



COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE

PROPOSITION *(avec correction d'erreurs matérielles)*

CD-8f06-CWaPE-184 bis

sur

*'les facteurs de réduction "k" à appliquer dix ans
après l'obtention du premier certificat vert
pour chaque filière de production
d'électricité verte'*

établie en application de l'article 15 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.

Le 15 février 2008 + ERRATA du 6 juin 2008

Proposition de la CWaPE (avec correction d'erreurs matérielles)
sur les facteurs de réduction "k" à appliquer dix ans après l'obtention
du premier certificat vert pour chaque filière de production d'électricité verte

*L'examen des documents publiés a fait apparaître des erreurs matérielles corrigées par le présent document.
Les corrections apparaissent en grisé aux tableaux 7, 8 et 9.*

1. Objet

L'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006¹ relatif à la promotion de l'électricité de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (AGW-PEV), prévoit en son article 15 §1^{er} que :

« Art. 15. §1^{er}. Le droit d'obtenir des certificats verts est limité à quinze ans.

Pendant cette période, les rendements énergétiques des installations modernes de référence sont maintenus aux valeurs en vigueur au moment de l'octroi des premiers certificats verts relatifs au site concerné.

Dix ans après l'obtention du premier certificat vert, le nombre de certificats verts octroyés pour la période restant à courir est réduit par application d'un facteur "k" déterminé par le Ministre sur proposition de la CWaPE, pour chaque filière de production d'électricité verte considérée.

Ce facteur "k" est calculé en fonction des critères suivants:

- 1° le surcoût d'exploitation de la filière de production d'électricité verte considérée, eu égard aux moyens traditionnels de production d'énergie;*
- 2° les perspectives de réduction de coût associées au développement de la filière considérée;*
- 3° le taux de rentabilité de référence, dont les modalités de calcul sont déterminées par le Ministre sur proposition de la CWaPE.*

Pour une installation donnée, le facteur "k" applicable est celui en vigueur au moment de l'obtention du certificat de garantie d'origine.

Le facteur "k" est publié au Moniteur belge dans les trois mois à dater de l'entrée en vigueur du présent arrêté. Il est adapté tous les trois ans et pour la première fois le 1er janvier 2011 ».

En date du 21 décembre 2007, le Ministre du Logement, des Transports et du Développement territorial a demandé à la CWaPE de lui faire parvenir une proposition de coefficient réducteur "k" pour chaque filière de production d'électricité verte considérée, calculé en fonction des critères énumérés à l'article 15 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 tel que modifié par l'arrêté du 20 décembre 2007.

En date du 10 septembre 2007, la CWaPE a rendu son avis CD-7i04-CWaPE-171 sur « *l'application d'un coefficient réducteur pour les cinq dernières années dans le cas d'une extension à 15 ans de la durée d'octroi des certificats verts* » et a proposé une méthodologie pour le calcul des coefficients réducteurs ainsi que des fourchettes de valeurs pour ceux-ci.

La présente proposition consiste en une mise à jour de l'avis CD-7i04-CWaPE-171 tenant compte de la législation entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2008 et proposant des valeurs pour les coefficients réducteur "k" pour chaque filière de production d'électricité verte considérée.

¹ Tel que modifié par l'arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2007

2. Méthodologie

Sur base de la législation en vigueur au 1^{er} janvier 2008, les principales modifications à apporter à la méthodologie suivie dans l'avis CD-7i04-CWaPE-171 sont reprises ci-dessous.

2.1. Taux de rentabilité de référence

Le taux de rentabilité de référence de 12% utilisé dans l'avis CD-7i04-CWaPE-171 doit être remplacé par les taux de rentabilité de référence prévus à l'article 15 de l'AGW-PEV. L'article 15 prévoit que les modalités de calcul de ces taux sont déterminées par le ministre sur proposition de la CWaPE.

Dans l'attente de l'arrêté ministériel, la CWaPE utilisera, pour la présente proposition, les valeurs reprises au tableau 1.

Filières		Taux
1	Photovoltaïque	5%
2	Hydraulique au fil de l'eau	8%
3	Hydraulique à accumulation	8%
4	Eolien	8%
5	Biogaz CET	9% (8%)
6	Biogaz centre de tri déchets ménagers et assimilés (TRI)	9% (8%)
7	Biogaz station d'épuration (STEP)	9% (8%)
8	Biogaz produits/résidus/déchets agriculture (AGRI)	12% (11%)
9	Biogaz produits/résidus/déchets industrie agro-alimentaire (MIXTE)	12% (11%)
10	Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets)	9% (8%)
11	Biocombustibles liquides 2 (produits/résidus non raffinés)	12% (11%)
12	Biocombustibles liquides 3 (produits/résidus raffinés)	12% (11%)
13	Biocombustibles solides 1 (déchets)	9% (8%)
14	Biocombustibles solides 2 (résidus industries)	12% (11%)
15	Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques)	12% (11%)
16	Cogénération fossile (gaz naturel, gasoil, gaz et chaleur de récupération)	11%

Tableau 1 : Taux de rentabilité de référence
(Les valeurs entre parenthèses correspondent au mode sans cogénération.)

Ces valeurs sont établies sur base de l'avis rendu par la CWaPE en date du 3 décembre 2007 (avis complémentaire CD-7l18-CWaPE-175'' concernant notamment les « *taux de rentabilité de référence dans le cadre de la détermination du coefficient de réduction "k" »*). Certaines adaptations ont été apportées afin de tenir compte d'une segmentation par filière plus fine que celle proposée dans l'avis CD-7l18-CWaPE-175''.

Ainsi, les taux de rentabilité proposés par la CWaPE se composent d'un terme "taux sans risque" évalué à 5% et d'un terme "prime de risque" différencié par filière et tenant compte :

- 1) du risque technologique de la filière (prime de risque de 3% pour toutes les filières à partir de sources d'énergie renouvelables à l'exception de la filière solaire photovoltaïque ; prime de risque de 2% pour la filière cogénération fossile) ;
- 2) de la sensibilité du coût de production aux prix de marché des combustibles (prime de risque de 3% pour les filières cogénération fossile, biomasse et cogénération biomasse, à l'exception des biomasses de type déchets) ;
- 3) des incertitudes liées à la valorisation de la chaleur (prime de risque de 1% pour les filières cogénération fossiles et biomasse).

