



Février 2017

Premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050

Ordonnance sur l'encouragement de la pro- duction d'électricité issue d'énergies renou- velables (OEneR)

Rapport explicatif



Table des matières

1.	Remarques liminaires.....	1
2.	Grandes lignes du projet	1
2.1	Système de rétribution de l'injection	1
2.1.1	Rétribution et durée de rétribution.....	1
2.1.2	Commercialisation directe	2
2.1.3	Rétribution au prix de marché de référence	2
2.1.4	Particularités du photovoltaïque.....	3
2.1.5	Particularités de la géothermie	3
2.2	Contributions d'investissement	3
2.2.1	Rétributions uniques pour les installations photovoltaïques	3
2.2.2	Contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques	4
2.2.3	Contributions d'investissement pour les installations de biomasse	4
2.3	Soutien en faveur de la grande hydraulique existante	5
3.	Conséquences financières, sur le personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes.....	5
4.	Conséquences sur l'économie, l'environnement et la société.....	5
5.	Relation avec le droit européen	6
6.	Commentaires des différentes dispositions.....	6
7.	Commentaires des annexes	34



1. Remarques liminaires

Le 30 septembre 2016, le Parlement a adopté le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (FF 2016 7469), qui comprend une révision totale de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie (LEne; RS 730.0) et des adaptations d'autres lois fédérales. Ces modifications au niveau de la loi ont des effets sur plusieurs ordonnances¹, dont l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie (OEnE; RS 730.01). Par souci de clarté, l'occasion est saisie de transférer dans une nouvelle ordonnance les dispositions concernant une partie de l'utilisation du supplément perçu sur le réseau. Cette ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER) fait partie des modifications rendues nécessaires, à l'échelon de l'ordonnance, par le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

2. Grandes lignes du projet

Des dispositions contenues dans l'OEnE en vigueur ainsi que de nouvelles dispositions relatives à l'utilisation des moyens issus du supplément visant à promouvoir la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont regroupées dans une ordonnance distincte. Elle couvre les domaines suivants: le système de rétribution de l'injection, la rétribution unique, les contributions d'investissement et l'encouragement des grandes installations hydroélectriques existantes.

2.1 Système de rétribution de l'injection

La nouvelle loi sur l'énergie convertit la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) en un système de rétribution de l'injection basé sur la commercialisation directe. Des incitations seront créées pour encourager les producteurs d'électricité issue d'énergies renouvelables à injecter leur courant dans le réseau au moment opportun et en fonction des besoins. Les dispositions s'appliquent à toutes les «nouvelles installations», soit aux installations mises en service à partir du 1^{er} janvier 2013 (art. 19, al. 3, LEne). Les agrandissements et rénovations notables d'installations ne seront plus soutenues par le système de rétribution de l'injection, qui sera par ailleurs de durée déterminée: les installations pourront participer au système de rétribution de l'injection pendant les cinq années qui suivront l'entrée en vigueur de la LEne (art. 38, al. 1, let. a, LEne). Cependant, les exploitants d'installations au bénéfice de la rétribution de l'injection recevront celle-ci jusqu'au terme de la durée de rétribution prévue.

2.1.1 Rétribution et durée de rétribution

La rétribution est désormais basée sur les coûts de revient (art. 22, al. 1, LEne). Elle correspond à environ 80% de l'actuelle rétribution à prix coûtant et ne couvre donc dans tous les cas plus les coûts de revient. La future rétribution, alignée sur les coûts, découle principalement du raccourcissement de la durée de rétribution de 20 à 15 ans. De ce fait, les moyens à disposition seront moins longtemps immobilisés. Les taux de rétribution pour les éoliennes, les installations hydroélectriques et les installations géothermiques restent inchangés. Les taux de rétribution pour les installations photovoltaïques sont réduits de 20%, afin de tenir compte de l'évolution dynamique des coûts de cette technologie tout en intégrant dans le système de rétribution de l'injection un nombre aussi élevé que possible de projets placés sur la liste d'attente. Les installations de biomasse ne sont pas concernées par les adaptations prévues. Eu égard aux importants coûts d'exploitation courants (coût de la biomasse et de l'épandage du digestat, charges de personnel), les exploitants de ces installations ne sont pas incités à en poursuivre l'exploitation au-delà de la durée de rétribution.

¹ Cf. les informations détaillées sur le contexte dans le rapport explicatif sur la révision totale de l'ordonnance sur l'énergie (OEnE) du 1^{er} février 2017



2.1.2 Commercialisation directe

Les exploitants d'installations d'une puissance à partir de 500 kW, qui participent désormais au système de rétribution de l'injection ou qui reçoivent déjà la RPC, sont tenus de commercialiser eux-mêmes l'électricité qu'ils produisent, et cela au plus tard un an après l'entrée en vigueur de la loi. Les installations actuellement au bénéfice de la RPC contribuent ainsi également à une production adaptée aux besoins. Les exploitants d'installations de 30 kW et plus, qui participent désormais au système de rétribution de l'injection, ont deux ans pour passer à la commercialisation directe. Un changement volontaire est possible, mais irréversible.

Un nouvel acteur apparaît sur le marché, à savoir le «distributeur direct» ou le «fournisseur de services énergétiques». Sa principale tâche consiste à commercialiser l'électricité pour les installations du système de rétribution de l'injection. La concurrence entre les distributeurs directs doit être suffisante, de manière à ce que les producteurs puissent choisir entre plusieurs offres pour commercialiser leur électricité. En outre, les solutions les plus efficaces peuvent ainsi s'imposer sur le marché. Pour qu'une telle situation prévale, des volumes suffisants de commercialisation directe (en nombre d'installations et en kWh) sont indispensables. La relation entre le producteur et le distributeur direct est soumise au droit privé.

La structure du groupe-bilan pour les énergies renouvelables, qui n'est plus nécessaire dans ce nouveau concept, est dissoute.

La rétribution des installations qui participent à la commercialisation directe consistera en deux composantes: le prix de marché versé par le distributeur direct et la prime d'injection (taux de rétribution sous déduction du prix de marché de référence), qui sera virée trimestriellement par l'organe d'exécution (art. 21, al. 4, LEnE). Lorsqu'un exploitant d'installation injecte son électricité à un prix de marché supérieur au prix de marché de référence, ses recettes sont supérieures à une rétribution fixe. Les distributeurs directs assumeront dorénavant les coûts de la commercialisation de l'électricité et ceux de l'établissement du bilan, supportés jusqu'ici par le groupe-bilan pour les énergies renouvelables. Les groupes-bilan responsables seront rémunérés pour leur gestion par une indemnisation spécifique à la technologie concernée.

2.1.3 Rétribution au prix de marché de référence

Les exploitants d'installations qui ne participent pas à la commercialisation directe reçoivent la rétribution dite du prix de marché de référence (art. 21, al. 2 et 3, LEnE): comme jusqu'à présent, l'organe d'exécution leur versera la totalité du taux de rétribution (prix de marché de référence et prime d'injection).

Pour les installations qui disposent d'une mesure de la courbe de charge ou d'un système de mesure intelligent, le bilan ne sera plus établi au sein du groupe-bilan pour les énergies renouvelables, mais de celui de leur gestionnaire de réseau, qui versera à l'organe d'exécution le prix de marché de référence pour l'électricité produite. Toutefois, les groupes-bilan seront indemnisés pour leurs coûts d'établissement des bilans par une rétribution équivalant à 70% de l'indemnité de gestion. Cette rétribution inférieure s'explique par le fait qu'ils n'ont pas à assumer de coûts pour acquérir des clients et pour piloter des installations.

Les installations qui ne disposent ni d'une mesure de la courbe de charge ni d'un système de mesure intelligent continueront d'être intégrées par les gestionnaires de réseau. En pareil cas, ces derniers verseront à l'organe d'exécution le prix de marché de référence pour l'électricité produite. Mais aucune indemnité de gestion ne sera versée, puisqu'aucun coût d'établissement de bilan ne surviendra.



2.1.4 Particularités du photovoltaïque

L'entrée en vigueur de la nouvelle LENE coïncide avec une augmentation des ressources visant à promouvoir la production électrique à partir d'énergies renouvelables. Mais ces ressources ne suffiront pas à intégrer dans le système de rétribution de l'injection tous les projets photovoltaïques en liste d'attente, tant la demande demeure importante.

Dans ce contexte, les petites installations d'une puissance inférieure à 100 kW ne pourront plus que recourir à la rétribution unique (RU) à l'avenir. En outre, deux variantes sont proposées pour réduire la liste d'attente de la RPC dans le cadre de la présente consultation.

2.1.5 Particularités de la géothermie

Outre les installations hydrothermales déjà prévues, les installations géothermiques comprennent également la catégorie des installations pétrothermales. Cette catégorie se distingue par le fait que, dans le cas de ce type d'installation, le sous-sol doit être stimulé hydrauliquement, outre le puits de forage même, pour obtenir de la chaleur et de l'eau chaude. Cette catégorie est désormais intégrée à l'annexe 1.4 pour plusieurs raisons. Le potentiel de la géothermie profonde hydrothermale est probablement limité en Suisse, car cela nécessite non seulement que l'eau existe en quantité suffisante et à une température assez élevée dans le sous-sol, mais encore de la localiser. La découverte d'un réservoir est entravée parce que les connaissances dont on dispose sur d'éventuels gisements d'eau diminuent fortement à mesure que la profondeur augmente. En Suisse, 16 forages fournissent des informations ponctuelles sur le sous-sol en dessous de 3000 mètres de profondeur. Ces informations ne sont en outre souvent pas accessibles au public ou elles sont centrées sur d'autres types d'utilisation. La stimulation hydraulique du sous-sol permet d'en accroître la perméabilité à l'eau et, de ce fait, d'utiliser la géothermie même si les gisements naturels d'eau sont limités. Créer cette perméabilité du sous-sol par des moyens techniques mobilise toutefois d'importants capitaux. C'est pourquoi une catégorie propre, dotée d'un taux de rétribution supérieur, est désormais créée pour les installations géothermiques pétrothermales. Les taux de rétribution ont été déterminés sur la base d'installations de référence avec lesquelles une série de plusieurs mesures de stimulation ont fait l'objet de calculs économiques: la différence entre le coût de revient technique des installations pétrothermales et celui des installations hydrothermales oscille entre 2,4 ct./kWh et 13,4 ct./kWh autour d'une valeur moyenne de 7,5 ct./kWh.

2.2 Contributions d'investissement

2.2.1 Rétributions uniques pour les installations photovoltaïques

Depuis 2014, une forte augmentation de capacité de production photovoltaïque est constatée. Cette progression s'explique par l'introduction de la rétribution unique, grâce à laquelle, en combinaison avec une consommation propre à la hausse et le recul des prix des installations photovoltaïques, il est aujourd'hui possible d'exploiter de petites installations de manière rentable. Pour soutenir cette tendance, les nouvelles dispositions étendent la rétribution unique aux grandes installations. Cette évolution a également pour conséquence que les moyens d'encouragement sont moins longtemps immobilisés. La rétribution unique est plafonnée pour les installations d'une puissance à partir de 100 kW, afin de garantir une planification aussi pertinente que possible des liquidités du fonds alimenté par le supplément. Ce plafond est calculé sur la base de la puissance annoncée et ne peut pas être dépassé.



2.2.2 Contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques

Le Parlement a décidé, dans le cadre des débats sur le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, que le développement des installations hydroélectriques doit être encouragé par des contributions d'investissement. Grâce à l'encouragement apporté par les contributions d'investissement, une part des investissements nécessaires ne doit plus être supportée par l'investisseur. Il est ainsi possible de réduire les coûts du capital, partant les coûts supplémentaires non amortissables de l'installation pendant toute sa durée de vie, ce qui accroît la disposition à investir des investisseurs potentiels. Les contributions d'investissement améliorent la sécurité des investissements par rapport au statu quo, mais dans une moindre mesure que la RPC, par exemple, car les producteurs restent exposés aux risques du marché et aux fluctuations des prix qui s'y rapportent. En outre, les producteurs sont eux-mêmes responsables de commercialiser leur électricité. Ils sont de ce fait incités à réagir aux signaux de prix et à minimiser les écarts de planning. Cependant, la réduction des coûts de capital peut induire des distorsions macroéconomiques et entraîner des investissements au-delà du seuil d'efficacité: les prix bas et la faible rentabilité qui leur est associée sont généralement un signe de surcapacités. Afin de garantir l'efficacité et de réduire les effets d'aubaine, les contributions d'investissement sont fixées de cas en cas et elles ne couvrent que partiellement les investissements. Pour les grandes installations hydroélectriques (dont la puissance est supérieure à 10 MW), les contributions d'investissement couvrent au maximum 40% des coûts d'investissement imputables et pour les petites installations hydroélectriques (jusqu'à une puissance de 10 MW), au maximum 60% des coûts d'investissement imputables. La différence entre les deux catégories d'installation provient du fait que les grandes installations hydroélectriques tendent à être plus rentables. Les contributions d'investissement ne peuvent pas dépasser les coûts supplémentaires non amortissables. Le droit aux contributions se fonde donc sur la valeur la plus basse entre le taux maximum couvert des coûts d'investissement imputables et les coûts supplémentaires non amortissables.

Les contributions d'investissement se définissent sur la base de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie (*discounted cash flow*). Cette méthode permet d'évaluer les investissements à long terme en estimant la valeur actualisée totale, à un moment déterminé, de tous les flux de trésorerie futurs. Si la valeur actualisée nette résultant de ce calcul est négative, autrement dit si des coûts supplémentaires non amortissables apparaissent, l'exploitant peut obtenir une contribution d'investissement.

Pour déterminer la valeur actualisée nette, il faut connaître le montant de l'investissement nécessaire et disposer des données concernant les coûts récurrents à venir et l'évolution future des prix. L'ordonnance prévoit certaines dispositions à cet égard. Les coûts de capital imputables (CMPC ou WACC) sont calculés de manière analogue à ce que prévoit la réglementation actuelle relative au réseau électrique et sont fixés par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), soit par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). L'évolution future des prix de l'électricité est définie et régulièrement actualisée par l'OFEN à l'aide de modèles usuels dans la branche.

2.2.3 Contributions d'investissement pour les installations de biomasse

En lieu et place de la rétribution de l'injection, seules des contributions d'investissement sont encore accordées aux usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et aux stations d'épuration des eaux usées (STEP) ainsi qu'aux agrandissements et rénovations notables de ces installations. Les centrales à bois d'importance régionale peuvent demander une contribution d'investissement aussi bien que la rétribution de l'injection, mais un soutien à double est exclu. La contribution d'investissement couvre au maximum 20% des coûts d'investissement pris en considération. Elle est destinée à des mesures non rentables visant à accroître la production électrique ou à prolonger la durée économiquement supportable d'utilisation.



2.3 Soutien en faveur de la grande hydraulique existante

Eu égard à la situation difficile des installations hydroélectriques suisses, le Parlement a décidé, dans le cadre des débats sur le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, d'incorporer un instrument de soutien en faveur des installations existantes que ne contenait pas encore le projet du Conseil fédéral. Grâce au modèle de la prime de marché, les grandes installations hydroélectriques, dont l'électricité doit être vendue sur le marché en dessous du coût de revient, seront soutenues par une prime de marché à concurrence de 1 ct./kWh au maximum. Outre le critère du découvert, il importe également que cette électricité ne puisse pas être écoulee dans l'approvisionnement de base de l'exploitant concerné, puisqu'il est alors autorisé à facturer ses coûts de revient à son client final, lequel est captif. La réglementation, limitée à cinq ans, est censée atténuer provisoirement les effets de la situation tendue pour les exploitants exposés au marché. La prime de marché est financée par le supplément perçu sur le réseau.

3. Conséquences financières, sur le personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes

Les modifications prévues n'ont aucune conséquence particulière sur les finances et sur le personnel ni aucune autre conséquence pour les cantons et les communes. Cependant, au niveau de la Confédération, il faut anticiper des charges financières et en personnel plus élevées pour assurer l'exécution des dispositions prévues. Les charges financières supplémentaires découlent en grande partie des décisions du Parlement concernant les centrales électriques à bois et les grandes installations hydroélectriques. Les travaux de développement et de base devraient coûter 1,05 million de francs au total ces prochaines années. Les charges en personnel supplémentaire augmenteront elles aussi. Les travaux dans le domaine de la grande hydraulique nécessiteront 4 postes à plein temps supplémentaires de 2018 à 2022. Il faut prévoir une hausse des effectifs de 7 postes à plein temps pour assurer l'exécution du système d'encouragement (système de rétribution de l'injection, rétribution unique, contributions d'investissement, dispositions pénales).

