



19.443

Initiative parlementaire
Promouvoir les énergies renouvelables de manière
uniforme. Accorder une rétribution unique également pour
le biogaz, la petite hydraulique, l'éolien et la géothermie
Rapport de la Commission de l'environnement, de l'aménagement
du territoire et de l'énergie du Conseil national

du 19 avril 2021

Monsieur le Président,
Mesdames et Messieurs,

Par le présent rapport, nous vous soumettons un projet de modification de la loi sur l'énergie et 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.

19 avril 2021

Pour la commission:

Le président, Bastien Girod

Condensé

Le soutien aux installations de production d'électricité issue d'énergies renouvelables au moyen du système de rétribution de l'injection est limité au 31 décembre 2022. Le projet qui fait l'objet du présent rapport vise à remplacer ce système d'encouragement par des contributions d'investissement pour toutes les technologies. Il prévoit en outre deux mesures dont la durée de validité sera limitée à fin 2030, à savoir la prolongation de la prime de marché pour la grande hydraulique et l'octroi de contributions aux coûts d'exploitation pour les installations de biomasse. Enfin, il vise aussi à prolonger de manière illimitée la prise en compte, dans les tarifs de l'approvisionnement de base, du coût de revient de l'électricité issue d'énergies renouvelables et de production indigène.

L'objectif du projet est de maintenir le volume d'investissements dans la production d'électricité issue d'énergies renouvelables jusqu'à ce qu'une révision en profondeur de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité puisse entrer en vigueur, ainsi que l'a annoncé le Conseil fédéral.

Contexte

En vertu de l'art. 38, al. 1, let. a, de la loi sur l'énergie (LEne)¹ en vigueur, le système de rétribution de l'injection est limité au 31 décembre 2022. Dans les faits, il n'est déjà plus possible, pour les installations – en particulier les nouvelles installations éoliennes, les nouvelles installations de biogaz et de géothermie ainsi que les nouvelles petites installations hydroélectriques –, de bénéficier de ce système, ce qui entrave le développement de l'électricité issue d'énergies renouvelables.

Dans son rapport explicatif du 3 avril 2020 relatif au projet de révision de la LEne mis en consultation, le Conseil fédéral a souligné que les mesures prévues par le droit en vigueur ne permettront pas d'atteindre les objectifs à long terme prévus dans la Stratégie énergétique 2050 et qu'il est dès lors nécessaire de prolonger les mesures d'encouragement. Le 11 novembre 2020, le Conseil fédéral a annoncé qu'il présenterait un acte modificateur unique réunissant les révisions de la LEne et de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl). Comme le Parlement ne sera vraisemblablement pas en mesure d'examiner le projet du Conseil fédéral avant le 2^e semestre 2021 et que ledit projet ne vise de loin pas uniquement à combler les lacunes du dispositif d'encouragement des énergies renouvelables, la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) juge indispensable de soumettre immédiatement au Parlement une solution transitoire, afin que les mesures d'encouragement de l'électricité issue d'énergies renouvelables puissent entrer en vigueur dès que le système de rétribution de l'injection arrivera à échéance.

Le 18 juin 2019, le conseiller national Bastien Girod a déposé une initiative parlementaire à ce sujet. Le 19 avril 2021, c'est à l'unanimité que la CEATE-N a adopté le projet à l'intention de son conseil.

¹ RS 730.0

Contenu du projet

L'initiative parlementaire prévoit de remplacer le système de rétribution de l'injection, en vigueur jusqu'à fin 2022, par de nouveaux instruments à même de poursuivre le soutien garanti jusqu'ici. Ainsi, il sera possible d'éviter les lacunes du dispositif d'encouragement.

Le projet prévoit que toutes les technologies de production bénéficient de contributions d'investissement (art. 24 à 27b P-LEne). Ce changement vise un allègement administratif et permet un développement plus important avec les mêmes ressources. Par ailleurs, l'octroi de contributions d'encouragement aux grandes installations photovoltaïques devra faire l'objet d'une mise aux enchères à l'avenir (art. 25a P-LEne). Quant aux installations de biomasse, elles bénéficieront, en plus d'une contribution d'investissement, d'une contribution aux coûts d'exploitation destinée à compenser les coûts d'exploitation élevés de ce type d'installations (art. 33a P-LEne). De plus, davantage de moyens seront mis à la disposition des grandes installations hydroélectriques (art. 26, al. 1 et 3, let. a, en rel. avec l'art. 36, al. 1, let. b, P-LEne). En outre, l'octroi de la prime de marché pour les installations hydroélectriques existantes sera prolongé jusqu'à la fin de l'année 2030 (art. 38, al. 2, P-LEne) et sera toujours financé au moyen du supplément perçu sur le réseau, dont le montant doit rester inchangé à 2,3 cts/kWh. Enfin, les coûts de revient de l'électricité issue d'énergies renouvelables et de production indigène pourront être pris en compte, après 2022, dans les tarifs de l'approvisionnement de base facturés aux consommateurs captifs. La disposition concernée de la LApEP² (art. 6, al. 5^{bis}, LApEl) ne sera plus limitée en fonction de la durée durant laquelle la prime de marché est octroyée.

Le projet a pour but de maintenir et renforcer les incitations à l'investissement dans les installations de production d'électricité issue des énergies renouvelables en Suisse. Toutes les mesures sont limitées à fin 2030, car le projet constitue une solution transitoire qui crée une sécurité d'investissement et continue de garantir le développement des énergies concernées. Le projet doit être complété ou remplacé avant ce délai par une révision en profondeur de la LEne, par exemple dans le cadre du projet annoncé par le Conseil fédéral.

Table des matières

Condensé	2
1 Contexte	6
1.1 Lacunes du dispositif d'encouragement à l'échéance de la rétribution de l'injection	6
1.2 Retard pris dans la révision de la LEne et de la LApEl	6
1.3 Nécessité de légiférer et objectifs	7
1.4 Genèse du projet	8
1.5 Solutions étudiées et solution retenue	9
1.6 Renonciation à une procédure de consultation	9
2 Présentation du projet	10
2.1 Photovoltaïque	11
2.1.1 Mises aux enchères pour les grandes installations photovoltaïques	12
2.2 Énergie hydraulique	12
2.2.1 Primes de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques	13
2.3 Biomasse	13
2.3.1 Contribution aux coûts d'exploitation allouée pour les installations de biomasse	14
2.4 Énergie éolienne	14
2.5 Géothermie	15
2.6 Structure tarifaire pour consommateurs captifs (LApEl)	15
3 Commentaire des dispositions	15
3.1 Loi sur l'énergie (LEne)	15
3.2 Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl)	23
4 Conséquences	24
4.1 Conséquences sur l'état du personnel de la Confédération	24
4.2 Conséquences financières pour la Confédération	24
4.3 Conséquences pour le fonds alimenté par le supplément et autres conséquences	25
4.4 Conséquences pour les cantons et les communes, ainsi que pour les centres urbains, les agglomérations et les régions de montagne	26
4.5 Conséquences pour les consommateurs finaux	26
4.6 Conséquences économiques	26
4.6.1 Évaluations des mesures économiquement importantes	26
4.6.2 Conséquences pour l'emploi et effets de répartition	27
4.7 Conséquences sociales et environnementales	27
5 Relation avec le droit de l'Union européenne	27

6 Aspects juridiques	29
6.1 Constitutionnalité	29
6.1.1 Compatibilité avec les droits fondamentaux	29
6.2 Compatibilité avec les obligations internationales de la Suisse	29
6.3 Forme de l'acte à adopter	29
6.4 Frein aux dépenses	30
6.5 Conformité à la loi sur les subventions	30
6.6 Délégation de compétences législatives	32
6.7 Protection des données	32

Loi sur l'énergie (LEne) (Projet)

FF 2021 1315

Rapport

1 Contexte

1.1 Lacunes du dispositif d'encouragement à l'échéance de la rétribution de l'injection

En vertu du droit en vigueur, le soutien au développement d'installations de production d'énergie renouvelable s'effectue, pour certaines technologies, au moyen du système de rétribution de l'injection (appelé par le passé «rétribution à prix coûtant du courant injecté», RPC). C'est notamment le cas pour certaines installations de biomasse (en particulier les installations de biogaz), pour les nouvelles petites installations hydroélectriques, les installations éoliennes et les installations de géothermie. L'art. 38, al. 1, let. a, LEné prévoit que la durée de validité des mesures en question est limitée au 31 décembre 2022. Les technologies de production concernées risquent ainsi de se voir privées de tout soutien à compter de 2023. Par ailleurs, il existe des listes d'attente qui ne pourront probablement plus être considérées. Les contributions issues du système de rétribution de l'injection sont octroyées uniquement aux installations pour lesquelles des demandes de soutien ont été déposées avant 2018; les demandes déposées ultérieurement ne peuvent plus être prises en considération. Le développement des énergies renouvelables en Suisse s'en trouve réduit. Dans plusieurs rapports, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) confirme que les nouveaux projets de centrale sont en diminution; c'est particulièrement vrai pour les installations de biomasse et la petite hydraulique³. Quant à l'octroi de la prime de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques (art. 30 LEné), il est lui aussi limité au 31 décembre 2022 en vertu du droit en vigueur (art. 38, al. 2, LEné).

Cette lacune du dispositif d'encouragement met en péril le développement – voire le maintien – de ces installations.

