



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Office fédéral de l'énergie OFEN

Mai 2016

Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC



Table des matières

1	Introduction	4
2	Bases de calcul	5
2.1	Coût moyen pondéré du capital (CMPC après impôt)	5
2.2	Prix de marché	6
2.3	Cours de l'euro	6
3	Petites centrales hydroélectriques	7
3.1	Données et bases	7
3.2	Installation de référence et méthode de calcul	8
3.3	Calcul des coûts de revient	8
3.3.1	Rétribution de base	8
3.3.2	Bonus d'aménagement des eaux	8
3.3.3	Bonus de niveau de pression.....	8
3.4	Taux de rétribution	9
3.4.1	Bonus de niveau de pression.....	10
4	Photovoltaïque	11
4.1	Données et méthode de calcul	11
4.2	Evolution des principaux facteurs de coûts.....	11
4.3	Coûts de revient	13
4.4	Taux de rétribution	13
5	Eoliennes	15
5.1	Données et méthode de calcul	15
5.2	Evolution des principaux facteurs de coûts.....	15
5.3	Coûts de revient	16
5.4	Taux de rétribution	16
6	Biomasse (usines d'incinération)	17
6.1	Données et méthode de calcul	17
6.2	Evolution des principaux facteurs de coûts et de recettes.....	17
6.3	Coûts de revient	18
6.4	Taux de rétribution	18
7	Biomasse (installations à biogaz)	19
7.1	Données et méthode de calcul	19
7.2	Evolution des principaux facteurs de coûts et de recettes.....	19
7.2.1	Installations à biogaz agricoles de taille moyenne avec max. 20% de cosubstrats.....	19
7.2.2	Installations à biogaz agricoles de grande taille avec max. 20% de cosubstrats.....	20
7.2.3	Grandes installations à biogaz industrielles et artisanales à fonctionnement continu.....	21
7.3	Coûts de revient	21
7.4	Taux de rétribution	22



Liste des tableaux

Tableau 1	Coût moyen pondéré du capital (CMPC).....	6
Tableau 2	Coûts de revient et rétributions des petites centrales hydroélectriques.....	9
Tableau 3	Taux de rétribution des petites centrales hydroélectriques.....	10
Tableau 4	Facteurs de coûts et de produits des installations photovoltaïques.....	11
Tableau 5	Taux de rétribution des installations photovoltaïques.....	13
Table 6	Rétributions uniques pour les installations ajoutées et isolées.....	14
Table 7	Rétributions uniques pour les installations intégrées.....	14
Tableau 8	Facteurs de coûts des éoliennes.....	15
Tableau 9	Facteurs de coûts des centrales de chauffage au bois.....	17
Tableau 10	Facteurs de coûts et de recettes pour les installations à biogaz agricoles de taille moyenne alimentées à concurrence maximale de 20% par des cosubstrats.....	19
Tableau 11	Facteurs de coûts et de recettes pour les installations à biogaz agricoles de grande taille alimentées à concurrence maximale de 20% de cosubstrats.....	20
Tableau 12	Facteurs de coûts et de recettes pour les grandes installations à biogaz industrielles et artisanales à fonctionnement continu.....	21



1 Introduction

Le Département de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) contrôle périodiquement le calcul des coûts de revient et des taux de rétribution visés aux appendices 1.1 à 1.5 pour les adapter en cas de changement sensible des conditions (art. 3e, al. 1, de l'ordonnance sur l'énergie (OEne). Dans ce cadre, il veille particulièrement à la rentabilité à long terme et au développement des technologies, des prix, des sources d'énergie primaire, des redevances hydrauliques, du marché des capitaux et du prix de l'énergie de chauffage en ce qui concerne les installations de couplage chaleur-force. On peut tenir compte de la rentabilité à long terme, mesurée en fonction du potentiel commercial à long terme, en corrigeant le montant de la rétribution.

La rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2009 après une phase de préparation opérationnelle. Comme les ressources à disposition étaient déjà allouées au bout de deux mois, on a dû communiquer un arrêt de l'activité promotionnelle à la fin de février 2009 et introduire une liste d'attente. 36 500 installations se trouvent actuellement sur cette liste d'attente, dont 35 500 installations photovoltaïques.

Le calcul des taux de rétribution repose sur les coûts de revient d'installations de référence. Ces coûts de revient ont été contrôlés une première fois en 2011/2012, dans le cadre d'une modification de l'OEne, et les taux de rétribution ont été adaptés au 1^{er} mars 2012. Le moment est venu de procéder au deuxième contrôle complet des coûts de revient des petites centrales hydroélectriques, des installations photovoltaïques, des éoliennes et des installations à biomasse. On a renoncé à contrôler les coûts de revient des installations géothermiques, puisqu'aucune installation de ce type n'est encore en exploitation et que les données de base n'ont par conséquent pas évolué.

Les taux de rétribution adaptés que voici seront appliqués aux installations mises en exploitation après l'entrée en vigueur de la présente révision, fixée au 1^{er} janvier 2017.



2 Bases de calcul

Les taux de rétribution sont fixés sur la base des coûts de revient d'installations de référence. On renonce ainsi délibérément à évaluer des installations individuelles et à déterminer des taux de rétribution de cas en cas. Ce choix permet d'une part d'éviter le contrôle coûteux du coût de revient de chaque installation, ce qui réduit le coût d'exécution par installation. D'autre part, le système des installations de référence implique que les installations individuelles peuvent présenter des coûts de revient supérieurs ou inférieurs à ceux de l'installation de référence.

Le coût de revient de l'électricité se compose des coûts du capital (y compris les coûts de financement par des fonds étrangers), des coûts d'exploitation fixes et variables, des éventuels coûts de combustibles, du taux de rémunération du capital visé durant la période d'exploitation et des produits annexes.

