



---

**COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE**

**AVIS**

CD-10I09-CWaPE-307

*concernant*

*'l'évaluation de l'impact de la mise en place  
des certificats et labels de garantie d'origine  
pour les gaz issus de renouvelables'*

*rendu en application des articles 34 du décret du 19 décembre 2002 relatif  
à l'organisation du marché régional du gaz*

---

*Le 1<sup>er</sup> décembre 2010*

**Avis de la CWaPE concernant l'évaluation de l'impact de la mise en place  
des certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables**

---

**1. Objet**

En date du 21 octobre 2010, le Gouvernement wallon a adopté en seconde lecture un avant-projet d'arrêté relatif aux certificats et labels de garantie d'origine (« LGO ») pour les gaz issus de renouvelables.

Ce texte vise à établir un mécanisme de labellisation du gaz produit à partir de sources d'énergie renouvelables (SER) et injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Le Ministre a demandé que la CWaPE « *analyse l'impact de la mesure et fournisse une estimation de l'impact potentiel de cette mesure sur le marché des certificats verts* ».

**2. Rappel du contexte et des objectifs**

Le projet d'arrêté adopté par le gouvernement wallon fait suite à l'avis de la CWaPE *CD-9j06-CWaPE-258 concernant la mise en place d'un système de garanties d'origine pour les gaz issus de renouvelables injectés dans les réseaux de gaz naturel en vue de leur valorisation pour la production d'électricité verte*. Cet avis s'inscrivait dans le cadre de la promotion des gaz issus de renouvelables, voulue par le législateur et en conformité avec les objectifs européens dits des « 3 x 20 ».

D'une manière générale, un mécanisme de labellisation, destiné à assurer la traçabilité de l'énergie transportée et vendue, peut remplir plusieurs fonctions : garantir le caractère renouvelable, assurer la transparence des sources, s'inscrire dans un système de soutien à la production.

L'utilisation recherchée ici est, dans un premier temps, de s'inscrire dans un mécanisme de soutien existant, à savoir celui de l'électricité verte, pour permettre d'optimiser la valorisation du gaz issu de renouvelable. Dans certains cas en effet, il peut être sensiblement plus efficace d'injecter ce gaz, après traitement adéquat, dans le réseau de gaz naturel. Cependant, en l'état et sans aide, le gaz injecté ne peut soutenir la compétition avec le gaz naturel, dont le prix de revient est inférieur. Pour développer cette filière, un mécanisme de soutien est donc nécessaire, d'où la logique d'inscrire celui-ci, au moins dans un premier temps, dans le cadre du seul mécanisme donnant actuellement des résultats significatifs, celui de la promotion de l'électricité verte.

Plus concrètement, la philosophie consiste à garantir la traçabilité du gaz introduit dans le réseau, en vue de la valorisation de son caractère « renouvelable » à distance et par un autre utilisateur du réseau de gaz naturel. Dans le même temps, le gaz est physiquement utilisé par des consommateurs locaux.

Le mécanisme est, dans un premier temps, destiné aux producteurs de biogaz situés en Région wallonne, désireux de s'appuyer sur le mécanisme de soutien mis en œuvre dans la même région. Cela implique que seuls soient visés, d'une part les sites qui injectent du gaz dans un réseau situé en Région wallonne et, d'autre part, les sites, également situés en Région wallonne, qui bénéficient de certificats verts. Les réseaux concernés sont aussi bien de distribution que de transport de gaz naturel.

### **3. Analyse de l'impact des LGO**

#### **1. Impact qualitatif**

Compte tenu de la technicité à mettre en œuvre, il est évident que nous n'assisterons pas immédiatement à des investissements massifs dans la filière de l'injection du gaz. En outre, la mesure à elle seule ne garantit pas à tous les cas de figure une rentabilité positive. Des instruments complémentaires indispensables pour garantir la viabilité des installations devront être évalués : aides à l'investissement, garanties d'achat (du gaz et/ou des LGO), répartition des prestations entre producteur et gestionnaire réseau etc....

Dès lors, on pourrait imaginer la progression suivante :

- à moyen terme : quelques installations (1 à 3) de grande puissance (3 à 10 MW<sub>p</sub>);
- à long terme : un nombre accru de projets, de puissance moyenne (1 à 3 MW<sub>p</sub>) et grande.