1.2 Retard pris dans la révision de la LEné et de la LAPeI

Le 11 novembre 2020, le Conseil fédéral a annoncé qu'il présenterait au Parlement un acte modificateur unique réunissant les révisions de la LEné et de la LAPeI, intitulé

³ Rapport «Potentiel hydroélectrique de la Suisse. Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050», OFEN, août 2019, p. 5: «L'étude de 2012 estimait le potentiel de développement de la petite hydraulique à 1600 GWh/a d'ici à 2050. L'OFEN pense désormais qu'il équivaut à 770 GWh/a [...] en raison de la durée limitée du système de rétribution de l'injection.» Rapport «Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen» (en allemand, synthèse disponible en français), élaboré par la société EBP sur mandat de l'OFEN, avril 2020, p. 8: «Les calculs de rentabilité ont révélé que l'exploitation des installations de biogaz agricoles ne peut pas être rentable, que ce soit avec ou sans contributions d'investissement couvrant 60 % des coûts d'investissement».

«loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables». À l'appui de sa démarche, il a fait valoir le lien manifeste existant entre les deux révisions, lequel justifie un examen commun sur le plan politique. Le message devrait être disponible à la fin de premier semestre 2021 au plus tôt. Dans ces conditions, la commission considère qu'il est impossible que le projet puisse entrer en vigueur début 2023, sachant que l'examen au Parlement prendra du temps et qu'un référendum ne saurait être exclu, comme l'ont montré les objets de politique énergétique et climatique traités ces dernières années.

1.3 Nécessité de légiférer et objectifs

Eu égard à ce qui précède, il est nécessaire de prendre des mesures étant donné que, dès le 1^{er} janvier 2023, le soutien aux installations de biogaz, aux nouvelles petites installations hydroélectriques, aux installations éoliennes et aux installations de géothermie présentera des lacunes. En outre, les carences constatées pour ce qui est des grandes installations photovoltaïques sans consommation propre, dont le montant actuel de la rétribution unique ne suffit pas à encourager le développement, demeureront. Le développement de la production indigène d'électricité renouvelable s'en trouvera entravé dans une large mesure, et l'on peut craindre une délocalisation à l'étranger des investissements dans de nouvelles installations et centrales de production d'énergie renouvelable. Par ailleurs, la suppression de la prime de marché peut mettre en péril la rentabilité des grandes installations hydroélectriques existantes.

De plus, d'importantes capacités de production d'électricité seront déconnectées du réseau ces prochaines années à la suite de la décision de sortir du nucléaire. Une évolution similaire est attendue à l'étranger. Même si l'intégration de la Suisse sur le marché européen de l'électricité restera très importante pour assurer la sécurité de l'approvisionnement de notre pays, un développement accru de la production intérieure d'électricité renouvelable contribuera de manière essentielle à la sécurité de l'approvisionnement. À cet effet, il y a lieu de définir rapidement un cadre contraignant à même de fournir aux investisseurs potentiels une sécurité de planification suffisante pour leurs décisions.

Le projet a pour but de maintenir le volume d'investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable: un développement continu en la matière est indispensable afin que les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 puissent être atteints.

En mettant en œuvre la présente initiative parlementaire, la commission entend, d'une part, continuer à encourager de manière appropriée la production d'électricité renouvelable issue de la biomasse, de l'hydraulique, de l'éolien, de la géothermie et des grandes installations photovoltaïques sans consommation propre après l'échéance du modèle de la rétribution de l'injection et, d'autre part, prolonger la durée de validité de la prime de marché versée aux grandes installations hydroélectriques lorsqu'elle arrivera à échéance. Le projet constitue une solution transitoire visant à maintenir la stimulation des investissements dans le développement des technologies de production susmentionnées. Le projet annoncé par le Conseil fédéral donnera l'occasion de réexaminer les mesures dans un contexte plus large, d'en débattre et, si nécessaire, de

les compléter. C'est pourquoi la commission a renoncé notamment à définir de nouvelles valeurs cibles (art. 2 et 3 LEné) et d'autres mesures d'accompagnement (contributions d'étude de projet, par ex.). La durée de validité des nouvelles mesures prévues par le projet est limitée à fin 2030.

Les mesures inscrites dans le projet permettent de mieux exploiter le potentiel offert par la production indigène d'électricité issue d'énergies renouvelables. Le système de rétribution de l'injection doit être remplacé par un système d'encouragement plus efficace, fondé sur des contributions d'investissement pour toutes les technologies de production (art. 24 à 27b P-LEne) ainsi que des mises aux enchères pour les grandes installations photovoltaïques (art. 25a P-LEne). La commission a pour objectif d'accroître l'efficacité de l'encouragement sans devoir augmenter le supplément perçu sur le réseau.

S'agissant des installations de biomasse (en particulier les installations de biogaz), une contribution aux coûts d'exploitation (art. 33a P-LEne) est prévue pour compenser leurs coûts d'exploitation élevés. Elle doit garantir le maintien de la rentabilité lorsque le modèle de la rétribution de l'injection sera arrivé à échéance et vise à empêcher l'arrêt de l'exploitation de ces installations. De plus, la durée de validité de la prime de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques doit être prolongée afin de soutenir les sociétés d'exploitation concernées lorsque les prix de l'électricité sont bas. Enfin, la production indigène d'électricité issue d'énergies renouvelables est soutenue grâce à la pérennisation de la mesure prévue à l'art. 6, al. 5^{bis}, LAPel.

1.4 Genèse du projet

L'initiative parlementaire 19.443 «Promouvoir les énergies renouvelables de manière uniforme. Accorder une rétribution unique également pour le biogaz, la petite hydraulique, l'éolien et la géothermie» a été déposée le 18 juin 2019 par le conseiller national Bastien Girod. Le 26 octobre 2020, la CEATE-N a décidé, par 17 voix contre 4 et 3 abstentions, de donner suite à l'initiative; son homologue du Conseil des États (CEATE-E) s'est ralliée à cette décision le 14 janvier 2021, par 8 voix contre 0 et 4 abstentions. À cette occasion, la CEATE-E a considéré qu'il fallait tenir compte, lors de l'élaboration du projet, des grandes installations hydroélectriques – qui revêtent une grande importance pour la sécurité de l'approvisionnement du pays – ainsi que des installations de biomasse. Le 25 janvier 2021, la CEATE-N a formellement décidé, sans opposition, d'entrer en matière sur le projet; ce faisant, elle a souligné qu'il était urgent de prendre des mesures en la matière. Lors de ses délibérations, la commission s'est déclarée favorable à ce que les mesures de soutien au moyen du système de rétribution de l'injection soient remplacées par les nouvelles mesures prévues par l'initiative parlementaire. Par contre, elle s'est opposée à ce que d'autres éléments soient ajoutés au projet, notamment de nouvelles valeurs cibles (art. 2 et 3 LEné) et de nouvelles contributions d'étude de projet; elle a aussi rejeté une prolongation des mesures au-delà de la fin de l'année 2030. La commission entendait ainsi créer une solution transitoire à même d'éviter que le dispositif d'encouragement ne présente des lacunes. Sur certains points, la commission est allée plus loin que ce que

prévoyait l'initiative: ainsi, elle a notamment proposé de prolonger jusqu'à la fin de l'année 2030 la prime de marché versée aux grandes installations hydroélectriques et de proroger indéfiniment la réglementation relative aux coûts de revient prévue à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI. Lors de la discussion par article, de nombreux points litigieux ont été examinés, qui ont donné lieu au dépôt de plusieurs propositions de minorité. Le 19 avril 2021, c'est à l'unanimité que la commission a adopté le projet à l'intention de son conseil.

1.5 Solutions étudiées et solution retenue

Au cours de la discussion par article, la CEATE-N a examiné diverses options et élaboré son projet, en faisant appel au Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) pour les questions juridiques et techniques.

La commission a évoqué en particulier une simple prorogation du système actuel de rétribution de l'injection grâce à une modification de la clause abrogatoire inscrite à l'art. 38 LEne. Néanmoins, prolonger ainsi le système de la rétribution de l'injection aurait été une source d'insécurité juridique pour les investisseurs, sachant que la fin dudit système a été annoncée et préparée depuis plusieurs années déjà. De plus, il aurait fallu à nouveau revoir la logique d'encouragement peu de temps après sa prolongation. Eu égard à ce qui précède, la commission a rejeté cette solution.

Une reprise et mise en œuvre anticipée de l'ensemble du projet résultant de la consultation relative à la révision de la LEne du Conseil fédéral a également été évoquée. La commission a décidé, à l'unanimité, de reprendre sur le principe la nouvelle logique d'encouragement prévue par le Conseil fédéral, mais de faire tout de même en sorte que son projet ne constitue qu'une solution transitoire.

1.6 Renonciation à une procédure de consultation

Le projet relève de l'art. 3, al. 1, let. b, de la loi du 18 mars 2005 sur la consultation (LCo)⁴ et serait ainsi «objet de la procédure de consultation». Néanmoins, se fondant sur l'art. 3a, al. 1, let. b, LCo, la commission renonce à une procédure de consultation.

Le DETEC a mis en consultation la révision de la LEne du 3 avril au 12 juillet 2020; il a publié les résultats de cette procédure en novembre 2020. Le projet de la CEATE-N reprend largement les mesures d'encouragement prévues par celui du DETEC. Dans ces circonstances, aucune information nouvelle n'aurait été à attendre d'une autre consultation.

Il apparaît que les participants à la consultation sont largement favorables à l'orientation de la révision de la LEne (prolongation et optimisation des mesures d'encouragement). Plusieurs acteurs ont indiqué qu'ils préféreraient un système incitatif; cet élément a cependant déjà été rejeté par le Parlement. D'aucuns ont souligné le risque de

⁴ RS 172.061

voir s'ouvrir des lacunes dans la réglementation et d'assister à l'interruption des prestations de soutien si la révision n'entrait pas en vigueur en 2023; le projet tient compte de cet état de fait. Les avis divergent s'agissant de savoir si les mesures proposées dans la révision de la LEne seraient suffisantes pour atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par le Conseil fédéral. On a notamment déploré le fait que le projet ne tenait pas compte de manière appropriée de l'importance que revêt l'énergie hydraulique et que les incitations à l'investissement n'étaient pas suffisantes. Ces objections ont été prises en compte dans le projet, puisque ce dernier prévoit des incitations supplémentaires à l'investissement, notamment pour les grandes installations hydroélectriques.