En recourant à un mécanisme de calcul complexe des taux de rétribution, basé sur des caractéristiques déterminées, telles que la puissance ou le type de l'installation, et sur le calcul du taux de rétribution en fonction de la puissance équivalente, on tente de maintenir l'écart entre les coûts de revient effectifs et ceux des installations de référence aussi faible que possible. Les taux de rétribution sont déterminés de manière à ce que les coûts de l'installation de référence soient couverts durant toute la durée de rétribution, compte tenu d'une valeur résiduelle de l'installation (pour un taux moyen de coût du capital donné (CMPC)).

2.1 Coût moyen pondéré du capital (CMPC après impôt)

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a donné en 2015 le mandat d'actualiser le taux du coût du capital (coût moyen pondéré du capital ou CMPC après impôt¹) appliqué dans le calcul de la rétribution à prix coûtant du courant injecté. On a contrôlé les profils de risque des différentes technologies et les divers paramètres déterminants du CMPC. La répartition en deux classes de risques a été maintenue: éoliennes, installations photovoltaïques et petites centrales hydroélectriques d'une part² et installations à biomasse d'autre part. Normalement, les installations à biomasse présentent un risque plus élevé, car elles sont exposées aux fluctuations de prix de la biomasse (combustibles ou substrats).

Les CMPC ont baissé en raison de la modification du facteur bêta³ et des valeurs limites appliquées lors de la détermination du taux d'intérêt sans risque sur fonds étrangers. En outre, le taux d'imposition de référence a été abaissé de 21,17% à 18% (KPMG, 2014⁴).

¹ En anglais: «after-tax WACC». Dans le présent document, le coût moyen pondéré du capital (CMPC) s'entend après impôt.

² Les risques inhérents aux éoliennes, aux installations photovoltaïques et aux petites centrales hydroélectriques sont en principe comparables (faibles risques commerciaux, absence de risques liés au combustible et absence de risque d'écoulement des produits dérivés). Cependant, ces trois technologies sont tributaires des conditions météorologiques à court terme.

³ Expression du niveau de risque d'un investissement.

⁴ Le changement de méthodologie introduit par KPMG Corporate and Indirect Tax Rate Survey a induit des taux d'imposition inférieurs.



Tableau 1 Coût moyen pondéré du capital (CMPC).

CMPC	Actuel	Dès 1.1.2017
Eoliennes, installations photovoltaïques et petites centrales hydroélectriques	4,75%	3,97%
Installations à biomasse	5,18%	4,33%

Les nouveaux CMPC correspondent à de moindres coûts du capital pour les installations de référence, lesquels se traduisent par des coûts de revient plus bas (coûts actualisés en ct./kWh) pour toutes les technologies.

2.2 Prix de marché

On a évalué les recettes commerciales des installations dont la longévité dépasse la durée de rétribution RPC, indépendamment des technologies. De telles installations ont droit, après l'échéance de la durée de rétribution, à un *prix d'achat d'une énergie équivalente pratiqué sur le marché* (art. 7 LEn). Ce prix se rapporte au portefeuille d'approvisionnement du fournisseur d'énergie. Actuellement, les prix conformes au marché sont d'environ 6 à 10 ct./kWh pour les petits producteurs, tandis que le prix de l'électricité est d'environ 3 à 4 ct./kWh sur le marché boursier.

Compte tenu des grandes incertitudes quant aux prix de marché dans 20 à 30 ans et vu les différences de taille importantes des installations, le calcul repose sur la fourchette suivante: **5 à 10 ct./kWh** (le prix en bourse attendu à long terme est de 8 ct./kWh⁵).

2.3 Cours de l'euro

En date du 15 janvier 2015, la Banque nationale suisse a supprimé le taux plancher de 1,2 franc par euro. Cette mesure a entraîné une appréciation du franc suisse. Actuellement (début janvier 2016), le cours de change oscille entre 1,05 et 1,10 CHF/EUR. On attend pour les prochaines années un cours de change aux alentours de **1,10 CHF/EUR**⁶. C'est le taux utilisé pour déterminer les coûts de revient des installations de référence.

Toutes les composantes d'installation ne viennent pas de la zone euro. Certaines parties sont achetées en USD sur le marché international ou en CHF sur le marché intérieur. En outre, les coûts d'installation sont généralement libellés en francs suisses. C'est pourquoi la baisse du cours de l'euro influence différemment les coûts de revient des diverses technologies.

⁵ Prix du marché de l'électricité selon l'étude intitulée «Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050», Frontier Economics (2013), converti au cours de change de 1,10 CHF/kWh.

⁶ Moyenne des prix à terme et des prévisions d'instituts financiers pour la période 2016 à 2020.



3 Petites centrales hydroélectriques

Le modèle de rétribution actuel présenté à l'appendice 1.1, ch. 3 OEne prévoit des taux de rétribution basés sur trois composantes: la rétribution de base, le bonus de niveau de pression et le bonus d'aménagement des eaux:

$$TR = R + P + A \quad [ct./kWh]$$

TR: taux de rétribution

R: rétribution de base

P: bonus de niveau de pression

A: bonus d'aménagement des eaux

Les taux des diverses composantes tarifaires ont été contrôlés dans le cadre du contrôle tarifaire. Les bases et les résultats de ces calculs sont expliqués ci-après.

3.1 Données et bases

Les coûts de revient des petites centrales hydroélectriques sont surtout induits par les coûts d'investissement et les coûts du capital ainsi que, dans une moindre mesure, par les coûts d'exploitation et les coûts d'entretien.

Les coûts d'investissement se composent principalement des coûts des installations techniques (turbine, génératrice, installations électriques, système de pilotage, etc.) et des coûts d'aménagement des eaux (captage des eaux, conduites forcées, canaux de fuite, etc.). Pour autant qu'elles soient imputables, les mesures visant à garantir la protection des eaux sont également attribuées à l'aménagement des eaux, dont les coûts peuvent fortement varier selon l'emplacement. Le bonus d'aménagement des eaux permet de tenir partiellement compte de cette réalité.

Les coûts d'exploitation et d'entretien comprennent notamment les charges administratives annuelles et les coûts de réparation moyens. Pour les installations d'une puissance supérieure à 1000 kW, la redevance hydraulique est également comptabilisée sous les coûts d'exploitation et d'entretien.

