



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

Division Efficacité énergétique et énergies renouvelables

Juillet 2018

Rapport explicatif concernant la révision partielle de l'ordonnance sur l'encourage- ment de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR; RS 730.03)

Table des matières

1.	Contexte	1
2.	Présentation du projet.....	1
2.1	Photovoltaïque: adaptation des taux de rétribution	1
2.2	Géothermie: adaptation des taux de rétribution	2
2.3	Délais pour les avis d'avancement du projet et de mise en service.....	2
2.4	Installations hydroélectriques: exigences minimales relatives aux agrandissements ou rénovations notables	3
2.5	Installations hydroélectriques: installations à débits naturels et à pompage-turbinage	3
3.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes ou pour d'autres organes d'exécution	4
4.	Conséquences économiques, environnementales et sociales	4
5.	Commentaire des dispositions	4
6.	Commentaire des annexes	6

1. Contexte

Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DE-TEC) vérifie périodiquement le calcul des coûts de revient et des taux de rétribution du système de rétribution de l'injection et les adapte en cas de modification substantielle des conditions (art. 38, al. 2, de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables [OEnE; RS 730.03]). Il prend en compte différents aspects, tels que l'évolution des technologies, leur rentabilité à long terme, les prix des sources d'énergie primaire, des redevances hydrauliques et du marché des capitaux. Sur la base de cet examen des coûts, certains taux de rétribution sont adaptés dans le cadre du présent projet, qui règle par ailleurs quelques modalités d'exécution concernant en particulier les exploitants et les responsables de projets d'installations éoliennes et hydroélectriques.

2. Présentation du projet

2.1 Photovoltaïque: adaptation des taux de rétribution

Pour le photovoltaïque, l'examen a porté sur les taux de rétribution du système de rétribution de l'injection (RPC) et les rétributions uniques.

La **rétribution de l'injection** pour les installations photovoltaïques passera à 10 ct./kWh à partir du 1^{er} avril 2019. Cette baisse de 9% par rapport à 2018 s'explique par des coûts d'investissement réduits pour les installations d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW, pour lesquelles la rétribution de l'injection est en principe disponible.

Les principaux facteurs de coûts mentionnés ci-dessous pour une installation d'une puissance de 100 kW servent de base pour l'abaissement du taux de rétribution. Les hypothèses correspondent, jusqu'aux coûts d'investissement et à la fourchette des tarifs de rachat, à celles du rapport explicatif de mai 2016 relatif à la révision de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'énergie (OEnE; RS 730.01):

- heures de pleine charge: 945 h
- durée de vie: 25 ans
- coûts d'investissement spécifiques: 1100 CHF/kWp
(-18% par rapport à la valeur d'octobre 2017 pour les installations d'une puissance de 100 kW)
- coûts d'exploitation et d'entretien spécifiques: 3,5 ct./kWh
- taux de consommation propre: 40%
- prix au consommateur final: 14 ct./kWh
- tarif de rachat: 6 à 9 ct./kWh

S'agissant de la **rétribution unique**, seuls les coûts d'investissement sont pris en compte pour fixer la contribution de base et la contribution liée à la puissance. En vertu de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne; RS 730.0), celles-ci ne peuvent pas dépasser 30% des coûts d'investissement des installations de référence. En moyenne, les rétributions uniques couvriront entre 17 et 28% des coûts des installations à partir du 1^{er} avril 2019.

L'abaissement des rétributions uniques pour les installations ajoutées et les installations isolées concerne les contributions liées à une puissance inférieure à 30 kW ou à 100 kW et égale ou supérieure à 100 kW, qui passeront respectivement à 400, 300 et 280 francs. La contribution de base restera inchangée. Cette évolution s'explique par la dynamique du marché observée en 2017 et 2018. Le développement est nettement plus dynamique dans le segment des installations d'une puissance inférieure à 100 kW que dans celui de 100 kW et plus. L'abaissement plus important de la rétribution pour les petites installations doit permettre de faire face à cette évolution et de soutenir les développements dans le segment de plus de 100 kW en n'y diminuant la rétribution que légèrement. De plus, ce taux unique (*flat*

rate) de 280 francs pour la contribution liée à la puissance conduira à une simplification du système d'encouragement et à une concurrence accrue entre les installations de taille différente, si bien que la contribution jouera un rôle marginal dans le choix de la taille de l'installation par rapport à d'autres facteurs (p. ex. taux de consommation propre).