Les effets de la mesure pourraient qualitativement être évalués sur plusieurs plans :

- socio-économique : la mesure devrait en théorie permettre de voir l'émergence de nouvelles installations de biométhanisation, là où la filière classique rencontrait des obstacles, générant ainsi des effets positifs sur certaines activités connexes (agriculture, gestion des déchets...);
- objectifs en matière de renouvelables : la mesure cadre avec les axes de la politique régionale et les performances globales du système pourraient se trouver améliorées (plus de chaleur valorisée dans les faits, moins de gaz naturel consommé...);
- impact sur la CWaPE : dans l'immédiat, la filière s'inscrit dans les outils existant;
- impact administratif pour les producteurs : étant donné que la production de biogaz est également visée, dans les faits, la certification des sites réalisant l'injection revient à étendre la procédure existant à des installations connexes.

#### **2. Impact sur le marché des certificats verts**

Afin d'illustrer cet impact, il est proposé de comparer deux options de type « micro-marchés », dans lequel coexisteraient deux installations :

- 1) une installation « A » de production de biogaz de 3MW<sub>p</sub>, fonctionnant à régime nominal de 7000 h par an ;
- 2) une installation de cogénération « B » au gaz naturel, de 3MW<sub>p</sub> et 1MW<sub>e</sub> tournant 8000 h/an à régime nominal. Cette installation présente les rendements suivants :  $\alpha_e = 35\%$ ,  $\alpha_q = 45\%$  (taux d'économie de CO<sub>2</sub> = 14%).

### Premier cas :

⇒ L'installation « A » de production de biogaz, valorise localement le gaz produit en cogénération, et bénéficie pour cela d'un soutien à la production d'électricité verte.

Par hypothèse, les rendements moyens considérés seront les suivants :

- Scenario 1.a :  $\alpha_e = 35\%$ ,  $\alpha_q = 0\%$  (pas de valorisation de la chaleur)
- Scenario 1.b :  $\alpha_e = 35\%$ ,  $\alpha_q = 20\%$
- Scenario 1.c :  $\alpha_e = 35\%$ ,  $\alpha_q = 40\%$

⇒ L'installation de cogénération « B » est en tout indépendante de l'installation « A ». Son efficacité énergétique lui permet de bénéficier de certificats verts (taux d'économie de CO<sub>2</sub> supérieur à 10%).

### Deuxième cas :

⇒ L'installation « A » opte pour la conversion du biogaz en biométhane et l'injection de celui-ci dans le réseau ; elle reçoit un LGO pour chaque MWh net injecté.

Par hypothèse, le rendement d'injection  $\alpha_i$  est considéré à égal 85% par rapport à l'énergie primaire, ce qui est a priori assez conservateur.

⇒ L'installation de cogénération « B » achète l'intégralité de ces LGO afin de bénéficier d'un supplément de certificats verts.

### Energie finale produite :

Rappelons comme préalable que dans tous les scenarii, la même quantité d'énergie primaire est utilisée.

⇒ Premier cas :

- Production d'électricité :
  - Installation A :  $7000 \text{ h/an} \times 3 \text{ MWp} \times 35\% = 7350 \text{ MWhe/an}$
  - Installation B :  $8000 \text{ h/an} \times 3 \text{ MWp} \times 35\% = 8400 \text{ MWhe/an}$
- Production de chaleur « utile » :
  - Installation A :
    - Scenario 1.a :  $0 \text{ MWh}_{th}/\text{an}$
    - Scenario 1.b :  $7000 \text{ h/an} \times 3 \text{ MW}_p \times 20\% = 4200 \text{ MWh}_{th}/\text{an}$
    - Scenario 1.c :  $7000 \text{ h/an} \times 3 \text{ MW}_p \times 40\% = 8400 \text{ MWh}_{th}/\text{an}$
  - Installation B :  $8000 \text{ h/an} \times 3 \text{ MWp} \times 45\% = 10800 \text{ MWhth}/\text{an}$

⇒ Deuxième cas :