La détermination des coûts moyens d'investissement, d'exploitation et d'entretien repose sur les données de quelque 250 projets qui ont fait l'objet d'une analyse générale au cours des cinq dernières années (rapport final du 2 décembre 2014 «Kostenstruktur von Kleinwasserkraftwerken auf Basis der vorhandenen Grobanalysen», Skat Consulting). On a en outre évalué les données d'une centaine d'installations pour déterminer les coûts d'exploitation et d'entretien (rapport du 25 janvier 2016 «Enquête sur les frais d'entretien et d'exploitation dans la petite hydraulique», ADUR).



3.2 Installation de référence et méthode de calcul

La structure de coûts des petites centrales hydroélectriques est très hétérogène et débouche, pour des installations de la même classe de puissance, sur une large fourchette de coûts de revient. Les relevés mentionnés ci-dessus ont permis de définir une fonction de coûts moyenne pour l'installation de référence. Ainsi, les modifications des taux de rétribution proviennent principalement de la nouvelle base de données et des changements intervenus dans les conditions cadre du CMPC. Eu égard à l'hétérogénéité des structures de coûts et des caractéristiques de l'emplacement des installations étudiées, il serait peu pertinent de fournir des indications sur l'évolution des coûts des diverses composantes. C'est pourquoi l'on a renoncé à les analyser en détail.

3.3 Calcul des coûts de revient

On a calculé les amortissements et les coûts du capital des installations de référence en recourant à la méthode des annuités, sur la base des coûts moyens d'investissement des installations projetées. L'investissement visé a été réparti en composantes à amortir sur 25 ans (technique, électromécanique, pilotage, etc.) ou sur 50 ans (aménagement des eaux, planification, etc.)⁷. Les coûts totaux qui sont récurrents chaque année et les coûts de revient qui en résultent par kWh ont été calculés avec les coûts d'exploitation et d'entretien annuels.

3.3.1 Rétribution de base

Le calcul de la rétribution de base tient compte des coûts d'aménagement des eaux jusqu'à concurrence d'un maximum de 20% des coûts totaux. Au-delà de 20%, il est possible de solliciter un bonus d'aménagement des eaux.

3.3.2 Bonus d'aménagement des eaux

Le calcul du bonus d'aménagement des eaux ne tient plus compte que d'installations dont les coûts d'aménagement des eaux excèdent 20% des coûts d'investissement totaux. Les coûts d'aménagement des eaux sont alors intégralement imputés. Le calcul du bonus d'aménagement des eaux repose sur la différence entre les coûts de revient de ces installations et les coûts de revient retenus pour calculer la rétribution de base.

3.3.3 Bonus de niveau de pression

La rétribution de base et le bonus d'aménagement des eaux dépendent uniquement de la puissance équivalente. Afin de déterminer le bonus de niveau de pression, on a comparé les rétributions basées sur la puissance équivalente avec les coûts de revient effectifs des installations projetées. Le calcul du niveau de pression repose sur les différences observées en fonction de la hauteur de chute.

⁷ Durées d'amortissement selon le *Manuel petites centrales hydrauliques. Informations sur la planification, la construction et l'exploitation*, OFEN 2012.



3.4 Taux de rétribution

Notons que le taux de rétribution est versé pendant 20 ans, alors que la durée d'exploitation moyenne probable est de 40 ans. Il faut donc fixer le taux de rétribution de manière à ce que les coûts soient couverts par le taux de rétribution durant les 20 premières années d'exploitation et par la rémunération du marché (en tablant sur max. 8 ct./kWh) durant les 20 années suivantes.

Pour fixer les taux de rétribution durant les 20 premières années, on a calculé pour les comparer, au moyen de la méthode d'actualisation des flux de trésorerie, la valeur des coûts totaux pendant la durée d'exploitation de 40 ans et celle des recettes commerciales entre la 21^e et la 40^e année. La différence correspond à la valeur actuelle de la rétribution nécessaire pour couvrir les 20 premières années d'exploitation. Puis, sur cette base, la méthode des annuités a permis de calculer les taux de rétribution. Les coûts d'investissement et d'exploitation sous-jacents aux calculs de même que les coûts de revient et les rétributions qui en résultent sont présentés dans le tableau suivant:

Tableau 2 Coûts de revient et rétributions des petites centrales hydroélectriques.

Puissance équivalente ⁸	Coûts d'investissement moyens (sans bonus d'aménagement des eaux)	Coûts d'investissement moyens (avec bonus d'aménagement des eaux)	Coûts d'exploitation et d'entretien	Coûts de revient (sans bonus d'aménagement des eaux)	Coûts de revient (avec bonus d'aménagement des eaux)	Recettes commerciales après 20 ans	Rétribution de base (hors TVA)	Bonus d'aménagement des eaux (hors TVA)	Rétribution de base (TVA comprise)	Bonus d'aménagement des eaux (TVA comprise)
kW	CHF/kW	CHF/kW	CHF/kW ^a	ct./kWh	ct./kWh	ct./kWh	ct./kWh	ct./kWh	ct./kWh	ct./kWh
10	23'620	31'490	675	25,6	30,4	8	32,50	6,67	35,10	7,20
50	15'795	21'060	451	17,1	20,4	8	20,70	4,46	22,36	4,82
300	10'090	13'455	288	11,0	13,0	8	12,11	2,85	13,07	3,08
1000	7'470	9'960	213	8,1	9,6	8	8,15	2,11	8,80	2,28
3000	5'675	7'565	272 ⁹	7,4	8,6	7,4	7,42	1,38	8,01	1,49

⁸ Correspond à la production nette annuelle divisée par le nombre d'heures par an.

⁹ Redevance hydraulique comprise (110 CHF/kW).



Les taux de rétribution effectifs des installations sont calculés au prorata par classes de puissance. Il en résulte approximativement les taux de rétribution suivants pour les diverses classes de puissance.

