmission des documents ou l'information préalable des consommateurs sur les coupures d'électricité planifiées – sont des valeurs purement binaires (oui/non). Ces indicateurs ne sont pas représentés sur la carte de la Suisse, mais uniquement sur les pages détaillées consacrées à chaque gestionnaire de réseau.

### 3 Informations détaillées sur la formation des groupes

#### 3.1 Choix des critères de répartition entre les différents groupes

Les gestionnaires de réseau suisses présentent une image très hétérogène concernant leur taille, leur mission, leur forme juridique et leur zone de desserte. La majorité des gestionnaires de réseau sont de petites ou très petites entreprises opérant au niveau local ou communal. Seul environ un quart d'entre eux sont organisés sous forme de sociétés de capitaux. La plupart sont soit des coopératives, soit des services industriels communaux.

La direction ou le propriétaire d'un gestionnaire de réseau peut certes prendre des décisions entrepreneuriales importantes – par exemple déterminer les domaines d'activité, la forme juridique ou la taille de l'organisation –, mais n'a aucune influence sur la zone de desserte, laquelle est déterminée par le mandat d'approvisionnement assigné par le canton. Les exigences auxquelles doivent faire face les gestionnaires de réseau varient selon la densité d'urbanisation, la topographie et le profil de charge de leur zone de desserte : les entreprises situées dans les grandes villes suisses sont confrontées à des défis différents de celles des régions de montagne, et les entreprises actives dans les régions touristiques à d'autres encore que celles des zones rurales.

Ces différences peuvent se répercuter sur les coûts, sur les tarifs d'utilisation du réseau ainsi que sur la disponibilité de l'approvisionnement. Il convient d'en tenir dûment compte lors des comparaisons, et d'intégrer autant que possible les particularités régionales afin de comparer chaque gestionnaire de réseau avec des entreprises présentant des caractéristiques similaires.

La répartition en groupes ne permet cependant pas d'expliquer ou de prendre en compte tous les effets. La classification utilisée par l'EICom repose principalement sur les spécificités liées à la densité d'urbanisation et à la topographie. La présentation par groupes permet de tenir compte de l'influence de caractéristiques similaires au sein d'un même groupe, ce qui garantit une certaine comparabilité. Des imprécisions subsistent toutefois, car la seule formation de groupes ne permet pas de saisir des situations très spécifiques ou des facteurs d'influence individuels, ni de comparer précisément leurs effets ; cela nécessiterait des analyses statistiques supplémentaires.

Les groupes sont formés en répartissant les gestionnaires de réseau en quatre types de zones de desserte présentant des structures similaires (densité d'urbanisation élevée, densité d'urbanisation moyenne, zones rurales, régions de montagne). La démarche ne concerne que les gestionnaires de réseau desservant des clients finaux au niveau de réseau 7.

Les critères suivants sont déterminants pour la classification :

- densité d'urbanisation (zone de forte densité, zone de densité moyenne, zone rurale, région de montagne et région touristique), et
- densité énergétique, c'est-à-dire la quantité d'énergie injectée dans la zone de desserte correspondante (élevée ou faible).

Le tableau suivant présente les combinaisons possibles en fonction de la densité d'urbanisation (DU) et de la densité énergétique (DE) :

	Densité énergétique élevée	Densité énergétique faible
Densité d'urbanisation élevée	DE élevée, DU élevée	DE faible, DU élevée
Densité d'urbanisation moyenne	DE élevée, DU moyenne	DE faible, DU moyenne
Zone rurale	DE élevée, zone rurale	DE faible, zone rurale
Région de montagne	DE élevée, région de montagne	DE faible, région de montagne
Région touristique	DE élevée, région touristique	DE faible, région touristique

Les données relatives à la densité d'urbanisation et au découpage en différentes zones proviennent de l'Office fédéral de la statistique (OFS). La densité énergétique est calculée sur la base des données transmises par les gestionnaires de réseau.

Les groupes sont affichés pour l'ensemble des indicateurs, même si l'appartenance à un groupe n'a pas la même influence dans tous les domaines. Par exemple, la densité d'urbanisation et la densité énergétique ne jouent qu'un rôle marginal dans les tarifs de l'énergie : en la matière, la part d'autoproduction et la stratégie d'approvisionnement choisie ont plus d'impact<sup>7</sup>. Pour les utilisateurs, il serait toutefois difficile de comprendre pourquoi certains indicateurs seraient présentés par groupes et d'autres non. D'où le choix d'afficher les groupes pour tous les indicateurs.

