



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Office fédéral de l'énergie OFEN

Division Efficacité énergétique et énergies renouvelables

Mars 2016

Rapport explicatif concernant

**la révision de l'ordonnance sur l'énergie (OEne):
augmentation du supplément visé à l'art. 15b de la loi
sur l'énergie (art. 3j, al. 1, OEne)**

Sommaire

1	Introduction	1
1.1	Situation initiale	1
1.2	Bases légales	1
1.3	Calendrier	2
2	Grandes lignes du projet	2
2.1	Augmentation du supplément sur les coûts de transport au 1 ^{er} janvier 2017	2
2.2	Facteurs ayant une incidence sur les coûts	2
2.3	Prévisions concernant les recettes et les dépenses du fonds LEne	4
2.3.1	Production d'électricité	4
2.3.2	Dépenses	5
2.3.3	Recettes	5
2.3.4	Réserves	6
2.4	Digression: rétributions uniques pour les petites installations photovoltaïques	6
3	Conséquences pour la Confédération et les cantons (finances, personnel, autres effets)	7
4	Conséquences économiques, sociales et environnementales	7

1 Introduction

1.1 Situation initiale

Le supplément sur les coûts de transport perçu à partir du 1^{er} janvier 2017 doit passer à 1,5 ct./kWh (actuellement 1,3 ct./kWh). Le fonds doit ainsi disposer de 115 millions de francs supplémentaires par an. L'augmentation proposée est une simple adaptation technique. Dans le cadre de la révision de la LEne au 1^{er} janvier 2014, le Parlement a déjà fixé le montant maximal du supplément à 1,5 ct./kWh. Sans cette adaptation, aucune installation supplémentaire figurant sur la liste d'attente ne pourrait bénéficier de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). Les rétributions uniques pour les petites installations photovoltaïques ne pourraient quant à elles plus être versées que de manière limitée. La liquidité du fonds LEne pour la période allant de 2022 à 2027 serait très probablement menacée. Cela équivaldrait à un arrêt immédiat de l'encouragement de la production de courant issu des énergies renouvelables.

1.2 Bases légales

La rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) a pour but de promouvoir la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre toute l'électricité issue des énergies renouvelables produite dans des installations nouvelles (art. 7a, al. 1, de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie, LEne). Les producteurs d'électricité issue des énergies renouvelables perçoivent une rétribution calculée d'après les coûts de production prévalant la même année pour les installations de référence (art. 7a, al. 2, LEne). La différence entre les taux de rétribution RPC fixés par le Conseil fédéral en vertu des coûts de revient et le prix du marché est financée par le supplément perçu sur les coûts de transport des réseaux à haute tension (ci-après supplément sur les coûts de transport) (voir art. 15b, al. 1, let. a).

La Fondation RPC a été mise sur pied par la société nationale du réseau de transport Swissgrid SA. Elle gère le fonds LEne qui est alimenté par le supplément sur les coûts de transport visé à l'art. 15b LEne. Ce supplément peut être répercuté sur les consommateurs finaux par les gestionnaires de réseau. En vertu de l'art. 15b, al. 1, LEne, le fonds LEne permet de financer la RPC ainsi que les coûts correspondant aux appels d'offres publics (art. 7a, al. 3, LEne), les rétributions uniques pour les petites installations photovoltaïques (art. 7a^{bis} LEne), les cautions visant à couvrir les risques liés aux installations géothermiques (art. 15a, al. 1, LEne) ainsi que l'indemnisation des concessionnaires (pour l'assainissement des cours d'eau en vertu de l'art. 15a^{bis} LEne). Le supplément pour l'indemnisation des concessionnaires visé à l'art. 15a^{bis} LEne s'élève 0,1 ct./kWh conformément à l'art. 17e de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie (OEne) et est compris dans le supplément sur les coûts de transport.