La seule mesure d'encouragement prévue par le projet qui n'a pas encore été mise en consultation est la contribution aux coûts d'exploitation allouée pour les installations de biomasse (art. 33a P-LEne). Toutefois, cette mesure fait l'objet d'un large consensus au sein du monde politique; en outre, les milieux concernés ont demandé des mesures similaires lors de la procédure de consultation.

Eu égard aux résultats de la consultation menée par le DETEC, il apparaît judicieux et acceptable de ne pas organiser de nouvelle procédure. Les positions des milieux intéressés sont connues dans une large mesure.

Enfin, le projet prévoit la simple prorogation de certains instruments inscrits dans la LEne en vigueur. Ainsi, la durée de validité de la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques est prolongée jusqu'à la fin de l'année 2030. Quant à la prise en compte, dans les tarifs de l'approvisionnement de base facturés aux consommateurs captifs, des coûts de revient de l'électricité issue d'énergies renouvelables et de production indigène (art. 6, al. 5^{bis}, LApEl), elle est désormais illimitée.

2 Présentation du projet

Pour les installations éoliennes, les installations de biogaz et les nouvelles petites installations hydroélectriques, plus aucun encouragement n'est prévu en vertu du droit en vigueur à l'échéance du système de rétribution de l'injection, fin 2022. Il en va de même pour la construction de nouvelles installations de production d'électricité à partir de la géothermie. Pour faire avancer le développement pour l'ensemble des technologies de production, le projet vise principalement à poursuivre l'encouragement de ces installations. Désormais, cet encouragement doit être effectué au moyen de contributions d'investissement se montant à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables.

Une contribution d'investissement permet d'apporter un soutien financier ciblé et adapté à la phase de construction d'une installation de production d'électricité qui nécessite des capitaux importants. Tous les types d'installation nécessitent en effet des investissements importants dans la phase de construction et peuvent bénéficier des contributions d'investissement. Contrairement à l'ancienne rétribution de l'injection à prix coûtant, le responsable de projet est en conséquence exposé aux forces du marché et optimise l'exploitation de l'installation et la production d'électricité en fonction des prix sur le marché de l'énergie, de sorte qu'il produit par exemple davantage d'électricité au moment où les prix de l'électricité sont élevés et inversement. En

outre, la Confédération n'est plus liée aux projets pour de longues périodes de rétribution et peut donc soutenir de nouveaux projets. Le Conseil fédéral veillera, en fixant les taux, qu'il n'y ait pas de rétribution excessive.

Les installations de biomasse bénéficient, en plus d'une contribution d'investissement, d'une contribution aux coûts d'exploitation (art. 33a P-LEne) destinée à compenser les coûts d'exploitation élevés de ce type d'installations. Cette mesure remplace le soutien au moyen du système de rétribution de l'injection. Les contributions d'investissement seules ne permettent pas d'exploiter les installations de certains types (en particulier les installations agricoles de production de biogaz) de manière à couvrir les coûts.

Les nouvelles grandes installations hydroélectriques peuvent se voir octroyer désormais des contributions d'investissement se montant à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables (art. 26, al. 3, let. a, P-LEne); les ressources provenant du supplément perçu sur le réseau destinées à financer, entre autres, cette mesure sont doublées (art. 36, al. 1, let. b, P-LEne).

En outre, la mesure de soutien que constitue la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques existantes doit être prorogée elle aussi au-delà de 2022 (art. 38, al. 2, P-LEne).

Ces mesures sont toujours financées au moyen du supplément perçu sur le réseau (art. 35, al. 2, P-LEne et art. 36 P-LEne), dont le plafond (2,3 cts/kWh) n'est pas relevé (art. 35, al. 3, LEne).

Enfin, le projet prévoit de lever la limitation de la durée de validité de la disposition contenue à l'art. 6, al. 5^{bis}, LAPeI relative à la prise en compte, dans les tarifs de l'approvisionnement de base facturés aux consommateurs captifs, des coûts de revient de l'électricité issue d'énergies renouvelables et de production indigène.

2.1 Photovoltaïque

L'encouragement des petites installations photovoltaïques a fait ses preuves. Le développement de ces installations en Suisse a rapidement progressé au cours des dernières années. Le projet ne modifie en rien les dispositions d'encouragement pour ce type d'installations par rapport au droit en vigueur: ces dernières pourront toujours solliciter une contribution d'investissement (rétribution unique) qui se monte à 30 % au plus des coûts d'investissement des installations de référence au moment de leur mise en exploitation.

En revanche, le projet prévoit de relever à 60 % le plafond de la rétribution unique pour les installations photovoltaïques qui injectent toute l'électricité produite (art. 25, al. 3, P-LEne). Cette mesure est nécessaire, car ce type d'installations ne bénéficie pas des avantages de la consommation propre (aucune rémunération pour l'utilisation du réseau ni redevance n'est due pour l'électricité autoconsommée). Les contributions d'investissement actuelles ne suffisent pas vraiment à encourager la construction, en particulier, de grandes installations photovoltaïques d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW, que l'on trouve typiquement sur les toits des bâtiments agricoles ou

industriels, car ces dernières ne peuvent généralement pas être exploitées de manière à couvrir les coûts.

Il y a lieu de relever que le chiffre de 60 % est un plafond: la plupart des montants de la rétribution unique accordés ces dernières années pour les installations photovoltaïques oscillaient entre 10 et 20 % des coûts d'investissement imputables, en fonction de la grandeur de l'installation. Le Conseil fédéral garde une vue d'ensemble du marché et adapte les taux de la rétribution unique chaque année.

2.1.1 Mises aux enchères pour les grandes installations photovoltaïques

Pour les grandes installations photovoltaïques, les contributions de la rétribution unique devraient, selon le projet, pouvoir être fixées par mises aux enchères (art. 25a P-LEne). Ce système vise à permettre d'augmenter l'efficacité du dispositif d'encouragement, car ce sont alors les installations les plus économiques de ce segment qui obtiennent l'adjudication, ce qui signifie qu'un plus grand nombre d'installations peuvent être soutenues avec les mêmes moyens.

Le Conseil fédéral peut instaurer séparément des mises aux enchères pour différents types d'installations. Lors des mises aux enchères, le taux de financement proposé par kilowatt constitue le critère d'adjudication principal, mais le Conseil fédéral peut définir d'autres critères (par ex. la contribution d'une installation photovoltaïque à la production d'électricité durant le semestre d'hiver). Doivent pouvoir faire l'objet des mises aux enchères les projets prêts à être réalisés sur un site spécifique, mais qui n'en sont pas encore au stade de la mise en œuvre. L'objectif est d'exploiter de manière ciblée de nouveaux potentiels que présentent certains types d'installations. Si les objectifs de production garantis par le responsable du projet dans la mise aux enchères ne sont pas atteints, que les délais impartis pour la réalisation ne sont pas respectés ou que d'autres qualités promises ne sont pas concrétisées, le Conseil fédéral peut prévoir des sanctions à l'encontre des participants.

2.2 Énergie hydraulique

Les nouvelles petites installations hydroélectriques d'une puissance se situant entre 1 MW et 10 MW ne sont actuellement soutenues qu'au moyen du système de rétribution de l'injection (art. 19, al. 4, let. a, LEne). Le projet prévoit que celles-ci pourront solliciter une contribution pouvant atteindre 60 % des coûts d'investissement imputables (art. 26, al. 1, let. a, P-LEne).

Quant aux nouvelles installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW et aux agrandissements ou rénovations notables d'installations existantes d'une puissance d'au moins 300 kW, ils avaient déjà droit jusqu'à présent à des contributions d'investissement. C'est la limite maximale qui change: les nouvelles grandes installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW recevront désormais une contribution d'investissement pouvant atteindre 60 %, alors qu'elle se monte à 40 % au plus dans le droit en vigueur (art. 26, al. 1, LEne). Cette mesure

devrait permettre d'accroître le développement des grandes centrales hydroélectriques, qui jouent un rôle important dans la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. Par contre, le projet prévoit de réduire à 40 % (au lieu de 60 % actuellement) les contributions d'investissement maximales allouées pour les rénovations notables d'installations hydroélectriques qui présentent une puissance d'au moins 300 kW après la rénovation. La rentabilité des rénovations est jugée suffisante, en particulier pour les grandes installations.

Pour les centrales hydroélectriques d'une capacité supérieure à 10 MW, la limite du soutien provenant du supplément perçu sur le réseau a été portée à 0,2 ct./kWh, contre 0,1 ct./kWh dans la loi en vigueur (art. 36, al. 1, let. b, LEne).

2.2.1 Primes de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques

À la suite d'une baisse du prix de l'électricité, en 2016, le Parlement avait décidé d'introduire une prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques existantes. Un montant maximal de 0,2 ct./kWh provenant du fonds alimenté par le supplément sur les coûts de transport (art. 36, al. 1, let. c, LEne) était affecté au financement de cette prime. Le premier versement a eu lieu pour l'exercice 2017, avec l'entrée en vigueur de la nouvelle LEne au 1^{er} janvier 2018. Selon le droit en vigueur, la durée de cette prime est limitée à cinq ans et expire donc fin 2022. Le projet prévoit de prolonger la durée de validité de cette mesure jusqu'à la fin de l'année 2030, afin d'optimiser la rentabilité des grandes installations hydroélectriques existantes.