### 3.2 Calcul de la densité d'urbanisation

La densité d'urbanisation est calculée en rapportant la population résidente permanente à la surface urbanisée (en hectares) que comporte la zone de desserte du gestionnaire de réseau. Pour ce faire, la somme des habitants de toutes les communes desservies est divisée par la somme des surfaces urbanisées correspondantes. La valeur obtenue détermine l'appartenance à la catégorie de densité.

Le calcul repose sur les informations relatives aux communes desservies, que les gestionnaires de réseau transmettent dans le cadre de la collecte de données pour les tarifs et pour le site consacré aux prix de l'électricité. Il peut arriver que deux gestionnaires de réseau soient actifs dans une même commune, éventuellement à des niveaux de réseau différents. Ces situations doivent également être déclarées. Les gestionnaires doivent en outre indiquer la part, en pourcentage, des consommateurs finaux de chaque commune qu'ils approvisionnent.

Selon la définition de l'EICom, un gestionnaire de réseau doit assurer l'approvisionnement direct d'au moins 25 % des consommateurs finaux d'une commune pour que celle-ci soit prise en compte pour ce gestionnaire.

La liste des communes desservies par les gestionnaires de réseau est disponible dans Lindas<sup>8</sup>. L'EICom met à disposition une requête SPARQL sur son site Internet ([www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Prix et tarifs de l'électricité > Données tarifaires et visualisations).

Les données relatives au nombre d'habitants et à la surface urbanisée dans la zone de desserte proviennent de l'Office fédéral de la statistique (OFS) :

- habitants : bilan de la population résidente permanente par district et commune
- surface urbanisée : statistique suisse de la superficie
- distinction entre régions de montagne et autres régions : jeu de données « Niveaux géographiques de la Suisse – Régions de montagne »

La densité d'urbanisation est calculée comme suit :

$$[11.] \quad \text{Densité d'urbanisation} = \frac{\text{population résidente de la zone de desserte}}{\text{surface urbanisée dans la zone de desserte (ha)}}$$

<sup>7</sup> Pour d'autres aspects des tarifs de l'énergie, cf. rapport « Tarifs élevés de l'énergie à partir de 2023 – mesures prises par l'EICom », disponible à l'adresse : [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Publications et événements > Rapports et études > Autres rapports techniques

<sup>8</sup> LINDAS est le « Linked Data Service » des Archives fédérales suisses. Il s'agit d'une plateforme grâce à laquelle les autorités fédérales publient et mettent à disposition leurs données publiques (« Open Government Data ») sous forme de Linked Open Data organisées en graphes de connaissances. Au moyen de requêtes SPARQL, les milieux intéressés peuvent relier ces données entre elles et/ou les exploiter sous une forme lisible par machine, par exemple pour les intégrer dans leurs outils d'analyse ou sur leurs sites Internet. Les données peuvent être consultées à l'adresse suivante : <https://lindas.admin.ch/>

La répartition des gestionnaires de réseau en groupes de comparaison selon la densité d'urbanisation de leur zone de desserte s'appuie sur le document de la branche « Distribution Code Suisse » de l'Association des entreprises électriques suisses (AES) (AES 2014, Distribution Code DC, p. 42). Les seuils sont définis comme suit :

- densité d'urbanisation élevée (ville) : > 44 habitants/ha
- densité d'urbanisation moyenne : 25 – 44 habitants/ha
- zone rurale (campagne) : < 25 habitants/ha
- région de montagne : zone rurale située dans une région de montagne selon l'OFS
- région touristique : région de montagne classée comme touristique par l'OFS

L'affectation d'un gestionnaire de réseau à une région de montagne ou à une région touristique s'effectue en trois étapes :

1. Si un gestionnaire relève de la catégorie « zone rurale », il est vérifié si une affectation aux catégories « région de montagne » ou « région touristique » est indiquée.
2. Les communes de la zone de desserte sont examinées et celles situées en région de montagne sont identifiées. Parmi celles-ci, les communes touristiques sont ensuite déterminées sur la base de la classification de l'OFS.
3. La part de population située en région de montagne est calculée par rapport à la population totale de la zone de desserte. Si cette part dépasse 50 %, le gestionnaire est classé « région de montagne ». La même méthode est appliquée pour déterminer l'appartenance à la catégorie « région touristique » au sein des régions de montagne.

### 3.3 Calcul de la densité énergétique

Contrairement à la densité d'urbanisation, qui décrit les caractéristiques territoriales de la zone dans laquelle un gestionnaire de réseau est actif, la densité énergétique constitue un critère de regroupement propre aux gestionnaires de réseau eux-mêmes. Elle est définie comme la quantité totale d'énergie délivrée par un gestionnaire de réseau à ses consommateurs finaux et, le cas échéant, à ses gestionnaires de réseau aval, exprimée en MWh par kilomètre de ligne.