Le Conseil fédéral adapte graduellement le montant du supplément, en tenant compte de la rentabilité et du potentiel des technologies (art. 15b, al. 4, dernière phrase, LEne). Des adaptations – d'au moins 0,05 ct. par kWh – sont nécessaires lorsqu'il apparaît que le supplément actuel ne suffit plus à financer les différents usages prévus à l'art. 15b, al. 1, LEne. Les moyens nécessaires pour la RPC et ceux pour la rétribution unique doivent être calculés en se fondant sur les critères ressortant des art. 3j, al. 3 et 3^{bis}, OEne. L'art. 3j, al. 4, OEne renvoie aux normes en la matière concernant les trois autres usages du supplément.

La modification du supplément sur les coûts de transport est préparée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), le DETEC demandant au Conseil fédéral de redéfinir le supplément sur les coûts de transport (art. 3j, al. 2, OEne). La fixation d'un nouveau montant du supplément sur les coûts de transport par le Conseil fédéral doit être transposée dans l'art. 3j, al. 1, OEne.

Le système décrit ci-dessus fait actuellement l'objet de débats parlementaires dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Des modifications fondamentales du système sont à l'étude et ne seront pas abordées par la présente révision de l'OEne.

1.3 Calendrier

Les gestionnaires de réseau sont notamment tenus de publier au plus tard jusqu'au 31 août de chaque année les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs d'électricité (art. 12, al. 1, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité, LApEI, en relation avec l'art. 10 de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité, OApEI). Ils doivent également communiquer d'éventuelles hausses des tarifs d'électricité à la Commission de l'électricité (ElCom) (art. 22, al. 2, let. b, LApEI en relation avec l'art. 4, al. 3, OApEI). La fixation de ces tarifs dépend entre autres du montant du supplément sur les coûts de transport pour l'année suivante. Les gestionnaires de réseau doivent donc être informés suffisamment tôt de toute modification du supplément, dans l'idéal environ deux mois avant le 31 août. Cela implique que le Conseil fédéral ait redéfini le supplément sur les coûts de transport au plus tard d'ici le milieu de l'année civile. Or, les données permettant de calculer le supplément sur les coûts de transport ne sont pas disponibles avant le premier trimestre.

La présente modification de l'art. 3j OEnE doit donc être arrêtée par le Conseil fédéral en juin 2016 et entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2017.

2 Grandes lignes du projet

2.1 Augmentation du supplément sur les coûts de transport au 1^{er} janvier 2017

Le supplément actuel sur les coûts de transport de 1,3 ct./kWh génère des recettes annuelles de 741 millions de francs. Cette somme sert en grande partie à encourager la production de courant issu des énergies renouvelables, ainsi que pour l'indemnisation des mesures d'assainissement de centrales hydroélectriques (57 millions de francs), pour les appels d'offres publics portant sur des mesures d'amélioration de l'efficacité électrique (40 millions de francs) et pour le remboursement des gros consommateurs (53 millions de francs; voir tableau 2).

Les analyses de l'OFEN ont montré qu'à partir de l'année prochaine, ces recettes ne suffiront plus pour garantir en tout temps la liquidité du fonds LEnE pendant les 20 prochaines années (jusqu'à l'échéance des durées de rétribution). Cela vient du fait que notamment les projets d'éoliennes, d'installations de biomasse et de petites centrales hydrauliques nécessitent plusieurs années avant que l'installation en question puisse être mise en service. Ces projets ne deviennent par ailleurs rentables qu'au bout d'un certain nombre d'années. Les décisions actuelles ne se répercutent ainsi sur le fonds LEnE que dans plusieurs années. Comme il n'est pas encore sûr à l'heure actuelle si et quand la nouvelle loi sur l'énergie va entrer en vigueur dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, la liquidité doit aussi être garantie en tout temps sans l'augmentation prévue du plafond maximum des coûts à 2,3 ct./kWh. Une augmentation modérée des réserves est donc nécessaire à partir de 2016.

Parallèlement, au vu de la situation tendue, les contingents pour les installations nouvellement admises dans la RPC ont été massivement réduits: en 2016, un contingent limité à 50 MW pour les installations photovoltaïques et à 27 MW pour les autres technologies (installations de petite hydraulique, éoliennes, de biomasse et géothermiques) a été libéré. Au demeurant, le versement de la rétribution unique sera lui aussi – si possible – réduit. L'encouragement des nouvelles installations peut ainsi pour le moment encore être maintenu à un niveau réduit.