Peuvent bénéficier d'une prime de marché les exploitants de grandes installations hydroélectriques qui doivent vendre leur électricité sur le marché en dessous du coût de revient total (rendement des capitaux propres inclus). Si ce ne sont pas les exploitants des centrales hydroélectriques qui assument le risque du coût de revient non couvert, mais les propriétaires ou les fournisseurs d'électricité, ceux-ci sont les ayants droit.

En 2020, l'OFEN a traité 23 demandes de primes de marché sur la base de l'exercice 2019 et a remboursé un montant total de 84 millions de francs.

2.3 Biomasse

Selon le droit en vigueur, certaines installations de biomasse, à savoir les installations de biogaz, ne perçoivent des contributions d'encouragement que dans le cadre du système de rétribution de l'injection. La contribution d'investissement, qui se monte à 20 % au plus des coûts d'investissement imputables (art. 27, al. 1, LEne), peut être allouée uniquement aux nouvelles usines d'incinération des ordures ménagères, aux nouvelles installations au gaz d'épuration ou aux nouvelles centrales électriques à bois d'importance régionale et lors d'agrandissements ou de rénovations notables de telles installations (art. 24, al. 1, let. c, LEne).

Le projet prévoit d'étendre cette mesure à toutes les installations de biomasse qui pouvaient jusqu'alors participer au système de rétribution de l'injection. La contribution

d'investissement doit être relevée au maximum à hauteur de 60 % des coûts d'investissement. Cette modification est nécessaire pour encourager la planification de nouveaux projets de centrale. Pendant la période hivernale, en particulier, les installations de biomasse contribuent à la sécurité de l'approvisionnement.

2.3.1 Contribution aux coûts d'exploitation allouée pour les installations de biomasse

Le projet prévoit qu'une contribution aux coûts d'exploitation, versée par kilowattheure d'électricité injectée, pourra être sollicitée pour les installations de biomasse (art. 33a P-LEne), le Conseil fédéral fixant le taux de contribution par catégorie et par classe de puissance. Cette contribution vise à compenser la disparition du système de rétribution de l'injection pour certains types d'installations dont les coûts d'exploitation sont particulièrement élevés.

Le coût de revient de l'électricité produite par des installations de biomasse est beaucoup plus élevé pour les installations fonctionnant avec du bois et du biogaz que pour d'autres technologies. Un récent rapport consacré à la rentabilité des installations de biomasse⁵ a confirmé que de nombreuses installations de biomasse ne pouvaient pas être exploitées de manière rentable uniquement avec des contributions d'investissement. La contribution prévue par le projet permettra notamment aux installations de biogaz artisanales, industrielles et agricoles et aux installations de valorisation du bois en tant que biomasse de continuer à être exploitées après l'expiration du système de rétribution de l'injection de manière à couvrir les coûts. Il s'agit d'empêcher que des installations en état de fonctionner cessent d'être exploitées.

Les usines d'incinération des ordures ménagères et les stations d'épuration des eaux usées sont exclues du soutien par la contribution aux coûts d'exploitation. Les infrastructures publiques doivent financer leur exploitation – dont fait partie, dans l'état actuel, la production d'électricité et de chaleur – au moyen de taxes d'élimination des déchets, conformément au principe de causalité.

2.4 Énergie éolienne

Les installations éoliennes sont elles aussi touchées par les lacunes du dispositif d'encouragement, car, selon le droit en vigueur, elles ne sont soutenues qu'au moyen du système de rétribution de l'injection (art. 19, al. 1, let. c, LEne). Étant donné qu'elles livrent deux tiers environ de leur production annuelle pendant les mois d'hiver, il est important de continuer à encourager cette technologie. C'est la raison pour laquelle le système de rétribution de l'injection est remplacé, dans le projet, par des contributions d'investissement, qui se montent à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables et qui peuvent être sollicitées pour la construction de nouvelles installations éoliennes d'une puissance d'au moins 2 MW (art. 27a P-LEne).

⁵ Rapport «Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen» (en allemand, synthèse disponible en français), élaboré par la société EBP sur mandat de l'OFEN, avril 2020.

2.5 Géothermie

Les installations géothermiques sont également les victimes des lacunes du dispositif d'encouragement, car, selon le droit en vigueur, elles sont soutenues au moyen du système de rétribution de l'injection (art. 19, al. 1, let. d, L'Ene). Désormais, une contribution d'investissement équivalant à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables peut être sollicitée pour la prospection et la mise en valeur de ressources géothermiques ainsi que pour la construction de nouvelles installations géothermiques (art. 27b P-L'Ene). Il est également possible de solliciter des garanties (art. 33, al. 1, P-L'Ene), pour autant que les celles-ci soient préférées à une contribution d'investissement (art. 33, al. 2, P-L'Ene). Ces mesures devraient permettre d'accroître le développement de ces technologies de production. Elles sont nécessaires sous l'angle de l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en hiver, car les centrales géothermiques livrent de l'électricité en ruban.

2.6 Structure tarifaire pour consommateurs captifs (LApEI)

Les entreprises d'approvisionnement en électricité ont actuellement la possibilité de prendre en compte, dans leurs tarifs de l'approvisionnement de base pour consommateurs captifs, l'intégralité du coût de revient de l'électricité issue d'énergies renouvelables et de capacités de production indigènes (art. 6, al. 5^{bis}, LApEI). Cette mesure favorise la vente d'électricité renouvelable provenant de la production nationale. Selon le projet, elle ne sera plus limitée en fonction de la durée durant laquelle la prime de marché est octroyée.

3 Commentaire des dispositions

3.1 Loi sur l'énergie (L'Ene)

Art. 15, al. 4

Au lieu d'adapter le renvoi à l'al. 4 en raison des nouvelles dispositions relatives aux contributions d'investissement, seule l'exception à l'obligation de reprise et de rétribution est encore spécifiée et il est renoncé à mentionner explicitement que l'obligation s'applique aussi aux installations pour lesquelles une rétribution unique ou une contribution d'investissement a été octroyée.

Art. 16, al. 2

En raison des nouvelles dispositions relatives aux contributions d'investissement et à la contribution aux coûts d'exploitation allouée pour les installations de biomasse, il est nécessaire d'adapter le renvoi à l'al. 2.

Art. 19, al. 6

Une légère reformulation de cette disposition s'impose, car plus aucune limite supérieure de puissance n'est prévue pour la rétribution unique.

Art. 24 Principes

L'art. 24 pose le principe selon lequel les contributions d'investissement peuvent être sollicitées pour autant que les moyens du fonds alimenté par le supplément suffisent. Les dispositions relatives aux diverses technologies règlent séparément pour quels types de projets et d'installations et sous quelle forme des contributions d'investissement peuvent être demandées.

Art. 25 Contribution d'investissement allouée pour les installations photovoltaïques

L'art. 25 précise pour quelles installations photovoltaïques une contribution d'investissement peut être sollicitée (al. 1). Les simples rénovations d'installations photovoltaïques ne pourront plus bénéficier d'une contribution d'investissement. Si une installation est rénovée tout en connaissant une augmentation de puissance qui remplit le critère d'un agrandissement notable, il est possible – comme dans le droit en vigueur – de solliciter une rétribution unique.

La contribution maximale de 30 % est en principe maintenue (al. 2). Pour les installations qui injectent toute l'électricité produite, la contribution maximale est augmentée à 60 % en vertu de l'al. 3, notamment pour pouvoir créer davantage de flexibilité dans les mises aux enchères pour la rétribution unique et mieux exploiter le potentiel supplémentaire dans la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

Une minorité voudrait que le taux de 60 % (art. 25, al. 3, P-LEne) ne s'applique qu'aux grandes installations qui injectent une part particulièrement élevée d'électricité produite en hiver et qui ne peuvent pas avoir recours de manière prépondérante à la consommation propre. Selon elle, les installations qui n'apportent pas une contribution notable à la sécurité de l'approvisionnement en hiver ne devraient pas pouvoir bénéficier du nouveau taux maximal.

Art. 25a Mises aux enchères pour la rétribution unique

Avec les taux en vigueur actuellement pour la rétribution unique, seules les installations dont une partie de l'électricité produite est consommée sur le site de production peuvent être exploitées avec une pleine couverture de leurs coûts. En conséquence, beaucoup de grandes installations photovoltaïques pour lesquelles la consommation propre n'est pas possible ou est limitée ne voient pas le jour. Dans le but d'exploiter un potentiel supplémentaire dans les grandes installations photovoltaïques, le Conseil fédéral doit avoir la possibilité de réaliser des mises aux enchères pour octroyer et en même temps fixer le montant des rétributions uniques (al. 1). Dans un premier temps, les mises aux enchères doivent être introduites pour les installations à partir d'une puissance de 100 kW qui injectent toute l'électricité produite dans le réseau, car ce domaine présente un grand potentiel de développement (p. ex. installations sur des bâtiments agricoles).

De plus, le Conseil fédéral précisera les principes de la procédure de mise aux enchères, les critères de participation et d'adjudication de même que d'autres modalités. Il s'assurera ainsi d'une véritable concurrence entre les fournisseurs.

Dans le but de garantir qu'une installation photovoltaïque ayant fait l'objet d'une adjudication dans le cadre de la procédure de mises aux enchères est effectivement construite ou de pouvoir appliquer une éventuelle sanction par la suite, le Conseil fédéral peut prévoir que soit déposée une sûreté comme condition de la garantie effective d'une rétribution unique (al. 4).

Grâce à la possibilité de prévoir une sanction pour le cas où une installation photovoltaïque n'est pas construite ou ne respecte pas les termes prévus dans la procédure de mises aux enchères (al. 5), le Conseil fédéral dispose d'un moyen d'augmenter la probabilité de réalisation des installations photovoltaïques qui bénéficient d'une adjudication. Une sanction correspondante s'ajouterait à la restitution telle qu'elle est prévue à l'art. 28 de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions (LSu)⁶.