La densité énergétique permet de mieux refléter certaines particularités liées à la demande (p. ex. les charges liées à la fonction de centre urbain, les flux pendulaires ou une forte proportion de clients commerciaux et industriels) que ne le permettrait le seul critère de la densité d'urbanisation. Ces facteurs peuvent influencer les décisions d'investissement du gestionnaire de réseau en matière de dimensionnement des installations et se répercuter ainsi sur les coûts.

On distingue deux catégories de densité énergétique : densité énergétique élevée et densité énergétique faible. Comme pour la densité d'urbanisation, seules les valeurs relatives aux niveaux de réseau 5 et 7 (énergie délivrée et kilomètres de lignes) sont prises en compte. De plus, seuls les gestionnaires de réseau approvisionnant des clients des catégories ménages et entreprises sur le niveau de tension le plus bas (niveau de réseau 7) sont regroupés selon ce critère.

La frontière entre densité énergétique élevée et densité énergétique faible est fixée à 300 MWh/km.

La densité énergétique est définie comme suit :

$$[12.] \quad \text{Densité énergétique (MWh/km)} = \frac{\text{énergie totale délivrée sur les niveaux de réseau 5 à 7 (MWh)}}{\text{nombre total de kilomètres de lignes sur les niveaux de réseau 5 à 7 (km)}}$$

L'énergie délivrée comprend la quantité fournie aux consommateurs finaux ainsi que, le cas échéant, celle fournie aux gestionnaires de réseau aval.

Les kilomètres de lignes sont définis de la même manière que les coûts de réseau par kilomètre (cf. section 2.2.2), à savoir :

- [13.] Total des kilomètres de lignes = total des km de câbles aux niveaux de réseau 5 et 7 + total des km de lignes aériennes aux niveaux de réseau 5 et 7 + total des km de raccordements domestiques au niveau de réseau 7

### 3.4 Formation des groupes : analyse

La densité d'urbanisation affectée à un gestionnaire de réseau peut changer d'une année à l'autre. Un tel changement peut notamment résulter de la croissance démographique, d'un nouveau mesurage des surfaces urbanisées, de fusions de communes au sein de la zone de desserte ou d'une fusion entre gestionnaires de réseau. Il convient en outre de relever que l'Office fédéral de la statistique révisé périodiquement la classification des communes en régions de montagne ainsi que la statistique de la superficie. Les fusions de communes peuvent également entraîner une modification de la densité d'urbanisation et, par conséquent, l'affectation du gestionnaire de réseau à un nouveau groupe.

Il existe par ailleurs des cas particuliers, par exemple lorsqu'un gestionnaire de réseau dessert des consommateurs finaux à la fois en plaine et en montagne. L'affectation est alors déterminée par les effectifs de population et par la classification du territoire concerné selon l'OFS, de sorte qu'un tel gestionnaire peut être classé dans la catégorie « zone rurale » même s'il exploite un réseau relativement étendu en région montagnaise.

Il a également été proposé de créer des groupes spécifiques pour les gestionnaires de réseau présentant des caractéristiques particulières, par exemple pour les entreprises les plus grandes ou la desserte de villes de différentes tailles. Toutefois, comme la base de calcul de la densité d'urbanisation provient de l'OFS et est donc neutre, aucune adaptation liée à la taille des villes n'est nécessaire du point de vue de l'EICom. Quant aux spécificités des grands gestionnaires de réseau, elles sont déjà reflétées par la densité énergétique, qui tient compte de l'énergie délivrée et des kilomètres de lignes. Dans certains cas, la représentation d'un gestionnaire de réseau desservant une zone très vaste (avec un nombre élevé de kilomètres de lignes) et présentant en même temps un niveau élevé d'énergie délivrée peut apparaître légèrement déformée, les grandeurs du numérateur et du dénominateur se neutralisant partiellement.

Il peut également arriver qu'un gestionnaire de réseau ne puisse être affecté à aucun groupe. C'est notamment le cas lorsque le gestionnaire ne dessert aucun client final au niveau de réseau 7 (condition préalable à la détermination de l'appartenance à un groupe), ou lorsqu'il naît, par exemple, de la fusion de deux communes. Les données effectives requises peuvent alors manquer pour la première année tarifaire. Les gestionnaires de réseau qui ne desservent que des gestionnaires aval et aucune commune ne peuvent pas non plus être affectés à un groupe.