- Production d'électricité :
  - Installation A :  $0 \text{ MWhe}/\text{an}$
  - Installation B :  $8400 \text{ MWhe}/\text{an}$  (inchangé)
- Production de chaleur « utile » :
  - Installation A :  $0 \text{ MWhth}/\text{an}$
  - Installation B :  $10800 \text{ MWhth}/\text{an}$  (inchangé)
- Production de « combustible injecté » :
  - Installation A :  $7000 \text{ h/an} \times 3 \text{ MWp} \times 85\% = 17850 \text{ MWhi}/\text{an}$

### Octroi des certificats verts :

Pour rappel<sup>1</sup>, le nombre de certificats verts (CV) obtenus se calcule en multipliant le nombre de MWh<sub>e</sub> nets produits (E<sub>enp</sub>) par le taux d'économie de CO<sub>2</sub>, pour autant que le taux d'économie de CO<sub>2</sub> soit supérieur ou égal à 10%, ce qui signifie aussi qu'une unité de production d'électricité verte reçoit un certificat vert dès qu'elle a permis d'économiser une quantité de CO<sub>2</sub> équivalente à E<sub>ref</sub>, la quantité émise par une installation classique de référence.

Soit, libellé de façon algébrique :  $N_{CV} = E_{enp} \times t$

Avec :  $t = 0$  si  $\tau < 0,1$  et  $t = \tau$  si  $\tau \geq 0,1$

où :  $t$  = taux d'octroi de certificats verts

$\tau$  = taux d'économie de CO<sub>2</sub>

Le taux d'économie de CO<sub>2</sub> se calcule en divisant le gain (G) en CO<sub>2</sub> de la filière par le CO<sub>2</sub> émis par la solution électrique de référence (E<sub>ref</sub>).

Or, le gain est défini comme suit :

Pour une unité de production d'électricité à partir de SER et/ou de COGEN de qualité, le gain [en kgCO<sub>2</sub>/MWh électrique net produit (MWh<sub>e</sub>)] réalisé par l'unité considérée est égal aux émissions d'une centrale électrique de référence (E<sub>ref</sub>) augmentées – dans le cas d'une installation de cogénération et/ou de trigénération - des émissions d'une chaudière de référence (Q) et, le cas échéant, d'un groupe frigorifique de référence (Q<sub>f</sub>) desquelles les émissions de l'installation envisagée (F) sont soustraites :

$$G = E_{ref} + Q + Q_f - F \quad (\text{kgCO}_2/\text{MWh}_e)$$

$$\text{Dès lors : } N_{CV} = E_{enp} \times (E_{ref} + Q + Q_f - F) / E_{ref}$$

Pour les exemples développés ici, on prendra :

$$E_{ref} = 456 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_e$$

$$Q = Q_{ref} \text{ GN} \times \alpha_q/\alpha_e = 251 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_p \times \alpha_q/\alpha_e$$

$$Q_f = 0 \text{ (pas de production de froid)}$$

$$F = N_{\text{filière}} / \alpha_e$$

- Pour le cas 1 :  $N_{\text{Biogaz}} = 15 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_p$  (hypothèse correspondant aux performances couramment rencontrées par les installations connues de la CWaPE)
- Pour le cas 2 :  $N_{\text{Biométhane}} = 30 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_p$  (cette hypothèse veut rendre compte du fait qu'en plus de produire le biogaz « brut », de l'énergie fonctionnelle sera utilisée pour convertir celui-ci en biométhane)

---

<sup>1</sup> La méthodologie rappelée ici est détaillée dans le document « PROCÉDURES ET CODE DE COMPTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE À PARTIR DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES ET/OU DE COGÉNÉRATION EN RÉGION WALLONNE » publié en annexe de l'arrêté ministériel du 12 mars 2007.

