



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02.289.76.11
Fax : 02.289.76.99

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)100128-CDC-944

sur

« une première estimation du coût des mesures visées à l'article 7 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité »,

réalisée en application de l'article 23, § 2, 2° et de l'article 24, §3, deuxième alinéa, 3°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

28 janvier 2010

INTRODUCTION

Le 20 janvier 2010, le Comité de direction de la COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) s'est vu confier par le Conseil Général de la CREG la réalisation d'une étude sur le coût total du soutien accordé aux producteurs des parcs éoliens dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international.

En vertu de l'article 24, § 3, deuxième alinéa, 3°, le Conseil Général de la CREG est en droit de demander une telle étude.

Dans le présent document, le Comité de direction de la CREG fournit une estimation prudente de ce coût par MWh et ce, pour un seul parc éolien opérationnel d'une puissance installée de 300 MW.

Il s'agit d'une estimation prudente étant donné que les deux principales composantes dépendent fortement des hypothèses sous-jacentes :

- (i) d'une part, pour les coûts d'obligation de rachat des certificats verts à un prix minimum garanti, la CREG s'est basée sur la réalité actuelle, à savoir le manque d'autres acheteurs intéressés ;
- (ii) d'autre part, pour les estimations relatives au dit « écart de production », la CREG n'a pu se baser que sur les chiffres définitifs d'un seul mois et les chiffres provisoires de 6 autres mois de 2009, le tout pour une phase de démarrage comprenant 6 éoliennes, tandis que les parcs prévus seront constitués de 50 à 60 éoliennes chacun.

Dans ces conditions, des montants importants sont basés sur des hypothèses de travail sensibles. Dès lors, les données doivent être interprétées avec une grande prudence.

Cette étude est l'actualisation d'un document existant et fait l'objet d'une demande concrète du Conseil Général. Elle ne comprend aucun avis de la CREG vis-à-vis des mécanismes étudiés.

L'étude est élaborée comme suit :

- (i) la partie I comprend l'inventaire des mesures de soutien étudiées ;
- (ii) dans la partie II, la CREG calcule le coût de chaque mesure ;
- (iii) la partie III reprend le récapitulatif des coûts en guise de conclusion.

Le Comité de direction a approuvé cette étude lors de sa réunion du 28 janvier 2010.

I. INVENTAIRE DES MESURES DE SOUTIEN ETUDIEES

1. Il s'agit de trois mécanismes qui trouvent leurs fondements juridiques dans l'article 7 de la loi électricité :

- (i) l'obligation pour le gestionnaire du réseau de transport national d'acheter des certificats verts à un prix minimum et de les revendre ensuite (article 7, § 1 de la loi électricité) ;
- (ii) l'obligation pour le gestionnaire du réseau de transport national d'intervenir pour un tiers dans le coût du câble sous-marin, des installations de raccordement, des équipements et des liaisons de raccordement des installations éoliennes off-shore et ce, pour un montant maximum de 25 millions d'euros (article 7, § 2 de la loi électricité) ;
- (iii) les obligations pour le gestionnaire du réseau relatives à l'écart de production (article 7, § 3 de la loi électricité).

2. Les calculs ne tiennent pas compte des surcoûts attendus vis-à-vis de la puissance de réserve. La CREG part du principe que ceci ne sera un facteur déterminant que lorsque les parcs éoliens développeront une puissance commune supérieure à la plus grande unité de production « classique » dans la zone de régulation. Ainsi, la CREG estime qu'à partir de ce moment, le coût de réservation annuel supplémentaire uniquement pour une puissance de réserve tertiaire sera d'environ 10 EUR par MWh produit.

La partie des coûts de balancing, pour lesquels aucun réglage particulier n'est prévu et qui sera donc portée de manière « ordinaire » à la charge du ou des responsables d'accès, a également été retirée des calculs.