Tableau 3 Taux de rétribution des petites centrales hydroélectriques.

Classe de puissance	Nouvelle rétribution de base (au prorata)	Ancienne rétribution de base (au prorata)	Nouveau bonus d'aménagement des eaux (au prorata)	Ancien bonus d'aménagement des eaux (au prorata)
kW	ct./kWh	ct./kWh	ct./kWh	ct./kWh
< 10	(35,1)	27,9	(7,2)	6,2
< 50	(19,2)	21,1	(4,3)	4,5
< 300	12,2	14,9	2,8	3,4
< 1000	8,9	10,9	1,4	2,8
< 10 000	6,6	6,9	1,4	2,8

Il résulterait donc, pour les très petites centrales jusqu'à 50 kW, des taux de rétribution effectifs supérieur aux taux actuels, tandis que les taux de rétribution pour les installations en dessous de 10 kW devraient être portés à plus de 30 ct./kWh. Cependant, un tel relèvement ne se justifie guère dans le contexte de l'évolution générale du prix des énergies renouvelables et compte tenu de la forte amplitude des coûts de revient des très petites centrales hydroélectriques. C'est pourquoi l'on renonce à adapter les taux de rétribution dans les deux classes de puissance inférieures.

Les taux de rétribution qui viennent d'être calculés s'appliquent aux installations de la catégorie 2 (installations d'exploitation accessoire et installations sur des parties de cours d'eau déjà utilisées). S'agissant des installations de la catégorie 1 (installations construites sur des cours d'eau naturels), on a appliqué jusqu'ici les taux de rétribution qui résultent pour les installations d'une puissance de 300 kW également pour les installations plus petites. Ainsi, les taux de rétribution pour les installations jusqu'à 300 kW de la catégorie 1 sont désormais de **13,9 ct./kWh** (16,1 ct./kWh à ce stade) et de **3,1 ct./kWh** (3,6 ct./kWh à ce stade) pour le bonus d'aménagement des eaux.

3.4.1 Bonus de niveau de pression

L'évaluation des coûts de revient en fonction des hauteurs de chute continue de déboucher sur une corrélation négative avec la hauteur de chute. Cependant, les résultats sont peu significatifs et les différences par rapport aux taux actuels sont très faibles, raison pour laquelle on renonce à adapter le bonus de niveau de pression.



4 Photovoltaïque

Le présent chapitre explique les facteurs de coûts déterminant les taux de rétribution RPC et les principes de la rétribution unique des installations photovoltaïques. Les commentaires et analyses concernant la situation actuelle du marché et les développements à attendre font l'objet d'un rapport distinct¹⁰.

4.1 Données et méthode de calcul

Le marché du photovoltaïque est très dynamique, raison pour laquelle les coûts de revient sont contrôlés chaque année et que les taux de rétribution sont réduits deux fois par an. Par ces réductions, l'OFEN tente d'anticiper le marché, car elles n'entrent en vigueur qu'un an après le contrôle et demeurent valables pendant une année.

Les développements sur le marché (notamment concernant le prix des modules, les avancées technologiques, les charges administratives et les cours de change) sont soumis à une observation continue et font l'objet de vérifications dans le cadre d'entretiens qualitatifs conduits avec des acteurs de la branche du photovoltaïque. Cette analyse débouche sur une tendance des coûts à court terme. Quant aux prix des petites installations, on les trouve dans la comparaison des offres de SuisseEnergie

4.2 Evolution des principaux facteurs de coûts

Tableau 4 Facteurs de coûts et de produits des installations photovoltaïques

	Facteurs de coûts et de produits	Octobre 2016	Octobre 2017	Tendance
(1)	Heures de pleine charge	945 h	945 h	➡
(2)	<u>Coûts d'investissement spécifiques (CHF/kW)</u>			
(3)	Installation de 30 kW	1'815	1'700	⬇️
	Installation de 100 kW	1'420	1'350	⬇️
	Installation > 1000 kW	1'350	1'300	⬇️
(4)	<u>Coûts d'exploitation et d'entretien spécifiques (ct./kWh)</u>			
	Installation de 30 kW	5	3,5	⬇️
	Installation de 100 kW	4,5	3,5	⬇️
	Installation > 1000 kW	4	3,5	⬇️
(5)	Taux de consommation propre	40 – 0%	40%	⬆️
(6)	<u>Prix de l'électricité (ct./kWh) [prix au consommateur final / tarif de rachat]</u>			
	Installation de 30 kW	21,5 / 10,1	21,5 / 6	➡
	Installation de 100 kW	21,5 / 10,1	14 / 5	⬇️
	Installation > 1000 kW	16 / 9	14 / 5	⬇️

¹⁰ Rapport «Photovoltaïque: observations du marché 2016», disponible sous: www.bfe.admin.ch/rpc > Rapports



Les heures de pleine charge dépendent principalement du lieu, de l'orientation et de l'inclinaison de l'installation. Le temps de production électrique des installations photovoltaïques, calculé sur toute la durée de leur exploitation, est de 945 heures par an en moyenne.