Pour pouvoir financer les mesures susmentionnées, des recettes de près de 798 millions de francs (plus 57 millions de francs pour l'indemnisation des mesures d'assainissement de centrales hydroélectriques) seront nécessaires en 2017. C'est pourquoi le supplément actuel sur les coûts de transport doit augmenter à 1,5 ct./kWh au 1^{er} janvier 2017.

2.2 Facteurs ayant une incidence sur les coûts

Il existe en plus des variables contrôlables – comme l'entrée de nouvelles installations dans le système d'encouragement – de nombreux autres facteurs non influençables qui entraînent actuellement des besoins accrus de moyens. Il s'agit, d'une part, des recettes du supplément sur les coûts de transport qui ont eu tendance à baisser au cours des dernières années, étant donné que la consom-

mation de courant a diminué (notamment en raison d'hivers doux). D'autre part, les prix sur le marché de l'électricité¹ demeurent à un bas niveau record (voir plus loin ci-dessous).

Dans le même temps, les dépenses générées par le remboursement du supplément sur les coûts de transport aux gros consommateurs augmentent. Le montant des remboursements pour les années à venir sera nettement plus élevé que ce que l'on attendait il y a un an. Il ne devrait toutefois pas dépasser la somme maximale de 70 millions de francs estimée dans le cadre de l'initiative parlementaire 12.400. Les effets du nouveau régime de remboursement introduit par l'initiative - qui est lié à une convention d'objectifs pour des mesures d'efficacité énergétique - commencent à être visibles. Avant 2014, le montant des remboursements atteignait près de 2 % du supplément sur les coûts de transport (env. 5 millions de francs par an), tandis qu'aujourd'hui, les remboursements se montent à 7 % à 8 % du supplément (on attend jusqu'à près de 70 millions de francs par an avec un supplément sur les coûts de transport de 1,5 ct./kWh).

Evolution historique des recettes, des dépenses et de l'augmentation des capacités

La figure suivante montre l'évolution des recettes provenant du supplément sur les coûts de transport et de leur utilisation ainsi que de la production d'électricité encouragée grâce à la RPC depuis l'introduction de la RPC en 2009:

