



25.482

Initiative parlementaire Imputer les pertes des achats d'électricité aux tarifs d'approvisionnement de base

**Rapport explicatif de la Commission de l'environnement, de
l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national**

du 24 février 2026

Monsieur le Président,
Mesdames et Messieurs,

Par le présent rapport, nous vous soumettons un projet de modification de la loi sur l'approvisionnement en électricité, que nous transmettons simultanément au Conseil fédéral pour avis.

La commission propose d'adopter le projet d'acte ci-joint.

24 février 2026

Pour la commission :

Le président, Nicolò Paganini

Condensé

La loi du 23 mars 2007 sur l’approvisionnement en électricité (LApEl) définit les coûts d’énergie imputables à l’approvisionnement de base pour le calcul des tarifs d’électricité. Les coûts énergétiques imputables comprennent plusieurs composantes, dont les coûts d’acquisition des contrats relevant de l’approvisionnement de base. L’initiative parlementaire 25.482 clarifie que ces coûts d’acquisition incluent les coûts de toutes les transactions requises – les coûts nets, à savoir d’une part les achats d’énergie mais également les reventes d’énergie (résultant des fluctuations de la demande), et en ce sens les pertes et les gains de ces dernières.

La LApEl impose des achats structurés à long terme pour l’approvisionnement des ménages en électricité. Sur la base de prévisions relatives à la consommation, à la production et aux injections de producteurs tiers, les fournisseurs de l’approvisionnement de base achètent les quantités d’électricité nécessaires sur le marché à terme, déjà plusieurs années à l’avance, ou réservent leurs propres capacités. Néanmoins, la consommation exacte ne peut jamais être prévue avec exactitude jusqu’à très court terme. De plus, des excédents d’électricité imprévus peuvent survenir, phénomène renforcé notamment lorsque la production issue des installations photovoltaïques augmente de manière significative. Les achats et les ventes à court terme sont dès lors indispensables en vue d’équilibrer la demande et la consommation.

Contexte

Depuis la révision de 2023, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2025, la LApEl contient, outre l’exigence générale selon laquelle les tarifs doivent être équitables, plusieurs autres principes applicables aux tarifs pour la fourniture d’énergie dans le cadre de l’approvisionnement de base (art. 6, al. 5bis, let. d, LApEl). Le modèle de « Cost-plus » s’applique et, dans ce cadre, il est prévu que les coûts d’approvisionnement soient imputables pour les achats effectués par les gestionnaires de réseau (GRD) opérant comme fournisseurs de l’approvisionnement de base au-delà de leur propre production (les autres postes « production propre » et « rémunérations » selon l’art. 15 LEné ne sont pas pertinents ici). Dans la pratique, les GRD achètent et vendent les produits du marché les plus adaptés possibles afin de couvrir le profil de consommation correspondant à l’approvisionnement de base. Ce profil dépend de prévisions qui ne sont toutefois jamais parfaites. Ce n’est qu’à l’approche de la date de livraison que des prévisions plus précises sont possibles et que des écarts peuvent être constatés. Un GRD peut ainsi constater, par exemple, un excédent (« position longue ») qu’il doit impérativement compenser par une vente, sinon il en résulte une énergie de compensation indésirable (coûteuse). De telles ventes ou reventes peuvent entraîner des pertes. Elles font logiquement partie de l’approvisionnement, d’autant plus que la loi prescrit des stratégies d’approvisionnement structurées afin d’éviter les fluctuations des prix du marché.

La loi ne mentionne toutefois pas explicitement ces coûts logiquement inhérents au mécanisme décrit. Si l’on interprète l’art. 6, al. 5^{bis}, let. d, ch. 2, LApEl stricto sensu,

seuls les « coûts d'acquisition » peuvent être inclus dans les tarifs de l'approvisionnement de base. Certains estiment donc que les reventes d'électricité ne peuvent pas être prises en compte dans les tarifs de l'approvisionnement de base, ce qui n'était guère l'intention du législateur. La commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) souhaite corriger la pratique d'imputation des coûts en incluant les coûts de toutes les transactions, c'est-à-dire les coûts nets lors de la fixation des tarifs de l'approvisionnement de base à l'avenir.