2.2. Prix de référence du certificat vert

Le prix moyen de 90 EUR/CV utilisé (à la demande du Ministre) dans l'avis CD-7i04-CWaPE-171 est remplacé par la valeur minimale de 65 EUR/CV garantie par l'obligation d'achat à charge du gestionnaire de réseau de transport local Elia (cf. article 24ter de l'AGW du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité).

La prise en compte d'une valeur de 65 EUR/CV dans l'analyse de rentabilité fait notamment suite à une analyse d'EDORA concernant l'avis de la CWaPE CD-7i04-CWaPE-171². Cette hypothèse est en effet conforme à la méthodologie suivie jusqu'à présent par la CWaPE dans l'analyse des demandes d'aides à la production (cf. Communication CD-5d05-CWaPE du 7 avril 2005) et se justifie pour la CWaPE par la non prise en compte dans les taux de rentabilité de référence considérés (voir point 2.1) de ce facteur de risque réel lié aux conditions d'équilibre sur le marché des certificats verts (voir notamment à ce sujet l'avis CD-7i04-CWaPE sur l'évolution du marché des certificats verts).

2.3. Principe d'application du facteur de réduction "k"

Pour un site de production, la durée d'octroi des certificats verts est portée à 15 ans à dater de l'obtention du premier certificat vert. Dans le cadre de la présente méthodologie, la date prise en compte est supposée correspondre à la date de mise en service de l'installation.

Pendant les dix premières années, l'octroi de certificats verts est donné par les formules suivantes :

Pour les années 1 à 10 : Nombre de CV = $k_{CO_2} \times E_{enp}$
Avec
E_{enp}, le nombre de MWh net produits
 k_{CO_2} , le taux d'octroi de CV basé sur le taux d'économie de CO₂

A partir de la onzième année, un facteur de réduction "k", différencié par filière, sera appliqué jusqu'à la quinzième année.

Pour les années 11 à 15 : Nombre de CV = $k \times k_{CO_2} \times E_{enp}$
Avec
E_{enp}, le nombre de MWh net produits
 k_{CO_2} , le taux d'octroi de CV basé sur le taux d'économie de CO₂
k, le facteur de réduction basé des critères économiques

Il est à noter que les dispositions de l'article 38 §8 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité limitant l'octroi des certificats verts aux installations de production hydroélectriques, de cogénération de qualité ou à partir de biomasse jusqu'à une puissance électrique de 20 MW consiste déjà en l'application d'un facteur de réduction basé sur des critères économiques et ce sur les 15 années d'octroi de certificats verts.

2.4. Principe de détermination des facteurs de réducteurs

L'article 15 prévoit la détermination des facteurs de réduction sur base des critères suivants :

1. Le surcoût d'exploitation de la filière de production d'électricité verte considérée, eu égard aux moyens traditionnels de production d'énergie ;
2. Les perspectives de réduction de coût associées au développement de la filière considérée ;
3. Le taux de rentabilité de référence.

Dans un premier temps, les surcoûts de production des différentes filières de production d'électricité verte sont analysés sur base de leurs caractéristiques technico-économiques moyennes et des taux de rentabilité de référence proposés au tableau 1. Les caractéristiques technico-économiques retenues tiennent compte des perspectives de réduction de coût sur un horizon temps de trois ans correspondant à la périodicité de révision des facteurs de réduction prévue à l'article 15 de l'AGW-PEV.

² Courrier du 22 octobre 2007 « Rapport annuel spécifique sur l'évolution du marché des certificats verts et avis CD-7i04-CWaPE-170 et 171 » - analyse et position, 3 pages.

Dans un second temps, des facteurs de réduction sont déterminés pour chaque filière de manière à satisfaire à ces taux de rentabilité de référence.

Dans un troisième temps, sur base d'une analyse critique des résultats obtenus en se limitant au seul critère de rentabilité, des critères complémentaires sont établis afin de garantir une meilleure cohérence entre la mesure envisagée de prolongation de la durée d'octroi des certificats verts et les priorités de soutien prévues par le décret du 12 avril 2001 en matière de développement des filières de production d'électricité verte en Région wallonne.

Finalement, sur base de cet ensemble de critères, les différentes filières sont regroupées en catégories et des coefficients réducteurs sont proposés pour chacune de celles-ci.

3. Détermination des surcoûts de production des différentes filières

3.1. Filières de production d'électricité verte considérées

Sur base des études de référence et du recensement des sites de production existants ou en projet en Région wallonne, les filières suivantes ont été retenues :

Filières	
1	Photovoltaïque
2	Hydraulique au fil de l'eau
3	Hydraulique à accumulation
4	Eolien
5	Biogaz CET
6	Biogaz centre de tri déchets ménagers et assimilés (TRI)
7	Biogaz station d'épuration (STEP)
8	Biogaz produits/résidus/déchets agriculture (AGRI)
9	Biogaz produits/résidus/déchets industrie agro-alimentaire (MIXTE)
10	Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets)
11	Biocombustibles liquides 2 (produits/résidus non raffinés)
12	Biocombustibles liquides 3 (produits/résidus raffinés)
13	Biocombustibles solides 1 (déchets)
14	Biocombustibles solides 2 (résidus industries)
15	Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques)
16	Cogénération fossile (gaz naturel, gasoil, gaz et chaleur de récupération)

Tableau 2 : Filières de production d'électricité verte

En raison de l'influence des effets d'échelle sur les coûts de production, pour chacune de ces filières, les surcoûts de production ont été déterminés pour les différentes catégories de puissance nette développable (Pend) suivantes :

Catégorie	Pend de l'unité de production (kWe)
1	0 - 10
2	10 - 100
3	100 - 500
4	500 - 1 000
5	1 000 - 5 000
6	5 000 - 20 000
7	> 20 000

Tableau 3 : Segmentation par catégorie de puissance

Pour les installations relevant de la catégorie 1 (≤ 10 kWe), les filières prises en compte dans le présent avis correspondent à celles retenues dans l'avis CD-7a16-CWaPE-158 du 19 janvier 2007 sur « la compensation entre les achats et les fournitures du client final disposant d'une installation d'autoproduction de petite puissance ».