Les rétributions uniques pour les installations intégrées seront également adaptées à compter du 1^{er} avril 2019 et seront ainsi en moyenne près de 13% plus élevées que celles pour les installations ajoutées ou isolées. Cette disparité correspond à la différence de prix qu'observe actuellement l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Pour ce faire, celui-ci se fonde sur le comparatif de devis pour les installations photovoltaïques et les installations solaires thermiques, un service proposé par le programme SuisseEnergie (<https://www.energieschweiz.ch/page/fr-ch/comparatif-de-devis-gratuit-pour-votre-future-installation-solaire>).

2.2 Géothermie: adaptation des taux de rétribution

La rétribution de l'injection pour les installations géothermiques hydrothermales et pétrothermales sera relevée de 6,5 ct./kWh pour toutes les classes de puissance à partir du 1^{er} avril 2019.

Cette hausse s'explique par un taux d'intérêt du capital accru de 5,44% appliqué pour l'installation géothermique de référence. Par ailleurs, de nouvelles données sur les coûts résultant des forages réalisés et des données de planification ont été prises en compte dans les calculs pour l'installation de référence, intégrant aussi des hypothèses d'une étude de l'Institut Paul Scherrer (PSI) (TA-Swiss 62/2015: «Energy from the Earth. Deep Geothermal as a Resource for the Future?», p. 155 à 182). Le calcul du coût global se fonde sur un taux d'utilisation de l'installation de 90 à 95% pour une durée de vie de 30 ans. Les coûts d'investissement de l'installation de référence s'élèvent à près de 85 millions de francs, dont découlent des coûts de capital spécifiques d'environ 23 000 francs par kW de puissance électrique installée. Les coûts d'exploitation et d'entretien sont estimés à quelque 7 ct./kWh. La durée de la rétribution de l'injection est de quinze ans, après cela le courant est vendu 7 ct./kWh.

Ces adaptations sont nécessaires pour assurer aux responsables de projets une sécurité suffisante en matière de planification et d'investissement. Cela permet de garantir la poursuite des projets en cours et de l'exploration du sous-sol profond.

2.3 Délais pour les avis d'avancement du projet et de mise en service

A l'origine, les délais prévus aux annexes 1.1 à 1.5 OEnER pour la remise des avis d'avancement du projet et de mise en service ont été choisis de façon à ce qu'ils puissent être respectés si la planification et la conception se déroulent normalement. Ces dernières années, il s'est avéré que ce n'était pas le cas, en particulier pour les projets éoliens et hydrauliques.

Les raisons en sont en premier lieu l'opposition déterminée qui utilise régulièrement toutes les voies de recours possibles contre les projets.

En second lieu, il manque encore de nombreuses données de base sur l'impact des installations de production d'énergie sur l'environnement, ou alors les bases existantes évoluent au cours de la réalisation des projets, si bien que certains travaux et étapes de la procédure doivent être répétés ou effectués en sus (p. ex. étude d'impact sur l'environnement).

En troisième lieu, les processus de recherche de solutions en cas de conflits d'objectifs entre production énergétique et autres intérêts de la Confédération s'avèrent souvent longs et fastidieux. C'est pourquoi l'art. 23 OEnER prévoit désormais une suspension des délais en cas de procédure de recours. La prolongation des délais pour les installations éoliennes et hydroélectriques aux annexes 1.1 et 1.3 OEnER tient compte du fait que plusieurs longues étapes procédurales doivent être souvent répétées une ou plusieurs fois. Elle s'applique également aux délais non expirés au moment de l'entrée en vigueur de

l'OEneR révisée pour les responsables de projets ayant déjà reçu une décision positive avant le 1^{er} janvier 2018 et dont la décision n'a pas été révoquée par Swissgrid ou Pronovo.

Ces nouveaux délais n'ont aucun impact sur le calendrier de l'abaissement progressif du supplément perçu sur le réseau à partir de 2030. Les délais prolongés doivent permettre d'obtenir les probabilités de réalisation admises jusqu'ici pour les installations hydrauliques et éoliennes.

2.4 Installations hydroélectriques: exigences minimales relatives aux agrandissements ou rénovations notables

Les installations qui, sous le droit en vigueur, ont été admises dans la RPC à la suite d'un agrandissement ou d'une rénovation notable ou ont reçu une décision positive doivent produire au moins autant d'électricité après la rénovation (art. 3a, al. 1, let. b, aOEne). Si cette production minimale ne peut pas être respectée en raison de limitations de la production dues à des conditions posées par les pouvoirs publics (p. ex. débit résiduel ou assainissement de la force hydraulique), elle est quand même considérée comme atteinte dans cette mesure. De telles pertes de production ne doivent donc pas être compensées par une hausse supplémentaire de la production. La prise en compte des conditions posées par les pouvoirs publics s'applique par analogie aux installations qui, sous le droit en vigueur, ont été admises dans la RPC ou ont reçu une décision positive en raison d'une production accrue (art. 3a, al. 2, aOEne).