Bilan des deux différentes options :

Les résultats sont consignés dans le tableau ci-dessous :

Scénario et installation		MW <sub>p</sub>	h/an	MWh <sub>p</sub>	%SER**	$\alpha_e$	$\alpha_q$	$\alpha_i$	MWh <sub>e</sub>	MWh <sub>th</sub>	MWh <sub>i</sub>	CV	Taux	
1	A	1a	3	7000	21000	100%	0,35	0	7350	0		6659	0,91	
		1b	3	7000	21000	100%	0,35	0,2	7350	4200		8971	1,22	
		1c	3	7000	21000	100%	0,35	0,4	7350	8400		11283	1,54	
	B	3	8000	24000	0%	0,35	0,45		8400	10800		1134	0,14	
	<b>TOTAL 1a :</b>									15750	10800		7793	0,49*
	<b>TOTAL 1b :</b>									15750	15000		10105	0,64*
	<b>TOTAL 1c :</b>									15750	19200		12417	0,79*
2	A	3	7000	21000				0,85			17850			
	B	3	8000	24000	74%**	0,35	0,45		8400	10800		10372	1,23	
	<b>TOTAL 2 :</b>									8400	28650		10372	1,23*

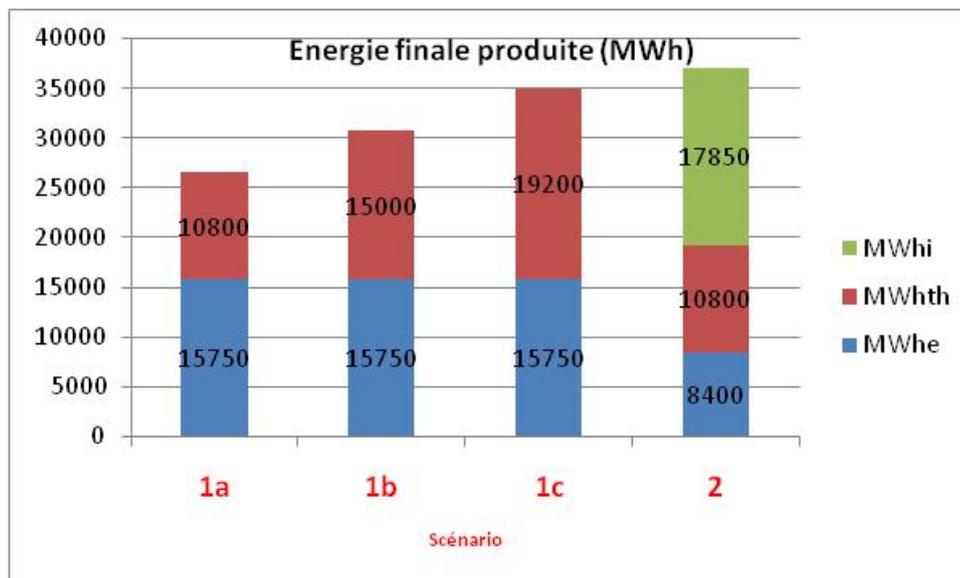
\* Taux moyen équivalent, en divisant le nombre de CV par l'énergie électrique cumulée des deux installations

\*\* Proportion de SER dans les MWh<sub>p</sub> consommés par l'installation

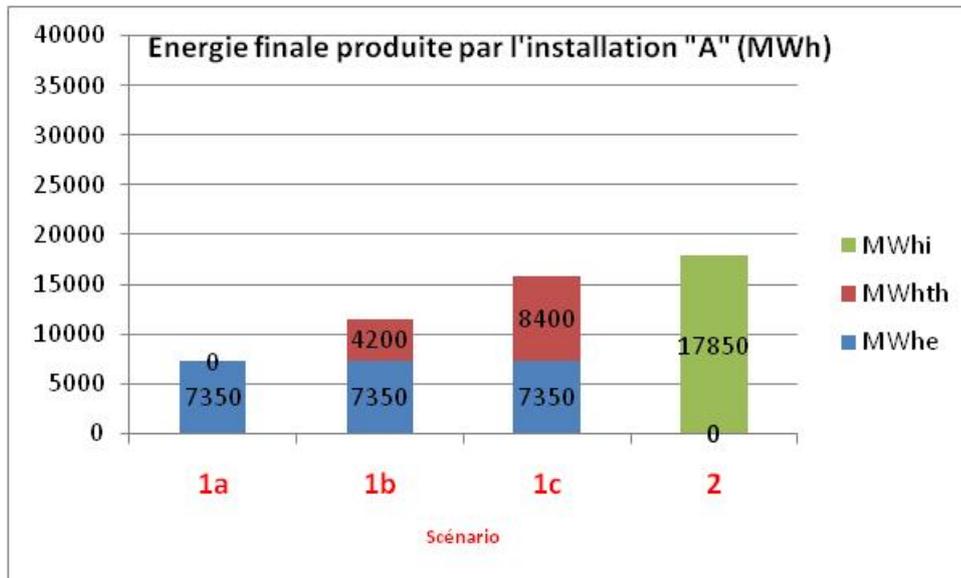
Que constate-t-on ?