Pour les filières biomasse d'une puissance installée inférieure à 20 MW (catégories 1 à 6), les calculs de rentabilité sont établis, dans la majorité des cas, en considérant un fonctionnement en mode cogénération.

Les filières biomasse de la catégorie 7 sont supposées fonctionner en mode production d'électricité sans cogénération. Cette dernière hypothèse se justifie d'une part en raison de la limitation de l'électricité verte à une puissance de 20 MW pour les installations de cogénération et d'autre part en raison d'un potentiel relativement limité de cogénération au-delà de cette puissance [10].

3.2. Hypothèses économiques

La méthode d'évaluation économique des coûts de production retenue est celle de l'actualisation. Ce choix est conforme aux méthodes élaborées par l'AIE [1], par l'UNIPED à la demande de la Commission européenne [2] [3], par la DGEMP/DIDEME en France [4] [5] ou encore l'ECN aux Pays-Bas [6] et le VITO en Flandre [7]. Les principes de calcul utilisés sont détaillés en annexe.

Les taux d'actualisation utilisés sont ceux repris au tableau 1.

Les durées de vie prises en compte dans l'analyse économique sont reprises aux tableaux 5.1 à 5.5 et sont compatibles avec les durées de vie technique proposées pour les "groupes électrogènes" définies proposées par la CWaPE dans son avis CD-7i04-CWaPE-171.

Concernant la récolte des données technico-économiques nécessaires à l'analyse économique, la CWaPE s'est essentiellement basée sur les études suivantes :

- ICEDD, *Scénarios de développement de la cogénération en Région wallonne, Namur*, étude réalisée pour le compte de la CWaPE, 2005, 23 p.
- 3^e *Surcoût de production des filières de production d'électricité verte*, Bruxelles, étude réalisée pour le compte de la CWaPE, 2006, 42 p.
- Avis de la CWaPE sur les demandes d'aide à la production sur la période 2005-2007
- Avis CD-6j06-CWaPE-149 sur « la réduction des octrois de certificats verts à partir de 2008 aux installations de production d'électricité existantes au moment de l'entrée en vigueur du mécanisme des certificats verts »
- Avis CD-7a16-CWaPE-158 sur « la compensation entre les achats et les fournitures du client final disposant d'une installation d'autoproduction de petite puissance »
- Avis CD-7k27-CWaPE-178 sur « le soutien financier à la production d'électricité photovoltaïque pour les installations de plus de 10 kWc »

Les postes de coût (investissement et/ou frais d'exploitation et de maintenance) pouvant être attribués à la politique de gestion de l'eau, des voies navigables ou de gestion et traitement des déchets sont considérés comme non éligibles. Ainsi, pour les centrales hydrauliques, le coût du génie civil propre au barrage et non directement lié à la centrale hydroélectrique n'est pas pris en compte lorsque cet investissement est lié à la politique de gestion de l'eau ou des voies navigables. Dans le cas des filières de valorisation de biogaz issus soit d'un centre d'enfouissement technique (CET), d'un centre de tri de déchets ménagers et assimilés (TRI) ou encore d'une station d'épuration d'eaux usées (STEP), les investissements et frais de maintenance et d'exploitation liés à la production de biogaz ne doivent pas être pris en compte dans la mesure où ceux-ci sont liés à la politique de gestion de l'eau ou des déchets. Seul l'investissement et les frais liés à la valorisation du biogaz produit en électricité sont à prendre en compte dans le cas des unités de production.

Les aides à l'investissement pouvant être octroyées aux unités de production d'électricité verte ne sont pas prises en compte pour l'analyse des surcoûts de production. Le montant de ces aides est en effet fort variable d'un cas à l'autre en fonction du statut du producteur vert et des enveloppes budgétaires prévues à cet effet en Région wallonne. Les facteurs de réduction proposés par la CWaPE (voir tableau 9) correspondent par conséquent à des valeurs ne prenant pas en compte l'octroi éventuel d'aides à l'investissement.

Dans le cas d'une filière avec cogénération, le coût évité de la chaleur produite est pris en compte en déduisant des frais combustible de la cogénération, les frais combustible que l'on aurait obtenu avec la chaudière de référence. La chaudière de référence est celle définie par la législation relative à la promotion de l'électricité verte.

Deux méthodes sont utilisées en ce qui concerne la détermination de la valeur de l'électricité produite par l'unité de production d'électricité verte :

- 1) dans le cas des installations de catégorie 1 (≤ 10 kWe), l'impact de la mesure de compensation entre achats/fournitures (voir Avis CD-7a16-CWaPE-158) est pris en compte dans la détermination de la valeur de l'électricité produite par l'unité de production d'électricité verte.
- 2) dans le cas des installations de catégorie 2 à 7 (> 10 kWe), la valeur prise en compte dans l'analyse se base sur le prix de marché établi sur base de la communication CD-5d05-CWaPE sur « la méthodologie d'examen des demandes d'aide à la production » [8]. Pour rappel, le taux de prévisibilité des unités de production intervenant dans la détermination du prix de marché est essentiellement déterminé par le facteur de charge. Le prix plancher est fixé à 0 EUR/MWhe et le prix plafond à 60 EUR/MWhe (cf. avis CD-6j06-CWaPE-149). Une exception à cette règle est toutefois appliquée au cas des installations photovoltaïques par souci de cohérence avec l'avis CD-7k27-CWaPE-178 où l'on a supposé une autoconsommation de l'électricité produite avec une valorisation de celle-ci à 90 EUR/MWhe.