Une minorité souhaite biffer cet article. Elle estime qu'il s'agit d'un nouvel instrument d'encouragement d'envergure et qu'il n'a pas sa place dans le projet, lequel ne doit constituer qu'une solution transitoire.

Art. 26 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques

Suite à la suppression de la rétribution du courant injecté à prix coûtant, les nouvelles installations d'une puissance d'au moins 1 MW peuvent solliciter une contribution d'investissement. Les agrandissements notables et les rénovations d'installations existantes reçoivent une contribution si l'installation présente une puissance d'au moins 300 kW après l'agrandissement ou la rénovation.

L'al. 2 concrétise la disposition selon laquelle les centrales à pompage-turbinage ne doivent pas recevoir de contribution d'investissement. D'après les débats parlementaires dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, les centrales à pompage-turbinage pures devraient être exclues du soutien par le biais des contributions d'investissement. Par conséquent, dans les installations fonctionnant partiellement au pompage-turbinage, seule la part de pompage-turbinage en est exclue. Cela reflète la pratique actuelle. Si, au cours du développement des énergies renouvelables, en particulier du photovoltaïque, des capacités de stockage supplémentaires ou une plus grande flexibilisation de la production d'électricité sont nécessaires pour assurer la stabilité du réseau, le Conseil fédéral peut prévoir la possibilité que les centrales à pompage-turbinage reçoivent une contribution d'investissement malgré l'exclusion de principe. Les critères à remplir sont toutefois que cette technologie doit être la meilleure solution par rapport à d'autres technologies telles que l'hydrogène et que les conditions relatives au droit des subventions doivent être réunies.

Les installations d'exploitation accessoire pourront toujours solliciter une contribution d'investissement, même si elles n'atteignent pas les limites inférieures visées à

l'al. 1 (al. 4). Il s'agit d'installations hydroélectriques qui sont liées à d'autres installations dont la finalité n'est pas la production d'électricité (p. ex. installations d'eau potable ou d'enneigement).

Le Conseil fédéral pourra aussi, comme c'est le cas actuellement, prévoir d'exempter, outre les installations d'exploitation accessoire, d'autres installations hydroélectriques de la limite inférieure pour autant qu'elles soient implantées sur des tronçons de cours d'eau déjà exploités ou qu'il n'en résulte aucune nouvelle atteinte aux cours d'eau naturels ou présentant un intérêt écologique (al. 5).

Trois propositions de minorités ont été soumises pour cet article. La première vise à ce qu'une contribution d'investissement puisse être sollicitée uniquement pour la construction de nouvelles installations hydroélectriques qui sont soumises à l'étude de l'impact sur l'environnement selon l'art. 10a de la loi sur la protection de l'environnement⁷ (art. 26, al. 1, let. a, P-LEne). Cette minorité entend ainsi garantir que toutes les installations qui bénéficient d'un encouragement soient soumises, sur une même base, à l'étude de l'impact sur l'environnement. Un certain nombre de petites installations ne bénéficieraient alors pas de l'encouragement. La deuxième proposition a pour but d'encourager les agrandissements et rénovations notables d'installations qui présentent une puissance d'au moins 1 MW (art. 26, al. 1, let. b et c, P-LEne), au lieu des 300 kW actuels (art. 24, al. 1, let. b, ch. 2, LEne). Cette minorité émet des doutes quant à l'impact sur l'environnement des petites installations hydroélectriques, car ces installations portent atteinte à des cours d'eau d'une grande valeur écologique pour une production énergétique comparativement faible. La troisième proposition consiste à limiter à 40 % le taux maximal de la contribution d'investissement pour les installations hydroélectriques (art. 26, al. 3, P-LEne). Cela permettrait d'encourager en priorité les projets dont la rentabilité est garantie même avec une contribution d'investissement moindre.

Art. 27 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse

Toutes les installations de biomasse qui pouvaient participer jusqu'ici à la rétribution de l'injection bénéficieront désormais d'une contribution d'investissement qui pourra se monter à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables. Dans la mise en œuvre de cette disposition, les stations d'épuration des eaux usées (STEP) et les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) doivent recevoir, comme c'est le cas actuellement, une contribution d'investissement dans un ordre de grandeur de 20 % au plus, puisqu'elles financent en principe leurs charges d'exploitation par des taxes d'élimination conformes au principe de causalité.

Art. 27a Contribution d'investissement allouée pour les installations éoliennes

Toutes les nouvelles installations éoliennes qui présentent une puissance d'au moins 2 MW recevront désormais une contribution d'investissement de 60 % au plus (al. 1 et 2). Le remplacement complet d'une installation existante est également considéré

⁷ RS 814.01

comme une nouvelle installation. Cela vaut aussi pour des installations qui viennent agrandir un parc éolien existant ou remplacer des installations existantes au sein d'un parc éolien.

Une minorité souhaite réduire à 30 % le taux maximal des contributions d'investissement pour les installations éoliennes. D'après elle, ces installations devraient être moins encouragées étant donné qu'elles portent gravement atteinte au paysage et ne sont pas bien acceptées au sein de la population.

Art. 27b Contribution d'investissement allouée pour les installations géothermiques

Les installations géothermiques de production d'électricité recevront désormais des contributions d'investissement. Il sera possible de solliciter à chaque fois une contribution pour la prospection de ressources géothermiques, pour la mise en valeur de telles ressources, ainsi que pour la construction et la mise en service de nouvelles installations géothermiques (al. 1). La mise en valeur va plus loin que la recherche au sens du droit en vigueur: elle comprend l'exploration au moyen d'un forage, l'extraction d'eau chaude et la réinjection éventuelle de l'eau extraite dans le réservoir géothermique.

Les contributions se montent à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables (al. 2). Elles ne peuvent pas être sollicitées en même temps que les garanties pour la géothermie visées à l'art. 33.

Art. 28, al. 1 et 2

Les renvois doivent être adaptés. Sur le fond, cette modification ne change rien au principe relevant du droit des subventions, tel qu'il est aussi précisé à l'art. 26 LSu, en vertu duquel il n'est possible de mettre en chantier des travaux de construction que si l'aide a été au moins accordée provisoirement.

Art. 29, titre, al. 1, phrase introductive, al. 2 et 3, let. b^{bis} et h à j

L'al. 1 s'applique à l'ensemble des contributions d'investissement du chapitre 5 LEne et fait l'objet d'une adaptation rédactionnelle en ce sens.

Comme il est désormais renoncé à un calcul concret des coûts supplémentaires non amortissables au cas par cas, l'al. 2 prévoit que le Conseil fédéral s'aligne, pour fixer le montant des contributions d'investissement dans les limites des taux maximaux prévus aux art. 25 à 27b, sur les coûts de l'installation qui ne pourront pas être couverts par les recettes tirées de son exploitation ultérieure.

Pour garantir que seuls les projets qui dépendent d'une subvention sont soutenus, il est nécessaire de pouvoir procéder à des examens approfondis de la rentabilité au cas par cas. Si une telle demande examinée de manière approfondie ne présente pas de coûts non couverts, aucune contribution d'investissement n'est accordée (al. 3, let. b^{bis}).

La possibilité de former des catégories différentes dans le cadre de chaque technologie est reprise du système de rétribution de l'injection (al. 3, let. h).

Il est nécessaire de prévoir la possibilité de définir des taux pour certaines classes de puissance selon le principe des installations de référence pour l'ensemble des technologies (al. 3, let. i).

En vertu de l'al. 3, let. j, le Conseil fédéral peut en outre prévoir l'obligation pour ceux qui obtiennent une contribution d'investissement au sens du chapitre 5 LEne de mettre les données et les informations d'intérêt public à la disposition de la Confédération. Il s'agit par exemple des données de mesure du vent collectées, qui doivent être mises à la disposition de l'OFEN en vue notamment du développement et de l'actualisation des bases méthodologiques au sens de l'art. 11 LEne. Il faudra respecter certaines prescriptions concernant le contenu et la documentation (métadonnées). Ces données ne sont divulguées que sous une forme agrégée (géoinformations au sens de la loi du 5 octobre 2007 sur la géoinformation [LGéo]⁸). Rien ne change en ce qui concerne la gestion des géodonnées provenant des projets de géothermie (cf. p. ex. ch. 5 de l'annexe 1 OEne).

Art. 30, al. 4, let. e, al. 5

Il est nécessaire d'adapter le renvoi en raison des nouvelles dispositions relatives aux contributions d'investissement.

L'al. 5 demande l'introduction d'un modèle destiné à remplacer celui de la prime de marché. Cet alinéa est abrogé puisque le projet prévoit la prolongation de la validité de la prime de marché (art. 38, al. 2, P-LEne).

Une minorité s'oppose à cette prolongation. Elle propose ainsi de maintenir les dispositions en vigueur et, par conséquent, de ne pas abroger l'al. 5.

Art. 33 Garanties pour la géothermie

En guise d'alternative aux contributions d'investissement visées à l'art. 27b, une garantie qui se monte à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables peut être fournie, comme dans le droit en vigueur, pour couvrir le risque des investissements (al. 1).

En vertu de l'al. 2, le requérant pourra décider pour chaque étape – prospection, mise en valeur et réalisation d'une installation – s'il veut déposer une demande de contribution d'investissement ou de garantie.

Art. 33a Contribution aux coûts d'exploitation allouée pour les installations de biomasse

Pour assurer la poursuite de l'exploitation des installations de biomasse existantes et atteindre un développement modéré dans ce domaine, les installations de biomasse doivent recevoir, outre les contributions d'investissement, une contribution aux coûts d'exploitation. Cette contribution versée par kWh d'électricité injectée s'ajoute aux recettes pour, au final, couvrir approximativement les coûts d'exploitation.