4. Conséquences sur l'économie, l'environnement et la société

L'affectation des moyens d'encouragement sera plus efficace grâce à la transformation prévue du système d'encouragement de la RPC en un système de rétribution de l'injection basé sur la commercialisation directe et aligné sur les coûts. De plus, l'introduction de la commercialisation directe assure une meilleure intégration des installations de production d'énergie renouvelable sur le marché. Premièrement, la qualité des prévisions à moyen et long termes de la production s'en trouvera améliorée. Deuxièmement, les installations seront mieux utilisées et de manière plus flexible pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. L'introduction et l'extension des contributions d'investissement et de la rétribution unique auront par ailleurs un impact accru par franc accordé à titre d'encouragement: un financement initial déclenche des investissements importants.

Par ailleurs, l'introduction de la commercialisation directe et, indirectement, l'indemnité de gestion font apparaître un nouveau rôle sur le marché: celui du distributeur direct. Des tâches confiées jusqu'ici au groupe-bilan pour les énergies renouvelables seront désormais exécutées par des fournisseurs de services énergétiques mis en concurrence.



Les moyens d'encouragement étant limités, la liste d'attente RPC déjà constituée ne pourra pas être complètement résorbée à l'avenir également. Cette remarque concerne surtout les projets photovoltaïques. Il est probable que tous les exploitants qui ont construit leurs installations sans décision RPC positive (donc à leurs propres risques) ne pourront pas bénéficier d'un soutien.

Les premiers bénéficiaires de l'accroissement des subventions et des investissements seront les entreprises actives dans les domaines de la planification et de la construction des installations ainsi que les sous-traitants qu'elle draine. Il est probable que la majeure partie de la valeur ajoutée soit générée en Suisse.

5. Relation avec le droit européen

L'ordonnance prévue n'entraîne pas de changement dans la relation actuelle avec le droit européen. Dans la perspective d'un possible accord sur l'électricité avec l'UE, il s'agit d'être attentif en particulier aux règles de l'UE concernant les aides d'Etat (subventions, allègements et avantages de toutes sortes).

Toutefois, d'éventuels conflits avec le droit de l'UE ne découleraient pas des dispositions de l'ordonnance en question, mais de la loi qui a déjà été adoptée. En matière de législation sur les aides d'Etat, il se pourrait par exemple que la prime de marché destinée à la grande hydraulique focalise l'attention, notamment parce qu'elle est versée à des installations existantes et qu'elle ne vise donc pas à *augmenter* le nombre d'installations ou le volume de production d'énergie renouvelable, ce qui est le cas par exemple du système de rétribution de l'injection et des contributions d'investissement. Si la conclusion d'un accord sur l'électricité apparaissait réalisable, la prime de marché serait thématifiée, mais il existe de bons arguments pour la justifier, notamment sa durée limitée à cinq ans.

S'agissant de la relation au droit de l'OMC, qui comprend également des règles sur les subventions et autres aides, et qui est contraignant pour la Suisse, la remarque concernant la législation sur les aides d'Etat s'applique: les éventuels conflits découleraient de la loi déjà adoptée et non des dispositions de la présente ordonnance.

6. Commentaires des différentes dispositions

Chapitre 1 Dispositions générales

Ce chapitre contient des dispositions importantes pour plusieurs des chapitres suivants.

Art. 3 Nouvelles installations

L'al. 2 prévoit qu'outre les installations effectivement nouvelles, les installations qui remplacent complètement une installation existante sont aussi considérées comme nouvelles. Le remplacement est réputé complet si l'investissement qui lui est nécessaire est approximativement aussi important que ne le serait la construction d'une installation comparable effectivement nouvelle. De plus, les parties d'installation qui subsisteraient éventuellement ne peuvent être que d'importance secondaire.

Art. 4 Puissance de l'installation

La puissance d'une installation est déterminée conformément aux dispositions de l'art. 14 OEnE et, par conséquent, de la même manière que la puissance des installations qui injectent de l'énergie sur le réseau au sens de l'art. 15 LEnE.



Art. 5 Obligation d'annoncer en cas de changement d'ayant droit

L'obligation d'annoncer une éventuelle modification de l'ayant droit a pour but de garantir que les prestations d'encouragement ne seront pas versées à la mauvaise personne. Si l'annonce d'un changement est omise, le montant est versé à l'ancien ayant droit. Les charges d'exécution seraient disproportionnées, en particulier pour le système de rétribution de l'injection et la rétribution unique, s'il fallait encore s'enquérir d'un changement d'ayant droit avant le versement de la rétribution ou de la contribution d'investissement.

Art. 6 Données d'exploitation

L'OFEN et l'organe d'exécution doivent avoir la possibilité de consulter sur demande les données d'exploitation de manière à pouvoir vérifier, après l'octroi d'une prestation d'encouragement, si les exigences posées à l'exploitation et à son fonctionnement sont respectées.

Art. 7 Catégories d'installations photovoltaïques

Les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW sont réparties en deux catégories. Les petites installations photovoltaïques intégrées dans le bâtiment impliquent aujourd'hui encore des coûts d'investissement légèrement supérieurs à ceux d'installations simplement ajoutées à un bâtiment ou à ceux d'installations isolées. Les taux de rétribution des installations intégrées resteront donc légèrement plus élevés pour la rétribution unique, afin de tenir compte de cette situation.

Art. 8 Grandes et petites installations photovoltaïques

La distinction entre «grandes» et «petites» installations (art. 19, al. 6, LENE) intervient au seuil de puissance de 100 kW. Les installations d'une puissance supérieure à 100 kW exigent des investissements considérables. Leur rentabilité et la sécurité des investissements jouent un rôle beaucoup plus important lors de la décision d'investir que ce n'est le cas avec les petites installations. C'est pourquoi la procédure de demande est conçue un peu différemment pour les grandes installations photovoltaïques que pour les petites (cf. sections 3 et 4 du chapitre 4).

Les installations dont la puissance est inférieure à 100 kW sont considérées comme parties de la technique du bâtiment. Il y a lieu d'admettre que ces installations seront réalisées par les responsables de projet soit dès de la construction même du bâtiment, soit dans le cadre d'autres mesures comme un assainissement du toit. Par conséquent, le moment de la réalisation et la rentabilité dépendent d'une multitude de facteurs différents.

Les installations d'une puissance totale à partir de 100 kW doivent elles aussi bénéficier du traitement administrativement moins lourd et éventuellement plus rapide réservé à la rétribution unique pour les petites installations, pour autant que le montant à verser pour ces installations soit limité à une contribution convenant à une puissance inférieure à 100 kW. Il est donc déterminant, pour la définition de la petite installation, que la rétribution unique n'atteigne pas la contribution prévue pour 100 kW. Autrement dit, même si une installation est agrandie pour atteindre une puissance totale de 100 kW ou plus, il est possible de soumettre une demande pour une petite installation dans la mesure où la puissance supplémentaire n'atteint pas 100 kW (let. b). Les grandes installations reçoivent également le même traitement que les petites si l'exploitant ne demande qu'une rétribution unique prévue pour une puissance inférieure à 100 kW (al. 3).

Art. 9 Droit d'option pour les installations photovoltaïques

Tous les exploitants d'installations photovoltaïques dont la puissance est inférieure à 100 kW ne pourront plus revendiquer que la rétribution unique. Un droit d'option entre la rétribution unique et la rétribution de l'injection existe pour les installations dont la puissance est comprise entre 100 kW et 50 MW.

Si la puissance de l'installation est supérieure à 50 MW, seule la rétribution de l'injection peut être demandée. La limite supérieure a été fixée très haut de manière à ce que les installations de toutes les



tailles imaginables en Suisse puissent autant que possible bénéficier d'une rétribution unique. Le droit d'option est définitivement exercé au moment où la demande est déposée pour l'une ou l'autre forme d'encouragement. La seule exception au caractère définitif de l'option prise est réservée à l'exploitant qui, après avoir mis son installation en service, dépose une demande de rétribution unique pour petite installation. En pareil cas, il doit être possible de passer du système de rétribution de l'injection ou de la rétribution unique pour grande installation au système administrativement moins lourd de la rétribution unique pour petite installation. Cette possibilité suppose toutefois que l'exploitant renonce à la rétribution de la contribution pour la puissance à partir de 100 kW (cf. définition des petites installations photovoltaïques à l'art. 8).

Art. 10 Exceptions à la limite inférieure pour les installations hydroélectriques

Les installations hydroélectriques énumérées à l'art. 10 n'impliquent aucune atteinte supplémentaire aux cours d'eau naturels, au sens de l'art. 19, al. 5, LEn, ou elles améliorent globalement l'écologie des eaux par rapport à l'état actuel. Elles sont donc exemptées de la limite inférieure de puissance fixée pour obtenir une rétribution de l'injection ou une contribution d'investissement. Ces installations permettent de participer au système de rétribution de l'injection ou de demander une contribution d'investissement.

Ces exceptions concernent les centrales de dotation (let. a) et les installations sur canaux d'évacuation des crues artificiels, pour autant qu'aucun écosystème présentant de l'intérêt ne s'y soit développé au fil du temps et que l'installation ne cause aucune atteinte à un cours d'eau naturel (let. b). Elles s'appliquent aux installations qui, pour produire de l'électricité, exploitent accessoirement de l'eau déjà utilisée dans le cadre d'une utilisation principale différente. Il découle de la notion d'«exploitation accessoire» que la quantité totale d'eau utilisée ne saurait excéder la quantité d'eau nécessaire, respectivement autorisée ou concédée au titre de l'utilisation principale (let. c). Enfin, sont également exemptées de la limite inférieure de puissance les installations qui, par exemple, sont réalisées dans le cadre de mesures de protection contre les crues ou en lien avec une renaturation du cours d'eau, pour autant que, malgré l'installation, son état du point de vue écologique se soit amélioré par rapport à la situation avant l'intervention (let. d).

Art. 11 Consommation propre

Les dispositions afférentes de l'OEne s'appliquent à une éventuelle consommation propre dans le cadre du système de rétribution de l'injection.

Chapitre 2 Système de rétribution de l'injection

Section 1 Dispositions générales

Art. 12 Exigences générales

Les dispositions applicables en vertu de l'art. 15 LEn aux installations qui injectent de l'électricité valent également pour les installations comprises dans le système de rétribution de l'injection en ce qui concerne les conditions de raccordement et la disposition relative à la quantité d'électricité à rétribuer.

Art. 13 Garantie d'origine et plus-value écologique

A l'instar de ce qui prévaut dans le droit en vigueur, la plus-value écologique de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables est réputée rémunérée par la participation au système de rétribution de l'injection ou le versement de la prime d'injection. Les garanties d'origine correspondantes doivent donc être transmis à l'organe d'exécution et ne peuvent pas être commercialisés.



Art. 14 Participation des installations photovoltaïques

Les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW ne peuvent plus participer au système de rétribution de l'injection. Il est possible de demander une rétribution unique pour ces installations.

Section 2 Commercialisation directe et injection au prix de marché de référence

Art. 15 Commercialisation directe

L'al. 1 prévoit, en vertu de l'art. 21, al. 2, LEne, que les exploitants de nouvelles installations d'une puissance inférieure à 30 kW sont durablement exemptés de l'obligation de commercialisation directe, parce que le coût de commercialisation serait disproportionné par rapport à la quantité d'électricité produite. Les exploitants d'installations d'une puissance à partir de 30 kW doivent vendre eux-mêmes leur électricité sur le marché après un délai transitoire de deux ans pour les installations en dessous de 500 kW et d'un an pour les installations dès 500 kW (cf. art. 109, al. 1).

En raison de la taille des exploitants d'installations d'une puissance de 500 kW ou supérieure qui reçoivent déjà une rétribution sous le régime du droit en vigueur, on peut aussi raisonnablement exiger d'eux qu'ils commercialisent directement leur énergie. Ils devront donc vendre eux-mêmes leur électricité sur le marché, conformément à l'art. 72, al. 5, LEne, le délai transitoire étant toutefois également d'un an (cf. art. 109, al. 2).

Cependant, il est loisible à chaque exploitant d'installation, indépendamment de la taille de celle-ci, de passer en tout temps de son propre chef à la commercialisation directe. Un tel passage est définitif.

Art. 16 Prix de marché de référence

Le prix de marché de référence des installations photovoltaïques correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité pour le jour suivant (*day-ahead*) pour le marché suisse, pondérés en fonction de l'injection effective au quart d'heure des installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge. Comme les installations photovoltaïques ne produisent et n'injectent de l'électricité que de jour, un prix de marché non pondéré, qui tiendrait compte également des bas prix nocturnes, ne reflèterait pas adéquatement les recettes du marché réalisables et conduirait à une prime d'injection trop élevée (al. 1).

Pour les autres technologies, aucun modèle semblable de production ni d'injection spécifique n'est disponible. C'est pourquoi le prix de marché de référence correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité pour le jour suivant (*day-ahead*) pour le marché suisse (al. 2).

Les prix de marché de référence sont calculés et publiés par l'OFEN (al. 3).

Art. 17 Taux de rétribution et adaptation

Les taux de rétribution sont fixés pour chaque technologie dans l'annexe correspondante (1.1 à 1.5) (al. 1).

Le taux de rétribution des installations hybrides (art. 2, let. a) est calculé conformément à l'al. 2, comme dans le droit en vigueur, en fonction des taux de rétribution des agents énergétiques employés, pondérés selon leur teneur énergétique respective. L'ensemble de la production de l'installation hybride est utilisé pour déterminer la puissance équivalente s'il s'agit de technologies pour lesquelles la puissance équivalente est déterminante pour calculer le taux de rétribution.

Art. 18 Durée de rétribution et exigences minimales

La durée de rétribution et les exigences minimales sont également fixées séparément pour chaque technologie dans les annexes (al. 1).



A l'instar de ce qui prévaut dans le droit en vigueur, la durée de rétribution commence à partir de la mise en service de l'installation, que l'exploitant reçoive ou non une rétribution pour cette installation. Il n'est pas possible d'interrompre la durée de rétribution (al. 2).

Section 3 Ordre de prise en compte et liste d'attente

Art. 19 Ordre de prise en compte

La date de dépôt de la demande détermine l'ordre de prise en compte des projets (al. 1). Si plusieurs demandes sont déposées le même jour, les projets présentant la puissance la plus importante sont prioritairement pris en compte (al. 2).

Art. 20 Liste d'attente

Si les moyens issus du fonds alimenté par le supplément (art. 37 LEn) ne suffisent pas pour que toutes les demandes soient prises en compte immédiatement, les projets sont inscrits sur des listes d'attente, comme c'est le cas dans le droit en vigueur: une liste pour le photovoltaïque et une liste pour les autres technologies. L'inscription sur une liste d'attente ne confère aucunement à l'exploitant d'une installation le droit de participer au système de rétribution de l'injection. Si un exploitant réalise son installation alors qu'elle se trouve en liste d'attente, il le fait à ses propres risques.

Il importe par ailleurs que seules soient inscrites sur la liste d'attente les installations qui remplissent vraisemblablement les conditions d'octroi. S'il apparaît manifestement dès le dépôt de la demande que l'installation ne remplit pas les conditions requises, la demande doit être refusée avant même son inscription sur la liste d'attente.

Art. 21 Réduction de la liste d'attente

En vertu de l'al. 2, lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, l'OFEN fixe par des contingents combien d'installations peuvent être prises en compte.

S'agissant des installations photovoltaïques, malgré le relèvement du supplément perçu sur le réseau à 2,3 ct./kWh, la liste d'attente actuelle ne pourra pas être complètement résorbée en raison des moyens limités et de l'expiration du système de rétribution de l'injection à la fin de 2022. C'est pourquoi deux variantes sont proposées afin de réduire la liste d'attente des installations photovoltaïques (al. 2).