Teneur du projet

La LAPeI prévoit que les GRD opérant comme fournisseurs de l'approvisionnement de base doivent effectuer des achats d'électricité à l'avance et de manière structurée pour l'approvisionnement de base. Ce faisant, ils minimisent les effets des fluctuations des prix du marché sur les clients au tarif régulé. En tout temps, les fournisseurs de l'approvisionnement de base doivent équilibrer la demande d'énergie des clients à l'achat d'énergie (de facto à la production). Cette consommation évolue dans le temps, en fonction de différents facteurs (météo, consommation propre d'énergie photovoltaïque par exemple) et parfois même à très court terme. Les achats doivent couvrir ces fluctuations, soit par des achats en fonction des produits disponibles sur le marché, soit par des reventes d'énergie lorsque c'est nécessaire de rééquilibrer la consommation et la production. Les marchés de l'électricité offrent différents produits : à long terme tels que des contrats annuels ou trimestriels, mensuels et hebdomadaires, et à court terme, des produits tels que le day-ahead et l'intraday. Tous ne sont pas disponibles trois ans à l'avance et chaque fournisseur de l'approvisionnement de base doté d'une stratégie d'achat efficace devra équilibrer la consommation de ses clients en adaptant ses achats à toujours plus court terme et parfois en revendant ses excédents.

L'art. 6 actuel de la LAPeI n'autorise pas explicitement les fournisseurs de l'approvisionnement de base à imputer les reventes, bien qu'elles fassent partie intégrante d'un approvisionnement structuré tel que prescrit par le même art. 6. Les fournisseurs de l'approvisionnement supportent dès lors des pertes, pouvant se chiffrer en millions, compromettant leur rentabilité ainsi que leur capacité d'investissement. De plus, des incitations négatives peuvent apparaître : en vue d'éviter ces reventes et ces pertes, les fournisseurs de l'approvisionnement de base risquent d'établir un approvisionnement seulement à très court terme, soumis dès lors à de plus fortes fluctuations de prix. L'impact négatif, à savoir une hausse des tarifs pour les clients de l'approvisionnement de base, s'avère significatif et la stabilité tarifaire pour les ménages n'est plus garantie.

En déclarant imputables les coûts de toutes les transactions nécessaires, la modification autorisera la prise en compte des pertes. En même temps les gains résultants de ces transactions doivent être déduits. C'est un calcul de coûts nets qui s'applique. Il conviendra aussi de veiller à ce que les fournisseurs de l'approvisionnement de base ne soient pas encouragés à acheter des quantités trop importantes, délibérément ou en raison de prévisions négligentes ou incomplètes, et à répercuter sur les clients les pertes liées à la revente à court terme sur le marché spot. Sont imputables uniquement les coûts des transactions requises.

Rapport

1 Contexte

1.1 Nécessité d'agir et objectifs visés

Depuis le 1^{er} janvier 2025, les pertes liées aux reventes sont à la charge des fournisseurs de l'approvisionnement de base puisque l'EiCom n'admet pas à la lumière de l'art. 6 de loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl¹) qu'ils incluent ces coûts dans les tarifs de l'approvisionnement de base. Les pertes résultant des opérations de rééquilibrage ont considérablement augmenté, en particulier à partir de 2024, et sont devenues un problème majeur suite à la non-imputabilité depuis 2025. En 2024, pour les 21 entreprises interrogées (avec un volume total de ventes de 10 TWh), les pertes s'élevaient en moyenne à environ 12 500 CHF par GWh. Extrapolé à l'ensemble de l'approvisionnement de base (34 TWh), cela correspond à un montant de plus de 400 millions de CHF de pertes. Il est à signaler que de façon similaire les gains réalisés lors des reventes ne sont pas au bénéfice des clients de l'approvisionnement de base.

1.2 Solutions étudiées et solution retenue

S'appuyant sur les travaux d'un groupe de travail instauré par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et réunissant l'EiCom et différents acteurs de la branche, la problématique et les pertes se chiffrant à plusieurs millions ont été longuement discutées durant l'année 2025. Il est approprié d'apporter la clarification légale nécessaire.