⁸ RS 510.62

La contribution aux coûts d'exploitation est définie en fonction des coûts d'exploitation d'installations de référence après déduction du prix de marché de référence actuel. La notion de coûts d'exploitation doit être comprise au sens large. Elle inclut aussi bien les coûts d'exploitation au sens étroit (p. ex. charges de personnel et coûts des locaux) que les coûts d'exploitation dans leur acception large (p. ex. coûts d'acquisition des substrats). Les éventuelles recettes, par exemple le produit de la vente de chaleur ou d'une plus-value écologique (garanties d'origine) sont en outre prises en compte lors de la fixation de la contribution. Le Conseil fédéral fixe le taux de contribution et peut l'adapter aux conditions qui prévalent (p. ex. forte variation des coûts ou des recettes).

Le nouveau système d'encouragement prolonge l'encouragement uniforme basé sur les contributions d'investissement tout en tenant compte des conditions particulières dues aux coûts d'exploitation élevés dans le domaine de la biomasse. Les exploitants des installations soutenues vendent eux-mêmes l'électricité produite sur le marché et ils reçoivent en sus une contribution aux coûts d'exploitation spécifiquement adaptée à leur situation, qui tient compte du prix du marché de l'électricité, des autres recettes et de l'état effectif de la technologie. On peut éviter ainsi que des installations existantes qui sortent du système de rétribution de l'injection soient mises hors exploitation. En outre, cela permet d'obtenir un développement modéré en ce qui concerne les installations de biomasse.

Les stations d'épuration des eaux usées (STEP) et les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) doivent être exclues de cet encouragement (al. 5). Les installations d'infrastructure publiques doivent financer leurs charges d'exploitation – ce qui, selon l'état actuel de la technique, inclut la production d'électricité et de chaleur – par des taxes d'élimination conformes au principe de causalité.

Une minorité voudrait que la contribution aux coûts d'exploitation ne soit allouée que pour les installations existantes, qui ont déjà participé au système de rétribution de l'injection avant l'entrée en vigueur du projet (art. 33a, al. 1, P-LEne). L'électricité produite à partir de la biomasse (notamment le biogaz) est coûteuse en comparaison avec celle produite par d'autres technologies. C'est pourquoi la minorité souhaite que les contributions aux coûts d'exploitation assurent le maintien d'installations existantes mais ne subventionnent pas leur développement.

Art. 35, al. 2, let. d, g et h^{bis}

En raison des adaptations concernant les contributions d'investissement, il est nécessaire de procéder à une adaptation rédactionnelle de l'al. 2 de cette disposition. Il faut en outre introduire le nouvel instrument d'encouragement que constitue la contribution aux coûts d'exploitation pour les installations de biomasse visée à l'art. 33a.

Art. 36 Limitation du soutien selon les affectations et liste d'attente

L'art. 36 a été adapté en raison de l'expiration de la rétribution du courant injecté à prix coûtant et des nouvelles contributions d'investissement prévues.

Sur le fond, un maximum de 0,2 ct./kWh est désormais prévu pour les contributions d'investissement destinées à la grande hydraulique (0,1 ct./kWh dans le droit en vigueur). Les ressources non utilisées sont disponibles pour d'autres affectations, par exemple pour des contributions d'investissement destinées à d'autres technologies; les années suivantes, les contributions en question ne seront pas réservées aux installations hydroélectriques (art. 36, al. 1, let. b, P-LEne).

Les primes de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques restent financées à hauteur de 0,2 ct./kWh au plus (art. 36, al. 1, let. c, LEne). Désormais, les ressources non utilisées au sens de l'art. 36, al. 4, du projet sont engagées dans l'année qui suit pour des contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques (agrandissements et rénovations selon l'art. 26, al. 1, let. b et c, P-LEne) ou pour des interventions prévues en matière de protection des cours d'eau comme des mesures visant le maintien des habitats de la faune aquatique (art. 34 LEne).

En outre, des ressources peuvent désormais être allouées par contingents pour les installations photovoltaïques ainsi que pour les installations d'autres technologies (art. 36, al. 2, P-LEne). Les critères de la sollicitation des réseaux électriques et de la possibilité de stockage sont en revanche supprimés, car ces deux points ne doivent pas être réglés dans le cadre de la détermination annuelle des moyens du fonds alimenté par le supplément.

Cet article a fait l'objet de deux propositions de minorité. La première vise à maintenir à 0,1 ct./kWh le plafond pour les contributions d'investissement destinées à la grande hydraulique, comme le prévoit le droit en vigueur, et d'affecter les ressources non utilisées exclusivement aux contributions d'investissement selon le chap. 5. La deuxième prévoit de baisser à 0,1 ct./kWh le plafond pour les primes de marché et d'affecter les ressources non utilisées aux contributions d'investissement destinées non seulement aux grandes installations hydroélectriques, mais aussi aux autres technologies; les minorités craignent en effet que l'augmentation du total des ressources destinées à des grandes installations hydroélectriques existantes ne se fasse au détriment des ressources destinées à la construction de nouvelles installations basées sur d'autres technologies de production.

Art. 38, al. 1, let. b, ch. 1, 2 et 4, al. 2 et 3

Des adaptations d'ordre rédactionnel sont apportées ici du fait de l'extension des contributions d'investissement aux installations éoliennes et géothermiques de même que des mises aux enchères pour les installations photovoltaïques. En outre, l'instrument de la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques est maintenu jusqu'à la fin de 2030. L'instrument de la contribution aux coûts d'exploitation arrive également à échéance à la fin de 2030.

Une minorité s'oppose à la prolongation de la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques (art. 38, al. 2, P-LEne) et souhaite que l'on s'en tienne au droit existant en la matière. Elle estime que la prime de marché ne contribue pas au développement des capacités de production, mais ne permet qu'une optimisation des gains réalisés avec les installations existantes.

Art. 70, al. 1, let. b

Il est nécessaire d'adapter le renvoi en raison des nouvelles dispositions relatives aux contributions d'investissement.

Art. 73, al. 1 et 2

Désormais, seules les nouvelles installations dont la construction n'a pas encore commencé au moment de l'entrée en vigueur des présentes modifications doivent pouvoir bénéficier de contributions d'investissement. Cette disposition doit permettre d'éviter les effets d'aubaine et d'utiliser les ressources de manière efficace.

Art. 75a Disposition transitoire relative aux contributions d'investissement ainsi qu'aux contributions à la recherche de ressources géothermiques et aux garanties pour la géothermie

Lorsque l'octroi d'une contribution d'investissement pour une installation photovoltaïque, hydroélectrique ou de biomasse a été confirmé par décision de garantie de principe avant l'entrée en vigueur des présentes modifications, l'ancien droit s'applique pour cette installation (al. 1). Les coûts supplémentaires non amortissables restent déterminants dans les cas où ils devaient être pris en compte.

Les demandes qui ont été déposées au plus tard le dernier jour de référence prévu dans l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)⁹ précédant l'entrée en vigueur de la présente modification sont évaluées sur la base de l'ancien droit (al. 2).

La disposition transitoire prévue à l'al. 3 tient compte du fait que non seulement la recherche, mais aussi la mise en valeur du sous-sol pour la production d'électricité d'origine géothermique, doivent être soutenues par une contribution d'investissement. Dans le but d'éviter une interruption des projets en cours, la disposition transitoire sert à ce que quiconque a déposé une demande de contribution à la recherche de ressources géothermiques ou de garantie pour la géothermie selon l'ancien droit ou a déjà conclu un contrat correspondant, puisse déposer une demande de réexamen et demander une contribution d'investissement supplémentaire pour la mise en valeur. Cela signifie qu'il résulterait davantage de coûts imputables lors du calcul de la contribution d'investissement et qu'il faudrait allouer une contribution plus élevée.

3.2 Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl)

Art. 6, al. 5^{bis}

La modification proposée élimine le lien temporel entre l'art. 6, al. 5^{bis}, et le modèle de prime de marché. L'exception à la méthode du prix moyen découlant de l'art. 6, al. 5, reste ainsi valable. Selon cette exception, les fournisseurs de l'approvisionnement de base ont le droit de prendre *intégralement* en compte, dans leurs tarifs d'ap-

⁹ RS 730.03

provisionnement de base, le coût de revient de l'électricité issue de la production indigène renouvelable (compte tenu des éventuelles mesures de soutien). Cette disposition couvre non seulement la production propre du fournisseur de l'approvisionnement de base mais aussi l'électricité qu'il acquiert auprès de tiers. L'art. 6, al. 5^{bis}, offre ainsi en particulier aux producteurs qui ne desservent pas de clients dans l'approvisionnement de base une possibilité de vendre leur électricité au coût de revient, puisque les fournisseurs de l'approvisionnement de base peuvent répercuter un prix d'achat calculé de cette manière sur leurs consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base. Dans un marché de l'électricité complètement ouvert, une telle répercussion des coûts de revient ne serait plus possible, puisque les tarifs de l'approvisionnement de base devraient être fixés en fonction des prix du marché (analyse comparative du marché).

Une minorité souhaite maintenir les dispositions en vigueur, de sorte que la durée de validité de cette mesure reste calquée sur celle de la prime de marché. Accepter cette modification dans le projet serait contraire au but voulant que ce dernier ne constitue qu'une solution transitoire visant à éviter toute lacune du dispositif d'encouragement prévu par la LEne.

4 Conséquences

4.1 Conséquences sur l'état du personnel de la Confédération

À l'OFEN, le projet nécessite des postes supplémentaires à durée indéterminée équivalant à 6 postes à plein temps. Ils serviront à la préparation et à l'exécution des enchères pour les rétributions uniques du photovoltaïque (2 postes à plein temps), des contributions d'investissement pour les installations éoliennes et les petites installations hydroélectriques (1 poste à plein temps) et des contributions aux coûts d'exploitation pour les installations de biomasse (1 poste à plein temps). À partir de 2023, l'OFEN aura besoin de postes supplémentaires à durée indéterminée équivalant à 2 postes à plein temps pour la poursuite de l'exécution de la prime de marché. Ces postes seront financés par les moyens issus du fonds alimenté par le supplément.