- (1) Pour déterminer l'installation de référence, l'OFEN continue de s'inspirer des installations les plus avantageuses réalisées dans des conditions optimales: nouveau toit, pas de coûts de raccordement, pas de modification du transformateur, facilité d'accès, efficacité de l'installateur, etc. Comme une telle installation n'existe pratiquement pas dans la réalité, on ajoute un facteur de coût supplémentaire de 150 CHF/kW.
Les charges administratives et les coûts des autres composantes (notamment compteur capable de mesurer la courbe de charge) influencent fortement la rentabilité des installations, puisque le coût des modules et de leur montage est très bas de nos jours. Pour déterminer le coût de l'installation de référence, on admet que l'installateur exécute très efficacement ses processus et que le gestionnaire de réseau est *favorable au photovoltaïque*.
Les modules photovoltaïques sont de plus en plus négociés en USD, car le marché européen est en recul, tandis que la Chine et les Etats-Unis se sont établis en marchés leaders. La reprise conjoncturelle aux Etats-Unis permet de prévoir une appréciation du dollar, qui entraînera une hausse des coûts de fourniture.
Malgré les incertitudes dont le marché est entaché, il est encore possible d'abaisser légèrement les prix des installations.
- (2) SuisseEnergie met à disposition, à titre de service, une comparaison des offres pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kW. Les offres analysées fournissent à l'OFEN une bonne base de données pour calculer les coûts d'investissement des petites installations. Le coût des micro-installations d'une puissance inférieure à 10 kW (env. 3000 CHF/kW) reste nettement plus élevé que celui des installations d'environ 30 kW (env. 1800 CHF/kW). La raison en est que certains coûts fixes surviennent indépendamment de la taille de l'installation. Une réduction des coûts de quelque six pour cent (de 1815 à 1700 CHF/kW) est probable pour 2017 dans cette dernière catégorie de puissance.
- (3) Les coûts d'exploitation et d'entretien ont été analysés dans une étude (Basler&Hofmann, 2015). Cette étude montre que ces coûts se maintiennent à un niveau élevé en Suisse, mais elle indique aussi comment ils peuvent être réduits à 3,5 ct./kWh. En conséquence, les coûts d'exploitation et d'entretien sont ramenés de 4 ou 5 ct. à 3,5 ct./kWh.
- (4) Une analyse montre que la majorité des grandes installations sont réalisées sur les toits de bâtiments industriels. Le taux de consommation propre peut être très important sur de tels sites, à condition que le prix au consommateur final soit plus élevé que la rétribution RPC. Ainsi, toute la production ne doit pas être rétribuée par la RPC, seule la production excédentaire doit être financée.
Jusqu'à avril 2017, on tablera sur un taux de consommation propre de 40% pour les petites installations (< 30 kW) et de 0% pour les installations d'une puissance supérieure à 100 kW. Entre ces deux catégories, le taux de consommation propre baisse linéairement en fonction de la puissance. A partir d'avril 2017, le taux de consommation propre sera relevé à 40% pour toutes les catégories de puissance en raison des explications fournies ci-dessus. En conséquence, il ne sera plus guère rentable de réaliser des installations à un endroit différent du lieu de consommation. Le potentiel disponible sur d'autres surfaces de toiture demeure cependant très important.



- (5) Jusqu'à ce stade, on a utilisé les prix au consommateur final et les tarifs de rachat pour déterminer quels seront les produits durant les années 2021 à 2025 (après l'échéance de la RPC). En raison de la prise en compte accrue de la consommation propre, les prix de l'électricité jouent un rôle important durant toute la période d'exploitation d'une installation s'agissant de sa rentabilité. Les prix seront maintenus à 21,5 ct./kWh pour les petites installations. Pour les installations à 100 kW, les prix au consommateur final seront nettement abaissés (de 21,5 à 14 ct./kWh), car on part du principe que ces installations se trouvent sur d'importants bâtiments industriels et commerciaux et qu'elles profitent par conséquent de tarifs inférieurs de l'électricité. Cette adaptation s'appliquera aussi aux installations d'une puissance supérieure à 1000 kW. Normalement, les tarifs de rachat pour les installations exclues du soutien se situent actuellement entre 4 et 10 ct./kWh selon la taille de l'installation et la région. Estimer ces prix à un horizon supérieur à 20 ans implique une grande incertitude. Pour les installations de référence, on adopte des tarifs de rachat compris entre 5 et 6 ct./kWh.

4.3 Coûts de revient

Globalement, les coûts de revient des installations photovoltaïques de toutes tailles continuent de baisser. Les coûts d'investissement ne diminuent plus aussi fortement que par le passé. En 2017, la réduction des coûts sera due surtout à la baisse des coûts d'exploitation et d'entretien et à la consommation propre. La baisse des coûts sera particulièrement significative pour les petites installations, largement en raison des coûts d'exploitation et d'entretien.

4.4 Taux de rétribution

L'adaptation des paramètres mentionnés ci-dessus entraîne une importante réduction des taux de rétribution (point 4.2). Cependant, les installations avantageuses pour lesquelles le taux de consommation propre est élevé continueront de présenter une rentabilité de 3,97% (diminution des coûts du capital (CMPC) de 4,75 à 3,97%). Les autres installations seront moins rentables ou ne seront pas réalisées pour le moment.

Les rétributions suivantes sont proposées dans le cadre de la présente révision de l'OEne. La réduction des tarifs appliqués surviendra en deux étapes, le 1^{er} avril 2017 et le 1^{er} octobre 2017:

Tableau 5 Taux de rétribution des installations photovoltaïques

Rétribution RPC (ct./kWh)	Dès 1.10.2016	Dès 1.4.2017	Dès 1.10.2017	Réduction
Installation à 30 kW	19,0	16,3	13,7	- 28%
Installation à 100 kW	16,6	15,1	13,7	- 17%
Installation à 1000 kW	15,3	14,5	13,7	- 10%
Installation à 3000 kW	15,3	14,5	13,7	- 10%

Attention: le tableau ci-dessus présente les taux de rétribution des installations dont la puissance est exactement de 30, 100, 1000 et 3000 kW. Or, l'appendice 1.2, ch. 3.1.2, de l'OEne répartit les taux de rétribution par catégories de puissance, à partir desquelles on calcule au prorata le taux de rétribution de l'installation. C'est pourquoi les chiffres de l'ordonnance diffèrent de ceux représentés ci-dessus.



Les taux de rétribution des installations intégrées à concurrence de 100 kW sont, sans changement, supérieurs de 15% à ceux des installations ajoutées.

Concernant la rétribution unique, on ne tient compte que des coûts d'investissement pour fixer la contribution de base et la contribution en fonction de la puissance. La rétribution unique se monte à 30% au plus des coûts d'investissement des installations de référence (art. 7a^{bis} LEne). Désormais, les rétributions uniques ne couvriront plus en moyenne que **15 à 25%** des coûts de l'installation.