⇒ **Impact sur la production d'énergie finale**

On constate que le choix du mode de valorisation influence le mix énergétique produit, à concurrence du rendement des différentes filières.

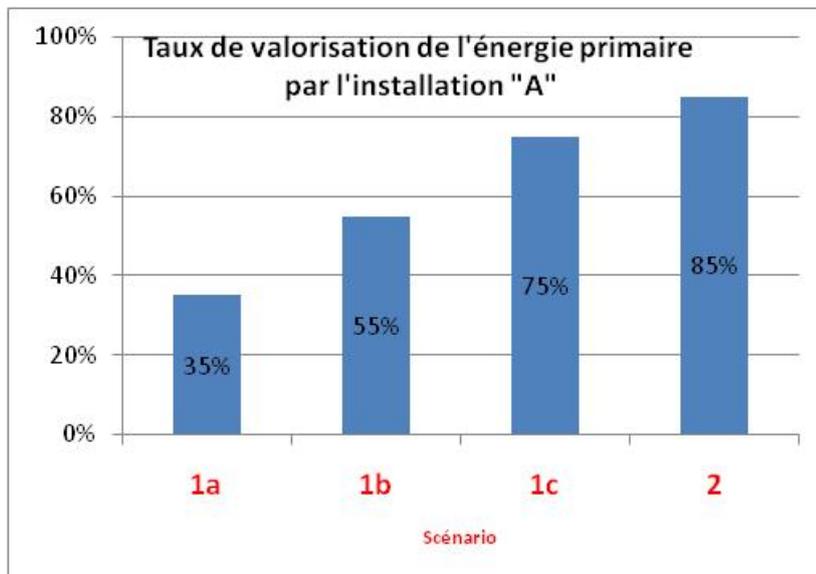


En net, seule l'installation « A » voit sa situation varier entre les différents scénarii :



Hors toute autre considération, le choix du scénario 1 ou 2 sera influencé par le potentiel de valorisation sur site. Ce choix conduira à plus ou moins d'énergie finale produite.

Si on ramène cette « énergie finale produite » à l'énergie primaire contenue dans les intrants permettant la production de biogaz, on obtient un indicateur qui donne une image du « taux de valorisation de l'énergie primaire », ainsi que reporté dans le graphique ci-dessous :