Lors des phases de test – uniquement mises à la disposition des gestionnaires de réseau et non publiées – certains groupes ne comptaient que quelques gestionnaires, voire un seul. Durant ces phases, ces gestionnaires étaient, pour des raisons de protection des données, reclassés manuellement dans le groupe adéquat suivant. Comme les données peuvent désormais être publiées intégralement, il n'est plus procédé à de tels ajustements.

Il convient enfin de rappeler que les données brutes utilisées pour les calculs proviennent directement des déclarations des gestionnaires de réseau et ne sont pas vérifiées par l'EICom avant le calcul ou la publication. La responsabilité de la qualité des données incombe aux gestionnaires de réseau. Des déclarations erronées – par exemple l'indication de longueurs de lignes en mètres plutôt qu'en kilomètres – peuvent entraîner des distorsions dans le calcul de la densité énergétique et donc dans l'affectation aux groupes.

## 4 Informations détaillées sur le calcul des médianes

### 4.1 Calcul des médianes

Les médianes sont calculées sous forme de médianes pondérées, les valeurs de chaque indicateur étant pondérées par le nombre d'habitants desservis par chaque gestionnaire de réseau. Cette pondération par la population confère un poids plus important aux gestionnaires de réseau de grande taille. Cette approche place les consommateurs finaux au centre : ce sont les valeurs correspondant au consommateur « situé exactement au milieu » qui déterminent la médiane.

Les médianes utilisées pour la publication Sunshine sont donc calculées sur la base des zones de desserte des quelque 580 gestionnaires de réseau – contrairement aux médianes du site consacré aux prix de l'électricité, qui reposent sur les quelque 2400 communes suisses et leurs tarifs<sup>9</sup>.

Les gestionnaires de réseau qui ne disposent d'aucune valeur pour un ou plusieurs indicateurs (par exemple pour les indices SAIDI/SAIFI, que seuls les plus grands gestionnaires doivent déclarer) ne sont pas pris en compte dans le calcul de la médiane. Ils ne peuvent donc pas introduire de distorsion dans cette dernière.

### 4.2 Représentation sur le site Internet et code couleur sur la carte

Les informations présentées sur le site consacré aux prix de l'électricité indiquent, pour chaque gestionnaire de réseau, ses tarifs, les indicateurs qui le concernent et sa position par rapport à la médiane nationale ainsi qu'à la médiane de son groupe.

Afin de permettre la comparaison des indicateurs sur la carte de la Suisse, une couleur est attribuée à la zone de desserte de chaque gestionnaire de réseau. Cinq couleurs sont possibles. La médiane nationale est la valeur qui se trouve au milieu de l'intervalle de couleur jaune.

- Vert foncé : l'indicateur du gestionnaire est nettement inférieur (> 15 %) à la valeur médiane suisse.
- Vert clair : l'indicateur est inférieur (entre 5 % et 15 %) à la médiane suisse.
- Jaune : l'indicateur est proche de la médiane (+/- 5 %).
- Orange : l'indicateur est supérieur (entre 5 % et 15 %) à la médiane suisse.
- Rouge foncé : l'indicateur est nettement supérieur (> 15 %) à la médiane suisse.

Les zones pour lesquelles aucune valeur n'est disponible apparaissent en gris.

Pour l'affichage sur la carte, les principes suivants s'appliquent :

- la couleur d'un gestionnaire de réseau est déterminée par l'écart entre sa valeur d'indicateur et la médiane nationale ;
- cette couleur est conservée dans la représentation détaillée au niveau du groupe de comparaison ;
- dans les pages de détail consacrées à un indicateur et à un gestionnaire (ou à un groupe), la médiane du groupe est également affichée comme valeur de référence.

Comme indiqué à la section 3.1, l'appartenance à un groupe influence la performance globale d'un gestionnaire pour la plupart des indicateurs. Pour permettre la comparaison à l'intérieur du groupe, la position des gestionnaires par rapport à la médiane du groupe n'est pas recalculée. Ils conservent donc, dans l'affichage propre à leur groupe, la couleur qui leur a été attribuée dans la comparaison nationale. Ainsi, un gestionnaire de réseau qui apparaît en jaune au niveau national reste jaune dans la représentation de son groupe. La couleur des autres gestionnaires de réseau peut fournir des

<sup>9</sup> Pour le calcul des médianes des prix de l'électricité des communes, voir les directives relatives au relevé des tarifs, disponibles sur [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Prix et tarifs de l'électricité > Système de livraison des données EDES > Matériel tarifs

indications supplémentaires sur l'influence de l'appartenance au groupe : si tous les gestionnaires d'un groupe apparaissent dans la même couleur, cela peut indiquer que la densité d'urbanisation et/ou la densité énergétique influencent l'indicateur considéré.