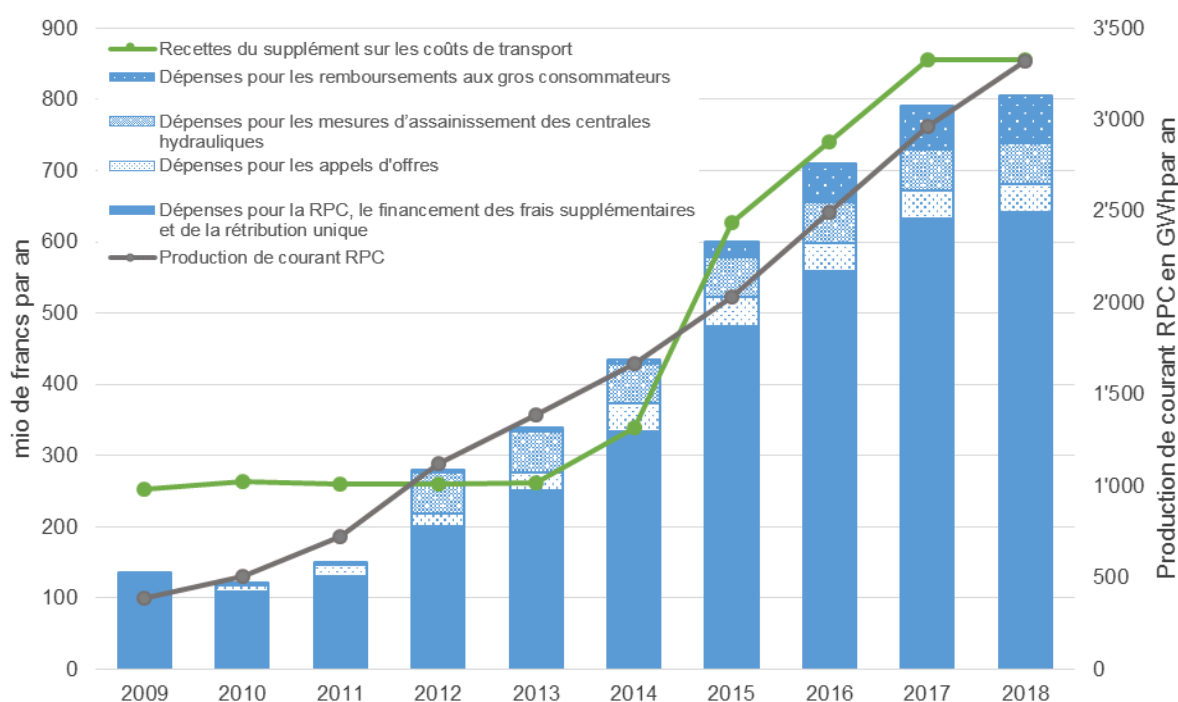


Figure 1: Evolution et utilisation des recettes du supplément sur les coûts de transport et évolution de la production RPC

Durant les premières années suivant l'introduction de la RPC, les recettes ont été supérieures aux dépenses, ce qui a permis de constituer des réserves et de maintenir le supplément sur les coûts de transport à un bas niveau. Les réserves ayant été entièrement utilisées jusqu'en 2014, une augmentation du supplément sur les coûts de transport était nécessaire. La figure 1 montre que de 2011 à 2014 (ligne grise), la production de courant RPC a augmenté de manière beaucoup plus forte que les recettes du supplément sur les coûts de transport (ligne verte). En raison du relèvement du plafond maximal des coûts (dans le cadre de l'initiative parlementaire 12.400) de 1 à 1,5 ct./kWh en 2014, des contingents RPC plus importants ont pu être libérés et la rétribution unique a été introduite pour les petites installations photovoltaïques.

¹ En cas de prix de l'électricité bas, les recettes provenant de la vente de la production de courant RPC diminuent.

Même avec le relèvement du supplément sur les coûts de transport au montant maximum de 1,5 ct./kWh prévu par la loi, les aides seront épuisées au plus tard dès 2018, de sorte qu'à partir de ce moment, aucune nouvelle décision pour la RPC ne pourra être rendue.

2.3 Prévisions concernant les recettes et les dépenses du fonds LEne

2.3.1 Production d'électricité

La production d'électricité des installations RPC devrait augmenter de 473 GWh en 2017, pour atteindre un total de 2965 GWh (tableau 1 et figure 1) en raison de la libération de contingents RPC en 2016 et en 2017 (à condition que le supplément sur les coûts de transport soit relevé à 1,5 ct./kWh). Au vu de la situation financière du fonds, ces contingents s'avèrent toutefois modestes par rapport aux années précédentes. Cela devrait néanmoins permettre une progression plus ou moins continue de l'augmentation des capacités de toutes les technologies encouragées.

Les rétributions RPC prévisibles pour les années 2016 et 2017 figurent ci-dessous (tableau 1). La somme des rétributions RPC augmente pendant cette période de 512 à 622 millions de francs, près de 100 millions de francs (respectivement 117 millions) étant couverts par les recettes provenant de la vente d'électricité sur le marché. La différence doit être financée par le fonds LEne. Le prix du marché de l'électricité devant probablement rester à un bas niveau (on table sur environ 4 ct./kWh), la part des coûts non couverts devant être assumée par le fonds LEne va croître.

Lors de l'estimation des coûts d'encouragement, on tient compte du fait que parmi les installations recevant une décision positive, toutes ne seront pas construites. Le taux d'échec est notamment relativement élevé en ce qui concerne l'énergie éolienne, la petite hydraulique, la biomasse et la géothermie. Mais cet état de fait se manifeste seulement plusieurs années après la décision d'encouragement. En se fondant sur des valeurs connues, il est possible d'estimer combien d'installations éligibles ne seront pas réalisées. Ces installations sont considérées comme n'ayant pas d'impact financier. Le système est intentionnellement «surréservé», afin d'étendre l'encouragement au plus grand nombre de projets possibles. Cela passe par des hypothèses très conservatrices concernant la probabilité de réalisation des différentes technologies.