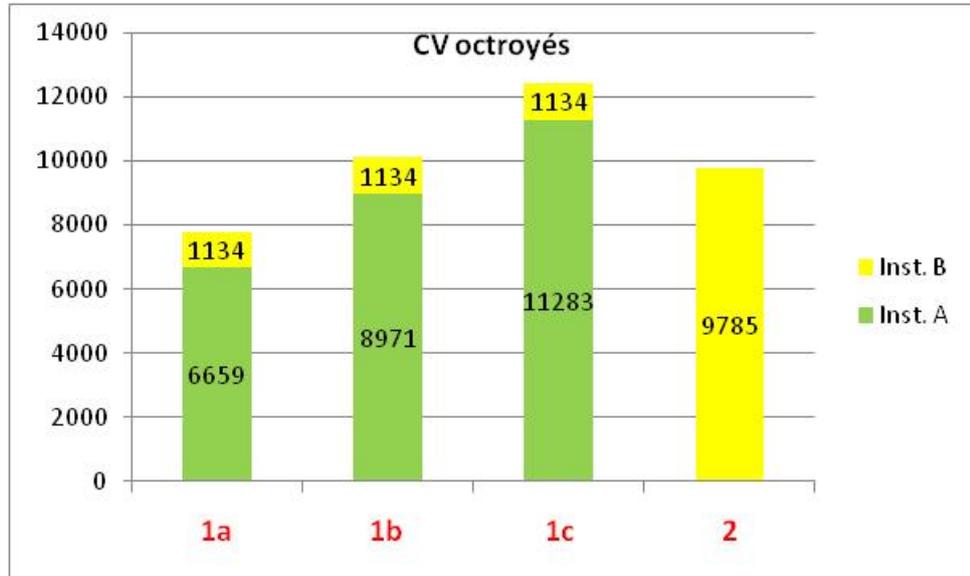


La production d'énergie finale de la filière « injection » est supérieure aux trois autres cas, ce qui découle du rendement global de conversion pris par hypothèse. En pratique, on constate qu'il est difficile, voire dans certains cas impossible, d'atteindre des très hauts niveaux de performances pour une cogénération biogaz, et ce, contrairement aux installations de production de biométhane en service.

⇒ **Impact sur l'octroi des CV**

Le nombre de CV octroyés dépend très logiquement de deux paramètres :

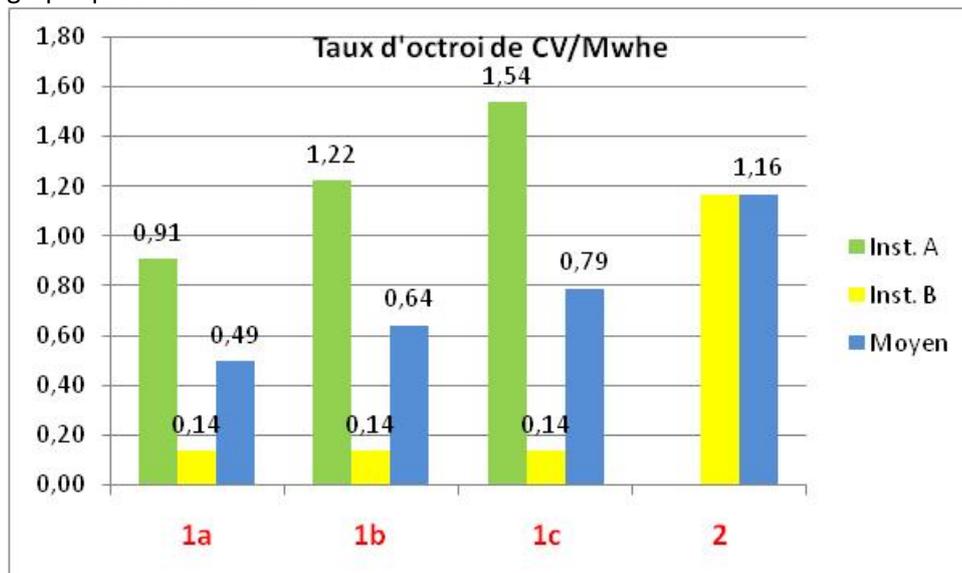
- 1) la quantité d'électricité verte ou cogénérée produite ;
- 2) le rendement de cette production, assorti du rendement de valorisation thermique.



Très logiquement donc, le scénario 2 sera mieux récompensé qu'un scénario proche du scénario « 1a » dans lequel la valorisation thermique est faible ou nulle. Par contre, le scénario 2 n'impliquera jamais autant de CV qu'une combinaison entre une bonne valorisation locale du biogaz et la cogen, pour la raison qu'il y a effectivement moins d'électricité produite globalement. En outre, les hypothèses prises en compte ici conduisent à pénaliser le combustible biométhane par rapport au biogaz brut en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>.

⇒ **Impact sur le taux moyen d'octroi**

Les taux d'octroi à chaque installation, de même que le taux d'octroi moyen calculés en rapportant le nombre de CV à l'électricité nette produite, sont représentés dans le graphique ci-dessous :



Très logiquement, le taux d'octroi augmente dans le même sens que les performances de l'installation. Pour le scénario 2, le taux moyen est le plus élevé, puisqu'il est rapporté à une quantité moindre d'électricité produite globalement.

On remarquera toutefois qu'il est très vite inférieur au taux qui prévaut pour l'installation biogaz du 1<sup>er</sup> scénario, du fait de la différence de combustible pris en compte (gaz naturel + biométhane contre biogaz).