Variante A: conformément à l'al. 2, les installations déjà réalisées passent en tête de la liste d'attente et seront prises en compte prioritairement lors de la réduction suivante de la liste. Parmi ces installations au bénéfice d'un traitement prioritaire, les installations seront traitées dans l'ordre de dépôt des demandes. Cette façon de procéder permet à de nombreuses grandes installations photovoltaïques déjà réalisées et d'une puissance d'au moins 100 MW d'être encore intégrées dans le système de rétribution de l'injection. Il est ainsi probable que les installations réalisées jusqu'au 31 décembre 2014 et annoncées jusqu'au 31 décembre 2013 pour la RPC puissent participer au système de rétribution de l'injection. Pour les installations annoncées après fin 2013 et mises en exploitation après fin 2014, la participation au système de rétribution de l'injection est assez improbable. Un soutien par la rétribution unique est à la disposition des projets qui ne pourront pas participer au système de rétribution de l'injection.

Variante B: conformément à l'al. 2, les installations photovoltaïques de la liste d'attente seront prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande, qu'elles aient ou non déjà été mises en exploitation. Les exploitants d'installation qui, s'étant annoncés tôt, se trouvent depuis longtemps déjà sur la liste d'attente, pourront ainsi participer au système de rétribution de l'injection. Simultanément, il faut supposer que nombre d'exploitants qui ont mis leur installation en service sans décision positive sous le régime du droit en vigueur ne pourront plus participer au système de rétribution de l'injection. Il est difficile d'estimer dans quelle mesure la liste d'attente pourra être résorbée. Cela dépendra de la



puissance effectivement réalisée, qui peut différer de la puissance annoncée comme l'expérience le montre.

Quant aux autres technologies, l'al. 3 prévoit de traiter prioritairement les installations pour lesquelles un avis de mise en service ou un avis d'avancement du projet ou, pour les petites installations hydroélectriques et les installations éoliennes, le second avis complet d'avancement du projet a été transmis à l'organe d'exécution. Parmi ces installations au bénéfice d'un traitement prioritaire, les installations seront traitées dans l'ordre des avis de mise en service ou des communications d'avancement des projets (let. a). Une fois prises en compte toutes les installations au bénéfice d'un traitement prioritaire, les projets restants pourront être traités dans l'ordre de dépôt des demandes (let. b).

Section 4 Procédure de demande

Art. 22 Demande

L'organe d'exécution est compétent pour traiter les demandes de participation au système de rétribution de l'injection (al. 1). Les annexes précisent, pour chaque technologie, quelles données et quels documents la demande doit comprendre (al. 2).

Art. 23 Garantie de principe

La garantie de principe correspond à la décision positive visée à l'art. 3g, al. 3, de l'OEne en vigueur. Cette garantie offre une sécurité d'investissement à l'exploitant de l'installation, puisqu'elle l'assure de participer au système de rétribution de l'injection si, lors de la mise en service ultérieure, toutes les exigences sont remplies (al. 1).

Tout comme la décision positive selon le droit en vigueur, cette décision n'a aucun effet préjudiciel sur les éventuelles procédures d'autorisation et d'octroi de concession (al. 2).

Art. 24 Avancement du projet, mise en service et obligation d'annoncer

Les projets au bénéfice d'une garantie de principe doivent être réalisés rapidement et ne pas bloquer sans nécessité les moyens réservés pour eux (art. 23). C'est pourquoi l'art. 24 prévoit, à l'instar du droit en vigueur, que le requérant doit progresser dans l'avancement de son projet et mettre l'installation en service dans les délais fixés aux annexes tout en communiquant l'état d'avancement à l'organe d'exécution (al. 1, 2 et 4).

Si un requérant ne peut pas respecter les délais d'avancement de projet ou de mise en service en cas de circonstances qui ne lui sont pas imputables, l'organe d'exécution peut les prolonger sur demande. La demande doit être déposée avant l'expiration du délai concerné (al. 3).

Si un exploitant d'installation annonce la mise en service trop tard et ne reçoit pas de rétribution pour cette raison, il ne reçoit rétroactivement que le prix de marché de référence, mais pas la prime d'injection.

Art. 25 Participation définitive au système de rétribution de l'injection

Si l'installation remplit toutes les conditions également après sa mise en service, elle participe définitivement au système de rétribution de l'injection (al. 1).

Conformément à l'al. 2, à l'instar du droit en vigueur, la demande de participation au système de rétribution de l'injection est rejetée si les conditions d'octroi ne sont pas remplies, si les délais en matière d'avancement du projet ou de mise en service ne sont pas respectés ou si l'emplacement de l'installation varie considérablement par rapport à la demande.

Art. 26 Sortie du système de rétribution de l'injection

Sous réserve du respect d'un délai de résiliation, l'exploitant et son installation peuvent sortir du système de rétribution de l'injection. Une participation ultérieure au système est exclue.



Art. 27 Versement de la rétribution

Selon l'art. 21, al. 3, LEne, la rétribution se compose désormais de deux éléments: le prix de marché, à savoir le prix de marché de référence, et la prime d'injection. L'organe d'exécution verse la prime d'injection chaque trimestre aux exploitants participant à la commercialisation directe. Ces exploitants doivent veiller eux-mêmes à obtenir le prix de marché dans le cadre de la commercialisation directe. L'organe d'exécution verse la prime d'injection et le prix de marché de référence aux exploitants qui injectent l'électricité au prix de marché de référence (al. 1).

Comme dans le droit en vigueur, l'organe d'exécution verse la rétribution au prorata si les moyens disponibles ne suffisent pas. Il verse le solde aux exploitants l'année suivante (al. 2).

Le taux de rétribution d'une année déterminée pour les installations hydroélectriques et de biomasse est fixé provisoirement sur la base de la production de l'année précédente. Il ne sera adapté rétroactivement que l'année suivante sur la base de la production effective (cf. p. ex. annexe 1.1, ch. 2.6).

L'exploitant doit rembourser les montants éventuellement versés en trop (al. 3).

Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution (art. 21, al. 5, LEne), les exploitants doivent verser la différence chaque trimestre à l'organe d'exécution (al. 4).

En vertu de l'al. 5, la durée de la rétribution s'achève désormais à la fin du mois où la durée expire (et non plus seulement au mois de décembre suivant). Pour les exploitants d'installation auxquels a été garanti, par décision soumise au droit en vigueur, une durée de rétribution se terminant au mois de décembre suivant son expiration (et non pas pour la fin du mois où la durée de rétribution expire), l'art. 106 s'applique.

Art. 28 Refus de la rétribution

Pour que le système de rétribution de l'injection puisse fonctionner sans heurts, les exploitants d'installation doivent respecter différentes obligations et exigences. S'ils omettent de le faire, l'organe d'exécution peut refuser ou suspendre les versements. Il ne doit les reprendre que si l'exploitant satisfait à ses obligations ou s'il remplit de nouveau les exigences. Les exploitants n'ont pas droit à la rétribution pendant la durée de la suspension ni rétroactivement.

Art. 29 Indemnité de gestion pour la reprise d'électricité

Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables, responsable dans le droit en vigueur d'établir le bilan et de commercialiser la production des installations RPC dotée d'un dispositif de mesure de la courbe de charge, disparaît dans la nouvelle législation. Les groupes-bilan chargés de reprendre l'électricité assumeront désormais ces activités pour les installations dont les exploitants vendent la production directement sur le marché. Ces groupes-bilan seront dédommagés du coût de ces activités par l'indemnité de gestion. Cette indemnité couvrira en particulier les coûts de l'énergie d'ajustement et les coûts de commercialisation au sens étroit, par exemple les coûts d'exploitation de l'unité commerciale. Le montant de l'indemnité sera adapté en fonction de l'évolution de ces deux éléments de coût. L'indemnité devrait inciter à améliorer les prévisions d'injection et, à moyen terme, contribuer à abaisser les coûts de l'énergie d'ajustement. Le montant de l'indemnité de gestion diffère selon les technologies, car celles-ci impliquent des coûts différents et permettent plus ou moins bien d'établir des prévisions (al. 1).

L'al. 2 règle l'indemnité de gestion pour les installations qui injectent l'électricité au prix de marché de référence et sont dotées d'une mesure au quart d'heure (dispositif de mesure de la courbe de charge ou système de mesure intelligent). Comme ces installations n'entraînent pas de coûts de pilotage ni de coûts de commercialisation, l'indemnité de gestion est en l'occurrence 30% plus basse que pour les installations qui participent à la commercialisation directe. Les installations qui ne sont dotées ni d'un dispositif de mesure de la courbe de charge ni d'un système de mesure intelligent continueront d'être intégrées par les gestionnaires de réseau concernés. Aucune indemnité de gestion n'est alors versée, puisqu'il n'y a pas de coûts d'établissement de bilan.



Art. 30 Paiement du prix de marché de référence

Comme dans le droit en vigueur, les dispositions de l'art. 30 prévoient, pour les exploitants qui injectent de l'électricité au prix de marché de référence, que ce prix soit payé à l'organe d'exécution par le groupe-bilan responsable pour les installations dotées d'un dispositif de mesure de la courbe de charge ou d'un système de mesure intelligent et par le gestionnaire de réseau qui reprend l'électricité pour les autres installations. Le prix de marché de référence est facturé sur la base de l'injection effective. Cette méthode permet à l'organe d'exécution de verser la rétribution (prime d'injection et prix de marché de référence) d'un seul tenant aux exploitants d'installation.

Art. 31 Groupe-bilan et gestionnaire de réseau

Conformément à l'al. 1, l'installation qui injecte au prix de marché de référence est attribuée au groupe-bilan du gestionnaire de réseau à l'emplacement de l'installation si l'exploitant ne conclut aucune convention avec un groupe-bilan pour la reprise de sa production. Il est loisible à l'exploitant de l'installation de passer par ailleurs une convention sur la reprise de son électricité.

Pour être en mesure d'attribuer correctement par groupes-bilan les installations soutenues par une rétribution au prix de marché de référence, l'organe d'exécution doit savoir quelles installations sont affectées à quels groupes-bilan. Telle est la condition pour que la somme des indemnités de gestion à verser et les prix de marché de référence puissent être décomptés correctement. Les groupes-bilan doivent donc commencer par annoncer à l'organe d'exécution quels gestionnaires de réseau leur sont affectés. Tout changement doit également être annoncé à l'organe d'exécution (al. 2).

Pour permettre à l'organe d'exécution de décompter l'indemnité de gestion, les exploitants d'installation qui vendent directement leur électricité sur le marché doivent annoncer à l'organe d'exécution le groupe-bilan auquel leur installation est affectée et tout changement de groupe-bilan (al. 3).

Art. 32 Agrandissements ou rénovations ultérieurs

Selon l'al. 1, les exploitants d'installations participant au système de rétribution de l'injection doivent annoncer à l'organe d'exécution les éventuels agrandissements et rénovations au moins un mois avant leur mise en service. La durée de rétribution demeure inchangée en cas d'agrandissement ou de rénovation (al. 2).

Afin d'équiper autant de nouveaux sites que possible en installations photovoltaïques, la production supplémentaire liée aux agrandissements ou rénovations d'installations existantes déjà au bénéfice d'une rétribution n'est pas soutenue ni rétribuée. C'est pourquoi le taux de rétribution des installations photovoltaïques agrandies ou rénovées est réduit proportionnellement en fonction de la puissance installée supplémentaire (al. 3 et 4). Par exemple, pour une installation dont la puissance est accrue de 15%, il résulte une réduction du taux de rétribution de 15% sur la production de l'ensemble de l'installation. S'agissant des autres technologies, la production supplémentaire obtenue grâce à des agrandissements ou des rénovations continuera d'être rétribuée: l'utilisation des sites existants doit être optimisée, car la construction de nouvelles installations implique presque toujours des atteintes à l'environnement (il s'agit par exemple de rénover ou d'agrandir une installation existante sur le même site plutôt que de la désaffecter et de construire une nouvelle installation).

Art. 33 Conséquences en cas de non-respect des exigences minimales

Les dispositions relatives au non-respect des exigences minimales correspondent au droit en vigueur. L'installation qui ne satisfait plus aux exigences minimales ne reçoit que le prix de marché de référence. Le cas échéant, l'exploitant d'installation qui a reçu une rétribution trop importante doit rembourser le montant perçu en trop (al. 1).

Si les raisons pour lesquelles l'installation ne respecte pas les exigences minimales ne sont pas imputables à l'exploitant de l'installation, celui-ci peut présenter à l'organe d'exécution les mesures qu'il entend prendre pour que les exigences minimales soient de nouveau respectées (al. 3). L'organe d'exé-



cution peut lui imposer un délai de mise en œuvre de ces mesures et édicter d'autres charges. Si l'exploitant de l'installation satisfait à ces obligations, il continue de recevoir la prime d'injection pendant la période de délai (al. 4).

Si les exigences minimales n'ont pas été remplies pendant toute une période d'évaluation après l'expiration du délai, l'exploitant de l'installation ne reçoit rétroactivement que le prix de marché de référence. Cas échéant, il doit rembourser le montant perçu en trop (al. 5).

Art. 34 Exclusion du système de rétribution de l'injection

Toute installation dont la production a été rétribuée au prix de marché de référence pendant au moins une période d'évaluation en raison du non-respect des exigences minimales durant trois années consécutives ou toute installation qui ne respecte pas les exigences minimales un an après l'expiration du délai visé à l'art. 32, al. 3, est exclue du système de rétribution de l'injection. Une nouvelle participation est exclue.

Chapitre 3 Dispositions générales sur la rétribution unique et sur les contributions d'investissement

Le présent chapitre contient des dispositions importantes pour plusieurs des chapitres suivants.

Art. 35 Exclusion de la contribution d'investissement

Si une installation participe à un système de rétribution comme le financement des coûts supplémentaires, la rétribution à prix coûtant du courant injecté conformément au droit en vigueur ou la rétribution de l'injection dans le cadre du système de rétribution de l'injection selon le nouveau droit, elle ne peut pas simultanément bénéficier d'une rétribution unique ou d'une contribution d'investissement. L'exploitant d'installation qui sort définitivement de l'un de ces systèmes avant l'expiration de la durée de rétribution reste libre de demander une rétribution unique ou une contribution d'investissement pour un agrandissement ou une rénovation ultérieurs notables.

Art. 36 Autorisation d'un début anticipé des travaux

Pour les installations hydroélectriques et de biomasse, les travaux de construction, d'agrandissement ou de rénovation ne peuvent en principe commencer, en vertu de l'art. 28 LEnE, qu'une fois reçue de l'OFEN la garantie d'une contribution d'investissement. L'OFEN peut toutefois autoriser un début anticipé des travaux. Tel est le cas lorsque l'attente de la garantie de principe impliquerait de sérieux préjudices. Cette disposition s'inspire fortement de l'art. 26 de la loi fédérale du 5 octobre 1990 sur les aides financières et les indemnités (loi sur les subventions, LSu; RS 616.1).

Art. 37 Exigences applicables à l'exploitation et au fonctionnement de l'installation

Cette disposition vise à garantir qu'une rétribution unique ou une contribution d'investissement ne soit versée que pour des installations produisant effectivement la quantité d'électricité attendue pendant la durée minimale prévue. Pour les installations hydroélectriques, justement, la valeur ajoutée obtenue grâce aux investissements consentis peut aussi être générée autrement que par un supplément de production, par exemple par le déplacement temporel de la production des centrales à accumulation. Dans de tels cas, la quantité d'électricité produite n'est pas (seule) déterminante pour évaluer l'exploitation régulière. Il est toutefois important que ne soient pas encouragées des installations qui sont mises hors service après peu de temps déjà ou qui sont mal entretenues.

Art. 38 Restitution de la rétribution unique et des contributions d'investissement

La possibilité d'exiger la restitution de la rétribution unique ou des contributions d'investissement doit garantir que les moyens disponibles soient correctement affectés et qu'ils ne soient utilisés que pour



des projets qui respectent les exigences et nécessitent effectivement un encouragement. Si les conditions visées à l'art. 37 ne sont pas respectées, en particulier si l'installation n'atteint pas la production (supplémentaire) attendue, la restitution des contributions d'encouragement peut être exigée. L'al. 3 prévoit en outre la possibilité d'exiger la restitution des aides à l'investissement en cas d'importants écarts entre la rentabilité prévue et l'évolution effective.