II. ANALYSE DU COUT DE CHAQUE MESURE DE SOUTIEN

II.1. Les coûts qui dépendent de l'obligation de rachat des certificats verts par le gestionnaire du réseau à un prix minimum garanti

3. Ce mécanisme est exécuté suivant les modalités de l'Arrêté royal du 16 juillet 2002¹ et modifié par l'Arrêté royal du 31 octobre 2008².

4. Le principe est que le gestionnaire du réseau, Elia, est dans l'obligation d'acheter les certificats verts qu'un producteur éolien off-shore lui propose moyennant :

- (i) un prix de 107 EUR/MWh pour l'électricité produite par les 216 premiers MW d'installations off-shore ;
- (ii) un prix de 90 EUR/MWh pour l'électricité produite par la puissance installée au-delà des 216 premiers MW.

Ensuite, le gestionnaire du réseau doit offrir les certificats achetés au marché afin de récupérer les coûts découlant de cette obligation d'achat.

Le coût net qui résulte de la différence entre le coût d'achat et le produit de la vente est financé par une surcharge.

L'Arrêté ministériel du 11 janvier 2010³ a établi la valeur de cette surcharge à 0,1286 EUR/MWh pour l'année 2010. Le calcul est basé sur l'hypothèse qu'Elia n'achètera en 2010 que des certificats verts provenant de la production des 6 éoliennes existantes appartenant à C-Power.

¹ Arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, Moniteur belge 23 août 2002.

² Arrêté royal du 31 octobre 2008 portant modification de l'Arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, Moniteur belge 14 novembre 2008.

³ Arrêté ministériel du 11 janvier 2010 établissant la surcharge qui doit être appliquée par le gestionnaire du réseau afin de compenser le coût net découlant de l'obligation de rachat et de vente des certificats verts en 2010, Moniteur belge du 15 janvier 2010.

5. Le problème de ce mécanisme est qu'actuellement, les régulateurs régionaux ne reconnaissent pas les certificats verts provenant de la production éolienne off-shore (qui sont d'ailleurs délivrés par la CREG) pour la couverture des contingents d'énergie renouvelable imposés régionalement.

En l'absence d'un tel accord de collaboration, aucun acheteur ne peut être intéressé pour qu'Elia commercialise ces certificats : il n'y a donc tout simplement pas de marché.

En conséquence, le coût net de l'opération est actuellement égal au coût d'achat.

6. La CREG avait déjà communiqué auparavant le coût attendu de ce mécanisme pour une exploitation normale au(x) ministre(s) compétent(s)⁴.

La CREG a calculé le coût moyen du mécanisme des certificats verts pour les parcs éoliens prévus en ce moment, à savoir ceux des producteurs C-Power, Eldepasco et Belwinds.

Le minimum et le maximum attendus pour une production à pleine charge est respectivement de 3000 heures/an (= environ 34 % des 8760 heures par an) et 3500 heures/an (= environ 40 %).

Le tableau 1 ci-dessous conduit donc à un coût **annuel** moyen attendu de **97 929 000,00 EUR pour chacun des trois parcs prévus.**

Principe	Puissance minimale installée (MW)	Puissance maximale installée (MW)	Minimum h/an	Maximum h/an	Minimum MWh	Maximum MWh	Prix CV EUR/MWh	Coût minimum par an (EUR)	Coût maximum par an (EUR)
C-Power	jusqu'à 216 MW	216	3000	3500	648.000	756.000	107	69.336.000	80.892.000
	au-delà de 216	84			252.000	294.000	90	22.680.000	26.460.000
		300			900.000	1.050.000		92.016.000	107.352.000
Eldepasco	jusqu'à 216 MW	216	3000	3500	648.000	756.000	107	69.336.000	80.892.000
	au-delà de 216	36			108.000	126.000	90	9.720.000	11.340.000
		252			756.000	882.000		79.056.000	92.232.000
Belwinds	jusqu'à 216 MW	216	3000	3500	648.000	756.000	107	69.336.000	80.892.000
	au-delà de 216	114			342.000	399.000	90	30.780.000	35.910.000
		330			990.000	1.155.000		100.116.000	116.802.000
Total	jusqu'à 216 MW	648	3000	3500	1.944.000	2.268.000	107	208.008.000	242.676.000
	au-delà de 216	234			702.000	819.000	90	63.180.000	73.710.000
		882			2.646.000	3.087.000		271.188.000	316.386.000
					955.500		moyenne / an	90.396.000	105.462.000