La répartition entre combustibles pour la cogénération du scénario 2 est la suivante :

- énergie : 74% pour le biométhane
- CV : 97% pour le biométhane
- Taux d'octroi gaz naturel : 0,14
- Taux d'octroi biométhane : 1,52

*(NB : ce taux est différent du scénario 1c car il concerne du biométhane et non du biogaz d'une part, et que les rendements diffèrent entre les installations A et B d'autre part)*

### **Conclusion partielle relative au mécanisme considéré ponctuellement**

L'effet de l'utilisation de LGO pour « verdir » le combustible utilisé par l'installation B est très dépendant de la performance souhaitée, en restant dans les limites des valeurs classiques. On peut affirmer que cette démarche reste entièrement circonscrite dans le périmètre de l'octroi en vigueur de CV aux installations classiques de cogénération biogaz. Les variations découlent uniquement, comme c'est déjà le cas pour ces mêmes installations, de l'optimisation des performances.

#### **⇒ Impact sur le marché global des CV et sur l'électricité verte**

Le marché des CV est essentiellement conditionné par trois facteurs essentiels :

- 1) les obligations de quotas imposés aux fournisseurs ;
- 2) la rentabilité spécifique de chaque filière, influencée par les coefficients de correction de l'octroi (facteur « k ») ;
- 3) le prix du marché, déterminé par les acteurs, entre deux balises que sont le prix minimum garanti d'une part, le montant de l'amende par CV manquant d'autre part.

On peut affirmer que le coût direct au MWh<sub>e</sub> pour le consommateur est plafonné à concurrence de ce montant maximum multiplié par le quota.

Avec une amende de 100 €, l'impact maximum sur le prix de l'électricité est donc de :

$$\text{Quota (\%)} \times 100 \text{ €}$$

La production d'électricité verte dépendra quant à elle du taux d'octroi. En 2009, le taux d'octroi moyen, toutes filières confondues, a été proche de 0,7 CV/MWh<sub>e</sub>. Ce taux dépend de la répartition du parc de production entre technologies de production (ex. : hydraulique, photovoltaïque, cogénération etc....).

Supposons que, pour des raisons favorables certes actuellement insuffisamment présentes, la filière biogaz connaisse soudainement une croissance accélérée. Que ces installations optent pour la cogénération *on-site* ou l'injection avec valorisation *off-site* via les LGO, le taux d'octroi dépendra de la performance atteinte, sans que cela ait finalement d'effet sur le prix final pour le consommateur. Le seul effet direct portera sur la quantité d'électricité verte produite.

D'une manière générale, pour chaque filière bénéficiant d'un taux octroi supérieur à 1 CV/MWh<sub>e</sub>, la quantité d'électricité verte globalement produite diminue, et inversement pour les filières dont le taux est inférieur à 1 CV/MWh<sub>e</sub>.

En cas d'injection à grande échelle, on peut dire que le soutien sera orienté dans le sens d'une plus grande économie d'énergie primaire, ce qui peut présenter une efficacité énergétique supérieure dans certains cas.

Dans l'immédiat, suivant les hypothèses émises plus haut, on ne s'attend pas à un développement particulièrement soutenu de la filière. On peut donc affirmer que l'impact des LGO sera donc marginal.

Les éléments suivants seraient de nature à changer la donne :

- un soutien à la chaleur verte
- le développement d'une filière carburant gaz naturel + biométhane
- une révision des quotas visant à stimuler la filière biogaz.