Néanmoins, les abus doivent être évités. En ce sens, des garanties devront être fournies de la part des fournisseurs de l'approvisionnement de base. D'une part, une séparation des portefeuilles en termes de bilan énergétique devra être garantie (à savoir, une position nette - attendue et finale - du portefeuille d'approvisionnement de base (« bilan énergétique ») compréhensible et connue dans le temps). La gestion de la position ouverte du portefeuille de l'approvisionnement de base s'effectuera conformément à la stratégie de gestion (« stratégie d'approvisionnement ») préalablement définie et documentée. De plus, l'énergie d'ajustement sera répartie entre les portefeuilles selon le principe de causalité. D'autre part, les contrats devront clairement être attribués (séparation des portefeuilles). Les transactions pour les portefeuilles « approvisionnement de base » et « marché » seront séparées à tout moment. Les gains et les pertes résultant des achats et des ventes seront calculés séparément pour chaque portefeuille. Un transfert entre les portefeuilles à des fins d'optimisation ne sera pas autorisé. Finalement, un suivi sera effectué par l'EiCom ou un échantillon est vérifié par l'EiCom.

Il est difficile d'envisager des solutions autres que la modification légale présentée.

¹ RS 734.7

2 Genèse du projet

2.1 Décisions de la commission

Le 20 octobre 2025, la CEATE-N a discuté d'une proposition qui demande que les tarifs de l'approvisionnement de base tiennent également compte des pertes subies par les GRD opérant comme fournisseurs de l'approvisionnement de base lors de la revente d'électricité excédentaire résultant des fluctuations de la demande dans l'approvisionnement de base. La proposition est justifiée par le fait que l'interprétation actuelle au sens stricte du terme « coûts d'acquisition » au sein de l'article l'art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 2, LApEl signifie que les reventes d'électricité ne peuvent pas être prises en compte dans la comptabilité analytique des tarifs de l'approvisionnement de base. Cette interprétation engendre des pertes croissantes pour les GRD opérant comme fournisseurs dans l'approvisionnement de base et n'encourage pas les bonnes incitations nécessaires en vue d'achats structurés à long terme pour l'approvisionnement des ménages en électricité.

La CEATE-N a décidé, le 10 novembre 2025, par 13 voix contre 11, d'élaborer une initiative de commission (25.482) visant à modifier les prescriptions relatives à la fixation des tarifs dans le cadre de l'approvisionnement de base. Le 19 janvier 2026, la commission l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des États (CEATE-E) a approuvé la décision de la CEATE-N à l'unanimité. Le 24 février 2026, la CEATE-N a examiné le présent rapport ainsi que le projet de loi correspondant. Conformément au cadre légal en vigueur, les GRD sont tenus d'acheter l'électricité au préalable, en tenant compte autant que possible des variations des prix du marché. Dans ce contexte, des excédents d'électricité imprévus — notamment en cas d'augmentation de la production issue d'installations photovoltaïques — peuvent les contraindre à écouler l'énergie excédentaire à des prix défavorables. La majorité de la CEATE-N estime que les pertes qui en découlent doivent être compensées par d'éventuels gains et intégrées dans le calcul des tarifs de l'approvisionnement de base. Il convient par ailleurs de continuer à éviter toute répercussion de coûts superflus sur les clients de l'approvisionnement de base, notamment grâce à des achats anticipés reposant sur des prévisions fiables. La CEATE-N a adopté le projet par 17 contre 8 voix au vote sur l'ensemble.

Une minorité rejette l'imputation des pertes des achats d'électricité aux tarifs d'approvisionnement de base. Elle craint en effet que des coûts superflus ne soient répercutés sur les clients, ce qui, à son avis, se produira malgré les mécanismes de contrôle prévus. Elle estime en outre que la mesure n'apportera pas de solution au problème et qu'il conviendrait plutôt de revoir les prescriptions légales concernant les achats structurés.