En ce qui concerne les prix des combustibles fossiles et biomasse, les valeurs suivantes ont été retenues :

Combustibles		Coût EUR/MWhe
1	Gaz naturel	30...40
2	Gasoil	40...50
3	Intrants biométhanisation (agriculture/agro-alimentaire)	30...40
4	Biocombustibles liquides usagés	10...20
5	Biocombustibles liquides non raffinés	40...75
6	Biocombustibles liquides raffinés	75...100
7	Biocombustibles solides - déchets	-10...10
8	Biocombustibles solides - résidus	10...20
9	Biocombustibles solides - granulés	20...30
10	Biocombustibles solides - cultures	30...50

Tableau 4 : Prix de référence pour les combustibles

3.3. Caractéristiques technico-économiques des filières de production d'électricité verte

Les tableaux ci-après reprennent les principales caractéristiques technico-économiques moyennes retenues par la CWaPE pour chaque filière et pour différentes catégories de puissance. Les données relatives aux installations d'une puissance inférieure à 10 kWe ne sont pas reprises dans ce tableau. Pour ces petites installations, les valeurs utilisées dans la présente proposition sont celles retenues dans l'avis CD-7a16-CWaPE-158.

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. Charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhp]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
1	Photovoltaïque	25	6500	10	1,0	-	-	-	1,000
2.1.	Hydraulique au fil de l'eau ≤ 500 kWe	35	3000	45	3,0	-	-	-	1,000
2.2.	Hydraulique au fil de l'eau ≤ 1 MWe	35	2500	45	3,0	-	-	-	1,000
2.3.	Hydraulique au fil de l'eau > 1 MWe	35	2000	45	3,0	-	-	-	1,000
3	Hydraulique à accumulation	35	1850	45	3,0	-	-	-	1,000
4.1	Eolien < 100 kWe	15	1200	23	3,75	-	-	-	1,000
4.2	Eolien < 500 kWe	15	1200	23	3,75	-	-	-	1,000
4.3	Eolien > 500 kWe	15	1200	25	3,75	-	-	-	1,000

Tableau 5.1 : Caractéristiques technico-économiques des filières photovoltaïque - hydraulique - éolien (prix EUR HTVA)

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhp]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
5.1	Biogaz CET ≤ 100 kWe	15	2250	80	5,0	-	30	30	1,591 (1,000)
5.2	Biogaz CET > 100 kWe	15	1000	80	10,5	-	38	25	1,368 (0,965)
6	Biogaz TRI	15	2300	80	5,5	-	38	25	1,368 (0,965)
7.1	Biogaz STEP ≤ 100 kWe	15	2450	80	10,5	-	30	30	1,591 (1,000)
7.2	Biogaz STEP ≤ 1 MWe	15	1750	80	14,5	-	38	25	1,368 (0,965)
7.3	Biogaz STEP > 1 MWe	15	1650	80	15,5	-	38	25	1,368 (0,965)
8.1	Biogaz AGRI ≤ 100 kWe	15	4500	80	1,5	35	30	10	1,121
8.2	Biogaz AGRI > 100 kWe	15	3500	80	2,0	35	30	20	1,314
9.1	Biogaz MIXTE ≤ 1 MWe	15	2500	80	3,0	35	30	30	1,205
9.2	Biogaz MIXTE > 1 MWe	15	2500	80	3,0	35	35	30	1,363

Tableau 5.2 : Caractéristiques technico-économiques des filières biogaz (prix EUR HTVA)
(Les valeurs entre parenthèses correspondent au mode sans cogénération)

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhp]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
10.1	Biocombustibles liquides 1 ≤ 100 kWe	15	2000	85	18,0	10	40	30	1,350
10.2	Biocombustibles liquides 1 ≤ 1000 kWe	15	1675	85	22,0	10	40	30	1,350
10.3	Biocombustibles liquides 1 ≤ 5 MWe	15	1300	85	28,0	10	40	30	1,350
10.4	Biocombustibles liquides 1 ≤ 20 MWe	15	1175	85	14,5	10	40	30	1,000
10.5	Biocombustibles liquides 1 > 20 MWe	15	1175	85	14,5	10	40	30	0,913
11.1	Biocombustibles liquides 2 ≤ 100 kWe	15	1850	85	11,0	40	40	30	1,100
11.2	Biocombustibles liquides 2 ≤ 1000 kWe	15	1500	85	13,50	40	40	30	1,100
11.3	Biocombustibles liquides 2 ≤ 5 MWe	15	1150	85	17,50	40	40	30	1,100
11.4	Biocombustibles liquides 2 ≤ 20 MWe	15	1025	85	10,00	40	40	30	0,760
11.5	Biocombustibles liquides 2 > 20 MWe	15	1025	85	10,00	40	40	30	0,665
12	Biocombustibles liquides 3	15	1000	85	10,00	75	40	30	< 1,000

Tableau 5.3 : Caractéristiques technico-économiques des filières biocombustibles liquides (prix EUR HTVA)

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhp]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
13.1	Biocombustibles solides 1 ≤ 1 MWe	15	3 850	60	18,5	0	22,5	40	2,000
13.2	Biocombustibles solides 1 ≤ 5 MWe	20	3 400	75	18,5	0	22,5	40	2,000
13.3	Biocombustibles solides 1 ≤ 20 MWe	20	2 650	75	23,5	0	22,5	40	1,220
13.4	Biocombustibles solides 1 > 20 MWe	20	2 400	85	4,5	0	30,0	0	0,820
14.1	Biocombustibles solides 2 ≤ 1 MWe	15	3 650	60	11,5	20	22,5	40	1,990
14.2	Biocombustibles solides 2 ≤ 5 MWe	20	3 250	75	11,5	20	22,5	40	1,990
14.3	Biocombustibles solides 2 ≤ 20 MWe	20	2 500	75	15,0	20	22,5	40	1,170
14.4	Biocombustibles solides 2 > 20 MWe	20	2 300	85	3,5	20	30,0	0	0,820
15.1	Biocombustibles solides 3 ≤ 1 MWe	15	3 650	60	11,5	40	22,5	40	1,800
15.2	Biocombustibles solides 3 ≤ 5 MWe	20	3250	75	11,5	40	22,5	40	1,800
15.3	Biocombustibles solides 3 ≤ 20 MWe	20	2 500	75	15,0	40	22,5	40	0,980
15.4	Biocombustibles solides 3 > 20 MWe	20	280	85	120,0	20	35,0	0	0,660
15.5	Biocombustibles solides 3 > 20 MWe	20	280	85	120,0	40	30,0	0	0,600