La représentation non groupée sur la carte de la Suisse sert quant à elle de vue d'ensemble pour situer les données et les performances des gestionnaires à l'échelle nationale. Elle ne reflète pas les différences structurelles qui sous-tendent la classification en groupes. Elle constitue surtout un point d'entrée permettant aux utilisateurs d'explorer plus en détail les groupes et les indicateurs souhaités.

Certains indicateurs sont de type « oui / non », selon que, pour prendre l'exemple de la conformité (compliance), les délais impartis pour la remise de documents ont été respectés ou non. Ces indicateurs ne sont pas représentés sur la carte de la Suisse, mais uniquement sur les pages détaillées consacrées à chaque gestionnaire de réseau.

### **4.3 Médianes et code couleur sur les cartes : analyse**

#### **4.3.1 Remarques sur les intervalles retenus pour le code couleur**

L'affichage des coûts de réseau relatifs sur la carte de la Suisse repose sur l'écart entre les coûts du gestionnaire considéré et la médiane. L'intervalle choisi autour de la médiane détermine donc largement si un gestionnaire apparaît plutôt en vert ou plutôt en rouge. La largeur de cet intervalle peut ainsi influencer l'image globale d'un gestionnaire de réseau à travers les couleurs qui lui sont appliquées. L'ECom utilise les mêmes intervalles pour tous les indicateurs et veille à maintenir cette cohérence dans le temps. Ces intervalles correspondent à ceux utilisés depuis plusieurs années sur le site consacré aux prix de l'électricité pour les représentations cartographiques.

#### **4.3.2 Remarques sur les chiffres annuels indiqués**

En Suisse, la régulation des coûts de réseau repose sur le principe dit « Cost-Plus ». Celui-ci prévoit que les gestionnaires de réseau peuvent répercuter sur les clients finaux, via les tarifs d'utilisation du réseau, l'ensemble des coûts résultant de l'exploitation du réseau. Les tarifs se fondent sur les coûts effectifs du dernier exercice clôturé, éventuellement complétés par des valeurs prévisionnelles.

Le calcul réglementaire des coûts et des tarifs s'étend donc sur plusieurs années :

- les tarifs sont publiés en août de chaque année pour l'année suivante (par exemple, en août 2025 pour l'année tarifaire 2026) ;
- ils reposent sur les coûts effectifs de la dernière année écoulée, par exemple ceux de 2024 pour les tarifs publiés à l'été 2025 pour l'année 2026.

Pour faciliter l'utilisation du site par le grand public, les années sont présentées sous forme d'« années tarifaires ». Ainsi, lorsqu'un utilisateur sélectionne l'année 2026, la plateforme affiche les tarifs 2026 ainsi que les coûts effectifs 2024 qui les sous-tendent. Les indicateurs SAIDI/SAIFI se réfèrent au dernier exercice clôturé, soit 2024.

Cette présentation évite aux utilisateurs de devoir resélectionner l'année à chaque changement d'indicateur. Elle tient également au fait que, pour les années tarifaires les plus récentes, il n'existe ni données de coûts ni données de qualité. La synchronisation automatique des années selon l'indicateur sélectionné a été écartée dans la première version de la publication pour des raisons de coûts et de risques techniques.

Une certaine imprécision est donc admise à ce stade, pour des raisons techniques et d'ergonomie. Des ajustements ultérieurs ne sont toutefois pas exclus.

Le tableau suivant indique les correspondances entre années :

Indicateur	Référence	Année sélectionnée dans la liste déroulante : 2026	Année sélectionnée dans la liste déroulante : 2025	Année sélectionnée dans la liste déroulante : 2024
Tarifs	t	2026	2025	2024
Conformité	t	2026	2025	2024
Coûts du réseau	t-2	2024	2023	2022
Règle des XX francs	t-2	2024	2023	2022
SAIDI/SAIFI	t-2	2024	2023	2022

#### 4.3.3 Tous les fournisseurs d'énergie ne sont pas représentés

La question revient régulièrement : pourquoi certains acteurs du marché suisse de l'électricité n'apparaissent-ils pas sur le site de l'EICom ? Le site consacré aux prix de l'électricité et la publication Sunshine se réfèrent uniquement aux entreprises qui exploitent des réseaux de distribution et/ou fournissent de l'électricité aux clients en approvisionnement de base. Les grands producteurs d'électricité ne sont pas pris en compte, sauf s'ils sont également gestionnaires de réseau ou actifs dans l'approvisionnement de base.