4.2 Conséquences financières pour la Confédération

L'application des mises aux enchères instaurées par ce projet pour les grandes installations photovoltaïques et des contributions aux coûts d'exploitation pour les installations de biomasse impliquent pour l'OFEN des coûts annuels de 550 000 francs. En outre, en raison de la prolongation de la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques existantes, 500 000 francs par an seront nécessaires dans le domaine de l'exécution à partir de 2023. Ces deux postes de coûts seront financés par des moyens issus du supplément perçu sur le réseau.

4.3 Conséquences pour le fonds alimenté par le supplément et autres conséquences

Les coûts supplémentaires liés aux nouveau dispositif d'encouragement, à savoir les contributions d'investissement pour les installations éoliennes, pour les nouvelles petites centrales hydroélectriques, pour les installations de biomasse et pour les centrales géothermiques, aux mises aux enchères pour les installations photovoltaïques, à l'augmentation des subventions pour la grande hydraulique et aux contributions aux coûts d'exploitation pour les installations de biomasse existantes s'élèvent à près de 215 millions de francs par an. De plus, la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques existantes est prolongée, ce qui n'entraîne pas de coûts supplémentaires par rapport à aujourd'hui, mais sollicite les ressources du fonds plus longtemps (au maximum 110 millions de francs par an).

Besoins d'encouragement supplémentaires	Montant en mio CHF/an
Mises aux enchères pour les installations photovoltaïques	65
Contributions d'investissement allouées pour les grandes installations hydroélectriques	55
Contributions d'investissement allouées pour les installations de biomasse	30
Contributions aux coûts d'exploitation allouées pour les installations de biomasse	30
Contributions d'investissement allouées pour les nouvelles petites installations hydroélectriques	20
Contributions d'investissement allouées pour les installations éoliennes	15
Total	215

Tableau 1: Répartition prévisionnelle des besoins d'encouragement supplémentaires entre les différentes technologies

Le financement du dispositif d'encouragement adapté sera assuré par le supplément perçu sur le réseau, qui reste au niveau maximum actuel de 2,3 ct./kWh (près de 1,3 milliard de francs par an). Les moyens sont limités pour la réalisation de l'objectif. Néanmoins, le développement d'ici 2030 devrait pouvoir se faire grâce aux mesures définies pour atteindre les nouveaux objectifs de développement à l'horizon 2035, à condition notamment que des prix du CO₂ nettement plus élevés en Europe entraînent également une hausse des prix de l'électricité en Suisse.

En cas de demande très forte, les besoins d'encouragement peuvent être réglés par des contingents ou l'abaissement des taux de financement. En cas d'évolution inattendue et non influençable des conditions-cadres, il pourrait toutefois y avoir des pénuries de liquidités à court terme. Si une telle situation exceptionnelle devait se présenter, la Confédération pourrait avancer les sommes nécessaires à l'égard du fonds alimenté par le supplément en dépit d'une interdiction générale d'endettement.

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

Les mesures proposées ne génèrent aucune conséquence directe importante pour les cantons et les communes, les centres urbains, les agglomérations et les régions de montagne.

Les cantons et les communes en profitent indirectement en tant que propriétaires d'entreprises qui reçoivent des contributions d'encouragement. Les régions dans lesquelles les investissements, sur la base de l'encouragement, sont injectés dans des capacités de production d'électricité profitent des conséquences qui en découlent pour l'emploi et les redevances aux communes. Il s'agit surtout des régions de montagne.

4.5 Conséquences pour les consommateurs finaux

Avec la prolongation de la prime de marché pour la grande hydraulique (art. 38, al. 2, P-LEne), les bénéficiaires de la prime de marché peuvent continuer à prendre intégralement en compte leurs coûts de revient dans les tarifs de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 3, LEne). Les consommateurs finaux avec approvisionnement de base continueront à assumer approximativement 20 millions de francs de plus par an.

La prolongation pour une durée indéterminée demandée par la commission à l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEl, permet aux exploitants d'un réseau de distribution de vendre à leurs clients captifs, à l'avenir également, de l'électricité produite dans le pays à partir d'énergies renouvelables en prenant intégralement en compte leurs coûts de revient. Ces clients assumeront vraisemblablement environ 70 millions de francs de coûts en plus par an en raison de cette disposition.

4.6 Conséquences économiques

Le financement du régime d'encouragement adapté dans la LEne assure la mise en œuvre des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 et contribue à la réalisation de l'objectif climatique de zéro émission nette. Cela peut se faire dans le cadre du supplément perçu aujourd'hui déjà sur le réseau et qui ne sera pas augmenté. Les consommateurs d'électricité ne seront donc pas sollicités davantage qu'aujourd'hui.

4.6.1 Évaluations des mesures économiquement importantes

La poursuite des instruments d'encouragement pour des technologies qui ne seraient sinon plus soutenues à partir de 2023 nécessite la poursuite de la perception du supplément perçu sur le réseau au niveau actuel de 2,3 ct./kWh. Par rapport à aujourd'hui, les consommateurs d'électricité n'assument pas de coûts supplémentaires, mais le

supplément perçu sur le réseau n'est pas abaissé avant 2031. En revanche, le renforcement sensible du développement peut donner lieu à la création de places de travail supplémentaires, dans le domaine du photovoltaïque notamment.

4.6.2 Conséquences pour l'emploi et effets de répartition

Le développement plus important du photovoltaïque conduit à une augmentation de l'emploi dans le secteur des installateurs, des couvreurs et des électriciens. La hausse visée en matière de construction d'installations hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et de biomasse entraîne également une création de valeur accrue, surtout dans les régions périphériques.

4.7 Conséquences sociales et environnementales

Il est probable que les chauffages à mazout et au gaz soient de plus en plus remplacés par des systèmes de pompes à chaleur. Dans le domaine de la mobilité, les moteurs à combustion perdent du terrain au profit de moteurs électriques de plus en plus efficaces. L'électrification dans les domaines des transports et du bâtiment réduit les émissions de CO₂ liées à la consommation d'énergie. Grâce au développement de la production d'électricité à partir de sources renouvelables, la production de l'électricité nécessaire en l'espèce ne générera pas d'émissions de CO₂ supplémentaires. La révision de la loi favorise la décarbonisation et apporte ainsi un soutien déterminant à la réalisation des objectifs de politique climatique de la Suisse. Le développement nécessaire des grandes centrales hydroélectriques et des installations éoliennes a toutefois des conséquences sur la nature et l'environnement et peut porter atteinte au paysage.

5 Relation avec le droit de l'Union européenne

À la fin de 2018 et au milieu de l'année 2019, l'UE a adopté un quatrième paquet législatif portant sur le marché intérieur de l'énergie, baptisé «Une énergie propre pour tous les Européens» (*Clean Energy Package*, CEP). Dans ce cadre, elle a aussi modifié la directive relative aux énergies renouvelables¹⁰. Les énergies renouvelables jouent en effet un rôle important dans le CEP, comme son nom l'indique. Désormais, l'UE s'est donné un objectif global pour l'UE prévoyant une part d'au moins 32 % d'énergie renouvelable à l'horizon 2030. Les États membres doivent y apporter leur contribution sans que des objectifs nationaux contraignants ne soient fixés comme par le passé. Le CEP contient de nombreux instruments destinés à améliorer l'intégration des énergies renouvelables dans le marché ainsi qu'un système de planification et de

¹⁰ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte), JO L 328 du 21.12.2018, p. 82.

monitoring (mécanisme de gouvernance¹¹). La mise en œuvre du CEP venait de commencer lorsque l'UE a introduit une politique encore plus ambitieuse en lançant le «pacte vert pour l'Europe». D'ici 2050, l'objectif est de ramener à zéro les émissions nettes de gaz à effet de serre et de promouvoir l'utilisation efficace des ressources en passant à une économie propre et circulaire. Les travaux relatifs à ce «pacte vert» sont en cours.

En cas de conclusion d'un accord sur l'électricité, le droit de l'UE serait déterminant pour la Suisse. S'agissant de la promotion des énergies renouvelables, les règles de l'UE concernant les aides d'État seraient prépondérantes. En l'absence d'un tel accord, la Suisse n'est certes pas tenue de respecter le droit de l'UE, mais celui-ci constitue néanmoins une référence importante.

À l'instar des efforts déployés par l'UE et ses États membres, la Suisse renforce par ce projet de loi ses mesures de développement des énergies renouvelables. Les instruments d'encouragement sont, d'une part, prolongés au-delà de leur durée de validité actuelle et, d'autre part, modernisés. La modernisation consiste dans le remplacement du système de rétribution de l'injection par des contributions d'investissement, admises par les instances de l'UE appliquant les règles sur les aides d'État, et dans l'introduction de mises aux enchères. Dans l'UE toutefois, les enchères sont plus répandues que selon le présent projet de loi, qui ne les prévoit que pour les grandes installations photovoltaïques. En ce qui concerne les contributions d'investissement, des ajustements pourraient un jour s'avérer nécessaires, eu égard au droit de l'UE, en ce qui concerne la valeur de 60 %, qui est élevée. Sous l'angle du droit des aides d'État, les aides au fonctionnement (coûts d'exploitation) destinées aux installations existantes sont problématiques. C'est pourquoi les nouvelles aides destinées aux installations de biomasse pourraient être délicates, en tout cas si elles bénéficient à des entreprises du secteur énergétique, et particulièrement la prolongation de la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques. L'UE regarde cette prime de marché d'un œil critique. Si, outre la prime de marché, la Suisse maintient aussi le régime permettant de couvrir complètement les coûts de revient de la force hydraulique dans l'approvisionnement de base, la situation qui en découle sera peu compatible avec l'ouverture du marché. Or, l'ouverture complète du marché est un pilier important du droit de l'UE.

