



Novembre 2025

Rapport explicatif concernant la révision de mai 2026 de l'ordonnance sur l'encouragement de la pro- duction d'électricité issue d'énergies renouvelables Indemnité de gestion

Table des matières

1.	Présentation du projet	1
2.	Le projet en détail.....	1
2.1	Nécessité de l'adaptation	1
2.2	Coûts de l'énergie d'ajustement et modèle à prix unique	2
2.3	Coûts systématiques générés par l'énergie d'ajustement dans le cas des installations photovoltaïques.....	3
2.4	Coûts de l'énergie d'ajustement pour les autres technologies	3
2.5	Nouvelle méthode de calcul pour les installations photovoltaïques.....	4
2.6	Conséquences financières pour le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau et pour les exploitants d'installations.....	6
2.7	Date d'introduction et disposition transitoire	7
3.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	7
4.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales	7

1. Présentation du projet

Jusqu'à fin 2017, l'électricité produite par l'ensemble des installations avec mesure de la courbe de charge et bénéficiant de la rétribution de l'injection à prix coûtant (RPC) était comptabilisée, injectée et décomptée par le groupe-bilan pour les énergies renouvelables. Les exploitants d'installations n'intervenaient pas dans la commercialisation de leur énergie. Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables rétribuait l'organe d'exécution au prix de marché de référence pour l'électricité injectée. L'organe d'exécution, quant à lui, versait aux exploitants la rétribution de l'injection, à savoir le montant total du taux de rétribution. Depuis l'introduction de la commercialisation directe en 2018, les exploitants de grandes installations participant au système de rétribution de l'injection doivent vendre eux-mêmes leur électricité sur le marché ou à l'aide d'un distributeur direct. L'organe d'exécution verse aux exploitants uniquement la prime d'injection, soit la différence entre le taux de rétribution et le prix de marché de référence (cf. art. 21, al. 4, LEne). Pour les installations pratiquant la commercialisation directe, la rétribution de l'injection se compose du revenu que l'exploitant obtient sur le marché et de la prime d'injection pour l'électricité injectée. Afin d'éviter que les exploitants ne soient désavantagés par rapport à l'injection au prix de marché de référence (cf. art. 21, al. 2, en relation avec l'art. 23 LEne), ils se voient verser une indemnité de gestion. Celle-ci compense les coûts liés à la commercialisation directe, en particulier les coûts des prévisions, de la gestion du programme prévisionnel, de l'accès aux plateformes de négoce, du décompte et de l'énergie d'ajustement.

Actuellement, l'indemnité de gestion est composée d'une part fixe pour les coûts de commercialisation (administration, établissement des prévisions, etc.) et d'une part variable pour les coûts de l'énergie d'ajustement. Quelque 1000 installations, affichant une production annuelle totale d'environ 3 térawattheures (TWh), relèvent de la commercialisation directe. Parmi elles, près de 650 installations photovoltaïques, dont la production ne dépasse guère 0,2 TWh par an.

La **part fixe** de l'indemnité de gestion, qui concerne les coûts fixes liés à la commercialisation, reste inchangée à 0,11 ct./kWh.

La **part variable** de l'indemnité de gestion doit en revanche être ajustée en raison d'un changement effectué par société nationale du réseau de transport (Swissgrid SA) dans le calcul des prix de l'énergie d'ajustement.

2. Le projet en détail

2.1 Nécessité de l'adaptation

La tarification de l'énergie d'ajustement fera l'objet d'un changement important au 1^{er} janvier 2026. En effet, à partir de cette date, Swissgrid adapte son système de tarification et passera d'un modèle à deux prix (prix « short » et prix « long ») à un modèle à prix unique. La distinction entre les prix « long » et les prix « short » sera supprimée au profit d'un prix de l'énergie d'ajustement unique par quart d'heure. En raison de ce changement fondamental, l'application de la méthode actuelle pour calculer la part variable de l'indemnité de gestion aboutirait toujours, dans le modèle à prix unique, à un résultat nul. En effet, le calcul repose sur la différence entre les moyennes mensuelles des prix « long » et des prix « short ». Or, avec l'introduction du modèle à prix unique, ces valeurs seront identiques. Les parts variables des coûts ne pourront par conséquent plus être reflétées de manière adéquate. La méthode doit donc être modifiée.