Il existe par ailleurs des entreprises dont l'activité consiste exclusivement à exploiter des réseaux ou à fournir de l'énergie (p. ex. en vertu de concessions), voire à approvisionner uniquement des clients raccordés à des niveaux de réseau plus élevés. Ces entreprises ne sont alors pas tenues de déposer certaines déclarations. Dans ces cas, la publication Sunshine ne présente que les indicateurs pour lesquels elles ont dû fournir des données.

#### 4.3.4 Facteurs influençant les résultats affichés

Les données brutes à la base de l'aperçu des prix de l'électricité et de la publication Sunshine proviennent directement des déclarations des gestionnaires de réseau. Elles ne sont pas vérifiées par l'EICom avant le calcul ou la publication. La responsabilité de la qualité des données incombe aux gestionnaires de réseau.

Les gestionnaires de réseau suisses présentent un tableau très hétérogène : sur les quelque 580 gestionnaires que compte la Suisse (état en 2025), une vingtaine approvisionne près des trois-quarts des destinataires de facture du pays à elle seule. Les quelque 80 plus grandes entreprises desservent environ 80 % des destinataires de factures. La majorité des gestionnaires sont donc de petites ou très petites entités, actives au niveau local ou communal. Une telle situation peut influencer les coûts : les coopératives et services communaux tendent par exemple à renoncer partiellement au bénéfice réglementaire autorisé ou à ne pas activer tous leurs investissements, ce qui réduit leurs coûts de capital. À l'inverse, ces entreprises peuvent présenter une structure de coûts fluctuante lorsque les investissements ou renouvellements de réseau ne sont pas réalisés de manière continue mais par phases.

La production décentralisée, l'électrification des secteurs de la mobilité et du chauffage, ainsi que l'augmentation de l'autoconsommation posent également de nouveaux défis aux gestionnaires de réseau. Comme la participation aux coûts de réseau est liée à la consommation, la baisse des volumes consommés entraîne une hausse relative des coûts unitaires. L'essor de modèles réduisant les rémunérations pour l'utilisation du réseau à la charge de certains consommateurs finaux (par exemple les communautés électriques locales, CEL) conduit également à répartir les coûts du réseau sur un nombre décroissant d'utilisateurs. Cela peut accroître la part des coûts par consommateur final dans les zones où l'autoconsommation et/ou la production photovoltaïque progressent fortement, ce qui peut se refléter dans certains indicateurs, notamment les coûts du réseau.

Les indicateurs ne tiennent compte que partiellement de ces différences. Ils sont décrits en détail, avec une analyse des facteurs d'influence possibles, dans les chapitres qui s'y rapportent.

## 5 Disponibilité des données pour le public

### 5.1 Base de données au format csv sur le site consacré aux prix de l'électricité

Le site consacré aux prix de l'électricité met à disposition les données tarifaires ainsi que les données des indicateurs Sunshine sous forme de fichier CSV.

### 5.2 Base de données dans LINDAS

Les données de la publication Sunshine sont accessibles au public via LINDAS, la plateforme de données liées (Linked Data) de l'administration fédérale<sup>10</sup>. Elles peuvent y être consultées au moyen de requêtes SPARQL et intégrées dans des systèmes tiers. Trois requêtes SPARQL sont actuellement disponibles : une pour les valeurs des indicateurs, et deux pour les médianes des groupes. Elles peuvent être consultées sur le site de l'EICom ou directement via les liens suivants :

- [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Prix et tarifs de l'électricité > Données tarifaires et visualisations > Régulation Sunshine
- Indicateurs : <https://s.zazuko.com/2nb9812>
- médianes (des tarifs par groupe) : <https://s.zazuko.com/2t1QdXh>
- médianes (des autres indicateurs par groupe) : <https://s.zazuko.com/aNRwVn>

Les requêtes SPARQL sont reproduites en détail (et en adaptant au français les éléments qui peuvent l'être), à la section suivante.