2.2 Procédure de consultation

Le présent projet d'acte législatif relève en principe de l'art. 3, al. 1, let. b, de la loi fédérale du 18 mars 2005 sur la procédure de consultation (loi sur la consultation,

LCo)² et constituerait un « objet de la procédure de consultation ». La commission renonce à une consultation, selon l’art. 3a, al. 1, let. b LCo. L’imputation des coûts a déjà été analysée de manière approfondie dans le cadre des discussions parlementaires menées lors des modifications légales de la loi sur l’énergie du 30 septembre 2016 (LEne)³ et de la loi sur l’approvisionnement en électricité (l’acte modificateur unique). L’interprétation actuelle de la loi et les conséquences négatives en résultant, pour les entreprises et pour les ménages, ne respecte pas la volonté du législateur. Il s’agit d’une précision légale mineure.

3 Présentation du projet

3.1 Réglementation proposée

En vertu de la législation actuelle, seuls les « coûts d’acquisition » peuvent être inclus dans les tarifs de l’approvisionnement de base. Dans le cadre du respect d’une stratégie d’achat structuré, sur le moyen-long terme, les GRD garantissent un approvisionnement sûr et stable. L’objectif étant de limiter les répercussions des variations à court terme de prix sur les tarifs de l’approvisionnement de base. En fonction des variations de la consommation, toujours plus grandes de par l’intégration de la production photovoltaïque volatile notamment, les entreprises doivent adapter leur production en revendant, si nécessaire, en période d’excédent par exemple. Actuellement les pertes résultant de la vente des excédents ne peuvent pas être répercutées sur les tarifs.

La réglementation proposée prévoit que les coûts nets réels de toutes les transactions - c’est-à-dire les acquisitions, les pertes éventuelles issues de la vente nécessaire des excédents d’énergie, pour en déduire similairement les gains possibles - soient pris en compte dans les tarifs. Ainsi, pertes et gains éventuels seraient répartis équitablement et des tarifs stables et fidèles au marché seraient garantis sur le long terme dans l’approvisionnement de base.

3.2 Adéquation des moyens requis

L’exécution et le contrôle de la nouvelle disposition généreront un surcroît de travail auprès de l’ElCom.

3.3 Mise en œuvre

Dans le cadre de la réglementation proposée, l’imputation des ventes dans la tarification de l’approvisionnement de base doit donc être mise en œuvre le plus vite possible.

² RS 172.061

³ RS 730.0

4 Commentaire

4.1 Modification de la loi sur l’approvisionnement en électricité

Art. 6, al. 5bis, let. d, ch. 2

La réglementation proposée est inscrite dans l’art. 6, al. 5^{bis}, let. d, ch. 2, de la LApEl. Elle constitue une précision à la règle en vigueur, celle-ci se limitant à mentionner les seuls coûts d’acquisition pour les contrats d’achat. Avec la précision apportée les autres transactions nécessaires liées au rééquilibrage de la consommation et de la production sont également mentionnées et les coûts correspondants explicitement déclarés imputables au tarif de l’approvisionnement de base.

Al. 5bis, let. d : Sur le plan matériel, la méthode reposant sur les coûts de revient (« Cost-plus ») continue de s’appliquer. Les coûts liés à l’achat sont à considérer au sens large et il s’agit des coûts nets. Ils ne concernent pas uniquement les contrats d’achat strictement parlant, mais toutes les transactions économiques nécessaires pour équilibrer l’offre et la demande à court terme.

La fourniture des clients dans l’approvisionnement de base, requière une stratégie d’acquisition à long terme et structurée. Cela signifie que les GRD doivent s’assurer des quantités d’électricité sur le marché à terme ou réserver leurs propres capacités plusieurs années à l’avance - sur la base de prévisions relatives à la consommation, à la production et aux injections de producteurs tiers. Selon les produits à disposition en fonction de calendrier, des lots annuels ou trimestriels, sont disponibles. Néanmoins, ces produits ne correspondent pas nécessairement à l’évolution réelle de la consommation et ce n’est qu’ultérieurement que les GRD peuvent acheter ou vendre des lots mensuels, hebdomadaires, journaliers ou horaires afin d’ajuster l’offre à la demande. Il s’agit de la meilleure pratique pour garantir la gestion des risques et un approvisionnement efficace. Elle est appliquée par la grande majorité des GRD en Suisse et en Europe.