Dans le mécanisme actuel à deux prix, chaque écart de la production par rapport aux prévisions (programme prévisionnel) entraîne des coûts d'énergie d'ajustement. Dans le nouveau modèle à prix unique, ce sera uniquement le cas pour les écarts qui péjorent le déséquilibre momentané entre pro-

duction et consommation en Suisse (équilibre du système). En revanche, les écarts favorables au système seront « récompensés », de sorte que l'énergie d'ajustement pourra devenir une source de revenus. Le nouveau modèle créera donc des incitations à équilibrer le système.

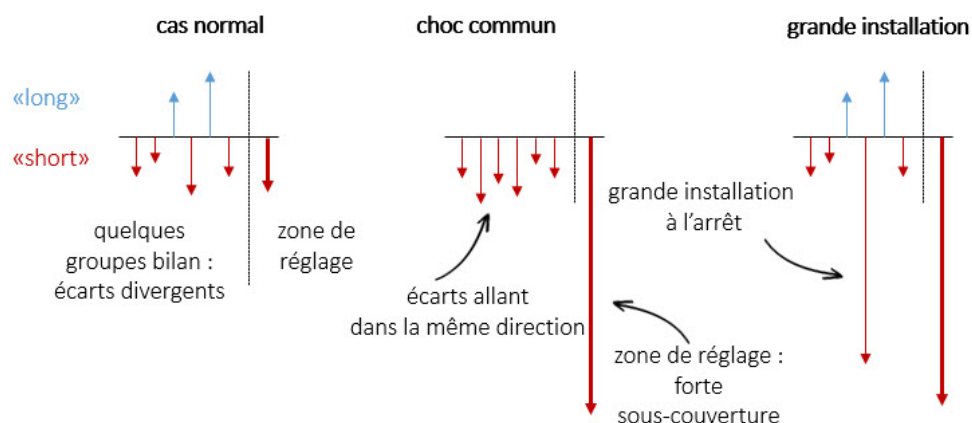
Après le changement de système effectué par Swissgrid, l'indemnité de gestion pour les coûts de l'énergie d'ajustement restera pertinente uniquement pour les technologies qui génèrent systématiquement de tels coûts.

Avec l'aide de la société externe Neon Neue Energieökonomik GmbH, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a examiné la situation et élaboré la nouvelle méthode servant à calculer l'indemnité de gestion. L'étude concernée (*Studie zum Bewirtschaftungsentgelt*) est publiée sur le site Web de l'OFEN (<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home.html>) sous Mesures d'encouragement/Energies renouvelables/Rétribution de l'injection, sous l'onglet Documents, dans la rubrique Rapports.

2.2 Coûts de l'énergie d'ajustement et modèle à prix unique

Pour comprendre l'influence du modèle à prix unique sur les coûts de l'énergie d'ajustement générés par les différentes technologies, il faut examiner le mécanisme sous-jacent qui entraîne ce type de coûts de manière systématique. Dans le système à prix unique, l'énergie d'ajustement génère systématiquement des coûts lorsque des erreurs de prévision d'une technologie surviennent simultanément, dans une certaine ampleur, qu'elles vont dans la même direction, et qu'elles sont en corrélation avec l'équilibre du système.

Dans un « cas normal », les écarts des groupes-bilan vont dans des directions opposées : une installation produit plus et une autre moins que ce qui est indiqué dans le programme prévisionnel ; l'équilibre du système n'est alors que légèrement perturbé et ces écarts n'entraînent pas systématiquement des coûts pour l'énergie d'ajustement. Des coûts systématiques n'apparaissent que dans deux cas. Le premier cas concerne les installations assez grandes pour pouvoir exercer à elles seules une influence significative sur l'équilibre du système. Comme les installations participant au système de rétribution de l'injection et relevant de la commercialisation directe sont plutôt petites, leurs écarts individuels aléatoires ne suffisent pas pour perturber sensiblement cet équilibre. Le deuxième cas est celui des « **chocs communs** » (*common shocks*), qui se produisent lorsqu'une erreur de prévision allant dans la même direction concerne un grand nombre de petites installations et influe simultanément sur la production d'électricité de nombreuses installations (p. ex. un changement de météo à grande échelle).