Art. 39 Délai de carence

Cette disposition sert surtout à garantir que les bénéficiaires de la rétribution unique ou d'une contribution d'investissement ne soient pas toujours les mêmes. En outre, elle doit inciter les exploitants d'installations photovoltaïques, en particulier, à réfléchir dès le début au potentiel effectif que recèle leur bien-fonds et à investir ensuite en une fois plutôt que d'agrandir leur installation par étapes. S'agissant des installations hydroélectriques, il a été renoncé à introduire une durée minimale, car les projets hydroélectriques consistent souvent en mesures de rénovation et d'agrandissement qui requièrent, l'expérience l'indique, des procédures d'autorisation de durées diverses. En renonçant à une durée minimale, on veut s'assurer que certaines parties de projet ne soient pas bloquées. De surcroît, les durées d'utilisation des parties d'installation sont très disparates et, de ce fait, les besoins d'investissement sont échelonnés dans le temps. Introduire une durée minimale impliquerait le risque de voir des parties d'installation remplacées avant l'échéance de leur durée d'utilisation.

En ce qui concerne les installations photovoltaïques, pour lesquelles une rétribution unique a déjà été versée sous le régime du droit en vigueur, il n'est pas exclu de déposer une demande de rétribution unique régie par les nouvelles dispositions pour autant que l'agrandissement ou la rénovation ne soit pas intervenu avant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.

Chapitre 4 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques

Section 1 Dispositions générales

Art. 40 Taille minimale et limite supérieure de puissance pour le versement d'une rétribution unique

La charge administrative liée à l'octroi d'une rétribution unique serait disproportionnée pour les très petites installations. C'est pourquoi, sans changement, la taille minimale fixée pour obtenir une rétribution unique correspond à une puissance de 2 kW. La limite supérieure élevée de 50 MW doit garantir que toutes les grandes installations photovoltaïques actuellement imaginables en Suisse aient un droit d'option entre le système de rétribution de l'injection et la rétribution unique. Les grandes installations sont le principal pilier du développement de la technologie photovoltaïque en Suisse. Mais la liste d'attente ne fera guère bénéficier les nouvelles grandes installations du système de rétribution de l'injection. Pour garantir la rentabilité de ces installations et, partant, l'accroissement de la production photovoltaïque, une contribution sous forme de rétribution unique est indispensable. Il faut en outre noter que, comparativement à la rétribution de l'injection pendant toute la durée de laquelle des décomptes périodiques de l'électricité produite sont établis, la rétribution unique est bien moins lourde puisqu'elle consiste en une contribution d'investissement à verser une seule fois. Par ailleurs, le montant à payer, de 30% au plus des coûts d'investissement d'une installation de référence et financé en totalité par le fonds alimenté par le supplément, est sensiblement inférieur au coût d'une installation qui participe au système de rétribution de l'injection. Par ailleurs, dans le cas de la rétribution unique, les moyens ne sont pas aussi longtemps immobilisés que pour la rétribution de l'injection. Enfin, la rétribution unique a pour effet bienvenu que les producteurs consomment davantage eux-mêmes l'électricité sur le lieu de la production.



Art. 41 Agrandissement ou rénovation notable d'une installation

La définition de l'agrandissement ou de la rénovation notable concorde avec la taille minimale permettant d'obtenir une rétribution unique: la puissance doit être augmentée au minimum de 2 kW.

Art. 42 Calcul de la rétribution unique et adaptation des taux

Le montant de la rétribution unique correspond au plus à 30% des coûts d'investissement des installations de référence au moment de la mise en service. Comme les coûts de référence spécifiques par kW sont généralement en baisse pour les installations de taille assez importante, des classes de puissance ont été introduites pour attribuer la rétribution unique. Il s'agit par-là de s'assurer que le montant maximum de 30% fixé dans la loi ne sera dépassé à aucun moment.

S'agissant de grandes installations, les installations intégrées ne sont pas distinguées des autres. Les installations intégrées reçoivent, comme dans le système de rétribution de l'injection, les mêmes taux de rétribution que les autres installations (al. 3).

L'al. 4 garantit d'une part que la rétribution unique soutient uniquement l'augmentation de la production électrique. D'autre part, il tient compte du fait que les coûts de base initiaux, liés à la construction à neuf d'une installation, ne surviennent plus lors d'un agrandissement ou d'une rénovation. C'est pourquoi aucune contribution de base n'est allouée dans les cas d'agrandissement et de rénovation.

Section 2 Ordre de prise en compte et liste d'attente

Art. 43 Ordre de prise en compte

En principe, les demandes sont prises en compte par ordre de réception. Les installations dont l'augmentation de puissance est la plus importante ne sont traitées prioritairement que si les demandes transmises le même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte.

Art. 44 Liste d'attente

Il importe que seules soient inscrites sur la liste d'attente les installations qui remplissent vraisemblablement les conditions d'octroi. S'il apparaît manifestement dès le dépôt de la demande que l'installation ne remplit pas les conditions requises, la demande doit être refusée avant même son inscription sur la liste d'attente.

Considérant que nombre d'installations sont déjà construites aujourd'hui, il faut clarifier la question de savoir comment réduire la future liste d'attente pour la rétribution unique. S'agissant des grandes installations (≥ 100 kW), la réduction de la liste après la mise en service aurait pour conséquence que seules des installations déjà construites recevraient la rétribution unique pendant probablement deux ans. De ce fait, ce marché stagnerait quasiment pendant deux ans et l'on ne construirait plus guère de nouvelles installations.

C'est pourquoi deux listes d'attente pour la rétribution unique seront tenues à l'avenir, l'une pour les petites et l'autre pour les grandes installations photovoltaïques. La date de dépôt de la demande est déterminante pour l'ordre de prise en compte dans les deux listes d'attente, la demande pour les petites installations photovoltaïques ne pouvant être déposée qu'après la mise en service (cf. art. 44). Afin de garantir que tant les installations de petite taille que celles de grande taille puissent bénéficier de la rétribution unique lorsque les moyens seront de nouveau à disposition, l'OFEN fixe un contingent pour chacune des deux listes, les projets figurant sur les deux listes d'attente pouvant être pris en compte dans ce cadre. Cependant, ni les petites ni les grandes installations photovoltaïques ne peuvent revendiquer un droit absolu à la rétribution unique. L'art. 24 LEné prévoit déjà qu'une rétribution unique ne peut être revendiquée que si les moyens sont suffisants.



Section 3 Procédure de demande pour les petites installations photovoltaïques

La rétribution unique doit soutenir les petites installations à un coût administratif aussi faible que possible. C'est pourquoi la demande concernant ces installations doit survenir seulement après leur mise en service (art. 45). En conséquence, la rétribution unique peut être définitivement fixée d'emblée, dès lors que les moyens à disposition suffisent.

Section 4 Procédure de demande pour les grandes installations photovoltaïques

Contrairement à ce qui prévaut pour les petites installations, il est possible de déposer la demande pour les grandes installations avant même qu'elles ne soient construites. La demande est tout d'abord déposée auprès de l'organe d'exécution, qui en contrôle la complétude (art. 47). Si les moyens à disposition ne suffisent pas à prendre en compte le projet, la demande est placée sur une liste d'attente conformément à l'art. 44. Si les moyens sont disponibles pour la prise en compte du projet et que les conditions requises sont vraisemblablement remplies compte tenu des indications communiquées, la rétribution unique pour grande installation est octroyée selon une procédure en deux étapes. Pour commencer, la rétribution unique est garantie en principe au requérant (art. 48). En donnant sa garantie de principe, l'organe d'exécution fixe également le montant maximal qui sera versé après la mise en service de l'installation. Si la puissance après la mise en service est supérieure à celle annoncée dans la demande, on versera pourtant tout au plus, eu égard à la planification et à la sécurité des liquidités du fonds alimenté par le supplément, le montant maximal fixé dans la garantie de principe. La garantie de principe offre une sécurité d'investissement au requérant, pour qui le montant maximal fixé est réservé jusqu'à la mise en service de l'installation. Si le requérant respecte les délais de mise en service et de son annonce (art. 49), l'organe d'exécution fixe le montant définitif de la rétribution unique sur la base des données certifiées relatives à l'installation (art. 50). La puissance effective de l'installation après sa mise en service est déterminante pour fixer le montant de la rétribution unique. Comme une demande peut avoir été déposée des années avant sa prise en compte, en raison de la longueur de la liste d'attente, il doit être possible de corriger la puissance annoncée avant l'octroi de la garantie de principe. L'art. 47, al. 3, prévoit une obligation de communiquer correspondante. Quant aux projets qui se trouvent déjà sur la liste d'attente lors de l'entrée en vigueur de ces nouvelles dispositions, l'organe d'exécution devrait s'enquérir de la puissance de toutes les installations concernées avant de donner sa garantie de principe pour le versement de la rétribution unique. Si un requérant construit son installation avant que la garantie de principe pour une rétribution unique ne lui ait été donnée, il ne saurait s'en prévaloir pour obtenir la rétribution unique. Toutefois, si les moyens sont disponibles et que sa demande peut être prise en compte eu égard à la date de son dépôt, la rétribution unique est directement fixée de manière définitive pour autant que le requérant ait transmis l'avis complet de mise en service à l'organe d'exécution.

Chapitre 5 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques

Section 1 Dispositions générales

Art. 51 Agrandissement ou rénovation notable

La définition du caractère notable des agrandissements se réfère avant tout aux critères techniques en raison des meilleures possibilités de contrôle. Quant aux critères qui induisent directement une production supplémentaire (l'objectif premier des contributions d'investissement), on tend à en fixer les seuils plus bas. En outre, la possibilité de mieux contrôler la production revêt également de la valeur, même si les seuils sont en l'occurrence fixés un peu plus haut. Les projets dont les mesures de construction génèrent une amélioration de divers critères sans toutefois atteindre le seuil établissant leur caractère notable pour aucun des critères visés aux let. a à d, atteignent toutefois dans la plupart des cas le degré d'importance nécessaire par le critère de l'augmentation de la production annuelle nette



(al. 1, let. e), ce qui leur ouvre la voie des contributions d'investissement. Le calcul de la production supplémentaire tient compte, en les déduisant, des pertes de production liées aux charges imposées par les autorités (p. ex. débit des eaux résiduelles ou assainissement de la force hydraulique). Ces pertes de production ne doivent donc pas être compensées par une augmentation supplémentaire de la production.

La rénovation est réputée notable lorsqu'au moins une composante principale de l'installation est remplacée par des composantes comparables répondant à l'état actuel de la technique (al. 2, let. a). Pour éviter les projets d'importance négligeable, le caractère notable d'un projet se définit en fonction d'un investissement minimal par kWh de production nette actuelle.

Art. 52 Taux

Les contributions maximales légales s'élèvent à 60% des coûts d'investissement imputables pour les installations hydroélectriques d'une puissance égale ou inférieure à 10 MW et à 40% des coûts d'investissement imputables pour les installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW (art. 26 LEn). Ces montants maximaux sont repris à l'échelon de l'ordonnance pour les nouvelles installations et les agrandissements notables.

Comme la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer autant que possible la production hydroélectrique grâce à l'instrument des contributions d'investissement et que la part des rénovations à ce développement est généralement limitée, les contributions maximales aux rénovations notables sont fixées à 20% pour les grandes installations hydroélectriques et à 40% pour les petites installations hydroélectriques.

Les contributions d'investissement représentent un instrument suisse d'encouragement, financé par le supplément perçu sur le réseau, que les gestionnaires de réseau peuvent répercuter sur les consommateurs finaux en Suisse. De ce fait, les contributions d'investissement ne peuvent être versées que pour des installations sur le territoire suisse. Pour les installations hydroélectriques frontalières, le calcul de la contribution d'investissement déduit la part correspondant au territoire souverain étranger.

Section 2 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW et liste d'attente

La prise en compte des projets d'agrandissement ou de rénovation notable de petites installations hydroélectriques suit l'ordre chronologique des dépôts de demande. Si les demandes soumises le même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets présentant la plus grande production supplémentaire sont prioritairement pris en compte (art. 53). Si les moyens ne suffisent pas à une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente (art. 54). Comme pour les installations photovoltaïques, les projets de petite installation hydroélectrique ne sont inscrits sur la liste d'attente que s'ils rempliront vraisemblablement les conditions requises. S'il est manifeste, dès l'évaluation sommaire de la demande, que les conditions requises ne seront pas remplies, le projet est rejeté avant même d'être inscrit sur la liste d'attente.

Section 3 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW

L'affectation groupée des moyens (art. 55, al. 1), l'introduction de jours de référence tous les quatre ans (art. 55, al. 2) et l'ordre de prise en compte (art. 56) permettent de fixer l'ordre de priorité des projets en fonction de la production supplémentaire (les nouvelles installations et les agrandissements ont la priorité sur les rénovations) et de l'efficacité des mesures d'encouragement.



Section 4 Procédure de demande

Art. 57 Demande

Une demande ne peut être présentée qu'après l'obtention d'un permis de construire exécutoire ou, si le projet ne nécessite aucun permis de construire, qu'une fois la constructibilité du projet avérée. On veut ainsi s'assurer que seuls seront soutenus des projets qui seront réalisés rapidement avec une haute probabilité. Simultanément, on veut empêcher que des fonds ne restent bloqués pour des projets non réalisables. En outre, seuls les projets constructibles permettent d'estimer les coûts avec une précision suffisante pour fixer la contribution d'investissement.

Art. 58 Garantie de principe

Si un projet pour lequel les moyens sont disponibles remplit les conditions requises, la garantie de principe d'une contribution d'investissement est fournie sur la base du dossier de demande. Le montant de la contribution d'investissement est fixé en pourcentage des coûts d'investissement imputables et en francs comme montant maximal absolu. Les taux maximaux visés à l'art. 52, d'une part, et les coûts supplémentaires non amortissables à calculer pour chaque projet dans le cas d'espèce, d'autre part, servent de limite supérieure. Le plus faible de ces deux taux s'applique comme limite supérieure pour déterminer la contribution d'investissement. Les changements intervenus dans les coûts d'investissement et les revenus attendus sont pris en compte au moment de fixer définitivement le montant de la contribution d'investissement, après que l'installation a été réalisée, le montant maximal arrêté dans la décision de principe (let. b) ne pouvant toutefois pas être dépassé. Il est nécessaire de fixer un tel montant maximal pour la planification des liquidités du fonds alimenté par le supplément.

Art. 59–62

Ces quatre dispositions règlent les obligations d'annoncer des requérants (y compris les délais et les conditions de prolongation de délai) à partir de l'octroi d'une garantie de principe.

Art. 63 Fixation définitive de la contribution d'investissement

L'al. 2 de cette disposition prévoit que les coûts supplémentaires non amortissables soient recalculés au moment de la fixation définitive de la contribution d'investissement sur la base des éléments obtenus ou éventuellement modifiés depuis l'octroi d'une garantie de principe, à partir duquel plusieurs années peuvent s'écouler jusqu'à la fixation définitive d'une contribution d'investissement. Ce nouveau calcul répond à la prescription visée à l'art. 29, al. 2, LEné, selon laquelle la contribution d'investissement ne saurait excéder les coûts supplémentaires non amortissables.

Art. 64 Versement échelonné de la contribution d'investissement

L'échelonnement du versement de la contribution d'investissement tient compte du fait que la mise en œuvre des projets de construction, d'agrandissement ou de rénovation d'installations hydroélectriques s'étend sur plusieurs années et que la production nette moyenne de ces installations doit être fixée pour une durée de cinq ans en raison des ressources en eau disponibles fortement variables selon les circonstances. Le versement échelonné permet de tenir compte du cas d'espèce. Le plan de paiement est établi pour chaque projet dans la garantie de principe. Il se peut que le versement s'effectue en moins de tranches pour les projets de moindre taille que pour les projets majeurs. Il importe que la première tranche soit versée au plus tôt au début des travaux et que la dernière le soit au plus tôt après la fixation définitive de la contribution d'investissement, 80% au maximum du montant maximal fixé dans la garantie de principe pouvant être versés jusqu'à ce moment-là. Cette «retenue» vise à minimiser le nombre de cas où des montants déjà versés devraient être réclamés parce que les coûts d'investissement ou les coûts supplémentaires non amortissables se seraient avérés inférieurs à ceux indiqués dans la demande.