Tableau 5.4 : Caractéristiques technico-économiques des filières biocombustibles solides (prix EUR HTVA)

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhp]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
16.1	Cogénération fossile ≤ 1 MWe	15	900	57	7,0	39	35	50	0,301
16.2	Cogénération fossile ≤ 5 MWe	15	550	68	8,5	30	41	44	0,314
16.3	Cogénération fossile ≤ 20 MWe eau chaude	15	400	68	6,5	28	43,5	41,5	0,318
16.4	Cogénération fossile ≤ 20 MWe vapeur	20	800	86	4,5	28	33	45	0,166
16.5	Cogénération fossile > 20 MWe	20	750	86	3,0	28	39	43	0,132

Tableau 5.5 : Caractéristiques technico-économiques des filières cogénération fossile (prix EUR HTVA)

3.4. Résultats

Les surcoûts de production calculés³ sont repris ci-dessous. Pour les filières vertes de petite puissance (< 10 kWe) ainsi que pour la filière photovoltaïque, les valeurs reprises dans le tableau correspondent au cas le plus rentable.

Filières	Coût prod.	Prix élec.	Surcoût
0 Filières vertes ≤ 10 kWe	240	170	70
1 Photovoltaïque	350	90	260
2.1 Hydraulique au fil de l'eau ≤ 500 kWe	90	30	60
2.2 Hydraulique au fil de l'eau ≤ 1 MWe	70	30	40
2.3 Hydraulique au fil de l'eau > 1 MWe	60	30	30
3 Hydraulique à accumulation	55	30	25
4.1 Eolien ≤ 100 kWe	95	15	80
4.2 Eolien ≤ 500 kWe	95	15	80
4.3 Eolien > 500 kWe	85	15	70
5.1 Biogaz CET ≤ 100 kWe	25 (55)	55	-30 (0)
5.2 Biogaz CET > 100 kWe	10 (30)	55	-45 (-25)
6 Biogaz TRI	35 (55)	55	-20 (0)
7.1 Biogaz STEP ≤ 100 kWe	50 (80)	55	-5 (25)
7.2 Biogaz STEP ≤ 1 MWe	45 (65)	55	-10 (10)
7.3 Biogaz STEP > 1 MWe	45 (65)	55	-10 (10)
8.1 Biogaz AGRI ≤ 100 kWe	210	55	155
8.2 Biogaz AGRI > 100 kWe	180	55	125
9.1 Biogaz MIXTE ≤ 1 MWe	145	55	90
9.2 Biogaz MIXTE > 1 MWe	135	55	80
10.1 Biocombustibles liquides 1 ≤ 100 kWe	80	55	25
10.2 Biocombustibles liquides 1 ≤ 1000 kWe	75	55	20
10.3 Biocombustibles liquides 1 ≤ 5 MWe	70	55	15
10.4 Biocombustibles liquides 1 ≤ 20 MWe	40	55	-15
10.5 Biocombustibles liquides 1 > 20 MWe	40	55	-15
11.1 Biocombustibles liquides 2 ≤ 100 kWe	140	55	85
11.2 Biocombustibles liquides 2 ≤ 1000 kWe	130	55	75
11.3 Biocombustibles liquides 2 ≤ 5 MWe	125	55	70
11.4 Biocombustibles liquides 2 ≤ 20 MWe	110	55	55
11.5 Biocombustibles liquides 2 > 20 MWe	110	55	55
12 Biocombustibles liquides 3	195	55	140
13.1 Biocombustibles solides 1 ≤ 1 MWe	180	35	145
13.2 Biocombustibles solides 1 ≤ 5 MWe	125	50	75
13.3 Biocombustibles solides 1 ≤ 20 MWe	110	50	60
13.4 Biocombustibles solides 1 > 20 MWe	50	55	-5
14.1 Biocombustibles solides 2 ≤ 1 MWe	220	35	185
14.2 Biocombustibles solides 2 ≤ 5 MWe	185	50	135
14.3 Biocombustibles solides 2 ≤ 20 MWe	170	50	120
14.4 Biocombustibles solides 2 > 20 MWe	120	55	65
15.1 Biocombustibles solides 3 ≤ 1 MWe	310	35	275
15.2 Biocombustibles solides 3 ≤ 5 MWe	275	50	225
15.3 Biocombustibles solides 3 ≤ 20 MWe	260	50	210
15.4 Biocombustibles solides 3 > 20 MWe max	185	55	130
15.5 Biocombustibles solides 3 > 20 MWe min	105	55	50
16.1 Cogénération fossile ≤ 1 MWe	90	40	50
16.2 Cogénération fossile ≤ 5 MWe	60	45	15
16.3 Cogénération fossile ≤ 20 MWe eau chaude	50	45	5
16.4 Cogénération fossile ≤ 20 MWe vapeur	60	55	5
16.5 Cogénération fossile > 20 MWe	55	55	0

Tableau 6 : Surcoût de production moyen actualisé par filière (EUR/MWh)
(Les valeurs entre parenthèses correspondent au mode sans cogénération.)