Source : *Studie zum Bewirtschaftungsentgelt*, Neon Neue Energieökonomik, 2025¹

¹ *Studie zum Bewirtschaftungsentgelt* (2025), en allemand, avec résumé en français

Le nouveau modèle à prix unique de Swissgrid tient compte de ces éléments. Les installations qui s'écartent occasionnellement de leurs prévisions, mais qui le font indépendamment des autres installations utilisant la même technologie et sans influencer l'équilibre du système, ne payeront en moyenne plus aucun coût pour l'énergie d'ajustement. La situation est différente pour les types d'installations qui présentent des erreurs de prévision ayant une forte corrélation avec l'équilibre du système, autrement dit qui injectent trop peu ou trop d'électricité dans le réseau lorsqu'il y a trop peu, respectivement déjà trop d'électricité disponible dans l'ensemble du système. Comme expliqué ci-après, dans la zone de réglage suisse, cela concerne à l'heure actuelle uniquement les installations photovoltaïques.

2.3 Coûts systématiques générés par l'énergie d'ajustement dans le cas des installations photovoltaïques

Le développement considérable du photovoltaïque fait que désormais, à certaines heures, plus de la moitié de la production d'électricité suisse provient d'installations solaires. L'injection effective d'électricité provenant de ces installations dépend directement du rayonnement solaire du moment. Pour le photovoltaïque, la précision des prévisions concernant l'énergie injectée dépend de celle des prévisions météorologiques. Toutefois, malgré les progrès réalisés, ces dernières ne sont pas parfaites. Si, par exemple, un front orageux arrive plus tôt que prévu, la quantité d'électricité que les installations photovoltaïques injectent est inférieure aux prévisions et cela, souvent à large échelle. Ces variations météorologiques soudaines et difficilement prévisibles sont des chocs communs typiques, qui déséquilibrent fortement le système. L'élément déterminant est qu'elles touchent simultanément de nombreuses installations photovoltaïques en Suisse et que l'écart présenté par chaque installation est donc lié (corrélé) à l'écart de l'équilibre global du système.

C'est pourquoi ces installations continueront à l'avenir de générer des coûts systématiques pour l'énergie d'ajustement et qu'il est prévu de maintenir pour elles une **part variable dans l'indemnité de gestion**.

2.4 Coûts de l'énergie d'ajustement pour les autres technologies

Les erreurs de prévision que présentent les autres technologies participant au système de rétribution de l'injection (biomasse, géothermie, usines d'incinération des ordures ménagères, force hydraulique, énergie éolienne) n'influencent en moyenne pas l'équilibre du système. Ainsi, après le passage au mécanisme à prix unique, ces technologies ne généreront plus, en moyenne sur le long terme, de coûts pour l'énergie d'ajustement. Pour cette raison, il est prévu de ne plus les faire bénéficier d'une **part variable dans l'indemnité de gestion dédiée à ces coûts**.

S'agissant de l'**énergie éolienne**, les prévisions météorologiques sont, comme dans le cas du photovoltaïque, certes largement déterminantes pour la précision des prévisions de rendement, mais les erreurs n'entraînent pas systématiquement des coûts pour l'énergie d'ajustement. En effet, la part de l'énergie éolienne dans la production totale d'électricité en Suisse est trop faible pour que les erreurs de prévision agrégées puissent modifier de manière substantielle l'équilibre du système à l'échelle du pays (pas de choc commun).

En ce qui concerne la **force hydraulique**, la production d'électricité est principalement déterminée par les facteurs hydrologiques (précipitations, fonte des neiges) et peut généralement être prévue avec précision à l'aide de modèles hydrologiques. De nombreuses centrales hydroélectriques participant au système de rétribution de l'injection sont en outre plutôt petites et ne sont contrôlables que de manière limitée.