Section 5 Critères de mesure

Art. 65 Coûts d'investissement imputables

En principe, les coûts d'investissement imputables comprennent toutes les mesures nécessaires à l'exploitation qui sont exécutées efficacement. Les investissements présentant une utilité supplémentaire (p. ex. utilité touristique d'un funiculaire) ne sont imputables qu'au prorata. Les indemnités de renonciation au droit de retour ne sont en particulier pas imputables.

Seuls sont imputables des coûts d'investissement uniques (pas de réinvestissements) causés, preuve à l'appui, par la réalisation d'une installation hydroélectrique ou par l'agrandissement ou la rénovation notable d'une installation existante.

Art. 66 Coûts non imputables

Les coûts de réalisation de parties d'installation survenant avant que la contribution à l'investissement soit garantie dans son principe ou que le début anticipé des travaux n'ait été autorisé sont intégralement supportés par le requérant. Ils ne sont pas imputables pour calculer la contribution d'investissement (let. a). Cette réglementation est nettement plus douce que celle de l'art. 26, al. 3, LSu, qui prévoit qu'aucune prestation ne serait accordée en pareil cas. Cette disposition ne concerne pas les coûts de planification, qui surviennent, de par leur nature, avant qu'une installation ne soit réputée constructible et, par conséquent, avant même que la demande de contribution d'investissement ne puisse être déposée.

Les coûts que le requérant ne doit pas assumer lui-même ne sont également pas imputables (let. b). Les installations hydroélectriques pour lesquelles des mesures d'assainissement doivent être prises au sens de l'art. 83a de la loi fédérale du 24 janvier 1991 sur la protection des eaux (LEaux; RS 814.20) ou de l'art. 10 de la loi fédérale du 21 juin 1991 sur la pêche (LFSP; RS 923.0) doivent d'abord faire l'objet d'une demande d'indemnité au sens des législations sur la protection des eaux et sur la pêche, conformément à l'art. 34 LEn. Les coûts liés à de telles mesures ne sont pas imputables à titre de coûts d'investissement pour le calcul de la contribution d'investissement.

Art. 67 Coûts de revient capitalisés

En principe, les coûts probables peuvent être comptabilisés dans le calcul des coûts de revient. Des dispositions spéciales ont été élaborées pour certains types de coûts, afin de garantir une exécution rationnelle.

Les coûts récurrents ne sont pas imputables pour déterminer le montant de l'investissement, mais ils sont comptabilisés pour calculer le coût de revient, lequel intervient dans le calcul des coûts supplémentaires non amortissables. Un forfait de 2% des coûts d'investissement imputables peut être imputé à titre de coûts d'exploitation.

Les réinvestissements comprennent des parties d'installation remplacées au moment de la construction, de l'agrandissement ou de la rénovation, mais dont la durée d'utilisation est plus brève que la durée d'utilisation restante de l'installation dans son ensemble, raison pour laquelle ils devront être de nouveau remplacés avant la fin de vie de celle-ci. Les coûts de tels réinvestissements peuvent être pris en compte dans le calcul du coût de revient, mais pas dans le calcul des coûts d'investissement imputables.

Les autres coûts comprennent notamment des redevances effectivement dues, comme les redevances de concession, l'énergie gratuite ou l'énergie à tarif préférentiel.

Des coûts de commercialisation et de gestion surviennent lorsque l'énergie est régulée, par exemple aux heures de pointe des prix ou en raison de la participation au marché des services-système. En contrepartie, l'énergie peut alors se vendre à meilleur prix et les services-système génèrent des recettes plus élevées. Un calcul cohérent implique de comptabiliser ou d'exclure tant les coûts que les recettes. Les installations hydroélectriques doivent recevoir, sous forme de contribution d'investissement, une rétribution de base leur permettant une exploitation rentable. Avec des charges en hausse,



les installations doivent réaliser des recettes supplémentaires. En outre, les recettes des services-système sont particulièrement difficiles à prévoir. C'est pourquoi ni les coûts de commercialisation, ni les coûts de gestion, ni d'éventuelles recettes générées par les services-système ne peuvent être comptabilisés.

Les coûts de capital et les impôts directs sont calculés par la méthode des coûts standards. Les coûts de capital sont calculés en multipliant le capital nécessaire aux investissements par le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 70. Le calcul des impôts théoriques consiste dans le produit du bénéfice attendu multiplié par un taux d'impôt théorique uniforme, représentatif pour la Suisse entière et fixé par l'OFEN.

Quant au calcul des coûts supplémentaires non amortissables, les coûts de revient n'y entrent pas sous forme de taux (CHF/kWh), mais – dans l'esprit de l'établissement du compte des investissements – comme montants en chiffres absolus des coûts annuels effectivement survenus (al. 5). Les coûts supplémentaires non amortissables sont capitalisés selon le taux d'intérêt calculé applicable à l'année visée (al. 6).

Art. 68 Prix de marché capitalisé réalisable et recettes du marché réalisables

Un scénario de prix élaboré et mis à jour chaque année par l'OFEN, avec une résolution horaire, est mis à la disposition des exploitants d'installation comme base de calcul des prix de marché capitalisés réalisables. Ce scénario de prix doit être utilisé pour déterminer les recettes. On garantit ainsi que les différents projets d'installation sont comparables lors de l'évaluation. Ce scénario de prix, qui repose sur un modèle fondamental usuel dans la branche, prend en compte les prix actuels à court terme. S'il le souhaite, le requérant peut utiliser ses propres modèles d'optimisation des installations pour déterminer les recettes du marché.

Les recettes de la vente aux clients captifs (approvisionnement de base) ne sont pas prises en compte, car on ne saurait dire aujourd'hui jusqu'à quand sera maintenu l'approvisionnement de base (en sa forme actuelle, avec les «coûts de revient»)

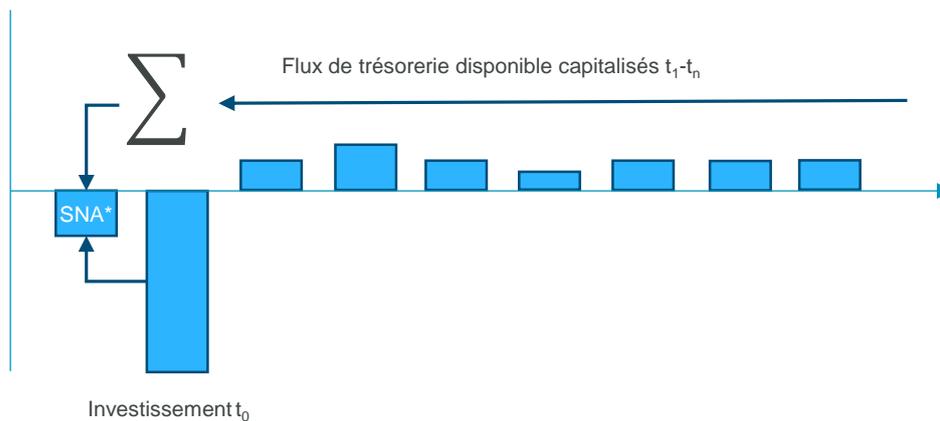
Pour déterminer les flux effectifs de trésorerie, il faut calculer, pour chaque année de la période d'utilisation restante, les recettes du marché effectivement réalisables à partir des prix de marché capitalisés réalisables. Comme la production des grandes installations hydroélectriques est généralement contrôlable, il faut calculer les recettes du marché qu'elles permettent de réaliser en se fondant sur un profil de production économiquement optimisé.

Art. 69 Coûts supplémentaires non amortissables

Les coûts supplémentaires non amortissables découlent, conformément à l'art. 29, al. 2, LEnE, de la différence entre les coûts de revient capitalisés de la production électrique et le prix de marché capitalisé réalisable (cf. graphique).

Comme les coûts de revient capitalisés se calculent en montants absolus des coûts effectifs (et non pas en fonction des kWh), on ne peut pas simplement les mettre en regard d'un prix de marché du kWh pour calculer les coûts supplémentaires non amortissables. Il faut plutôt, sur la base de la production nette annuelle probable, calculer les recettes du marché réalisables et les mettre en regard des coûts de revient capitalisés.

S'agissant des coûts de revient, on ne prend en compte que des mouvements de trésorerie négatifs avant intérêts, ce qui signifie que les amortissements ou les coûts de financement doivent être extraits des coûts complets. Les montants facturés génèrent des flux annuels de trésorerie disponible avant intérêts et après impôt (marge nette d'autofinancement). Ces flux de trésorerie sont actualisés selon la méthode du CMPC après impôt, à définir chaque année, pour être cumulés et aboutir à la valeur actualisée nette (cf. graphique).



* SNA = Coûts supplémentaires non amortissables

En principe, les coûts supplémentaires non amortissables correspondent à la valeur actualisée nette de ce calcul, dans la mesure où elle est négative.

Pour les nouvelles installations, le calcul suit le schéma ci-dessus. En cas d'agrandissement, les coûts supplémentaires non amortissables correspondent à la différence entre les flux de trésorerie disponible capitalisés de l'installation agrandie et ceux de l'installation dans son état antérieur (prise en compte des différences). Quant aux mesures de rénovation, on part du principe que l'exploitation de l'installation ne serait pas possible sans elles. C'est pourquoi le calcul des coûts supplémentaires non amortissables met en regard l'investissement requis par la rénovation et les recettes du marché réalisables issues de la production nette totale de l'installation pendant la durée d'utilisation restante atteinte en raison des mesures de rénovation.

Art. 70 Taux d'intérêt calculé

Le calcul et la communication annuels du taux d'intérêt calculé est en principe soumis aux mêmes règles que le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 13 en relation avec l'annexe 1 de l'OapEI. Comme les risques liés aux investissements dans les réseaux électriques se distinguent de ceux inhérents aux investissements dans les installations de production d'électricité issue d'énergies renouvelables (force hydraulique, biomasse), des dérogations sont nécessaires sur certains points, lesquelles sont présentées à l'annexe 3.

Art. 71 Durée d'utilisation restante

Cette disposition vise à fixer clairement et simplement la durée d'utilisation restante.

Chapitre 6 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse

Section 1 Conditions d'octroi

Art. 72 Définitions

Les centrales électriques à bois d'importance régionale sont des centrales qui, du fait de leur dimensionnement, correspondent à l'offre de combustible de la région. Les installations ne doivent pas recourir à l'offre de bois-énergie d'autres régions, car il devrait être transporté sur de longues distances. C'est pourquoi l'importance régionale des centrales à bois est définie par une limite supérieure de puissance.

Art. 73 Agrandissement ou rénovation notable

Comme les rénovations n'entraînent pas d'accroissement de la production, ou dans une faible mesure seulement, le caractère notable d'une rénovation d'installation de biomasse ne doit pas être défini,



contrairement à celui d'un agrandissement, par l'accroissement de la production électrique. Une rénovation est plutôt notable si les coûts d'investissement imputables atteignent les montants fixés à l'al. 2.

Art. 74 Exigences énergétiques minimales

Comme le caractère notable d'une rénovation se définit par les montants minimaux que doivent atteindre les coûts d'investissement imputables et non pas par un accroissement de la production, l'al. 2 précise qu'une installation ne peut pas produire moins d'électricité après qu'avant ladite rénovation.

Section 2 Taux

Art. 75 Taux des contributions d'investissement

Le taux de contribution maximal de 20% des coûts d'investissement imputables, prévu à l'art. 27 LEnE, est repris à l'échelon de l'ordonnance. Contrairement à ce qui prévaut pour les installations hydroélectriques, le taux de contribution maximal pour les rénovations d'installations de biomasse n'est pas abaissé, parce qu'il est déjà fixé par la loi à un bas niveau et qu'une réduction supplémentaire ne se justifierait pas.

Art. 76 Contribution maximale

S'agissant des UIOM et des STEP, les coûts d'investissement imputables ont été assez étroitement restreints aux parties productrices d'électricité. Pour les centrales à bois d'importance régionale, une taille maximale a été arrêtée. Les limites du système ainsi définies sont reconnaissables dans les tableaux des durées d'utilisation. Selon les études et données obtenues dans le cadre de la RPC, les investissements maximaux peuvent être assez bien estimés. Les coûts d'investissement imputables maximaux ont été fixés avec les taux de contribution maximaux. Le montant maximal permet d'établir un budget assez précis.

Section 3 Ordre de prise en compte et liste d'attente

Les projets sont pris en compte en fonction de la date de dépôt de la demande. Si les demandes soumises le même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets présentant la production supplémentaire la plus importante seront considérés en premier (art. 77). La production supplémentaire la plus importante se rapporte aux valeurs absolues et non au pourcentage de production supplémentaire d'une installation. Si les moyens ne suffisent pas à une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente (art. 78). Pour les installations de biomasse comme pour les installations photovoltaïques, seuls les projets qui rempliront vraisemblablement les conditions requises seront inscrits sur la liste d'attente. S'il est manifeste, dès l'évaluation sommaire de la demande, que les conditions requises ne seront pas remplies, le projet est rejeté avant même d'être inscrit sur la liste d'attente.

Section 4 Procédure de demande

La procédure de demande, dans son ensemble, est conçue comme celle prévue pour l'octroi de contributions d'investissement aux installations hydroélectriques. C'est pourquoi nous renvoyons fondamentalement aux commentaires à ces dispositions et n'examinons en l'occurrence que les éventuelles différences.

Les UIOM, les STEP et les centrales à bois d'importance régionale dépendent moins des conditions météorologiques que les installations hydroélectriques. Il est aussi moins aisé de les régler que les grandes installations hydroélectriques. C'est pourquoi l'on se réfère, pour les installations de biomasse, à la production nette de la première année complète d'exploitation uniquement, en non à celle des cinq premières années.



Bien que la fixation définitive de la contribution d'investissement survienne de ce fait généralement plus tôt pour les installations de biomasse que pour les installations hydroélectriques, un certain laps de temps s'écoule, en raison d'une phase de construction qui peut être longue, entre la garantie de principe d'une contribution d'investissement et la fixation définitive de cette contribution. C'est pourquoi, pour les installations de biomasse également, les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés, au moment de la fixation définitive de la contribution d'investissement, sur la base des éléments obtenus ou éventuellement modifiés depuis l'octroi d'une garantie de principe.

Section 5 Critères de mesure

Les critères de mesure, eux aussi, sont réglementés largement comme ceux des contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques. Nous renvoyons de ce fait aux explications correspondantes.

L'art. 86 prévoit que seuls sont imputables les coûts directement liés aux parties de l'installation nécessaires à la production électrique. Les tableaux des durées d'utilisation à l'annexe 2.3 fournissent les références pour identifier les parties concernées. Comme la production d'électricité n'est pas le seul but des centrales à bois, des UIOM et des STEP, et qu'elle n'est pas même le but premier de ces deux dernières, l'art. 87 mentionne explicitement, pour mettre en évidence la délimitation des autres buts de ces installations, que les coûts des parties d'installation servant au traitement thermique des déchets, au traitement des eaux usées, à la préparation de combustibles ou à l'exploitation d'un réseau de chaleur à distance ne sont pas imputables. Les impôts directs ne sont pas pris en compte dans le calcul des coûts de revient des UIOM et des STEP, d'autant qu'une délimitation des parties d'installation nécessaires à la production électrique et des impôts y afférents en proportion de la facture totale de l'entreprise ne serait pas réalisable à un coût raisonnable. D'autres coûts, prévus à l'art. 67, al. 1, let. d et e, pour les installations hydroélectriques, ne sont également pas pris en compte pour les UIOM et les STEP. S'agissant des centrales à bois d'importance régionale, par contre, tant les impôts directs (sur la base de standards) que les coûts de l'énergie, récurrents, sont pris en compte, sous déduction toutefois du produit de la vente de chaleur (art. 88).

Chapitre 7 Prime de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques

Art. 93 Précisions concernant le droit à la prime de marché

L'al. 1 explique plus précisément ce qu'il faut comprendre par la notion inscrite dans la loi d'installation à 10 MW. Outre les installations individuelles sont aussi compris les groupes d'installations qui atteignent ensemble la puissance minimale (puissance brute). Mais pour qu'un tel groupe soit constitué, certains critères doivent être remplis. Quatre installations électriques d'une puissance individuelle de 3 MW ne forment pas en soi un tel groupe: si l'une des installations n'est pas reliée aux autres sur le plan hydraulique, le groupe de trois qui remplirait en soi les critères ne totalise que 9 MW, de sorte que l'on retiendra deux installations au moment d'évaluer l'octroi d'une prime de marché. En revanche, le fait que l'une des installations en réseau soit intégrée dans la RPC ou le système de rétribution de l'injection et soit de ce fait déjà soutenue par ailleurs ne représente pas une entrave. Cependant, le taux de rétribution RPC est déterminant pour les recettes du marché de l'installation RPC (art. 94, al. 4), si bien que le droit à une prime de marché peut échapper au critère des coûts de revient globalement non couverts.