³ Voir méthode de calcul détaillée à l'annexe 1

4. Calcul des facteurs de réduction sur base du critère de rentabilité

Sur base de l'analyse des surcoûts de production établie par filière, les coefficients de réduction sont déterminés de manière à ajuster le niveau de soutien via les certificats verts pour obtenir une stricte compensation de leurs surcoûts de production sur la durée de vie de l'installation :

$$\begin{aligned} \text{Surcoût sur la durée de vie} &= P_{cv} \times (N_{cv-1} \times 10 + N_{cv-2} \times 5) && \text{[EUR]} \\ \text{Avec} &&& \\ P_{cv} &= \text{valeur du certificat vert} && \text{[EUR/CV]} \\ N_{cv-1} &= k_{CO_2} \times E_{enp} && \text{[CV/an]} \\ N_{cv-2} &= k \times k_{CO_2} \times E_{enp} && \text{[CV/an]} \end{aligned}$$

La valeur du certificat vert (P_{cv}) est de 65 EUR/CV⁴. Les expressions analytiques tenant compte de l'actualisation et permettant de déterminer le facteur k sont détaillées en annexe 2. Les valeurs calculées sont plafonnées à 1.

Le tableau 7 ci-dessous reprend les coefficients réducteurs obtenus sur base du critère de rentabilité.

Filières		k (%)
0	Filières vertes ≤10 kWe	100
1	Photovoltaïque	100
2.1	Hydraulique au fil de l'eau ≤ 500 kWe	100
2.2	Hydraulique au fil de l'eau ≤ 1 MWe	65
2.3	Hydraulique au fil de l'eau > 1 MWe	0
3	Hydraulique à accumulation	0
4	Eolien	100
5	Biogaz CET	0
6	Biogaz TRI	0
7	Biogaz STEP	0
8	Biogaz AGRI	100
9.1	Biogaz MIXTE ≤ 1 MWe	85
9.2	Biogaz MIXTE > 1 MWe	55
10	Biocombustibles liquides 1	0
11.1-2	Biocombustibles liquides 2 ≤ 1 MWe	100
11.3	Biocombustibles liquides 2 ≤ 5 MWe	75
11.4-5	Biocombustibles liquides 2 > 5 MWe	100
12	Biocombustibles liquides 3	100
13.1	Biocombustibles solides 1 ≤ 1 MWe	100
13.2	Biocombustibles solides 1 ≤ 5 MWe	0
13.3	Biocombustibles solides 1 ≤ 20 MWe	40
13.4	Biocombustibles solides 1 > 20 MWe	0
14	Biocombustibles solides 2	100
15	Biocombustibles solides 3	100
16.1	Cogénération fossile ≤ 1 MWe	100
16.2-3-4-5	Cogénération fossile > 1 MWe	0

Tableau 7 : facteurs de réduction "k" calculés par filière

⁴ À l'exception des installations photovoltaïques de plus de 250 kWc où une partie des certificats verts attribués pourra être valorisée à 150 EUR/CV pendant les dix premières années en raison de l'obligation d'achat fédérale (voir avis CD-7k27-CWaPE-178).

5. Analyse des résultats

Malgré la segmentation relativement fine des filières de production d'électricité verte retenue pour l'analyse (source d'énergie, gamme de puissance, mode de fonctionnement), la CWaPE attire l'attention sur la variabilité importante des données technico-économiques autour des valeurs moyennes indiquées aux tableaux 5, 6 et 7. La sensibilité à ces variations en terme de coefficient de réducteur est en outre excessivement importante.

La CWaPE attire par conséquent l'attention sur la plus grande prudence dans l'interprétation de ces valeurs. Ainsi, pour certaines filières, des variations de 5 à 10% dans l'estimation des coûts d'investissement et de la durée d'utilisation peuvent conduire à des changements radicaux dans les valeurs des coefficients réducteurs calculés, et ce en particulier pour les méthodes 1 et 2.

De l'analyse du tableau 7, on peut distinguer trois catégories de filières en regard de la nécessité d'une aide à la production "certificats verts" :

Catégorie I : Filières nécessitant, pour être rentable, d'un soutien "CV" à 100% sur 15 ans.

Catégorie II : Filières nécessitant, pour être rentable, un soutien "CV" à 100% pendant les 10 premières années ainsi qu'un soutien complémentaire pendant 5 ans moyennant application d'un coefficient réducteur.

Catégorie III : Filières ne nécessitant pas, pour être rentable, d'un soutien "CV" au-delà des 10 premières années.

Filières		Catégories		
		I	II	III
0	Puissances ≤ 10 kWe	X		
1	Photovoltaïque	X		
2.1	Hydraulique au fil de l'eau ≤ 500 kWe	X		
2.2	Hydraulique au fil de l'eau ≤ 1 MWe		X	
2.3	Hydraulique au fil de l'eau > 1 MWe			X
3	Hydraulique à accumulation			X
4	Eolien	X		
5	Biogaz CET			X
6	Biogaz TRI			X
7	Biogaz STEP			X
8	Biogaz AGRI	X		
9	Biogaz MIXTE		X	
10	Biocombustibles liquides 1			X
11.1-2	Biocombustibles liquides 2 ≤ 1 MWe	X		
11.3	Biocombustibles liquides 2 ≤ 5 MWe		X	
11.4-5	Biocombustibles liquides 2 > 5 MWe	X		
12	Biocombustibles liquides 3	X		
13.1	Biocombustibles solides 1 ≤ 1 MWe	X		
13.2	Biocombustibles solides 1 ≤ 5 MWe			X
13.3	Biocombustibles solides 1 ≤ 20 MWe		X	
13.4	Biocombustibles solides 1 > 20 MWe			X
14	Biocombustibles solides 2	X		
15	Biocombustibles solides 3	X		
16.1	Cogénération fossile ≤ 1 MWe	X		
16.2-3-4-5	Cogénération fossile > 1 MWe			X

Tableau 8 : Catégories de rentabilité des filières vertes

Comme indiqué dans son avis CD-7i04-CWaPE-171, la CWaPE rappelle le fait qu'en se limitant uniquement à un critère de rentabilité, la méthode conduit inévitablement à proposer un soutien renforcé pour les filières les moins rentables et cela sans aucune distinction des causes à l'origine de ces moindres performances :

« mis à part quelques filières spécifiques comme le photovoltaïque, la raison essentielle de ces moindres performances économiques est la modulation volontaire du législateur du niveau de soutien en fonction d'une part des performances environnementales de l'installation (taux d'économie de CO2) et d'autre part du caractère décentralisé de l'installation (limitation du taux d'octroi des certificats verts ou de la notion d'électricité verte au-delà de certains seuils de puissance). En d'autres mots, pour ces filières, leur moindre "rentabilité" économique est due essentiellement à une moindre performance globale.