#### ⇒ **Impact sur les émissions de CO<sub>2</sub>**

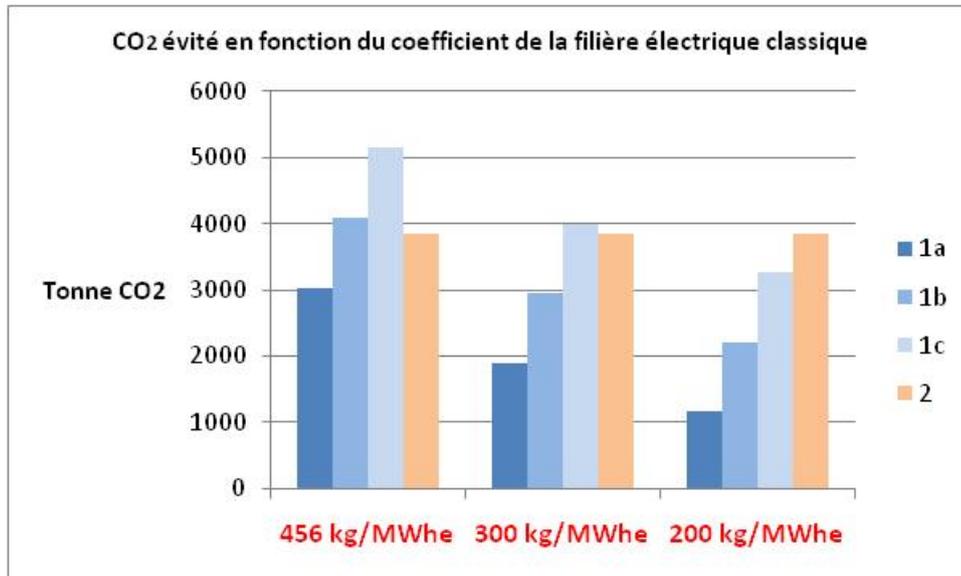
Cette évaluation dépend fortement des hypothèses de niveau d'évitement du CO<sub>2</sub> pour chaque filière.

En effet, plus le fuel mix de l'électricité présente un profil « low carbon », moins il est intéressant, en relatif, d'utiliser le biogaz pour la production d'électricité. Cette situation se présente lorsque, par exemple, le parc de centrales est composé en majeure partie de sources renouvelables et/ou de nucléaire, et très peu voire, pas du tout, de centrales fossiles de première génération (charbon, fioul etc....).

Le graphique ci-dessous montre, à titre indicatif et en première approximation, l'effet sur les scénarii évoqués pour trois valeurs d'émission du parc de production :

- 456 kg CO<sub>2</sub>/MWh<sub>e</sub> (correspondant à la production de référence d'une TGV)
- 300 kg CO<sub>2</sub>/MWh<sub>e</sub>
- 200 kg CO<sub>2</sub>/MWh<sub>e</sub>

Rappelons également que l'hypothèse de départ pénalise le biométhane par rapport au biogaz (30 kg contre 15 kg).



Dans tous les cas de figure, il est plus intéressant de procéder à l'injection si la chaleur ne peut être valorisée sur place. Si peut l'être, l'optimum dépendra du cocktail électrique disponible en Région wallonne. A très long terme, avec une production importante d'énergie renouvelable, il deviendra de moins en moins intéressant de produire de l'électricité localement au départ de biogaz.

L'usage des LGO pourra donc avoir un effet positif sur les émissions de CO<sub>2</sub>, comme conséquence d'une diversification des filières de valorisation. L'utilisation finale n'a pas été prise en compte ici, mais il est évident que des usages en chaudière à condensation, réseaux de chaleur ou carburant (en substitution directe des fuels plus lourds tels l'essence et le diesel) accroîtront cette tendance favorable. Ces perspectives constituent des pistes très intéressantes pour les développements futurs des réseaux de gaz naturel, en proie à des difficultés de développement en Région wallonne et vont dans le sens d'une optimisation des ressources disponibles localement.

#### 4. Conclusions

Compte tenu de ce qui précède, la CWaPE est en mesure de formuler une réponse simple aux deux questions soulevées par le Ministre, à savoir l'impact de la mesure de la mise en œuvre des LGO et l'estimation de l'effet potentiel sur le marché des certificats verts.

- 1) L'impact sur le marché global des certificats verts est marginal.
- 2) L'impact sur le coût des obligations en rapport avec les certificats verts est nul.
- 3) La production globale d'électricité verte, donc également le taux d'octroi des certificats verts, pourront être marginalement influencés par la mesure, dans le sens d'une diminution de cette production et, corrélativement, d'un taux d'octroi supérieur.
- 4) L'ouverture d'une nouvelle voie permettra d'optimiser la valorisation du potentiel énergétique du biogaz, avec comme conséquence directe la diminution d'utilisation d'énergie primaire fossile.
- 5) A long terme, la mesure présentera un intérêt croissant en matière de diminution des émissions de CO<sub>2</sub>.

\* \*  
\*