Tableau 1: Production prévisible provenant d'installations bénéficiant de la RPC et rétribution prévisible par technologie

RPC	Production d'électricité en 2016 [GWh]	Rétribution en 2016 [mio CHF]	Production d'électricité en 2017 [GWh]	Rétribution en 2017 [mio CHF]
Force hydraulique	1040	169	1215	197
Photovoltaïque	409	138	560	185
Energie éolienne	113	22	168	34
Biomasse	930	183	1022	206
Total	2492	512	2965	622

2.3.2 Dépenses

En plus de la RPC, le supplément sur les coûts de transport permet de financer d'autres instruments d'encouragement. Les différentes utilisations et leurs coûts figurent dans le tableau ci-après:

Tableau 2: Dépenses prévisibles

Dépenses [mio de francs]	2016	2017	
Rétributions RPC	512	622	(1)
Rétributions uniques pour les petites installations photovoltaïques (RU)	100	80	(2)
Financement des frais supplémentaires	30	30	
Appels d'offres publics	40	40	
Energie de compensation	5	5	
Remboursement aux gros consommateurs	53	62	(3)
Coûts d'exécution (Swissgrid SA, EPS AG, OFEN, etc.)	12	13	
Indemnisation pour les mesures d'assainissement des centrales hydrauliques (0,1 ct./kWh)	57	57	
Remboursement au fonds pour la géothermie	-	32	(4)
Total des dépenses	809	941	

Explications des principaux changements (voir chiffres en gras et entre parenthèses dans la colonne de droite):

- (1) Les dépenses de la RPC augmentent de 110 millions de francs. D'une part, de nouvelles installations sont acceptées dans la RPC et d'autre part, des installations ayant reçu une décision positive pour la RPC par le passé entrent en service et ont en 2017 une incidence sur les coûts pour la première fois.
- (2) En 2016 et en 2017, près de 10 000 installations sont prévues par an pour la rétribution unique. Jusqu'à fin 2016, les exploitants dont l'installation est entrée en service il y a déjà quelques années et se trouve encore sur la liste d'attente doivent principalement recevoir une rétribution unique. Ces producteurs reçoivent une rétribution unique basée sur les coûts plus élevés de l'installation de référence au moment de l'entrée en service. A partir de 2017, des installations nouvelles seront mises en service et leurs exploitants auront droit à une rétribution unique plus basse. C'est pourquoi on attend pour le même nombre d'installations encouragées en 2017 des coûts inférieurs de près de 20 millions de francs.
- (3) En raison de la hausse du supplément sur les coûts de transport, les remboursements aux gros consommateurs augmentent. Il n'est pas tenu compte des conséquences éventuelles de nouvelles décisions de justice qui pourraient élargir le cercle des entreprises ayant droit au remboursement. Les montants indiqués correspondent à la part des remboursements pour la RPC, le financement des frais supplémentaires et la rétribution unique. Le reste est représenté par les appels d'offres ainsi que par les indemnisations pour les mesures d'assainissement des centrales hydrauliques en fonction de leur part au supplément.
- (4) Pour garantir la liquidité du fonds LENE en cours d'année, des sommes non engagées du fonds pour la géothermie ont été empruntées en 2015. Cette dotation sera partiellement remboursée au fonds pour la géothermie en 2017, de manière à ce que d'éventuels engagements pour des projets de géothermie puissent être effectués.

2.3.3 Recettes

Les recettes proviennent en premier lieu du supplément sur les coûts de transport prélevé auprès des consommateurs finaux ainsi que des recettes de la vente d'électricité (tableau 3):

Tableau 3: Recettes prévisibles

Recettes [mio de francs]	2016	2017
Supplément sur les coûts de transport sans les mesures d'assainissement des cours d'eau (resp. 1,2 et 1,4 ct./kWh)	684	798
Indemnisation pour les mesures d'assainissement des centrales hydrauliques (0,1 ct./kWh)	57	57
Recettes provenant de la vente d'électricité	100	117 (1)
Allègement par le biais de la TVA	16	16
Report prévisible de l'exercice précédent	122	170 (2)
Total des recettes	979	1'158

Explications des principaux changements (voir chiffres en gras et entre parenthèses dans la colonne de droite):