Dans le cas des petites installations au fil de l'eau non contrôlables, les écarts de prévision sont typiquement dus à des facteurs hydrologiques locaux et ne concernent donc qu'une part minime des installations. Les écarts ne sont donc pas systématiquement corrélés avec le solde de la zone de réglage

(pas de choc commun). Sur l'ensemble de l'année, les erreurs de prévision interviennent surtout pour des raisons spécifiques aux installations (p. ex. problèmes techniques) et ne sont donc largement pas corrélées avec l'équilibre du système. Un certain risque de dispersion subsiste, autrement dit l'apparition de coûts ou de recettes selon les trimestres, mais il ne faut pas s'attendre à des coûts systématiques pour l'énergie d'ajustement.

Les **installations de biomasse et les usines d'incinération des ordures ménagères** fournissent principalement de l'énergie en ruban et sont largement prévisibles. Les écarts sont donc principalement liés aux installations elles-mêmes (p. ex. en raison de défauts techniques) et n'ont aucun rapport avec le solde de la zone de réglage. Parfois, ils vont dans la même direction, parfois dans des directions opposées. Dans l'ensemble, ils n'entraînent en moyenne pas de coûts systématiques pour l'énergie d'ajustement dans le système à prix unique.

Quant à la **géothermie**, tant qu'aucune installation produisant de l'électricité n'est en service, la question d'une éventuelle indemnité de gestion ne se pose pas.

2.5 Nouvelle méthode de calcul pour les installations photovoltaïques

La nouvelle méthode de calcul sera appliquée de manière uniforme à toutes les installations photovoltaïques relevant de la commercialisation directe. L'indemnité sera déterminée sur une **base trimestrielle** afin de lisser les fluctuations mensuelles. Les coûts et les recettes liés à l'énergie d'ajustement peuvent varier considérablement d'un mois à l'autre. Étant donné que les éventuels bénéfices ne sont pas pris en compte dans le calcul, une moyenne trimestrielle sera établie afin d'éviter les surindemnités.

La nouvelle méthode de calcul est expliquée étape par étape ci-dessous. Les coûts de l'énergie d'ajustement (CEA) d'une installation donnée ne peuvent pas être calculés directement, car les écarts effectifs entre l'injection et le programme prévisionnel des différentes installations photovoltaïques ne sont pas connus. C'est pourquoi on détermine en premier lieu les coûts de l'énergie d'ajustement de l'ensemble des installations avec mesure de la courbe de charge en s'appuyant sur une estimation fondée sur une prévision simplifiée. On appellera ces coûts « coûts hypothétiques de l'énergie d'ajustement ».

- (1) Les coûts hypothétiques de l'énergie d'ajustement correspondent aux coûts qui seraient générés à l'échelle de la Suisse si tous les exploitants d'installations photovoltaïques établissaient leur prévision d'injection sur la base de l'injection de la veille (prévision simplifiée). Ainsi, on calcule tout d'abord l'écart hypothétique par rapport aux prévisions de toutes les installations photovoltaïques. L'injection correspond à l'injection au quart d'heure de toutes les installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge (comme énoncé à l'art. 15, al. 1, OEnR).

$$\text{Écart par rapport aux prévisions}_t [\text{MWh}] = \text{Injection}_t - \text{Injection}_{t-1}$$

- (2) Les **coûts hypothétiques de l'énergie d'ajustement** sur un quart d'heure sont le résultat de la multiplication de deux éléments, à savoir l'écart par rapport aux prévisions et la différence entre le prix day-ahead² et le prix de l'énergie d'ajustement (PEA), pendant le même quart d'heure³.

$$\text{CEA hypothétiques}_t = \text{Écart par rapport aux prévisions}_t * (\text{DayAhead}_t - \text{PEA}_t)$$

Exemple de production inférieure aux prévisions (« short ») :

² Le prix day-ahead est le prix déterminé à la bourse de l'électricité pour le lendemain pour la zone de marché suisse.

³ Les prix en euros sont convertis en francs suisses en se basant sur le cours moyen mensuel publié par l'Administration fédérale des contributions.