Il va de soi que la prime de marché n'entre en question que pour des installations sises sur le territoire suisse et pour du courant produit par la grande hydraulique suisse, raison pour laquelle ce point n'est mentionné ni dans la loi ni dans l'ordonnance. De ce fait, pour les aménagements hydroélectriques



internationaux, seule la part de production qui revient à la Suisse peut bénéficier de la prime de marché.

Al. 2 et 3: la loi échelonne le droit à la prime de marché sur trois niveaux (art. 30, al. 2, LEne). Le principe constant est que la prime de marché doit revenir à l'acteur qui porte le risque des coûts de revient non couverts. C'est pourquoi l'exploitant lui-même est le bénéficiaire en première ligne, puis en deuxième ligne le propriétaire ou les actionnaires, notamment pour les centrales partenaires, et en troisième ligne, l'entreprise d'approvisionnement en électricité (EAE), qui doit porter le risque mentionné en raison de contrats d'achat d'électricité (évidemment, les propriétaires qui ont droit à une prime de marché en deuxième rang peuvent aussi être des EAE).

S'agissant de constellations d'EAE, il s'agit désormais d'interdire certaines situations: les acteurs ne doivent pas modifier les conditions à court terme par de nouveaux contrats afin d'obtenir une prime de marché. De telles constructions ne correspondent pas à l'esprit ni au but de la prime de marché (BO 2016 N 1248, Müller-Altmet). C'est pourquoi l'al. 2 stipule qu'aucun transfert ou prise en charge du risque tel que l'exige la LEne ne survient dans le cadre de certains contrats conclus à court terme ou récemment. De ce fait, dans de tels cas, l'EAE n'a pas droit à la prime de marché. L'EAE ne doit pas alors nécessairement être un acteur bénéficiaire de la prime de marché en troisième ligne, il peut aussi s'agir d'une entreprise «propriétaire» (bénéficiaire de deuxième rang selon la LEne). S'il devait arriver que l'obligation de supporter les coûts de revient non couverts repose sur de tels contrats également pour des propriétaires qui ne sont pas des EAE, ceux-ci perdraient aussi leur droit à la prime de marché (al. 3). Dans ce contexte, «contrat» ne doit pas être pris dans une acception étroite: il peut s'agir par exemple d'arrangements découlant de l'organisation d'un groupe ou d'un lien de participation. Les restrictions visées aux al. 2 et 3 ne signifient pas que la prime de marché soit inaccessible en soi à la production d'une installation hydroélectrique: les conditions d'octroi d'une prime de marché peuvent tout à fait être réunies pour l'exploitant ou le propriétaire, autrement dit au premier rang des bénéficiaires.

L'al. 2 vise des contrats d'achat d'électricité et non de quelconques autres contrats liés aux grandes installations hydroélectriques. Par exemple, si les installations hydroélectriques elles-mêmes sont vendues après le 1^{er} janvier 2016, cette opération n'est pas visée par l'al. 2. La prime de marché peut très bien être demandée pour de telles installations, pour autant que toutes les exigences légales soient remplies. Il est aussi possible qu'une installation ou une participation à celle-ci soit vendue à l'étranger de sorte que la prime de marché doive être versée à des ayants droit à l'étranger.

Art. 94 Recettes du marché

Pour tous les ayants droit à la prime de marché, les recettes du marché sont calculées sur la base du prix de marché (al. 3) indépendamment du lieu où l'électricité est concrètement négociée ou vendue. Ce prix de marché repose sur les prix horaires du marché spot swissix, négociés en euros. La conversion en francs suisses s'effectue à un taux de change EUR/CHF mensuel, l'OFEN appliquant à cette fin le cours correspondant calculé par la Banque nationale.

Les recettes du marché ne sont pas calculées selon les prix en bourse pour les installations qui participent au système de rétribution de l'injection et, bien sûr, pour les installations RPC soumises au droit en vigueur: ces installations ne peuvent pas bénéficier de la prime de marché par elles-mêmes, mais comme parties d'un groupe (art. 93, al. 1). Le taux de rétribution s'applique selon la part de l'installation visée dans le groupe d'installations (al. 4).

En ce qui concerne la détermination des recettes et des coûts imputables, le Conseil fédéral dispose d'une grande marge de manœuvre (BO 2016 N 1248, Müller-Altmet), qu'il utilise désormais dans l'esprit d'une solution largement simplificatrice: du côté des recettes, seules sont prises en compte les



livraisons d'électricité proprement dites («sur le marché»), les recettes internes envers une unité d'exploitation commerciale n'en faisant évidemment pas partie. Par contre, le produit de la vente des services-système, par exemple, n'est pas pris en compte.

Art. 95 Coûts de revient et autres coûts

La simplification sur le versant des recettes trouve son pendant du côté des coûts, où nombre de coûts effectifs ne sont pas pris en compte (p. ex. les coûts *overhead*, qui correspondent à des prestations de services globales). L'impôt sur le bénéfice ne doit être imputable que s'il correspond à un bénéfice effectif. Il n'est pas imputable dans le cas fréquent que voici: en vertu d'un accord correspondant, une installation hydroélectrique dont les propriétaires se trouvent en plaine est aussi soumise à l'impôt sur le bénéfice au lieu de son implantation quand bien même aucun bénéfice n'en résulte en cet endroit. De cette manière, on veut notamment s'assurer que la collectivité publique locale tire toujours un avantage de l'installation par le biais de la fiscalité (l'expression «de manière fixe» indique la régularité de cette source et non pas un montant fixe, même si justement un tel montant survient aussi fréquemment).

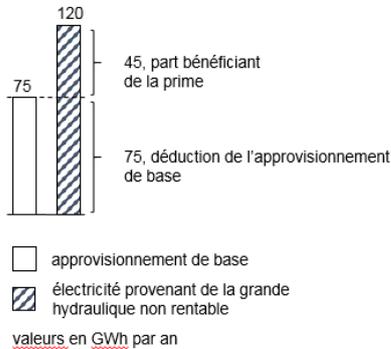
S'agissant des coûts de revient, il convient de se baser sur la pratique de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), dans le cadre de la LApEI. En ce qui concerne la prime de marché toutefois, il se peut que le besoin apparaisse ou soit justifié de s'en écarter ponctuellement, puisque la prime de marché est principalement centrée sur le soutien à la force hydraulique déficitaire écoulee sur le marché, alors que les dispositions de la LApEI posent des principes envers le consommateur final. En l'occurrence, l'OFEN est habilité à concrétiser les dispositions; cela ne doit pas interférer avec la LApEI, qui couvre un champ d'application beaucoup plus large que l'objet du présent commentaire. L'al. 3 ménage aussi la marge de manœuvre permettant à l'OFEN d'autoriser l'imputation d'autres coûts que les coûts de revient et les coûts habituellement compris sous cette désignation. L'al. 1, selon lequel les autres coûts ne sont pas pris en compte, doit être compris sous cette réserve. Cependant, l'OFEN ne doit autoriser l'imputation de tels coûts que dans des cas spéciaux et justifiés (par exemple, on peut envisager qu'un tel cas se présente lorsque la mise aux enchères nécessaire de capacités pour l'utilisation du réseau de transport transfrontalier occasionne des charges)

Les coûts de revient sont établis selon la méthode des coûts standards, en recourant notamment au CMPC (art. 70 et annexe 3). Ainsi, par exemple, les dividendes sont sans importance, puisque la rémunération des fonds propres est couverte par le CMPC. Dans le cadre du CMPC, certains paramètres sont définis en dérogation des dispositions de l'OAPEI.

L'al. 4 concerne l'interface vers les contributions d'investissement pour la grande hydraulique. Certes, il est probable que seul un petit nombre d'installations puissent bénéficier d'un double soutien pendant la durée d'application prévue de la prime de marché (2018 à 2022). Mais il convient d'empêcher les mesures d'encouragement à double. Quiconque reçoit une contribution d'investissement est également exempté de la redevance hydraulique pendant dix ans. Il va de soi que cette redevance ne saurait alors être imputable dans la détermination du droit à la prime de marché.



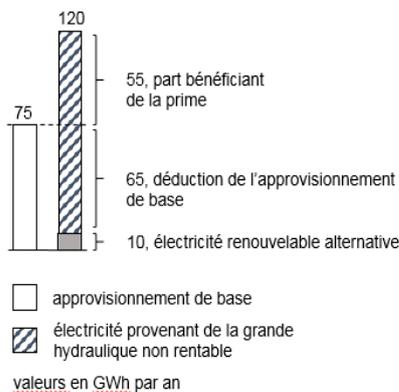
Art. 96 Déduction de l'approvisionnement de base



Le modèle de la prime de marché contient deux éléments de soutien: la prime de marché et le droit d'écouler la production dans l'approvisionnement de base conformément au principe que l'électricité d'origine hydraulique est vendue en priorité dans l'approvisionnement de base au prix du coût de revient (art. 31, al. 3, LEnE). La grande hydraulique non rentable bénéficiant ainsi de la priorité dans l'approvisionnement de base, le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau, à disposition pour financer la prime de marché, se trouve délesté des charges correspondantes. La déduction est seulement hypothétique, ou théorique, ce qui laisse aux EAE une grande flexibilité dans la conception de leur gamme de prestations.

Le droit de vendre du courant au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base représente (comme composante du modèle de la prime de marché) une *lex specialis* de durée limitée de ce qui prévaut selon un jugement récemment rendu par le Tribunal fédéral concernant les dispositions de la LApEI (BO 2016 N 1248, Müller-Altmetz; cf. toutefois également les discussions parlementaires sur la stratégie «Réseaux électriques» dans le cadre de laquelle les dispositions de la LApEI au sujet desquelles le Tribunal fédéral s'est prononcé pourraient être éventuellement adaptées). Le droit en question découle accessoirement de la prime de marché, il ne constitue pas un droit autonome. Même l'art. 31, al. 3 i.f., LEnE, selon lequel quiconque ne reçoit pas de prime de marché peut injecter du courant provenant de la grande hydraulique dans l'approvisionnement de base, ne change rien à ce caractère accessoire. Le droit visé en l'occurrence ne s'applique justement que si l'absence de prime de marché découle de la déduction de l'approvisionnement de base. Ce passage vise donc des cas où se concrétise le principe donnant la priorité à l'électricité d'origine hydraulique dans l'approvisionnement de base, de sorte qu'il ne reste pas d'électricité issue de la grande hydraulique susceptible d'être couverte par la prime de marché.

Al. 1: la déduction de l'approvisionnement de base dépend du *potentiel* d'approvisionnement de base, c'est-à-dire du volume total d'électricité vendue dans l'approvisionnement de base, quelle que soit son origine. L'art. 96 précise de quel potentiel il s'agit eu égard à la diversité des formes organisationnelles.



L'al. 2 met en œuvre ce que la loi prévoit à titre de correctif en faveur de l'électricité issue des autres énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base (art. 31, al. 2, LEnE). Le calcul se fait comme suit: il faut déduire de la quantité d'électricité issue de la grande hydraulique donnant en soi droit à la prime de marché (120 GWh) la «déduction de l'approvisionnement de base», c'est-à-dire le volume d'électricité total que l'ayant droit pourrait vendre dans l'approvisionnement de base (75 GWh). Mais comme l'électricité vendue par l'ayant droit dans l'approvisionnement de base contient encore du courant issu d'autres sources renouvelables (quantité renouvelable = 10 GWh), une déduction ajustée est appliquée (75-

10=65 GWh). On obtient ainsi un droit à une prime de marché de 55 GWh (120-65 GWh). En l'absence du correctif, la prime de marché serait seulement de 45 GWh (120-75 GWh).



Sans ce correctif, quiconque propose ce type d'électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base serait forcé de fait à renoncer (au moins partiellement) à la prime de marché. Le correctif («quantité renouvelable») accroît la part susceptible d'être couverte par la prime de marché. Des limites sont toutefois nécessaires aux fins d'empêcher les abus, de manière à ce qu'il n'en résulte pas un accroissement discrétionnaire ou arbitraire, ce qui irait à fin contraire du but recherché. Premièrement, les encouragements à double sont proscrits (let. a), autrement dit: quiconque a par exemple de l'électricité bénéficiant de la RPC dans l'approvisionnement de base ne peut pas le comptabiliser dans le cadre du correctif (le libellé de l'ordonnance mentionne le système de rétribution de l'injection, mais la disposition s'applique évidemment aussi à la RPC selon l'ancien droit et aux autres formes d'encouragement, par exemple les RPC cantonales). La même remarque vaut pour l'électricité d'origine renouvelable subventionnée venant de l'étranger, par exemple pour l'électricité éolienne allemande, qui bénéficie de la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG). Ceci ne doit pas signifier qu'il soit en l'occurrence automatiquement exclu de prendre en compte le courant provenant de l'étranger: il ~~ne~~ peut être imputé s'il ne fait pas déjà l'objet d'un soutien. Deuxièmement, il serait aussi abusif (let. b) que des achats à court terme, par exemple des acquisitions de garanties d'origine (GO), puissent gonfler le volume de la correction ou de l'ajustement sans qu'il s'agisse d'électricité issue de la propre production ou d'un achat direct. C'est pourquoi, en principe, le correctif ne s'applique qu'à l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables par les installations en mains propres. Mais cette restriction est fortement relativisée par une importante exception: l'électricité issue de contrats de plusieurs années ou de contrats conclus récemment est prise en compte, car il n'y a pas lieu en l'occurrence d'empêcher une optimisation à court terme.

Al. 3: il y a lieu de penser que les ayants droit à la prime de marché pour plusieurs installations utiliseront leur marge de manœuvre pour optimiser leurs revenus. Ils devraient probablement attribuer le courant des installations les plus coûteuses à l'approvisionnement de base pour éviter les réductions prévues dans la détermination de la prime de marché. Dans ce contexte, il s'agit d'établir une règle globale aussi équitable que possible.

Le tableau ci-dessous présente le cas d'un ayant-droit doté de quatre installations. Le calcul sur la base du taux comme il devrait s'effectuer sous réserve de l'al. 4. (al. 3, 2^e partie) est présenté en haut, tandis que le calcul non autorisé de la moyenne pondérée par les volumes (al. 3, 1^e partie) se trouve en bas. Le taux de 45,83% correspond, sur la base du diagramme ci-dessus, au rapport (55'000 GWh/120'000 GWh) entre le volume d'énergie donnant droit à la prime (let. a) et le volume total d'énergie de la grande hydraulique dont tous les coûts de revient ne sont pas couverts (let. b).

Installation	MWh/a	Coûts de revient (CR)		Recettes du marché (RM)		RM-CR		Prime de marché de max. 10 fr./MWh par in			
		Fr/MWh	Fr	Fr/MWh	Fr	Fr/MWh	Fr	Taux	MWh	Fr/MWh	Fr
1	40'000	36.95	1'477'980	33.68	1'347'071	-3.27	-130'909	45.83%	18'333	3.27	60'000
2	15'000	43.51	652'695	37.69	565'422	-5.82	-87'273	45.83%	6'875	5.82	40'000
3	30'000	46.32	1'389'455	39.80	1'194'000	6.52	-195'455	45.83%	13'750	6.52	89'583
4	35'000	62.50	2'187'500	36.80	1'288'000	-25.70	-899'500	45.83%	16'042	10.00	160'417
	120'000								55'000		350'000
Moyenne pondérée par les volumes	120'000	47.56	5'707'629	36.62	4'394'493	-10.94	-1'313'136	45.83%	55'000	10.00	550'000

Dans cet exemple, on peut admettre que l'ayant droit placerait, dans un esprit d'optimisation, l'électricité produite par les deux installations hydroélectriques les plus chères (n^{os} 3 et 4) dans l'approvisionnement de base, de manière à ce que leurs coûts de revient soient couverts (absence de réduction). En procédant par le calcul de la moyenne, l'ayant droit recevrait une prime de marché de 550 000 francs, bien que la couverture des coûts de revient des installations no 1 et 2 (dont seuls les



coûts de revient ne sont pas encore couverts) ne nécessiterait plus que 218 182 francs (130 909+87 273), c'est-à-dire qu'il obtiendrait 331 818 francs de trop. La méthode de la moyenne induirait régulièrement une prime de marché exagérément élevée, raison pour laquelle elle a été pros- crite. Le calcul au moyen d'un taux, tel que le prévoit l'al. 3, se rapproche quant à lui de la démarche que choisiraient probablement les ayants droit et débouche normalement sur des résultats beaucoup plus objectifs au lieu d'une indemnisation excessive.