..., il convient d'ajouter les critères de principe suivants :

- *la performance environnementale (taux d'économie de CO2). Ce critère implique notamment de maintenir, au-delà des 10 premières années, le principe d'un niveau de soutien moindre pour les filières présentant une économie de CO2 moindre. En effet, l'application d'un coefficient réducteur basé sur les seuls surcoûts de production, pour une filière donnée, risquerait de permettre qu'une compensation de la limitation du niveau de soutien pendant les 10 premières années suite aux moindres performances environnementales de cette filière, puisse ainsi être réalisée pendant les 5 années qui suivent.*
- *le caractère décentralisé des installations. Ce critère implique notamment le respect des seuils de puissance prévus par le décret en vue de favoriser les filières décentralisées et intégrées (limitation de l'électricité verte à 20 MW pour les filières hydraulique, biomasse et de cogénération, limitation à 1 du taux d'octroi de certificats verts en dessous de 5 MW pour les filières biomasse). En effet, l'application d'un coefficient réducteur basé sur les seuls surcoûts de production, pour une filière donnée, risquerait de permettre qu'une compensation de la limitation du niveau de soutien pendant les 10 premières années suite au plafonnement du soutien au-delà d'une certaine puissance, puisse ainsi être réalisée pendant les 5 années qui suivent. »*

Par conséquent, afin de tenir compte des critères de principe rappelés ci-dessus, les deux règles suivantes sont appliquées par la CWaPE :

- 1) le facteur de réduction proposé pour une filière donnée et correspondant à un certain niveau de puissance ne pourra être supérieur à celui proposé pour la même filière mais d'un niveau de puissance inférieur;
- 2) le facteur de réduction proposé pour un type de combustible biomasse donné (biogaz, biocombustible liquide, biocombustible solide) et présentant un coefficient d'émission de CO2 a priori plus élevé (catégories 1, 2 ou 3) ne pourra être supérieur à celui proposé pour un combustible biomasse présentant un coefficient d'émission de CO2 inférieur.

Pour les filières de la catégorie III, la CWaPE propose de maintenir un octroi de certificats verts pendant les cinq dernières années en appliquant un facteur de réduction de 25%.

L'application d'un tel facteur de réduction présente l'intérêt d'une part de maintenir, pour ces filières, un niveau de soutien comparable à celui existant en Belgique avant la mise en place du système des certificats verts et d'autre part de limiter les risques de démantèlements et remplacements anticipés des installations ; décisions qui ne conduiraient pas nécessairement à une augmentation de la production d'électricité verte en Région wallonne.

6. Propositions

Sur base de l'analyse des résultats présentée au point 5, les facteurs de réduction "k" proposés par la CWaPE pour la période 2008-2010 sont repris au tableau 9.

Filières		Catégories		
		I	II	III
0	Puissances \leq 10 kWe	100		
1	Photovoltaïque	100		
2.1	Hydraulique au fil de l'eau \leq 500 kWe	100		
2.2	Hydraulique au fil de l'eau \leq 1 MWe		65	
2.3	Hydraulique au fil de l'eau $>$ 1 MWe			25
3	Hydraulique à accumulation			25
4	Eolien	100		
5	Biogaz CET			25
6	Biogaz TRI			25
7	Biogaz STEP			25
8	Biogaz AGRI	100		
9.1	Biogaz MIXTE \leq 1 MWe		85	
9.2	Biogaz MIXTE $>$ 1 MWe		55	
10	Biocombustibles liquides 1			25
11.1-2	Biocombustibles liquides 2 \leq 1 MWe	100		
11.3	Biocombustibles liquides 2 \leq 5 MWe		75	
11.4-5	Biocombustibles liquides 2 $>$ 5 MWe	75		
12	Biocombustibles liquides 3	75		
13.1	Biocombustibles solides 1 \leq 1 MWe	100		
13.2	Biocombustibles solides 1 \leq 5 MWe			25
13.3	Biocombustibles solides 1 \leq 20 MWe		25	
13.4	Biocombustibles solides 1 $>$ 20 MWe			25
14	Biocombustibles solides 2	100		
15	Biocombustibles solides 3	100		
16.1	Cogénération fossile \leq 1 MWe	100		
16.2-3-4-5	Cogénération fossile $>$ 1 MWe			25

Tableau 9 : Facteurs de réduction "k" (en %) proposés par la CWaPE pour la période 2008-2010

Pour les filières 5 à 16, étant donné la possibilité d'installations hybrides, valorisant plusieurs types de combustible correspondant à des filières différentes dans le tableau 9, la CWaPE propose de prévoir une application des facteurs de réduction "k" au prorata des intrants (en PCI). Ce calcul pourra être établi par la CWaPE sur base des relevés trimestriels transmis à la CWaPE. Dans un souci de transparence, le facteur de réduction qui sera appliqué par la CWaPE pour un combustible donné sera communiqué au producteur dans le cadre de la procédure DECRI prévue à l'article 10.5 du code de comptage (cf. arrêté ministériel du 12 mars 2007).

En ce qui concerne les seuils de puissance indiqués dans le tableau 9, ceux-ci correspondent à la puissance électrique nette développable (Pend) du site de production d'électricité verte.