- *Prévision ou injection la veille : 2 MWh*
- *Injection du jour : 1 MWh*
- *Prix de l'énergie d'ajustement : 200 CHF/MWh*
- *Prix day-ahead : 100 CHF/MWh*

*Coûts de l'énergie d'ajustement = (1 MWh – 2 MWh) * (100 CHF/MWh – 200 CHF/MWh) = 100 CHF*

Exemple de production supérieure aux prévisions (« long ») :

- *Prévision ou injection la veille : 1 MWh*
- *Injection du jour : 2 MWh*
- *Prix de l'énergie d'ajustement : 200 CHF/MWh*
- *Prix day-ahead : 100 CHF/MWh*

*Coûts de l'énergie d'ajustement = (2 MWh – 1 MWh) * (100 CHF/MWh – 200 CHF/MWh) = -100 CHF*

- (3) Les **coûts hypothétiques moyens de l'énergie d'ajustement** pour un trimestre sont le résultat de la division de deux éléments, à savoir la somme des coûts hypothétiques de l'énergie d'ajustement pour chaque quart d'heure et l'injection de toutes les installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge du trimestre concerné.

$$CEA \text{ hypothétiques moyens}_{trim.} = \frac{\sum_{t \in trim.} (\text{Écart par rapport aux prévisions}_t * (\text{DayAhead}_t - \text{PEA}_t))}{\text{Injection d'électricité}_{trim.}}$$

- (4) Ces coûts hypothétiques moyens de l'énergie d'ajustement qui sont basés sur la prévision simplifiée surévaluent les coûts réels. Les prévisions professionnelles, qui reposent sur des données météorologiques, sont plus précises et entraînent des coûts de l'énergie d'ajustement moins élevés. Pour cette raison, les coûts hypothétiques de l'énergie d'ajustement sont corrigés au moyen d'un facteur afin de refléter le plus fidèlement possible les coûts réels. Le calcul de la différence entre les coûts hypothétiques et les coûts réels de l'énergie d'ajustement est décrit ci-après. Au cours des années 2023 et 2024, on a déterminé le rapport entre les coûts de l'énergie d'ajustement découlant de prévisions de la veille et les coûts de l'énergie d'ajustement découlant de prévisions professionnelles. Ces dernières se basent sur des données du service météorologique du groupe-bilan pour les énergies renouvelables. Il en résulte qu'une prévision plus professionnelle et donc plus réaliste aboutit à des coûts 2,5 fois moins élevés qu'une prévision simplifiée de la veille. Par conséquent, les coûts hypothétiques moyens de l'énergie d'ajustement sont corrigés au moyen d'un facteur fixé à 0,4 (à savoir, le résultat de la division de 1 par 2,5).

$$\frac{CEA \text{ hypothétiques Prévisions D-1}_{2023-24}}{CEA \text{ Prévisions professionnelles}_{2023-24}} \approx 2,5$$

$$\text{Facteur} = \frac{1}{2,5} = 0,4$$

Ce facteur peut changer au cours du temps en raison de l'amélioration des prévisions. Il doit donc être vérifié régulièrement et adapté le cas échéant.

- (5) Déterminée au quart d'heure, la part variable de l'indemnité de gestion versée aux installations photovoltaïques est calculée au moyen de la formule suivante :

$$PV - Indemnité_{trim.} = \frac{\sum_{t \in trim.} ((Injection_t - Injection_{t-1}) * (DayAhead_t - PEA_t))}{Injection_{trim.}} * Facteur$$

Un résultat négatif du calcul ci-dessus signifie que des bénéfices ont pu être réalisés grâce à l'énergie d'ajustement au cours d'un trimestre. Cela signifie également que la production des installations photovoltaïques est venue soutenir le système. Afin de récompenser ce type de comportement qui contribue à l'optimisation du système, il est prévu de ne pas prendre en compte dans le calcul les bénéfices provenant de l'énergie d'ajustement. C'est la raison pour laquelle l'indemnité pour les coûts de l'énergie d'ajustement s'élève dans ce cas à 0 ct./kWh pour le trimestre concerné (al. 5).