Cependant, cette méthode du taux peut elle aussi déboucher sur une prime de marché trop élevée, comme le montre l'illustration. En l'occurrence, la prime de marché serait de 350 000 francs, bien que les installations (n^{os} 1 et 2), dont seuls les coûts ne sont pas encore couverts, ne nécessiteraient que 218 182 francs pour assurer cette couverture (cf. ci-dessus); 131 818 francs seraient tout de même versés en trop. L'al. 4 intervient dans une telle constellation, puisqu'il vise à empêcher que l'ayant droit n'obtienne globalement plus, par l'approvisionnement de base (au prix de revient) et la prime de mar- ché, que ce qui serait nécessaire à la couverture du total des coûts de revient de toutes les installa- tions. A cet effet, le droit à la prime de marché se réduit en conséquence (ce mécanisme ne doit pas être confondu avec la réduction qui intervient selon l'art. 98 lorsque les moyens ne suffisent pas à sa- tisfaire complètement tous les ayants droit). Normalement donc, la méthode du taux visée à l'al. 3 doit s'appliquer et, exceptionnellement, l'al. 4 y supplée au sens d'une soupape de correction.

Art. 97 Prise en compte globale de l'entreprise en lien avec l'approvisionnement de base
Quelques précisions sont nécessaires, en lien avec l'approvisionnement de base, en raison de la dis- parité des formes organisationnelles des entreprises impliquées et de leur subdivision en plusieurs secteurs. L'al. 1 concerne le potentiel d'approvisionnement de base visé à l'art. 96 et la question de savoir quel potentiel est pertinent. Selon la LENE, il s'agit de l'approvisionnement de base des ayants droit eux-mêmes («...qu'ils pourraient vendre au titre de l'approvisionnement de base»). Sur cette base, l'ordonnance arrête qu'il est sans importance pour la prime de marché que des unités juridiques autonomes internes à l'entreprise ou au groupe aient ou non été constituées pour les différents sec- teurs d'une EAE traditionnelle. Prenons par exemple un groupe comptant plusieurs filiales, dont la fi- liale A qui, portant le risque des coûts de revient non couverts, a droit à la prime de marché et la fi- liale B qui, gestionnaire de réseau au sens de l'art. 6 LApEI, assure l'approvisionnement de base. La filiale A doit alors se faire attribuer le potentiel d'approvisionnement de base de la filiale B. Il découle aussi a contrario de l'al. 1 qu'une telle attribution ne s'applique pas dans les autres cas: une holding qui a droit à la prime de marché en qualité de productrice ou de propriétaire n'est pas tenue de se faire attribuer l'approvisionnement de base d'une filiale qui ne se trouve pas dans une relation opéra- tionnelle avec elle fondée sur les secteurs traditionnels des EAE, mais qui s'inscrit par exemple dans un rapport de participation.

L'al. 2 reprend le droit légal de vendre l'électricité non rentable des grandes installations hydroélec- triques au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base et précise qui est habilité à le faire ou non pour les différentes entités de l'entreprise. En considérant de nouveau les exemples pré- cédents, on voit que si la filiale A peut prétendre à la prime de marché, une autre unité ou personne morale, à savoir la filiale B qui assure l'approvisionnement de base, peut bénéficier du droit d'écouler dans l'approvisionnement de base. Une telle attribution n'est pas seulement justifiée, elle va même de soi et s'inscrit dans la suite logique de l'al. 1 en raison des liens opérationnels étroits qui correspon- dent aux secteurs d'une EAE traditionnelle. Quiconque n'est pas lié de cette manière sur le plan de l'exploitation ne doit pas détenir ce droit, qui entraînerait une extension, injustifiée et non voulue par le législateur, du privilège décrit.

Art. 98 Demande

Al. 1: la procédure auprès de l'OFEN est conçue comme une procédure ex post. La prime de marché doit se concrétiser dès 2018 sur la base des chiffres de 2017, conformément à l'art. 110. Les ayants droit doivent observer la date de référence du 31 mai qu'ils procèdent au décompte d'une installation



donnée par année civile ou par année hydraulique. Le jour de référence revêt le caractère d'une date de péremption (avec le même effet qu'un délai de péremption). De ce fait, les demandes tardives ne seront pas prises en compte par l'OFEN, qui les déclarera irrecevables. Les cas de restitution (art. 24 de la loi sur la procédure administrative, PA) restent bien entendu réservés.

L'al. 2 énumère les divers éléments permettant de déterminer si un acteur a droit à la prime de marché et quel doit en être le montant. Compte tenu de l'approche ex post, les «comptes annuels» représentent les comptes de l'année précédente, plus précisément les comptes certifiés de l'année précédente. Outre les éléments cités à l'art. 96, il faut encore remettre la confirmation exigée à l'art. 30, al. 2, LEnE (prise en charge du risque). L'OFEN établira un formulaire indiquant toutes les données et tous les éléments à transmettre dans la demande. Ce document sera une aide pour le requérant tout en contribuant à une standardisation. Ledit formulaire pourra aussi constituer diverses catégories et ne demander certaines informations que pour une ou certaines catégories déterminées. Le critère large du «droit à la prime de marché» (dont il va de soi que la preuve doit être apportée) permettra par exemple de cibler, en fonction de la constellation, les demandes d'éléments spéciaux concernant les ayants droit (p. ex. l'absence d'un contrat depuis le 1^{er} janvier 2016 (art. 93, al. 2) ou non-accroissement de la quantité d'énergie renouvelable avec garanties d'origine.

Al. 3: des indications spéciales sont nécessaires si le deuxième élément de soutien, l'insertion dans l'approvisionnement de base, intervient. Les ayants droit à la prime de marché qui assurent un approvisionnement de base doivent fournir des informations supplémentaires. Outre les ayants droit à la prime de marché eux-mêmes, d'autres acteurs sont également tenus de coopérer (il s'agit surtout des autres unités de l'EAE visées à l'art. 96). La «vente effective dans l'approvisionnement de base» (let. d) renvoie à la vente de la production d'installations susceptibles d'obtenir la prime de marché et non pas à la production de toutes les installations (p. ex. d'autres installations hydroélectriques ou de biomasse qui ne sont aucunement concernées par la prime de marché).

La ventilation de la production en fonction des destinataires, visée à l'al. 4, est importante dans le cadre de l'exécution par l'OFEN pour tracer la provenance de toute l'électricité au bénéfice de la prime de marché. Elle incombe au responsable de l'exploitation, qui peut, mais ne doit pas être lui-même l'exploitant de l'installation. Ce dernier est en définitive toujours le responsable. L'ayant droit à la prime de marché doit transmettre cette répartition de la production. Il est aussi responsable de communiquer toutes les autres informations susceptibles de s'avérer nécessaires (à toutes fins de simplification, il doit réunir quasiment tous les éléments et les envoyer à l'OFEN). Cependant, les autres personnes impliquées sont tenues de le soutenir dans cette tâche. Si un envoi groupé échoue, par exemple parce que les autres personnes impliquées ne coopèrent pas, l'OFEN peut, à titre subsidiaire, aller rechercher directement les informations nécessaires auprès de ces dernières (cette formulation potestative indique bien une possibilité et non pas une obligation de l'OFEN).

Art. 99 Procédure auprès de l'OFEN

La procédure auprès de l'OFEN doit être aussi simple que possible et reposer de toute manière sur des données et des documents disponibles. L'OFEN peut faire appel à des tiers pour procéder à l'exécution (art. 67, al. 1, let. a, LEnE), tout en restant lui-même responsable de chacune des étapes de la procédure et, surtout, des décisions prises. Il devra conjuguer deux objectifs durant l'exécution: premièrement, il devra prendre ses décisions promptement pour que les ayants droit reçoivent rapidement la prime de marché (autant que possible l'année même de la demande); deuxièmement, il devra épuiser les ressources, pour autant que les demandes soient justifiées. L'OFEN règlera très vite les



demandes infondées par une décision négative, qui signifie normalement le rejet de la demande. Idéalement, l'OFEN statuera simultanément sur les autres demandes encore pendantes, car le montant de la prime de marché pour le cas A dépend du montant alloué dans les autres cas, en raison des ressources limitées, ce qui peut imposer des réductions (al. 2). Or, prendre de telles décisions en même temps ne devrait guère s'avérer réaliste, puisque certains cas ne se prêteront pas aussi rapidement que d'autres à une décision et qu'il n'est pas indiqué d'attendre que tous les cas soient prêts. La procédure se compliquera et deviendra plus fastidieuse encore en cas de recours devant le tribunal. Cependant, même si une décision simultanée de l'OFEN pour l'ensemble des demandes n'apparaît guère possible, son objectif devrait être, dans sa décision, d'indiquer aux ayants droit à la prime de marché de manière aussi fiable que possible, c'est-à-dire en tenant aussi bien compte que possible des autres cas, quel sera le montant de leur prime de marché. Toutefois, comme ce montant n'est pas définitif, il sera communiqué sous réserve de manière à ce qu'une correction ultérieure soit possible, conformément à la base que fournit l'al. 1. Il est aussi possible de procéder rapidement au versement d'une ou de plusieurs tranches (cf. al. 3 ci-après).

Al. 2: Un montant de 0,2 ct./kWh venu du supplément perçu sur le réseau est alloué chaque année à la prime de marché (cf. art. 38, al. 2, OEnE), ce qui correspond à un total d'environ 100 à 120 millions de francs par an. Les reports sur les années suivantes sont possibles. En d'autres termes, par exemple, les fonds à disposition de la prime de marché en 2018 et qui ne seraient pas épuisés peuvent être employés pour la prime de marché en 2019 en sus des actifs ordinaires déjà prévus pour cette affectation cette année-là. Si la prime doit être réduite, la procédure est la suivante. Admettons par exemple que le total des primes dues soit de 200 millions de francs, mais que seulement 100 millions de francs soient à disposition. L'ayant droit à la prime de marché A aurait en soi droit à une prime de 12 millions de francs et l'ayant droit B, à une prime de 8 millions de francs. La réduction aboutit à une prime de 6 millions chez l'ayant droit A et à une prime de 4 millions chez l'ayant droit B. La correction ultérieure de la prime de marché – généralement une réduction – doit être également effectuée par voie de décision. Il ne devrait pas y avoir davantage de décisions (par cas/an) en règle générale.

Al. 3: comme le montant de la prime n'est pas encore fixé définitivement au début, mais qu'un versement devrait déjà survenir, l'OFEN doit procéder avec des retenues de fonds. En d'autres termes, la prime de marché n'est pas versée complètement, mais par tranches. Un décompte définitif et le versement complet ne sont possibles qu'à partir du moment où la facture totale, respectivement la vision d'ensemble de toutes les primes de marché sont disponibles pour l'année visée.

Al. 4: l'OFEN n'est pas compétent s'agissant d'intégrer l'électricité d'origine hydraulique dans l'approvisionnement de base, respectivement de contrôler si tout fonctionne régulièrement dans ce domaine. L'approvisionnement de base ressortit plutôt à l'EICoM (en vertu de la LApEI). L'OFEN et l'EICoM coopèrent dans la mesure où des interfaces se présentent entre la prime de marché et l'approvisionnement de base. Quant au contrôle, il s'agit avant tout de veiller à ce que la «même» électricité n'entre pas dans les deux structures, une fois au prix de revient dans l'approvisionnement de base et une autre fois dans la prime de marché.

Art. 100 Restitution

S'agissant de cas en fait déjà liquidés, où la décision est entrée en force et où les versements ont été effectués, des vérifications a posteriori (des «vérifications subséquentes») doivent rester possibles. Ces vérifications peuvent conduire à des demandes de restitution. Si le bénéficiaire s'est rendu coupable d'un comportement fautif, non seulement la prime versée en trop lui sera réclamée, il devra aussi s'acquitter d'un intérêt de 5% en vertu de l'art. 30, al. 3, de la loi sur les subventions qui s'applique en l'occurrence.



Chapitre 8 Evaluation, publication, renseignements, communication de données à la Direction générale des douanes, contrôle et mesures

Art. 101 Evaluation

Comme par le passé, l'OFEN évaluera l'ensemble des projets et installations qui ont fait l'objet d'une demande d'encouragement.

S'agissant de la grande hydraulique, l'OFEN peut en outre utiliser les données obtenues pour assurer le développement de la mesure ou la réglementation du marché (art. 30, al. 5, LENE).

Art. 102 Publication

Comme par le passé également, l'OFEN publiera, pour des raisons de transparence, diverses informations concernant les installations pour lesquelles sont versées une aide, une rétribution ou, désormais, une prime de marché. La publication concernant la prime de marché se conformera uniquement à l'al. 3. Les informations visées aux al. 1 et 2 ne doivent pas être publiées, puisqu'elles ne correspondent pas à la prime de marché.

Art. 103 Renseignements

La communication de renseignements correspond elle aussi au droit en vigueur. Les requérants, les cantons et les communes ont droit à être renseignés, chacun en fonction de ses intérêts propres, sur les projets ou installations les concernant.

Art. 104 Communication de données à la Direction générale des douanes

L'art. 104 correspond, sans changement matériel, aux dispositions du droit en vigueur. Il assure les flux d'information de l'OFEN à la Direction générale des douanes, afin que celle-ci dispose des données relatives aux installations qui produisent de l'électricité à partir de biomasse et à leurs exploitants, données qui sont nécessaires à l'exécution de l'ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales (RS 641.611).

Art. 105 Contrôle et mesures

Les compétences de procéder aux contrôles et de décider des mesures, conférées en vertu de l'art. 105 à l'OFEN et à l'organe d'exécution, correspondent également au droit en vigueur. Les dispositions prévues jusqu'ici à l'art. 22a OENE concernant les installations, les véhicules et les appareils se trouvent désormais dans la nouvelle ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique d'installations, de véhicules et d'appareils produits en série.

Chapitre 9 Dispositions finales

Art. 106 Disposition transitoire relative à la fin de la durée de rétribution selon l'ancien droit

Le droit en vigueur prévoit, contrairement au nouvel art. 27, al. 5, que la rétribution est versée jusqu'à la fin du mois de décembre de l'année où elle prend fin. Les exploitants d'installation qui sont entrés dans le système de rétribution de l'injection sous le régime de l'ancien droit conservent ce droit.

Art. 107 Disposition transitoire relative à la réduction de la liste d'attente pour les autres techniques de production

Cette disposition transitoire est reprise du droit en vigueur.

Art. 108 Dispositions transitoires relatives aux installations photovoltaïques

Jusqu'à présent, la rétribution unique ne pouvait être demandée que pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW. Quiconque a déjà demandé ou reçu une rétribution unique et a agrandie l'installation au-delà de 30 kW avant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance ne recevra pas de



rétribution unique pour cette puissance supplémentaire à l'avenir également. Cette disposition transitoire vise à empêcher des effets d'aubaine.

En vertu de l'al. 2, l'ordre de prise en compte du nouveau droit est également appliqué aux installations annoncées pour la RPC sous le régime du droit en vigueur. Ces installations, elles aussi, ne seront plus prises en compte selon leur date d'annonce, mais selon la date de transmission de l'avis de mise en service. Cette disposition correspond à l'art. 72, al. 3, LEne, selon lequel le nouveau droit s'applique aux installations inscrites sur la liste d'attente.

Quant aux grandes installations pour lesquelles la rétribution de l'injection ou la rétribution unique n'est demandée qu'à partir de l'entrée en vigueur de la présente ordonnance, il faut exercer, dès le dépôt de la demande, le droit d'option en faveur de l'une ou de l'autre forme de rétribution. Les exploitants de grandes installations qui se trouvent déjà sur la liste d'attente lors de l'entrée en vigueur de la présente ordonnance ne disposaient pas encore de ce droit d'option lorsqu'ils ont annoncé leurs installations, raison pour laquelle ils n'ont pas pu l'exercer à ce jour. C'est pourquoi un délai est accordé à ces exploitants, jusqu'au 30 juin 2018, pour exercer leur droit d'option. S'ils n'exercent pas ce droit ou que le délai échoit sans qu'ils l'aient exercé, leur annonce sera assimilée à une demande de rétribution unique (al. 3).