Le problème fondamental, à savoir qu’il est impossible de prévoir la consommation exacte à l’heure près et que les achats et ventes à court terme sont indispensables, est en partie considérablement aggravé par l’augmentation de l’alimentation en électricité photovoltaïque. Les GRD sont tenus d’absorber cette électricité, ce qui accentue les déséquilibres structurels en hiver (consommation élevée) et en été (offre dépassant la demande). Les achats sur le marché spot ou la revente de quantités figurant déjà dans des contrats sont notamment inclus, et ce dans une perspective nette (le fournisseur de l’approvisionnement de base peut prendre en compte les pertes en cas de revente découlant des achats structurés, mais doit également tenir compte des éventuels bénéfices réalisés).

Il est important de disposer de prévisions correctes concernant les besoins d’électricité futurs afin d’évaluer si des transactions doivent être considérées comme « requises ». En l’absence de prévisions adéquates, les coûts des transactions effectuées risquent d’être qualifiées de « non requises ou nécessaires » et peuvent, par conséquent, ne pas être imputables. Afin que l’approvisionnement et les ventes et achats qui y sont liés s’effectuent correctement, soient présentés de manière transparente à l’ElCom et que

tout abus puisse être exclu, l'Association des entreprises électriques suisses (AES) a élaboré la proposition suivante dans le cadre du groupe de travail de l'OFEN mentionné. Ces exigences minimales doivent établir les garanties nécessaires pour prévenir les mauvaises pratiques et seront soumises au contrôle de l'EICOM.

- Les fournisseurs de l'approvisionnement de base définissent au préalable une stratégie d'approvisionnement pour l'approvisionnement de base (procédure, quantités, dates de mise à jour des prévisions et gestion) et la documentent.
- Tous les achats et les ventes pour l'approvisionnement de base sont basés sur la stratégie d'approvisionnement et sont également documentés. Les transactions sont immédiatement attribuées à l'approvisionnement de base.
- L'énergie d'ajustement est facturée autant que possible selon le principe de causalité ; celle provenant des volumes vendus aux clients en marché libre ne doit pas être facturée à l'approvisionnement de base.

4.2 Entrée en vigueur

La modification devrait entrer en vigueur le plus rapidement possible.

5 Conséquences

5.1 Conséquences pour la Confédération

La modification de la LAPeL n'a pas de conséquences pour la Confédération. La réglementation touche la tarification des GRD et n'impacte pas la Confédération.

5.2 Conséquences pour les cantons et les communes, ainsi que pour les centres urbains, les agglomérations et les régions de montagne

Le projet législatif n'a aucune conséquence directe pour les cantons et les communes ainsi que pour les centres urbains, les agglomérations et les régions de montagne, car la mise en œuvre relève de la compétence de la Confédération.

5.3 Conséquences pour les entreprises et pour l'économie dans son ensemble

En principe, tous les fournisseurs de l'approvisionnement de base sont concernés (pour précision, les entreprises sur le marché ne sont pas concernées), même ceux qui confient entièrement la procédure d'achat à un prestataire de services. Ces derniers sont au moins touchés indirectement, puisqu'ils versent au prestataire des primes de risque élevées en contrepartie des risques liés aux prix qu'il supporte à la place du fournisseur dans l'approvisionnement de base. Or, ces primes de risque sont imputables dans l'approvisionnement de base. L'ampleur de l'impact varie d'une

entreprise à l'autre, et dépend de plusieurs facteurs, à savoir la part de la production propre élargie volatile ainsi que la part de la demande fluctuante).

En particulier depuis 2024, les pertes ont nettement augmenté et sont devenues un problème majeur. Les pertes des GRD opérant comme fournisseurs de l'approvisionnement de base ont été estimées dans le cadre d'une enquête de l'AES : elles peuvent atteindre jusqu'à 456 millions de francs selon les années. Le tableau suivant donne un aperçu des montants en fonction de la part que représente l'approvisionnement de base. Les pertes sont indiquées en francs suisses par GWh et extrapolées à l'approvisionnement de base de la Suisse (34 TWh).