* *

*

Références bibliographiques

- [1] AEN/AIE/OCDE, *Projected costs of generating electricity-2005 update*, Paris, 2005, 230 p.
- [2] UNIPEDE/CEC, *Méthode du calcul du coût de production de l'énergie électrique à partir de centrales thermiques classiques ou nucléaires*, Bruxelles, EUR 5914, 1978, 104 p.
- [3] UNIPEDE/EURELECTRIC, *Electricity generating costs for thermal and nuclear plants to be commissioned in 2005*, Bruxelles, Economic and Tariffs Study Committee 60.11.TARGEN, 1997, 14 p.
- [4] DGEMP/DIDEME, *Coûts de référence de la production électrique*, Paris, 2003, 164 p.
- [5] DGEMP/DIDEME, *Coûts de référence de la production électrique - moyens de production décentralisés*, Paris, 2004, 164 p.
- [6] DE NOORD M., VAN SAMBEEK E.J.W. (ECN), *Onrendabele top berekeningsmethodiek*, ECN-C--03-077, Petten, 2003, 17 p.
- [7] MOORKENS I. et al. (VITO), *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen*, Mol, étude réalisée pour le compte de l'ANRE, 2005, 52 p.
- [8] CWaPE, *communication sur « la méthodologie d'examen des demandes d'aide à la production »*, CD-5d05-CWaPE, Namur, 2005, 7 p.
- [9] VAN LOON T., DOOMS G. et al. (3^E), *Surcoût de production des filières de production d'électricité verte*, Bruxelles, étude réalisée pour le compte de la CWaPE, 2006, 42 p.
- [10] ICEDD, *Scénarios de développement de la cogénération en Région wallonne*, Namur, étude réalisée pour le compte de la CWaPE, 2005, 23 p. (mise à jour juillet 2007).

Annexe 1 : Principe de calcul du surcoût de production moyen actualisé

I. Symboles :

i	taux d'actualisation	[%]
t	année considérée (MSI = 0)	[0...n]
n	durée de vie économique	[année]
Eenp _t	énergie électrique nette produite l'année t	[MWhe/an]
I _{tot}	coût total d'investissement	[EUR]
Ts	Taux subsides	[%]
I _t	coût d'investissement l'année t	[EUR]
C _{O&M,t}	frais d'exploitation fixes et variables l'année t	[EUR/an]
C _{Fuel,t}	frais de combustibles l'année t	[EUR/an]
C _{chaleur,t}	coût évité en chaleur par la cogénération l'année t	[EUR/an]
P _{elec,t}	valeur électricité produite l'année t	[EUR/MWhe]
C _{pma}	coût de production moyen actualisé	[EUR/MWhe]
S _{pma}	surcoût de production moyen actualisé	[EUR/MWhe]

II. Formulation générale :

Coût de production moyen actualisé :

$$C_{pma} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(I_t + C_{O\&M,t} + C_{Fuel,t} - C_{chaleur,t})}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{(Eenp_t)}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

Surcoût de production moyen actualisé :

$$S_{pma} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(I_t + C_{O\&M,t} + C_{Fuel,t} - C_{chaleur,t} - P_{elec,t} \times Eenp_t)}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{(Eenp_t)}{(1+i)^t}} \quad (2)$$

III. Formulation simplifiée :

Hypothèses :

Pour t = 0 : I₀ = I_{tot} - Ts.I_{tot} / (1+i)^{ns} avec ns = 2

C_{O&M,0} = C_{Fuel,0} = C_{chaleur,t} = P_{elec,t} = Eenp_t = 0

Pour t > 0 : I_{>0} = 0, C_{O&M,t} = C_{O&M}, C_{Fuel,t} = C_{Fuel}, C_{chaleur,t} = C_{chaleur}, P_{elec,t} = P_{elec}, Eenp_t = Eenp

Coût de production moyen actualisé :

$$C_{pma} = \frac{I_0 + a_n (C_{O\&M} + C_{Fuel} - C_{chaleur})}{a_n Eenp} \quad (3)$$

$$\text{avec } a_n = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (4)$$

Surcoût de production moyen actualisé :

$$S_{pma} = C_{pma} - P_{elec} \quad (5)$$

Annexe 2 : Principe de calcul du facteur de réduction k

I. Symboles :

$k_{CO_2,t}$	taux d'octroi de CV basé sur le taux d'économie de CO ₂ , l'année t	[CV/MWhe]
k_t	facteur de réduction, l'année t	[-]
$p_{CV,t}$	valeur du certificat vert, l'année t	[EUR/CV]
CV_{ma}	Soutien certificats verts moyen actualisé, l'année t	[EUR/MWhe]

II. Niveau de soutien moyen actualisé via le mécanisme des certificats verts:

$$CV_{ma} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(p_{CV,t} k_t k_{CO_2,t} E_{enp,t})}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{(E_{enp,t})}{(1+i)^t}} \quad (6)$$

Condition pour une stricte compensation du surcoût de production :

$$S_{pma} = C_{pma} - P_{elec} = CV_{ma} \quad (7)$$

III. Facteur de réduction "k"

Hypothèses :

Pour t = 0 :	$E_{enp,t} = 0$
Pour t = 1 à 10 :	$E_{enp,t} = E_{enp}, k_{CO_2,t} = k_{CO_2}, k_t = 1, p_{CV,t} = p_{CV}$
Pour t = 11 à 15 :	$E_{enp,t} = E_{enp}, k_{CO_2,t} = k_{CO_2}, k_t = k, p_{CV,t} = p_{CV}$
Pour t = 16 à n :	$E_{enp,t} = E_{enp}, k_{CO_2,t} = k_{CO_2}, k_t = 0$

Condition pour une stricte compensation du surcoût de production :

$$S_{pma} = C_{pma} - P_{elec} = p_{CV} k_{CO_2} \left(\frac{a_{10}}{a_n} + k \frac{a_{15-10}}{a_n} \right) \quad (8)$$

$$\text{avec } a_{10} = \frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \quad (9)$$

$$a_{15-10} = \frac{(1+i)^{15} - 1}{i(1+i)^{15}} - a_{10} \quad (10)$$

Facteur de réduction "k" :

$$k = \min \left[1 ; \max \left[0 ; \frac{S_{pma} - \left(p_{CV} k_{CO_2} \frac{a_{10}}{a_n} \right)}{p_{CV} k_{CO_2} \frac{a_{15-10}}{a_n}} \right] \right] \quad (11)$$