- (1) La production RPC doit augmenter de 473 MWh, de sorte que les recettes des ventes sur le marché progressent.
- (2) Réserves (voir chapitre 2.4.4)

2.3.4 Réserves

Tableau 4: Réserves prévisibles

Réserves [mio de francs]	2016	2017
Recettes	979	1158
Dépenses	809	941
Réserve à la fin de l'année	170	217

Les réserves du fonds LEne doivent augmenter de 170 à 217 millions de francs. Il s'agit d'un point essentiel pour la liquidité à moyen et long terme. Le pic des dépenses des engagements pris jusqu'ici ne devrait pas être atteint avant les années 2022 à 2027 parce qu'il faudra attendre cette période pour que quelques grandes installations (notamment énergie éolienne, mais aussi force hydraulique, biomasse et éventuellement géothermie) entrent en service et aient une incidence sur les coûts. Or, à ce moment, il ne sera plus possible de relever le supplément sur les coûts de transport dans le cadre de la loi actuelle. Il faut partir d'un tel scénario pour le cas où la Stratégie énergétique 2050 ne serait pas mise en vigueur et où il n'y aurait pas d'augmentation supplémentaire du montant maximal du supplément à 2,3 ct./kWh.

Les réserves actuelles servent donc à couvrir des engagements déjà contractés et qui auront ultérieurement une incidence sur les coûts. Il importe de rassembler dès aujourd'hui des fonds qui ne seront utilisés que dans les années 2022 à 2027. Si de telles réserves ne sont pas constituées, la probabilité est très grande que le fonds ne soit pas liquide dans les années 2022 à 2027.

2.4 Digression: rétributions uniques pour les petites installations photovoltaïques

A la demande de participants à la consultation réalisée l'année dernière concernant l'adaptation du supplément, nous allons nous intéresser ici plus en détail aux rétributions uniques pour les petites installations photovoltaïques, l'instrument d'encouragement introduit au 1^{er} janvier 2014. La rétribution unique couvre 30 % maximum des coûts d'investissement d'une installation de référence, alors que la RPC offre une garantie complète des coûts (y compris coûts d'exploitation, de capital et d'entretien).

Début janvier 2016, près de 35 600 installations photovoltaïques se trouvaient sur la liste d'attente. Sur les quelque 7500 installations réalisées et qui peuvent actuellement profiter de la rétribution unique, près de 1300 sont en traitement pour le versement de la rétribution unique. Environ 3350 exploitants d'installations non réalisées pourraient également recevoir la rétribution unique conformément aux données annoncées.

9200 responsables de projet ont annoncé une installation d'une puissance entre 10 et 30 kW. Les responsables de ces installations peuvent choisir entre la RPC et la rétribution unique. Parmi elles,

près de 2600 sont en service. Les dernières analyses montrent que les responsables de projet ayant la possibilité de choisir optent à 80 % pour la rétribution unique. Les 20 % restants préfèrent demeurer sur la liste d'attente de la RPC. Quelque 15 500 exploitants d'installations d'une puissance annoncée supérieure à 30 kW (dont 7200 sont réalisées) n'ont pas droit à la rétribution unique et restent sur la liste d'attente de la RPC.

Si le responsable d'un projet dont l'installation entre en ligne de compte pour la rétribution unique a déposé auprès de Swissgrid SA une annonce complète de mise en exploitation, il a droit à la rétribution unique qui est versée en l'espace de quelques mois.

Pour réduire la liste d'attente ou, tout du moins, faire en sorte qu'elle ne s'allonge pas, il est prévu de procéder en 2016 et en 2017 au versement de la rétribution unique à près de 10 000 exploitants de petites installations photovoltaïques par an. A cet effet, on dispose de 100 millions de francs maximum pour 2016 et de 80 millions de francs maximum pour 2017. D'ici fin 2016, ce sont principalement les exploitants ayant mis leur installation en service depuis déjà quelques années, mais qui se trouvaient jusqu'ici encore sur la liste d'attente de la RPC et ont maintenant fait usage de leur possibilité d'opter pour la rétribution unique qui doivent recevoir une rétribution unique. Les exploitants de ces installations anciennes reçoivent une rétribution unique basée sur les coûts plus élevés de l'installation de référence au moment de l'entrée en service, ce qui explique pourquoi plus de moyens ont été mis à disposition lors de l'introduction de la rétribution unique (100 millions de francs au lieu de 80 millions de francs).