Pour ces mêmes installations, il est prévu, par analogie à l'art. 3^{quater}, al. 3, aOEne, qu'en cas de non-respect des exigences relatives à l'agrandissement ou à la rénovation notables pour des circonstances qui ne sont pas imputables au producteur et pour lesquelles aucune contre-mesure n'est possible, la rétribution de l'injection puisse quand même être versée pour une durée maximale d'un tiers de la durée de rétribution. Parmi ces circonstances, il y a notamment les phases de sécheresse pendant lesquelles les exploitants ne peuvent pas respecter la production minimale en raison des conditions climatiques. Les circonstances invoquées doivent être justifiées et démontrées au cas par cas.

Pendant la durée de rétribution, la production annuelle est contrôlée individuellement par année civile. On additionne les années civiles où la production minimale n'a pas été atteinte. Si la somme de ces années dépasse un tiers de la durée de rétribution, l'installation est exclue du système de rétribution de l'injection.

2.5 Installations hydroélectriques: installations à débits naturels et à pompage-turbina

En vertu de l'art. 24, al. 1, let. b, LEne, les centrales à pompage-turbina ne peuvent pas bénéficier d'une contribution d'investissement. Les nouvelles dispositions prévues aux art. 62, ch. 1, let. a, ch. 2 et 63, al. 4^{bis}, OEneR tiennent compte du fait qu'à part les centrales à pompage-turbina pures, qui n'ont pas droit à cette contribution, il existe des installations hydroélectriques qui utilisent aussi bien de l'eau captée naturellement que de l'eau pompée et turbinée pour la production. Selon les débats parlementaires sur l'exclusion des centrales à pompage-turbina (pures), le fait que le pompage-turbina ne soit pas soutenu financièrement est déterminant.

Pour les contributions d'investissement, cela signifie que les coûts d'investissement pour les éléments de l'installation qui servent (en partie) au pompage-turbina ne sont (en partie) pas imputables et que les sorties et les entrées de liquidités en lien avec le pompage-turbina ne sont par conséquent pas prises en compte dans le calcul des coûts supplémentaires non amortissables.

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

Les modifications prévues n'ont pas de conséquences particulière sur les finances et l'état du personnel ni aucune autre conséquence que ce soit pour la Confédération, les cantons et les communes ou pour d'autres organes d'exécution.

4. Conséquences économiques, environnementales et sociales

L'adaptation des taux de rétribution pour le photovoltaïque permet de développer des installations photovoltaïques à meilleur prix en Suisse. Le secteur sera soumis à une forte pression sur les prix, ce qui continuera d'intensifier la concurrence.

Les taux de rétribution plus élevés pour la géothermie garantissent aux responsables de tels projets une sécurité d'investissement suffisante et un développement de cette technologie en Suisse. La poursuite des projets permet d'acquérir d'importantes connaissances sur le sous-sol géologique de la Suisse.

5. Commentaire des dispositions

Art. 23, al. 2^{bis} et 3

La pratique a montré que les projets impliqués dans des procédures de recours en matière de planification, de concession ou de construction ne peuvent régulièrement pas respecter les délais d'avancement du projet et de mise en service. Partant, une suspension des délais est désormais prévue pour la durée de telles procédures (al. 2^{bis}). La durée de prolongation est fixée tout au plus au double du délai initial pour des raisons de sécurité juridique (al. 3).

Art. 25, al. 6

Jusqu'ici, l'ordonnance ne précisait pas explicitement la façon de traiter une installation dans le système de rétribution de l'injection quand celle-ci achète momentanément davantage d'électricité qu'elle n'en injecte dans le réseau pour son alimentation auxiliaire. C'est notamment le cas lorsqu'une installation est en révision et que son alimentation auxiliaire est plus importante que la production. En vertu de l'art. 4, al. 2, de l'ordonnance du DETEC du 1^{er} novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM; RS 730.010.1), la production nette, qui correspond à la différence entre la production brute et la consommation de l'installation produisant l'énergie (alimentation auxiliaire), doit être enregistrée et donc rétribuée. Par conséquent, l'alimentation auxiliaire a une valeur équivalente au taux de rétribution. Sur la base de la formule de calcul de la production nette, l'énergie achetée ne peut être facturée qu'au taux de rétribution RPC. Ni le supplément perçu sur le réseau, ni les coûts des services-système, ni d'autres dépenses ne sont facturés en plus. En principe, il ne faut faire aucune distinction entre les «temps de production» et les «temps d'arrêt».

Art. 30, al. 1, let. a

Par analogie au droit en vigueur, l'organe d'exécution ne doit décider l'exclusion du système de rétribution de l'injection que si les exigences minimales n'ont pas été respectées pendant trois années civiles consécutives.