Tableau 1 : Pertes des fournisseurs de l'approvisionnement de base, de 2024 à 2026 (sur la base de l'enquête)

Pertes	Extrapolation à l'approvisionnement de base de la Suisse (34 TWh ⁴)	Médiane pour un volume des ventes de 1 GWh	3 ^e quartile pour un volume des ventes de 1 GWh
2024 ⁵ (chiffres réels)	456 millions de francs	12 500 francs	22 822 francs
2025 ⁶ (prévision)	296 millions de francs	8831 francs	14 528 francs
2026 ⁴ (prévision)	314 millions de francs	9273 francs	16 968 francs

Source : AES

Afin de quantifier la problématique actuelle, une enquête ad hoc a été réalisée dans un bref délai. Des réponses ont été données par 20 respectivement 21 entreprises. Les entreprises ayant répondu à l'enquête présentent un volume des ventes total avoisinant 10 TWh dans l'approvisionnement de base. Ce chiffre correspond à environ 30 % de l'ensemble de l'approvisionnement de base et est donc représentatif.

Les coûts liés aux transactions dans le cadre des acquisitions pour l'approvisionnement de base sont répercutés sur les consommateurs finaux, à travers la définition des tarifs par les GRD.

5.4 Conséquences environnementales

La réglementation proposée n'a pas de conséquences environnementales.

⁴ Approvisionnement de base selon le Rapport d'activité de l'ECom 2024

⁵ Réponses de 21 entreprises (part de l'approvisionnement de base dans le volume des ventes : 29,7 %)

⁶ Réponses de 20 entreprises (part de l'approvisionnement de base dans le volume des ventes : 28,2 %)

6 Aspects juridiques

6.1 Relation avec le droit européen

La Suisse n'est soumise à aucune obligation internationale en matière de régulation de l'approvisionnement de base. L'accord sur l'électricité avec l'Union européenne qui est en cours de ratification laisse à la Suisse le choix de procéder à une régulation des prix dans l'approvisionnement de base.

6.2 Constitutionnalité

Le présent projet ne crée pas de règles fondamentalement nouvelles, mais introduit de nouvelles modalités dans le cadre du système existant. Il est couvert par l'art. 91 de la Constitution fédérale 18 avril 1999 de la Confédération suisse⁷.

6.3 Compatibilité avec les obligations internationales de la Suisse

Le présent projet ne concerne qu'un aspect partiel des mesures techniques visant à considérer les pertes lors des reventes d'électricité par les GRD. La Suisse n'est pas liée par des obligations internationales dans ce contexte.

6.4 Forme de l'acte à adopter

Le projet contient d'importantes dispositions qui fixent des règles de droit. Elles sont inscrites au niveau de la loi (art. 164, al. 1, Cst.). L'acte est sujet au référendum facultatif (art. 141, al. 1, let. a, Cst.).

6.5 Frein aux dépenses

Le projet ne contient pas de nouvelles dispositions relatives aux subventions et ne prévoit ni nouveaux crédits d'engagement ni nouveaux plafonds de dépenses. Il n'est donc pas soumis au frein aux dépenses (art. 159, al. 3, let. b, Cst.).

6.6 Conformité aux principes de subsidiarité et d'équivalence fiscale

Le projet n'affecte ni la répartition des tâches entre la Confédération et les cantons ni l'accomplissement de ces tâches.

⁷ RS 101

6.7 Délégation de compétences législatives

Le projet ne prévoit aucune norme de délégation pour le Conseil fédéral. Celui-ci peut toutefois édicter des règles d'exécution (art. 30, al. 2, LApEl, art. 182, al. 2, Cst.). La précision apportée à l'art. 6 LApEl doit entrer en vigueur rapidement. La teneur de l'article en combinaison avec le présent rapport explicatif fixe des lignes directrices claires, de sorte que la loi peut s'appliquer directement. Si des dispositions d'exécution s'avèrent nécessaires, elles pourront entrer en vigueur avec un léger décalage.

6.8 Protection des données

Le projet ne présente pas d'enjeu au niveau de la protection des données.