Si le supplément sur les coûts de transport n'est pas augmenté comme demandé, on disposera seulement de 50 millions de francs en 2016 pour la rétribution unique et à partir de 2017, il n'y aura plus de ressource disponible pour elle, si l'on ne veut pas mettre en danger la liquidité à long terme du fonds LEne.

3 Conséquences pour la Confédération et les cantons (finances, personnel, autres effets)

L'augmentation du supplément sur les coûts de transport entraîne des coûts de l'électricité légèrement plus élevés pour les infrastructures publiques.

L'exécution sera toutefois plus coûteuse en raison des projets supplémentaires (plus de 1000 annonces et annonces de mise en service par mois; libération de deux contingents RPC par an, à quoi s'ajoutent en moyenne 830 rétributions uniques versées par mois). Cela a des conséquences au niveau des charges en personnel, mais aussi du traitement technique. Les postes de travail et les ressources nécessaires concernent principalement Swissgrid SA. Ils ne seront pas financés par la Confédération et les cantons, mais directement par le fonds LEne.

4 Conséquences économiques, sociales et environnementales

En 2017, l'encouragement du photovoltaïque au moyen de la rétribution unique devrait générer à lui seul quelques milliers de mandats supplémentaires pour la réalisation de nouvelles installations photovoltaïques pour les concepteurs, les installateurs, les professionnels de l'électricité et de la couverture de toit. Des décisions positives supplémentaires concernant la RPC pourront aussi être émises pour les autres technologies. La branche de la construction d'installations ainsi que les fournisseurs correspondants vont donc en profiter.

Suite à l'augmentation prévue de 1,3 ct./kWh à 1,5 ct./kWh, le supplément sur les coûts de transport va peser davantage qu'auparavant sur les consommateurs d'électricité. Dans le contexte actuel, marqué par une surévaluation du franc suisse, une augmentation du supplément conduit à des coûts d'électricité légèrement plus élevés en Suisse, une situation qui tend à péjorer la compétitivité des entreprises suisses exportatrices par rapport à leurs concurrents européens. Les coûts de l'augmentation du supplément sur les coûts de transport pour un ménage moyen de 4 personnes avec un chauffe-eau électrique et une consommation d'électricité de 4500 kWh/a devraient augmenter de 58,50 francs par an aujourd'hui à 67,50 francs par an. Les entreprises doivent elles aussi payer le supplément plus élevé. Grâce à la possibilité déjà existante de remboursement du supplément à

partir d'une intensité électrique de 5 % et d'un montant du remboursement d'au moins CHF 20 000.-, les entreprises grandes consommatrices d'électricité bénéficient d'un allègement, dans la mesure où elles ont conclu une convention d'objectifs avec la Confédération pour accroître l'efficacité énergétique.

Cependant, les entreprises dont la part des coûts d'électricité par rapport à la valeur ajoutée brute est plus importante peuvent soumettre à l'OFEN une demande de remboursement partiel ou complet du supplément sur les coûts de transport, si elles prévoient simultanément des mesures d'efficacité énergétique. Ces remboursements devraient alléger la facture d'électricité de l'économie de quelque 60 millions de francs en 2017. Qui plus est, les gros consommateurs profitent tout particulièrement de prix historiquement bas pour l'énergie électrique, les carburants et les combustibles fossiles. La baisse du WACC au 1^{er} janvier 2017 pour les investissements dans les réseaux électriques joue également un rôle concernant l'électricité. Cette adaptation se traduit par de plus faibles coûts de l'utilisation du réseau vraisemblablement de l'ordre de près de 0,3 ct./kWh en moyenne².

² Le WACC (art. 13, al. 3, let. b, OApEI) pour l'année tarifaire 2017 baisse de 0,87 point de pourcentage pour passer de 4,70 % à 3,83 %, ce qui correspond à une réduction des rétributions pour l'utilisation du réseau de près de 174 millions de francs.