Table 6 Rétributions uniques pour les installations ajoutées et isolées

Rétributions uniques	Dès le 1.10.2015	Dès le 1.04.2017	Dès le 1.10.2017	Réduction
Contribution de base (CHF)	1'400	1'400	1'400	-
Contribution en fonction de la puissance (CHF/kW)	500	450	400	-20%

Dès avril 2017, les rétributions uniques pour les installations intégrées seront les suivantes:

Table 7 Rétributions uniques pour les installations intégrées

Rétributions uniques	Dès le 1.10.2015	Dès le 1.04.2017	Dès le 1.10.2017	Réduction
Contribution de base (CHF)	1'800	1'700	1'600	-11%
Contribution en fonction de la puissance (CHF/kW)	610	540	460	-25%



5 Eoliennes

5.1 Données et méthode de calcul

Aux fins de contrôle, on a procédé au relevé des coûts de projets déjà en exploitation ou en phase de planification. Une enquête semblable a été effectuée lors du dernier contrôle en 2011. Il est donc aisément possible de comparer ces deux enquêtes. En complément, on a aussi recouru à l'étude d'EWEA publiée en 2009, «The economics of wind power».

On a contrôlé les coûts de revient des grandes installations (> 2 MW), car elles sont au cœur de l'attention pour la RPC et pour réaliser les objectifs de développement prévus par la Stratégie énergétique 2050.

5.2 Evolution des principaux facteurs de coûts

Tableau 8 Facteurs de coûts des éoliennes

	Facteurs de coûts des éoliennes	2011	2016	Tendance
(1)	Moyenne des heures de pleine charge	1'738 h	1'784 h	➔
(2)	Moyenne des coûts d'investissement spécifiques	2'487 CHF/kW	2'606 CHF/kW	➔
(3)	Moyenne des coûts d'exploitation et d'entretien spécifiques	54,4 CHF/MWh	53,7 CHF/MWh	➔
(4)	Restrictions à l'exploitation	0%	0 – 10%	➔

- (1) Selon l'emplacement, on observe entre 1000 et 2600 heures de pleine charge par an. Le nombre d'heures de pleine charge se comprend net des restrictions à l'exploitation. La légère augmentation de la moyenne d'heures de pleine charge par rapport au dernier contrôle relève de la marge d'incertitude liée au nombre de données limité. On peut donc dire que, tendanciellement, le nombre d'heures de pleine charge est resté inchangé depuis 2011.
- (2) Les coûts d'investissement spécifiques des projets analysés se situent entre 1900 et 3000 CHF/kW et sont en moyenne supérieurs de 119 CHF/kW à ceux calculés lors du dernier contrôle. Cette augmentation s'explique principalement par des coûts de planification plus élevés en raison des procédures très longues et par des coûts accrus pour des expertises environnementales et pour des mesures de compensation. La durée de réalisation des projets, comprise entre sept et douze ans, n'a pas diminué au cours du temps. En outre, les exigences ne cessent de changer en raison de dispositions lacunaires dans le domaine des expertises environnementales. De ce fait, des études déjà exécutées doivent être répétées et des expertises concernant de nouveaux thèmes doivent être demandées en sus.
- (3) D'une manière générale, les coûts d'exploitation et d'entretien sont supérieurs à ceux relevés dans les pays voisins du nôtre. Trois raisons l'expliquent principalement: les fabricants de turbines n'ont pas de centre de services en Suisse et les trajets assez longs jusqu'au site accroissent les coûts de service (coûts de déplacement, temps de travail) et prolongent le temps de réaction (garantie de disponibilité plus faible); les coûts des travaux fournis sur place par du personnel suisse sont plus élevés; la topographie de la Suisse induit de plus fortes turbulences du vent que dans les pays voisins de la Suisse et, de ce fait, à une usure plus rapide. Par rapport à 2011, les coûts



d'exploitation et d'entretien moyens spécifiques ont légèrement baissé. A ce sujet, il faut considérer que l'on ne connaît pas précisément les coûts d'exploitation et d'entretien effectifs, sur toute leur durée de vie, des installations actuellement en exploitation et de celles qui sont prévues. Pour la période comprise entre la 11^e et la 20^e année de production, on ne dispose que d'une valeur et les prévisions à cet égard sont difficiles. Il faut généralement prévoir des coûts plus importants durant la seconde moitié de vie des installations. Mais les hypothèses concernant ces valeurs sont entachées de grandes incertitudes. Nous considérons que les coûts d'exploitation et d'entretien ne se modifient pas sensiblement, car les données correspondantes se situent dans la zone d'incertitude. De ce fait, il n'y a aucun besoin d'adaptation.

- (4) En 2011, on ne tenait pas encore compte des restrictions d'exploitation liées à la protection des oiseaux et des chauves-souris, à la réduction des émissions sonores et de la projection d'ombre et à la surveillance aérienne. Depuis lors, tout projet d'énergie éolienne est confronté à des exigences inhérentes aux restrictions d'exploitation. Une réduction des heures d'exploitation entraîne automatiquement une baisse des recettes et partant, une hausse des coûts de revient. Pour les calculs, on a appliqué trois niveaux de pertes de gains: 0%, 3% (standard) et 10% (élevé).

5.3 Coûts de revient

La Suisse ne compte qu'un petit nombre d'éoliennes en exploitation et les installations en phase de planification ne progressent que lentement. Aucune nouvelle éolienne n'a été mise en exploitation ces deux dernières années. Seuls deux fabricants sont actifs sur le marché suisse. Cette situation reflète l'anémie du marché des éoliennes. En raison du manque de concurrence, les coûts d'investissement et d'exploitation tendent à être supérieurs en Suisse que dans les pays voisins. On ne saurait tabler sur une baisse des coûts en Suisse tant que les procédures de planification et d'autorisation pour les éoliennes n'y seront pas nettement simplifiées et accélérées.