Art. 62 et 63, al. 4^{bis}

L'actuelle let. a est abrogée, car quiconque commence des travaux de construction, d'agrandissement ou de rénovation sans garantie ou sans qu'un début anticipé des travaux ait été autorisé, ne reçoit de toute façon aucune contribution d'investissement en vertu de l'art. 28 LEn. Elle est remplacée par une

disposition qui, avec le nouvel al. 2, précise les coûts non imputables pour les installations à pompage-turbinage.

Pour les centrales qui utilisent aussi bien de l'eau captée naturellement que de l'eau pompée pour la production, les coûts et les recettes résultant du pompage-turbinage et, partant, les sorties et les entrées de liquidités correspondantes ne sont pas pris en compte dans le cadre des contributions d'investissement. Parmi les coûts imputables, les coûts liés aux éléments de l'installation qui sont utilisés exclusivement pour le pompage-turbinage (p. ex. pompe) ne sont pas du tout pris en compte, alors que ceux liés aux éléments de l'installation qui servent à la production à partir d'eau captée naturellement et d'eau pompée (p. ex. turbine, centrale) le sont au prorata. L'intégralité des coûts énergétiques de la pompe ne sont pas pris en considération. S'agissant des recettes, les profils de production permettent de définir quelle part revient au pompage-turbinage et quelle part n'est pas prise en compte dans le cadre des contributions d'investissement.

Art. 67, al. 1

L'art. 19, al. 4, let. c, LEne définit les usines d'incinération des ordures ménagères comme des installations de combustion des déchets urbains. L'actuel art. 67, al. 1, OEneR, qui manque de clarté quant à la nature des déchets, précise désormais qu'il s'agit bien de déchets urbains.

Art. 98, al. 1, let. d

Comme sous le droit en vigueur, il est nécessaire de publier le montant de la rétribution et non le taux de rétribution.

6. Commentaire des annexes

Annexe 1.1

Ch. 5

Les délais d'avancement du projet et de mise en service se fondent sur le déroulement (de la procédure) qu'un projet doit suivre, de la planification jusqu'à la mise en service. La pratique a montré que des étapes de la procédure doivent régulièrement être effectuées à plusieurs reprises en raison de changements de pratique ou de décisions sur recours. La prolongation des délais correspondants tient compte de cette situation.

Ch. 6.4

Les installations qui, sous le droit en vigueur, ont été admises dans la RPC sur la base d'un agrandissement ou d'une rénovation notable ou ont reçu une décision positive doivent observer certaines productions minimales (art. 3a en relation avec les appendices 1.1 à 1.5 aOEne). Si cette production minimale ne peut pas être respectée en raison de limitations de la production dues à des conditions posées par les pouvoirs publics (p. ex. débit résiduel ou assainissement de la force hydraulique), ces pertes de production peuvent être déduites de la production minimale ou supplémentaire nécessaire. De telles pertes de production ne doivent donc pas être compensées par une hausse supplémentaire de la production.

Ch. 6.5

Pour les installations visées au ch. 6.4, il est en outre prévu qu'en cas de non-respect de la production minimale précitée pour des circonstances qui ne sont pas imputables au producteur et pour lesquelles aucune contre-mesure n'est possible, la rétribution de l'injection puisse quand même être versée pour une durée maximale d'un tiers de la durée de rétribution. Parmi ces circonstances, il y a notamment les phases de sécheresse pendant lesquelles les exploitants ne peuvent pas respecter la production minimale en raison des conditions climatiques. Ces circonstances doivent être justifiées et démontrées au cas par cas.

Si les exigences minimales ne sont pas respectées au-delà de ce délai, l'installation est exclue du système de rétribution de l'injection.

Annexe 1.2

Ch. 2.2

Le tableau au ch. 2.2 représente les nouveaux taux de rétribution pour les installations photovoltaïques mises en service à partir du 1^{er} avril 2019.

Annexe 1.3

Ch. 5

S'agissant de la prolongation des délais, voir le commentaire de l'annexe 1.1, ch. 5.

Annexe 1.4

Ch. 4.2 et 4.3

Les tableaux aux ch. 4.2 et 4.3 représentent les nouveaux taux de rétribution pour les installations géothermiques hydrothermales et pétrothermales.

Annexe 2.1

Ch. 2.2 et 2.3

Les tableaux aux ch. 2.1 et 2.3 représentent les nouveaux taux de rétribution des contributions de base et des contributions liées à la puissance pour les installations intégrées ainsi que pour les installations ajoutées et les installations isolées à partir du 1^{er} avril 2019.