### 5.3 Requêtes SPARQL pour les données Sunshine

#### 5.3.1 Requête permettant d'obtenir les données des indicateurs Sunshine pour l'ensemble des gestionnaires de réseau

Pour afficher les données des indicateurs Sunshine relatifs à l'ensemble des gestionnaires de réseau, il suffit de copier le code suivant dans le champ de saisie d'une requête SPARQL vide (<https://lindas.admin.ch/sparql/>), puis de l'exécuter en cliquant sur l'icône « run ».

```
PREFIX cube: <https://cube.link/>
PREFIX xsd: <http://www.w3.org/2001/XMLSchema#>
PREFIX schema: <http://schema.org/>
PREFIX : <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine/dimension/>
```

```
SELECT ?uid ?netzbetreiber ?groupName
?gridcost_ne5 ?gridcost_ne6 ?gridcost_ne7 ?franken_regel
?saidi_total ?saidi_unplanned ?saifi_total ?saifi_unplanned ?info ?days_in_advance ?in_time
FROM <https://lindas.admin.ch/elcom/electricityprice>
WHERE {
  <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine> a cube:Cube ;
    cube:observationSet/cube:observation ?obs .
  ?obs
    :operator ?operator;
    :group ?group;
    :period "2026"^^xsd:gYear ; # Modifier l'année ici si besoin
      :gridcost_ne5 ?gridcost_ne5 ;
    :gridcost_ne6 ?gridcost_ne6 ;
    :gridcost_ne7 ?gridcost_ne7 ;
    :franken_regel ?franken_regel ;
    :saidi_total ?saidi_total ;
    :saidi_unplanned ?saidi_unplanned ;
    :saifi_total ?saifi_total ;
```

<sup>10</sup> LINDAS est le « Linked Data Service » des Archives fédérales suisses. Il s'agit d'une plateforme grâce à laquelle les autorités fédérales publient et mettent à disposition leurs données publiques (« Open Government Data ») sous forme de Linked Open Data organisées en graphes de connaissances. Au moyen de requêtes SPARQL, les milieux intéressés peuvent relier ces données entre elles et/ou les exploiter sous une forme lisible par machine, par exemple pour les intégrer dans leurs outils d'analyse ou sur leurs sites Internet. Les données peuvent être consultées à l'adresse suivante : <https://lindas.admin.ch/>

```

:saifi_unplanned ?saifi_unplanned ;
:info ?info ;
:days_in_advance ?days_in_advance ;
:in_time ?in_time .

```

```

?group schema:name ?groupName .
FILTER(lang(?groupName)='fr') # D'autres langues peuvent être utilisées

```

```

?operator
  schema:name ?netzbetreiber ;
  schema:identifiant ?uid . # UID from https://www.uid.admin.ch/
# Supprimer l'un des dièses ci-dessous pour filtrer par raison sociale ou par partie de raison sociale
# FILTER( ?netzbetreiber = "Genedis SA" )
# FILTER( CONTAINS( ?netzbetreiber , "industriel" ))
}
ORDER BY ?netzbetreiber

```

### 5.3.2 Requête permettant d'obtenir les médianes des indicateurs Sunshine (hors tarifs du réseau et de l'énergie) pour les différents groupes

Pour afficher les médianes des indicateurs Sunshine (hors tarifs du réseau et de l'énergie), il suffit de copier le code suivant dans le champ de saisie d'une requête SPARQL vide (<https://lindas.admin.ch/sparql/>), puis de l'exécuter en cliquant sur l'icône « run ».

```

PREFIX xsd: <http://www.w3.org/2001/XMLSchema#>
PREFIX cube: <https://cube.link/>
PREFIX schema: <http://schema.org/>
PREFIX : <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine/dimension/>

```

```

SELECT *
WHERE {
  <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine-median> cube:observationSet/cube:observation [
    :period ?period ;
    :group [ schema:name ?group_name ] ;
    :gridcost_ne5 ?gridcost_ne5 ;
    :gridcost_ne6 ?gridcost_ne6 ;
    :gridcost_ne7 ?gridcost_ne7 ;
    :franken_regel ?franken_regel ;
    :saidi_total ?saidi_total ;
    :saidi_unplanned ?saidi_unplanned ;
    :saifi_total ?saifi_total ;
    :saifi_unplanned ?saifi_unplanned ;
    :days_in_advance ?days_in_advance
  ] .
  FILTER(lang(?group_name) = "fr")
}
ORDER BY DESC(?period) DESC(?group_name)

```

### 5.3.3 Requête permettant d'obtenir les médianes des indicateurs Sunshine pour les tarifs du réseau et de l'énergie pour les différents groupes

Pour afficher les médianes des indicateurs Sunshine relatifs aux tarifs du réseau et de l'énergie, il suffit de copier le code suivant dans le champ de saisie d'une requête SPARQL vide (<https://lindas.admin.ch/sparql/>), puis de l'exécuter en cliquant sur l'icône « run ».

```

PREFIX schema: <http://schema.org/>
PREFIX xsd: <http://www.w3.org/2001/XMLSchema#>
PREFIX cube: <https://cube.link/>
PREFIX : <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine/dimension/>