2.6 Conséquences financières pour le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau et pour les exploitants d'installations

L'indemnité de gestion vise à couvrir les coûts de commercialisation et les coûts de l'énergie d'ajustement occasionnés aux installations participant au système de rétribution de l'injection. La modification de cette indemnité doit donc refléter les « coûts de gestion » moyens effectifs des installations.

À l'avenir, les exploitants d'installations non photovoltaïques ne percevront certes plus d'indemnités pour les coûts de l'énergie d'ajustement, mais ils n'auront plus à assumer systématiquement ces coûts. Les calculs effectués dans le cadre de l'étude menée par Neon GmbH indiquent que dans le modèle à prix unique, ils auraient même réalisé des bénéfices en 2023 et en 2024.

Le tableau ci-après compare l'indemnité de gestion pour les coûts de l'énergie d'ajustement, en centimes/kWh, dans l'actuel système à deux prix et dans le système à prix unique selon la nouvelle méthode de calcul.⁴

	2023		2024	
	Méthode actuelle	Nouvelle méthode	Méthode actuelle	Nouvelle méthode
Photovoltaïque (ct./kWh)	1,13	0,67	2,41	2,74
Éolien (ct./kWh)	1,13	0	2,41	0
Force hydraulique (ct./kWh)	0,49	0	1,00	0
UIOM (ct./kWh)	0,20	0	0,37	0
Autre biomasse (ct./kWh)	0,49	0	1,00	0
Somme par an en millions de francs	15,8	1,5	33,7	6

Source pour l'indemnité de gestion actuelle :
Pronovo.ch <https://pronovo.ch/fr/services/rapports-et-publications/>

⁴ Calculée comme valeur moyenne de l'indemnité sur l'année (sans pondération), la valeur actuelle sert de référence.

Les coûts liés à l'indemnité de gestion ont atteint 16 millions de francs en 2023 et 34 millions en 2024. Dans le modèle à prix unique, ils se seraient élevés à environ 1,5 million de francs en 2023 et à 6 millions en 2024.

2.7 Date d'introduction et disposition transitoire

L'introduction du modèle à prix unique pour l'énergie d'ajustement aura pour conséquence qu'à partir du 1^{er} janvier 2026, l'application de la méthode de calcul actuelle de la part variable de l'indemnité de gestion aboutirait à un résultat nul. L'entrée en vigueur de la présente révision de l'ordonnance est prévue au 1^{er} juillet 2026.

Pendant la période comprise entre le 1^{er} janvier 2026 et l'entrée en vigueur de la présente modification, seule la part fixe de l'indemnité de gestion sera versée. La part variable (art. 108d) revenant aux installations photovoltaïques sera versée ultérieurement. Il est prévu de verser les parts variables du premier semestre 2026 au cours du troisième trimestre 2026.

Une fois le modèle à prix unique en vigueur, les autres technologies ne percevront plus que la part fixe de 0,11 ct./kWh. Pour ces technologies, aucune disposition transitoire n'est nécessaire étant donné qu'en raison du passage de Swissgrid au modèle à prix unique à partir de janvier 2026, le calcul des coûts de l'énergie d'ajustement selon la méthode de calcul actuelle aboutirait à un résultat nul.

3. Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes

Le passage au modèle à prix unique devrait entraîner une baisse globale des coûts de l'énergie d'ajustement et, partant un allègement de la charge pesant sur le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau. À l'heure actuelle, il n'est toutefois pas possible de quantifier les coûts à venir, car le niveau des prix de l'énergie d'ajustement n'est pas connu.

Aucune autre conséquence sur les finances ou sur l'état du personnel n'est à prévoir.

4. Conséquences économiques, environnementales ou sociales

L'adaptation de l'indemnité de gestion n'aura aucune conséquence sur l'économie, l'environnement ou la société. L'introduction par Swissgrid du modèle à prix unique pour l'énergie d'ajustement permettra cependant de réduire les coûts liés au maintien de la stabilité du réseau. Comme l'a annoncé Swissgrid le 28 mars 2025⁵, le passage au nouveau modèle devrait contribuer à renforcer l'équilibre entre l'offre et la demande et ainsi réduire les besoins en énergie de réglage.

⁵ [Nouveau mécanisme de tarification de l'énergie d'ajustement à partir de 2026](#)