Les coûts d'investissement ont augmenté depuis 2011. Désormais, les exploitants d'éoliennes doivent composer avec des restrictions d'exploitation, ce qui accroît globalement leurs coûts de revient. On peut atténuer cet effet en abaissant les coûts du capital (CMPC). Dans l'ensemble, les facteurs qui entraînent les coûts à la baisse compensent ainsi ceux qui les poussent à la hausse.

5.4 Taux de rétribution

Les coûts de revient actuels sont de l'ordre de ceux de 2011. Il n'est donc pas nécessaire d'adapter les taux de rétribution pour les nouvelles éoliennes.



6 Biomasse (usines d'incinération)

6.1 Données et méthode de calcul

Les coûts de revient et les taux de rétribution des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) n'ont pas été contrôlés, car la révision de l'OEne entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2014 a ramené la durée de rétribution de ces installations de 20 à 10 ans sans correction du montant de la rétribution. Cette seule mesure a entraîné un abaissement sensible de la rétribution globale. En outre, ces installations ne pourront plus revendiquer, dès l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, qu'une contribution d'investissement et non plus une rétribution de l'injection.

S'agissant des centrales de chauffage au bois, on a identifié les principaux inducteurs de coûts pour analyser leur évolution depuis le dernier contrôle de 2011. Les calculs suivants se réfèrent exclusivement à des centrales de chauffage au bois.

6.2 Evolution des principaux facteurs de coûts et de recettes

Tableau 9 Facteurs de coûts des centrales de chauffage au bois

	Facteurs de coûts et de recettes	Evolution de 2011 à 2015
(1)	Heures de pleine charge	→
(2)	Coûts d'investissement	→
(3)	Prix de l'acier	Très volatile
(4)	Coûts de l'énergie du bois (combustible)	→
(5)	Recettes annexes de la vente de chaleur	↘

- (1) Les heures de pleine charge, qui représentent un indice du taux d'utilisation d'une installation technique, ont été examinées dans le cadre du contrôle 2011 et sont restées constantes depuis lors.
- (2) Depuis le dernier contrôle, les coûts d'investissement ont affiché une tendance baissière. Ils ont été influencés notamment par l'appréciation du franc suisse et par les prix inférieurs des matières premières (p. ex. par le prix très volatile de l'acier). On ne saurait déterminer de manière générale dans quels délais ni avec quelle intensité ces inducteurs de coûts affecteront les centrales de chauffage au bois, ni à quel horizon temporel ils seront répercutés sur l'investisseur. Sur le long terme, les coûts d'investissement tendent à rester relativement constants.
- (4) Le prix du bois d'énergie dépend du type de bois. Le bois d'énergie utilisé, qui présente une grande diversité, se répartit normalement dans les trois catégories suivantes: bois de forêt, résidus de bois et bois de récupération. Pour fixer le prix, on recourt à un indice pondéré proche de l'indice d'Energie-bois Suisse¹¹. Cet indice pondéré montre que le prix du combustible est resté relativement stable depuis le dernier contrôle et qu'il n'y a pas lieu de l'adapter.

¹¹ L'indice d'Energie-bois Suisse repose notamment sur l'évolution du prix du bois d'énergie fournie par l'Office fédéral de la statistique.



- (5) Normalement, le prix du pétrole constitue une référence pour déterminer le prix de la chaleur. Récemment, le prix du pétrole s'est avéré très volatile et imprévisible. Les recettes prévues par les contrats de fourniture de chaleur ne dépendent cependant souvent que faiblement des prix actuels du pétrole. C'est pourquoi il est approprié de se référer à un prix moyen sur le long terme pour procéder aux calculs. Les observations actuelles présagent une baisse d'environ 10% des revenus de la vente de chaleur pour les installations de toutes tailles.

6.3 Coûts de revient

Les installations à biomasse mobilisent moins d'investissements que les autres technologies RPC. Selon l'installation, les coûts d'exploitation (surtout les coûts de combustibles) représentent plus de la moitié des coûts de revient. C'est pourquoi les effets de la baisse du CMPC et du cours de l'euro sont moins prononcés que pour les autres technologies.

Depuis le dernier contrôle des coûts de revient, les coûts d'exploitation sont restés relativement stables. Les recettes de la vente de chaleur ont un peu baissé, ce qui a eu pour effet d'accroître les coûts de revient. Inversément, les coûts du capital ont diminué (CMPC plus bas) et les coûts d'investissement sont plus faibles en moyenne. Globalement, les effets opposés se neutralisent, de sorte que les coûts de revient n'ont pas subi de modification importante.

6.4 Taux de rétribution

Compte tenu des résultats du contrôle effectué, les taux de rétribution des nouvelles centrales de chauffage au bois ne requièrent aucune mesure d'adaptation, puisque les coûts de revient des installations de référence demeurent couverts.



7 Biomasse (installations à biogaz)

7.1 Données et méthode de calcul

La présente analyse prend pour objet les installations à biogaz agricoles, artisanales et industrielles. Le contrôle se fonde sur des installations types représentatives, définies par l'Association Biomasse Suisse dans le cadre d'un premier contrôle en 2012. La comparabilité des données est ainsi garantie.

Parmi les installations les plus répandues en Suisse, on trouve les installations à biogaz agricoles de codigestion où la part maximale de cosubstrats non agricoles est de 20% et les grandes installations à biogaz industrielles et artisanales à fonctionnement continu. De ce fait, on dispose pour ces installations représentatives d'une bonne base de données aux fins de contrôle des coûts de revient et des taux de rétribution.

Les stations d'épuration des eaux usées (STEP) ont été exclues du contrôle, parce que la révision de l'OEne entrée en vigueur au 1.01.2014 a ramené de 20 à 10 ans la durée de rétribution de ces installations sans pour autant corriger le montant de la rétribution. Cette seule mesure a eu pour effet d'abaisser nettement la rétribution globale. En outre, ces installations ne pourront plus revendiquer, dès l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, qu'une contribution d'investissement et non plus une rétribution de l'injection.