```

```

SELECT *
WHERE {
  <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine-cat-median> cube:observationSet/cube:observation [
    :period ?period ;
    :group [ schema:name ?group_name ] ;
    :category [ schema:name ?category_name ] ;
    :energy ?energy ;
    :gridusage ?gridusage
  ]
  FILTER(lang(?group_name) = "fr")
}
ORDER BY DESC(?period) ASC(?group_name) ASC(?category_name)

```

#### 5.3.4 Requête pour les médianes des tarifs de réseau et d'énergie des indicateurs Sunshine – total de l'ensemble des gestionnaires de réseau

Veuillez saisir le code suivant dans le champ « Code » d'une requête SPARQL vide (<https://lindas.admin.ch/sparql/>) et le valider en cliquant sur l'icône « Run ».

```

PREFIX schema: <http://schema.org/>
PREFIX xsd: <http://www.w3.org/2001/XMLSchema#>
PREFIX cube: <https://cube.link/>
PREFIX : <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine/dimension/>

```

```

SELECT *
WHERE {
  <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine-cat-median> cube:observationSet/cube:observation [
    :period ?period ;
    :group [ schema:name ?group_name ] ;
    :category [ schema:name ?category_name ] ;
    :energy ?energy ;
    :gridusage ?gridusage
  ]
  FILTER(lang(?group_name) = "de")
}
ORDER BY DESC(?period) ASC(?group_name) ASC(?category_name)

```

#### 5.3.5 5.3.5 Requête pour les médianes des autres indicateurs Sunshine – total de l'ensemble des gestionnaires de réseau

Veuillez saisir le code suivant dans le champ « Code » d'une requête SPARQL vide (<https://lindas.admin.ch/sparql/>) et le valider en cliquant sur l'icône « Run ».

```

PREFIX xsd: <http://www.w3.org/2001/XMLSchema#>
PREFIX cube: <https://cube.link/>
PREFIX schema: <http://schema.org/>
PREFIX : <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine/dimension/>

```

```

SELECT *
WHERE {
  <https://energy.ld.admin.ch/elcom/sunshine-median> cube:observationSet/cube:observation [
    :period ?period ;
    :group [ schema:name ?group_name ] ;
    :gridcost_ne5 ?gridcost_ne5 ;
    :gridcost_ne6 ?gridcost_ne6 ;
    :gridcost_ne7 ?gridcost_ne7 ;
    :franken_regel ?franken_regel ;
    :saidi_total ?saidi_total ;
  ]
}

```

```
:saiid_unplanned ?saiid_unplanned ;  
:saifi_total ?saifi_total ;  
:saifi_unplanned ?saifi_unplanned ;  
:days_in_advance ?days_in_advance  
].  
FILTER(lang(?group_name) = "de")  
}  
ORDER BY DESC(?period) DESC(?group_name)
```

## 6 Bibliographie

Les articles suivants donnent un aperçu de la régulation Sunshine de l'ECom :

d'Arcy, A. (2014). Sunshine-Regulierung aus dem Blickwinkel des Regulators. in Cornelia Kawann (éd.), Energie im Wandel - Frauen gestalten die Schweizer Energiezukunft (p. 73 - 81).

Erni, Sven ; Signer, Peter ; Burri, Stefan : Mehr Licht ins Dunkel (en allemand avec résumé en français). In : bulletin.ch / Electrosuisse 106 (2015), Heft 9. Disponible à l'adresse : <https://www.e-periodica.ch> > <https://doi.org/10.5169/seals-856705>

ECom : La régulation Sunshine appliquée au marché suisse de l'électricité. Rapport de mise en œuvre 2017. Disponible à l'adresse : [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) Publications et événements > Rapports et études > Autres rapports techniques, ou directement via le lien suivant : <https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/urJAjqVUP-As/Sunshine-Regulierung%20im%20Schweizer%20Strommarkt%20%E2%80%93%20Bericht%20zur%20Umsetzung%20im%20Jahr%202017.pdf>

Signer, Peter; Vuille, Roman ; Burri, Stefan : Bewährungsprobe erfolgreich bestanden (en allemand avec résumé en français). In : bulletin.ch / Electrosuisse 108 (2017), Heft 9. Disponible à l'adresse : <https://www.e-periodica.ch> > <https://doi.org/10.5169/seals-791343>

Wyss Barbara : Sunshine Regulation in Electricity Sector Switzerland – A Status Update, présenté dans le cadre du séminaire OECD/NER-Dauphine Sunshine du 16.11.2021. In : Sunshine Regulation: Implemented Practices and Observable Impacts - Dauphine Club of Regulators and OECD Network of Economic Regulators. Conference Report, Université Paris Dauphine-PSL, 16th November, 2021.