¹¹ Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat modifiant les règlements (CE) no 663/2009 et (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) n° 525/2013 du Parlement européen et du Conseil, JO L 328 du 21.12.2018, p. 1.

6 Aspects juridiques

6.1 Constitutionnalité

Les modifications prévues se fondent principalement sur l'article sur l'énergie (art. 89 Cst.) et, s'agissant des modifications de la LApEl, sur l'article visant le transport et la livraison de l'électricité (art. 91, al. 1, Cst.) de la constitution fédérale¹². Les articles sur la protection de l'environnement et sur les eaux (art. 74 et 76 Cst.) servent aussi de base (voir à ce sujet les explications correspondantes dans le message du 4 septembre 2013 relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050¹³).

6.1.1 Compatibilité avec les droits fondamentaux

Le projet préserve les droits fondamentaux constitutionnels, en particulier la garantie de la propriété (art. 26 Cst.) et la liberté économique (art. 27 Cst.).

6.2 Compatibilité avec les obligations internationales de la Suisse

Le présent projet tient compte des obligations internationales de la Suisse. Les contributions d'investissement prévues dans la LEne (et qui continueront de s'appliquer) pour les installations photovoltaïques, les installations hydroélectriques, les installations de biomasse, les installations éoliennes et les installations géothermiques doivent être considérées comme des subventions au sens de l'Accord de l'OMC sur les subventions et les mesures compensatoires¹⁴ (ASMC). Il n'en découle cependant aucune conséquence négative pour le commerce international, d'autant que ces instruments sont aussi ouverts aux investisseurs étrangers (voir à ce sujet les explications correspondantes dans le message du 4 septembre 2013¹⁵ relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050)¹⁶.

6.3 Forme de l'acte à adopter

Le projet contient des dispositions importantes fixant des règles de droit, qui doivent être édictées sous la forme d'une loi fédérale, conformément à l'art. 164, al. 1, Cst. La révision de la LEne suit par conséquent la procédure législative normale.

¹² RS **101**

¹³ FF **2013** 6771, ici 6958

¹⁴ RS **0.632.20**, annexe 1A.13

¹⁵ FF **2013** 6771, ici 6958

¹⁶ FF **2013** 6771, ici 6964 s.

6.4 Frein aux dépenses

Selon l'art. 159, al. 3, let. b, Cst., les dispositions relatives aux subventions ainsi que les crédits d'engagement et les plafonds de dépenses, s'ils entraînent de nouvelles dépenses uniques de plus de 20 millions de francs ou de nouvelles dépenses périodiques de plus de 2 millions de francs, doivent être adoptés à la majorité des membres de chaque conseil.

Dans la révision de la LEne, cela concerne les mesures prévues aux art. 26, al. 2, 27a, 27b et 33a (nouvelles dispositions relatives aux subventions), aux art. 25 à 27, 33 et 36, al. 1, let. a, ch. 2, et let. b (dispositions étendues relatives aux subventions) et à l'art. 38, al. 1, let. b, al. 2 et 3 (dispositions prolongées relatives aux subventions). Elles sont donc soumises au frein aux dépenses au sens de l'art. 159, al. 3, let. b, Cst.

Il convient de relever que le fonds alimenté par le supplément assure le financement prévu dans les dispositions nouvelles et étendues relatives aux subventions mentionnées ci-dessus (art. 37 LEne). Le fonds est alimenté par le supplément perçu sur le réseau, qui est maintenu au montant maximum visé à l'art. 35 LEne, à savoir 2,3 ct./kWh.

6.5 Conformité à la loi sur les subventions

L'art. 5 de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions¹⁷ impose au Conseil fédéral d'examiner périodiquement les aides et les indemnités allouées par la Confédération. Dans le Rapport 2008 du Conseil fédéral sur les subventions¹⁸, le Conseil fédéral a établi le principe selon lequel l'examen des subventions dont la base légale a été créée ou modifiée pendant la période d'examen doit systématiquement être intégré dans le message y afférent. Il faut vérifier que les aides financières et les indemnités allouées par la Confédération répondent à un intérêt justifié et suffisant de cette dernière, qu'elles atteignent leur objectif de manière économique et efficace et qu'elles sont allouées selon des principes uniformes et équitables. Il convient par ailleurs de vérifier qu'elles sont aménagées en tenant compte des impératifs de politique budgétaire et qu'elles correspondent à une répartition judicieuse des tâches et des charges entre la Confédération et les cantons.

Le projet de loi prévoit des subventions sous la forme de contributions d'investissement pour les nouvelles installations photovoltaïques (rétributions uniques) ainsi que pour les installations hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et de biomasse. De plus, il prévoit des subventions sous la forme de mesures de soutien particulières (chapitre 6 LEne), comme la prolongation de la prime de marché existante pour la grande hydraulique et de nouvelles contributions aux coûts d'exploitation pour les installations de biomasse.

¹⁷ RS 616.1

¹⁸ FF 2008 5651

Importance des aides financières pour la réalisation des objectifs

La LEne contient des valeurs indicatives de développement de l'électricité issue des énergies renouvelables d'ici 2020 et 2035. Les valeurs indicatives à court terme, pour l'année 2020, ont pu être atteintes. Un développement accru des installations de production d'électricité provenant d'énergies renouvelables sera en revanche nécessaire pour atteindre les objectifs à plus long terme d'ici 2035. En raison des prix durablement bas de l'électricité ainsi que du manque de rentabilité de la production électrique et des obstacles à la construction de nouvelles installations de production d'électricité qui s'ensuivent, des mesures d'incitation financière restent indispensables.

C'est pourquoi les contributions d'investissement actuelles et la prime de marché pour la grande hydraulique sont prolongées. Les nouvelles contributions d'investissement prévues et la contribution aux coûts d'exploitation pour les installations de biomasse remplacent complètement le modèle auparavant en vigueur de la rétribution de l'injection pour toutes les technologies. Les exploitants d'installations recevront moins de subventions par rapport au système de la rétribution de l'injection et devront eux-mêmes prendre en charge, en fonction de la technologie, au moins 40 % des coûts d'investissement.

Gestion matérielle et financière d'une subvention, procédure d'octroi des contributions

L'octroi des contributions obéit à une procédure allégée. Les requérants obtiennent par les contributions d'investissement une certaine contribution à la couverture de leurs coûts d'investissement. Pour ce faire, il sera uniquement nécessaire d'étudier les coûts d'investissement, il n'y aura plus de calcul détaillé des coûts supplémentaires non amortissables. Il incombera au Conseil fédéral de vérifier en fixant les taux qu'ils ne donnent pas lieu à une rétribution excessive. En outre, aucune contribution ne sera accordée si un examen concret établit qu'une installation ne comporte pas de coûts non couverts. Comme certaines installations de biomasse ont des coûts d'exploitation particulièrement élevés, les installations de biomasse reçoivent en outre un taux de contribution à fixer par le Conseil fédéral par kilowattheure d'électricité injectée. Ce taux de contribution, qui sera également vérifié, pourra être adapté aux conditions. L'effet des subventions sera régulièrement évalué sur la base de l'art. 55 LEne.

Limitation dans le temps des aides financières

Les ressources qui peuvent être allouées chaque année aux installations géothermiques (contributions d'investissement et garanties), aux grandes installations hydroélectriques (contributions d'investissement et prime de marché) et aux installations photovoltaïques (contributions d'investissement) sont limitées (cf. art. 36, al. 1, let. a, ch. 2, let. b et c, et al. 3, P-LEne). En outre, le Conseil fédéral a la possibilité de fixer, si nécessaire, des contingents pour les autres technologies (cf. art. 36, al. 3, 2^e phrase, P-LEne). La durée de l'encouragement est par ailleurs limitée à fin 2030.

6.6 Délégation de compétences législatives

La présente révision prévoit de nouvelles délégations de compétences qui se limitent à un objet réglementaire déterminé et qui sont suffisamment concrétisées quant à leur contenu, leur but et leur étendue.

Il s'agit en outre souvent de contenus susceptibles de requérir des adaptations rapides pour tenir compte des conditions changeantes ou des développements techniques.

Le Conseil fédéral reste habilité à édicter les dispositions d'exécution concernant les contributions d'investissement (art. 29 LEn). En plus, le projet précise expressément que le Conseil fédéral peut prévoir la définition de catégories différentes dans le cadre de chaque technologie et l'obligation pour les responsables de projet de mettre les données et les informations d'intérêt public (p. ex. mesures du vent et géodonnées pour les projets de géothermie) à la disposition de la Confédération. Désormais, le Conseil fédéral édictera les dispositions d'exécution relatives aux contributions aux coûts d'exploitation allouées pour les installations de biomasse.

6.7 Protection des données

En vertu du nouvel art. 29, al. 3, let. j, LEn, le Conseil fédéral peut prévoir l'obligation pour ceux qui obtiennent une contribution d'investissement au sens du chapitre 5 de mettre les données et les informations d'intérêt public à la disposition de la Confédération. Il s'agit par exemple de données de mesure du vent, qui sont rendues accessibles à la population sous une forme agrégée en tant que géoinformations au sens de la loi du 5 octobre 2007 sur la géoinformation¹⁹, et de géodonnées dans les projets de géothermie. Pour le reste, il est renvoyé au message du 4 septembre 2013 relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050²⁰ en ce qui concerne les aspects de la protection des données qui sont pertinents pour la loi sur l'énergie.

¹⁹ RS 510.62

²⁰ FF 2013 6771, p. 6969