Les installations visées à l'al. 4 sont réputées petites installations au sens de la présente ordonnance: elles ne reçoivent qu'une rétribution unique jusqu'à 99,9 kW de puissance. En lieu et place d'une assimilation automatique de toutes ces installations à de petites installations selon le nouveau droit, les responsables de projet reçoivent, par cette disposition transitoire, la possibilité de corriger les données relatives à la puissance de leur installation, qu'ils ont transmises parfois plusieurs années plus tôt lors de l'annonce de leur installation. Ils peuvent ainsi, d'une part, garantir leur droit d'option entre le système de rétribution de l'injection et la rétribution unique. D'autre part, ils peuvent éviter de ne recevoir qu'une contribution liée à la puissance pour un maximum de 99,9 kW de puissance. S'ils ne font pas usage de cette possibilité, leur installation sera traitée comme une petite installation, conformément à leur annonce, de sorte qu'ils recevront une contribution liée à la puissance pour 99,9 kW au maximum une fois transmis leur avis de mise en service. La seule possibilité permettant ultérieurement de participer encore au système de rétribution de l'injection ou de recevoir la contribution couvrant l'ensemble de la puissance consiste à déposer une nouvelle demande en vue d'obtenir l'un ou l'autre instrument d'encouragement (étant entendu qu'une telle demande ne bénéficierait d'aucune priorité).

Art. 109 Dispositions transitoires relatives à la commercialisation directe

Un délai transitoire de deux ans est prévu pour les nouvelles installations moyennes dont la puissance est comprise entre 30 kW et 500 kW. Pendant ce délai, les exploitants de ces installations peuvent injecter de l'électricité au prix de de marché de référence sans devoir la commercialiser eux-mêmes directement. Deux ans de délai donnent suffisamment de temps aux fournisseurs de services énergétiques et aux distributeurs directs pour développer des produits et des offres répondant au marché.

Quant aux exploitants des grandes installations à partir de 500 kW de puissance, on peut raisonnablement attendre d'eux, compte tenu de leur taille et du volume de leur production, qu'ils commercialisent eux-mêmes leur électricité un an déjà après l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.

Selon l'al. 2, l'obligation de commercialisation directe pour les installations d'une puissance à partir de 500 kW vaut également pour les exploitants d'installations qui reçoivent une rétribution régie par le droit en vigueur (RPC). En raison de la taille de ces acteurs, on peut en effet raisonnablement exiger d'eux qu'ils commercialisent directement leur énergie au terme d'un délai transitoire d'un an (art. 72, al. 5, LEne).



Art. 110 Disposition transitoire relative à la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques

L'introduction du modèle de la prime de marché est échelonnée, pour ses deux composantes (prime de marché et intégration dans l'approvisionnement de base), dans la mesure où la prime de marché sera déjà versée pour l'année 2017 (al. 1). S'agissant des installations dont le décompte est établi par année hydraulique, les chiffres de la période octobre 2016 à septembre 2017 seront déterminants pour une demande déposée en 2018.

Al. 2: la prime de marché est limitée à cinq ans par la loi (art. 38, al. 2, LEnE). Cependant, le délai conçu par le législateur s'applique à l'ensemble du modèle de soutien par la prime de marché, c'est-à-dire à la prime de marché et au droit d'opérer dans le cadre de l'approvisionnement de base. Selon l'art. 31, al. 3, LEnE, seuls les ayants droit à la prime de marché ont le droit de vendre leur électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base. Lorsque la prime de marché arrivera à échéance (après cinq ans), les ayants droit à la prime de marché disparaîtront également, emportant avec eux le droit d'opérer dans le cadre de l'approvisionnement de base. L'ordonnance clarifie ce point (al. 2) en réglant précisément la période d'application, c'est-à-dire l'échelonnement prévu en fonction de la prime de marché.

7. Commentaires des annexes

Annexes 1.1 à 1.5 Généralités

Toutes les annexes correspondent largement aux dispositions matérielles du droit en vigueur. Les différences par rapport au droit en vigueur concernent en particulier, pour toutes les technologies, le montant de la rétribution, respectivement la réduction de la durée de rétribution (à l'exception de la biomasse). Outre des adaptations rédactionnelles et structurelles de moindre importance, la procédure de demande est présentée plus clairement que par le passé sur la base des dispositions correspondantes de l'ordonnance (art. 21 ss).

La révision de l'actuelle ordonnance sur l'énergie, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017, introduit la possibilité, pour toutes les technologies à l'exception du photovoltaïque, de placer une installation en position prioritaire sur la liste d'attente si elle fait l'objet d'un avis d'avancement du projet. Une disposition transitoire était aussi nécessaire à cet effet. Cette disposition transitoire reste d'actualité en l'occurrence, compte tenu des longues périodes qui séparent l'annonce, l'avis d'avancement du projet et la mise en service de l'installation (cf. p. ex. appendice 1.3, ch. 8, de l'ordonnance en vigueur et ch. 6.2 du présent projet).

Seules seront traitées ci-après les différences par rapport au droit en vigueur qui sont spécifiques aux différentes technologies.

Annexe 1.1 Installations hydroélectriques dans le système de rétribution de l'injection

Les classes de puissance du chiffre 2.2 sont révisées en raison de la nouvelle limite inférieure assignée aux petites installations hydroélectriques et de la dérogation prévue (art. 19, al. 4, let. a, LEnE). La disposition transitoire du chiffre 5.1 prévoit que le droit en vigueur au moment de l'avancement du projet s'applique à la durée de la rétribution et au taux de rétribution s'agissant des installations qui reçoivent une décision positive avant le 1^{er} janvier 2018 sous le régime du droit en vigueur et pour lesquelles un avis d'avancement du projet au sens du droit en vigueur a été transmise.



Annexe 1.2 Installations photovoltaïques dans le système de rétribution de l'injection

S'agissant des installations photovoltaïques qui participent au système de rétribution de l'injection, la distinction en trois catégories (isolée, ajoutée, intégrée), présente dans le droit en vigueur, est supprimée. Il ne reste désormais que trois classes de puissance (ch. 2.2). Cette modification découle des nouvelles limites fixées à l'entrée dans le système de rétribution de l'injection et à la nécessité de simplifier le système d'encouragement.

Contrairement à ce que l'on observe dans les autres technologies, nombre de «vieilles» installations photovoltaïques (c'est-à-dire dont la mise en service est survenue avant le 1.01.2013) se trouvent encore sur la liste d'attente tout en étant régie par la disposition transitoire de l'art. 72, al. 4, LEnE, ce qui leur confère le droit de participer au système de rétribution de l'injection. C'est pourquoi les taux de rétribution correspondants et les autres modalités sont prévus au chiffre 5.

Annexe 1.3 Installations éoliennes dans le système de rétribution de l'injection

Pour les mêmes raisons qu'à l'annexe 1.1, les installations visées à l'annexe 1.3 mises en service après le 1^{er} janvier 2018, mais qui ont reçu une décision positive antérieure à cette date sous le régime du droit en vigueur et pour lesquelles un avis d'avancement du projet au sens du droit en vigueur a été transmise, sont protégées contre l'abaissement de la durée de rétribution (ch. 6).

Annexe 1.4 Installations géothermiques dans le système de rétribution de l'injection

Outre les installations hydrothermales déjà prévues, les installations géothermiques comprennent également la catégorie des installations pétrothermales. Cette catégorie se distingue par le fait que, dans le cas des installations pétrothermales, le sous-sol doit être stimulé hydrauliquement, outre le puits de forage même, pour obtenir de la chaleur et de l'eau chaude (cf. ch. 2.1.5 concernant les particularités de la géothermie). Les taux de rétribution ont été déterminés à l'aide d'installations de référence avec lesquelles une série de mesures de stimulation diverses ont fait l'objet de calculs économiques: la différence entre le coût de revient technique des installations pétrothermales et celui des installations hydrothermales oscille entre 2,4 ct./kWh et 13,4 ct./kWh autour d'une valeur moyenne de 7,5 ct./kWh. Par ailleurs, les installations mises en service après le 1^{er} janvier 2018, mais qui ont reçu une décision positive antérieure à cette date sous le régime du droit en vigueur et pour lesquelles un avis d'avancement du projet au sens du droit en vigueur a été transmise, sont protégées contre l'abaissement de la durée de rétribution (ch. 7, cf. explications ad annexe 1.1).

Annexe 1.5 Installations de biomasse dans le système de rétribution de l'injection

En vertu de l'art. 10, al. 4, let. c à e, seules les installations de biomasse visées sous «Autres installations de biomasse» au point 6 de l'actuel appendice 1.5 peuvent participer au système de rétribution de l'injection (cf. ch. 2.2.3 concernant les contributions d'investissement pour les installations de biomasse).

Le chiffre 2.3 reprend des exigences minimales contenues à ce jour dans une directive de l'OFEN et qui correspondent aux exigences concernant le développement durable visées à l'art. 12b de la loi du 21 juin 1996 sur l'imposition des huiles minérales (RS 641.61).

Désormais, le bonus prévu à l'actuel appendice 1.5 pour l'utilisation externe de la chaleur (bonus CCF) disparaît, car les nouvelles bases légales déplacent davantage encore l'attention vers la production d'électricité.

La durée de rétribution (ch. 6) n'est pas abrégée pour les installations de biomasse, contrairement à ce qui est prévu pour les autres technologies.

Annexe 2.1 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques

Les tableaux de taux sont en principe repris de l'ordonnance en vigueur. Mais comme la rétribution unique ne pouvait jusqu'à présent être demandée que pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW, les tableaux sont complétés par les taux prévus pour les classes de puissance à partir de



30 kW. Le rapport des coûts d'investissement à la puissance installée est d'autant plus bas que l'installation à construire est grande. C'est pourquoi les taux de la contribution liée à la puissance sont fixés à un niveau plus bas à partir de 30 kW.

La contribution liée à la puissance est calculée selon une pondération établie sur la base des classes de puissance (ch. 2.5): l'exploitant de l'installation reçoit la contribution supérieure pour les premiers 29,9 kW et la contribution inférieure au-delà. Si son installation dépasse même une puissance de 100 kW, il reçoit la contribution prévue pour les installations d'une puissance inférieure à 100 kW (puissance comprise entre 30 kW et 99,9 kW) et la contribution de la classe de puissance égale ou supérieure à 100 kW au-delà.

Les nouvelles installations (celles qui ont été mises en service après le 1^{er} janvier 2013) dont la puissance est égale ou supérieure à 100 kW reçoivent toujours seulement le taux prévu pour les installations ajoutées et isolées, même si elles appartiennent à la catégorie des installations intégrées. Cette disposition concorde avec la réglementation des installations photovoltaïques dans le cadre du système de rétribution de l'injection.

L'indication de la catégorie de producteur (personne physique, personne morale, pouvoirs publics) sert à évaluer le type d'investisseur ainsi que les effets des mesures et des ressources engagées dans les diverses catégories de producteur.

Annexe 2.2 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques

La définition des installations hydroélectriques qui participent au système de rétribution de l'injection (ch. 1) est identique à celle des installations hydroélectriques pouvant faire l'objet d'une demande de contribution d'investissement. Pour les contributions d'investissement, la délimitation des installations dans des systèmes hydroélectriques en cascade est particulièrement importante. Elle permet de distinguer s'il s'agit d'une installation hydroélectrique de petite ou de grande taille, elle contribue à évaluer si un agrandissement est ou non notable, elle est déterminante pour quantifier la production nette et elle sert à calculer les coûts supplémentaires non amortissables.

La demande doit notamment inclure une liste de tous les coûts d'investissement, que le requérant veillera à répartir en coûts imputables et non imputables. De plus, le requérant fournira un calcul des coûts supplémentaires non amortissables (ch. 2).

Le tableau des durées d'utilisation (ch. 3) sert à déterminer la durée d'utilisation restante et les réinvestissements nécessaires durant cette période aux fins de calculer les coûts supplémentaires non amortissables. Il constitue en outre une référence pour identifier quels investissements dans quels composants d'installation peuvent être généralement considérés comme des coûts de production imputables.

Annexe 2.3 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse

L'efficacité énergétique nette (EEN) désigne le taux d'efficacité global d'une UIOM (ch. 1.1). Cette valeur, qui s'inspire de la directive-cadre européenne concernant les déchets (Directive 2008/98/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 novembre 2008 relative aux déchets), est relevée chaque année auprès de toutes les UIOM de Suisse par la Confédération (OFEN et OFEV) et par l'Association suisse des exploitants d'installations de traitement des déchets (ASED). Exprimée en chiffres nets, l'efficacité de l'installation se réfère à l'électricité et la chaleur fournies à l'extérieur, sans prise en compte des besoins énergétiques propres techniquement nécessaires à la valorisation des déchets. A ce sujet, on pourra se référer au rapport «Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischem Standardverfahren» (disponible en allemand uniquement)². Les exigences énergétiques minimales applicables aux installations au gaz d'épuration et aux centrales à bois d'importance régionale (ch. 2.1 et 3.1) correspondent aux exigences prévues pour les modules CCF et les processus vapeur des installations qui participent au système de rétribution de

² http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=de&dossier_id=00726.



l'injection. En ce qui concerne les installations au gaz d'épuration, il est en outre prescrit que le bassin de fermentation doit être chauffé avec les rejets de chaleur.

Le dossier de demande doit comprendre une liste de tous les coûts d'investissement, répartis par le requérant en coûts imputables et non imputables. Le requérant doit en outre fournir un calcul des coûts supplémentaires non amortissables (ch. 1.2, 2.2 et 3.2).

Les tableaux des durées d'utilisation (ch. 1.3, 2.3 et 3.3) servent à déterminer la durée d'utilisation restante et les réinvestissements nécessaires durant ces périodes aux fins de calculer les coûts supplémentaires non amortissables. Ils constituent en outre une référence pour identifier quels investissements dans quels composants d'installation peuvent être généralement considérés comme des coûts de construction imputables. Ils contribuent donc à une meilleure compréhension et une meilleure délimitation du système.

Annexe 3 Détermination du coût moyen pondéré du capital

L'annexe 3 présente les dérogations nécessaires, du point de vue méthodologique, par rapport aux dispositions de l'annexe 1 de l'OApEI sur la détermination du CMPC (*WACC*) relatif au réseau. Ce sont notamment:

1. Structure du capital: comme les investissements dans les installations de production sont plus risqués que les investissements dans le domaine du réseau réglementé, il y a lieu d'admettre qu'ils doivent être cautionnés par une part de fonds propres plus importante. On observe ce phénomène s'agissant des exploitants d'installations hydroélectriques suisses. La structure du capital est par conséquent fixée à 50% de fonds propres et 50% de fonds étrangers.
2. Moment de détermination du CMPC: la réglementation régissant la détermination du CMPC du réseau reflète les dispositions de la LapEI sur la régulation des coûts de réseau. Le CMPC appliqué aux investissements dans les installations de production doit être aussi actuel que possible. C'est pourquoi le CMPC valable une certaine année est fixé jusqu'à fin mars de la même année sur la base des données du marché des capitaux de l'année précédente.
3. Calcul du bêta: ce calcul doit être en principe exécuté selon la même méthode que pour le CMPC du réseau. S'ils se basaient, comme pour le CMPC du réseau, sur une moyenne mensuelle, les résultats ne seraient cependant pas significatifs statistiquement en raison de la taille assez restreinte du groupe d'entreprises. C'est pourquoi le calcul du bêta repose sur des moyennes hebdomadaires, ce qui permet en revanche de réduire la période d'observation à deux ans.
4. Valeurs limites du bêta et de la prime de risque d'insolvabilité, frais d'émission et d'acquisition compris: en raison des différences de risque, il faut s'attendre à ce que les valeurs du bêta *unlevered* et de la prime de risque d'insolvabilité soient supérieures à celles du CMPC du réseau. C'est pourquoi il faut prévoir une extension vers le haut des valeurs forfaitaires et de l'énumération des valeurs limites à prendre en compte. La méthodologie reste inchangée.