7.2 Evolution des principaux facteurs de coûts et de recettes

7.2.1 Installations à biogaz agricoles de taille moyenne avec max. 20% de cosubstrats

Ce type d'installations est actuellement très répandu sur le marché. De ce fait, on dispose d'une bonne base de données aux fins de contrôle.

Tableau 10 Facteurs de coûts et de recettes pour les installations à biogaz agricoles de taille moyenne alimentées à concurrence maximale de 20% par des cosubstrats.

	Facteurs de coûts et de recettes	Evolution de 2012 à 2015
(1)	Heures de pleine charge	→
(2)	Coûts d'investissement spécifiques	→
(3)	Coûts d'exploitation et d'entretien spécifiques	↗
(4)	Recettes annexes	↗

- (1) Les heures de pleine charge sont restées constantes durant la période considérée. Dans les faits, on constate toutefois une forte amplitude de ce paramètre.
- (2) Les coûts d'investissement spécifiques n'ont pas changé entre 2012 et 2015.
- (3) Les coûts d'exploitation ont été corrigés à la hausse par rapport au dernier contrôle de 2012. Cette augmentation s'explique par une charge de travail plus élevée et par l'accroissement du coût des achats de cosubstrats riches en énergie. Notons que les prix de la biomasse sont soumis



à de fortes fluctuations à court terme, notamment en raison de la concurrence avec d'autres installations de co-digestion et du comportement irrégulier de l'industrie chimique dans le jeu de l'offre et de la demande.

- (4) Les recettes annexes spécifiques ont augmenté depuis le dernier contrôle. Cette évolution provient principalement des revenus supplémentaires de la vente d'engrais, de la consommation propre plus faible et de l'augmentation des ventes de chaleur à des tiers.

7.2.2 Installations à biogaz agricoles de grande taille avec max. 20% de cosubstrats

Ce type d'installations est lui aussi actuellement très répandu sur le marché. La base de données qui fonde le contrôle est donc bonne.

Tableau 11 Facteurs de coûts et de recettes pour les installations à biogaz agricoles de grande taille alimentées à concurrence maximale de 20% de cosubstrats.

	Facteurs de coûts et de recettes	Evolution de 2012 à 2015
(1)	Heures de pleine charge	→
(2)	Coûts d'investissement spécifiques	↗
(3)	Coûts d'exploitation et d'entretien spécifiques	↘
(4)	Recettes annexes	↗

- (1) Les heures de pleine charge sont restées constantes durant la période considérée. Dans les faits, on constate toutefois une forte amplitude de ce paramètre.
- (2) Les coûts d'investissement ont été légèrement corrigés à la hausse par rapport à 2012.
- (3) De nos jours, les grandes installations à biogaz tendent à être exploitées plus efficacement, ce qui diminue les coûts d'exploitation. Les installations d'une certaine importance peuvent investir dans de nouveaux procédés de préparation des substrats, qui permettent de mieux exploiter le potentiel énergétique des cosubstrats. L'achat des onéreux cosubstrats riches en énergie s'en trouve aussi réduit.
- (4) Les recettes annexes spécifiques ont nettement augmenté depuis le dernier contrôle, ce qui s'explique principalement par les revenus supplémentaires de la vente d'engrais et par la moindre consommation propre.



7.2.3 Grandes installations à biogaz industrielles et artisanales à fonctionnement continu

Les installations de ce genre sont actuellement répandues sur le marché. La base de données à disposition est donc bonne.

Tableau 12 Facteurs de coûts et de recettes pour les grandes installations à biogaz industrielles et artisanales à fonctionnement continu.

	Facteurs de coûts et de recettes	Evolution de 2012 à 2015
(1)	Heures de pleine charge	→
(2)	Coûts d'investissement spécifiques	↗
(3)	Coûts d'exploitation et d'entretien spécifiques	↘
(4)	Recettes annexes	↘

- (1) Les heures de pleine charge sont restées constantes durant la période considérée. Dans les faits, on constate toutefois des écarts importants.
- (2) Le durcissement des dispositions légales, surtout dans le domaine de l'environnement (notamment protection de l'air et des eaux) ont contribué à la progression marquée des coûts d'investissement.
- (3) L'exploitation de telles installations est devenue sensiblement plus efficace, raison pour laquelle les coûts d'exploitation et d'entretien ont été corrigés à la baisse.
- (4) Les revenus des taxes d'élimination ont été revus à la baisse. De manière générale, les recettes provenant de la valorisation des déchets verts ont baissé. La source de revenu alternative des ventes de chaleur augmente, mais elle ne compense pas encore la différence.

7.3 Coûts de revient

La tendance des coûts d'investissement pour les installations à biogaz agricoles a été à la stabilité. En revanche, les coûts d'investissement ont nettement progressé pour les installations à biogaz industrielles et artisanales. Cette situation est due à des conditions-cadres légales nouvelles plus sévères régissant les exigences écologiques, qui requièrent des investissements supplémentaires.

Quant aux installations de taille supérieure, leurs coûts d'exploitation ont tendu à baisser légèrement grâce aux gains d'efficacité. Pour les installations de moindre taille et celles de taille moyenne, une augmentation de la charge de travail par rapport à 2012 a entraîné des coûts supplémentaires. En ce qui concerne les installations à biogaz agricoles, il convient aussi de mentionner l'augmentation des coûts d'approvisionnement en cosubstrats riches en énergie.

Les recettes annexes ont été nettement corrigées vers le haut par rapport à 2012, spécialement dans le domaine agricole (ventes d'engrais ou de chaleur). Par contre, les recettes annexes ont été révisées à la baisse par rapport à 2012 dans le domaine industriel en raison du recul des revenus provenant des taxes d'élimination.

En outre, les coûts du capital (CPMC) ont diminué.

En raison de ces effets, les coûts de revient n'ont pas subi de changement important au fil du temps.



7.4 Taux de rétribution

Compte tenu du calcul des coûts de revient, les taux de rétribution et le bonus agricole ne font l'objet d'aucune adaptation.