La moyenne s'élève à $(90.396.000 + 105.462.000)/2 = 97.929.000$ EUR

Coût moyen par MWh produit = 102 Eur/MWh

Coût moyen par MWh prélevé (pour 84.000 GWh) = 1,166

⁴ Cf. lettres de la CREG du 9 février 2006 au Ministre Verwilghen et du 7 mars 2008 au Ministre Magnette.

La CREG applique, de ce fait, la règle pratique des 100 millions d'euros par an et par parc jusqu'à présent.

7. Les chiffres de production **réels** des 6 derniers mois de 2009 établissent clairement que le pourcentage à pleine charge équivalent moyen réel est **d'au moins** 40 %, dont la partie supérieure de la fourchette a été prise en compte jusqu'à présent par la CREG.

II.2. Les coûts qui dépendent de l'obligation du gestionnaire du réseau de transport national d'électricité de prendre en charge un tiers du coût du câble sous-marin et des installations de raccordement

8. Ce mécanisme est exécuté sur base de l'article 7, § 2, de la loi électricité, tel que conjugué à l'article 62 de la loi du 20 juillet 2005.

9. Le principe est que le gestionnaire du réseau, Elia, est dans l'obligation, moyennant l'accord préalable de la CREG et en tenant compte de modalités strictes, de contribuer jusqu'à 25 millions d'euros aux coûts du câble sous-marin d'un parc éolien off-shore.

10. La CREG part du principe qu'une telle contribution sera due pour chaque parc éolien off-shore.

11. Sur base de la production annuelle d'un parc éolien de 1 TWh (1 000 000 MWh) et d'une durée d'utilisation équivalente au délai de la concession de 20 ans, le coût par MWh produit par le financement partiel d'Elia est relativement limité, à savoir 1,25 EUR/MWh produit⁵ et 0,015 EUR/MWh consommé⁶ sur le réseau au cours de cette même période en Belgique.

⁵ 25 000 000 EUR / (20 ans * 1 000 000 MWh/an) = 1,25 EUR/MWh produit.

⁶ 25 000 000 EUR / (20 ans * 84 000 000 MWh/an) = 0,015 EUR/MWh consommé en Belgique.

II.3. Les coûts qui dépendent de l'application du mécanisme de l'écart de production

12. Ce mécanisme est introduit par l'article 7, § 3, de la loi électricité, et est exécuté suivant les modalités de l'Arrêté royal du 30 mars 2009⁷.

13. Le maintien de l'équilibre du système électrique est basé sur le principe que chaque responsable d'accès prend soin de l'équilibre entre le prélèvement global et l'injection globale de l'énergie électrique par tous les utilisateurs du réseau de son « portefeuille ».

Ex ante, Elia assure l'équilibre via un programme de nomination global que chaque responsable d'accès doit communiquer.

Dans la réalité, si des différences (inévitables) se produisent à l'échelle du quart d'heure, Elia régule elle-même l'équilibre nécessaire et adapte ex post un tarif de balancing à l'ARP pour la partie du déséquilibre global qu'il a occasionné.

Ce tarif est donc appliqué sur la différence entre l'injection globale réelle et le prélèvement global réel.

Dans une configuration classique, un responsable d'accès part du principe qu'il peut maîtriser correctement l'injection d'énergie électrique et que c'est plutôt le prélèvement qui est source de variation.

Il en va autrement pour l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables : l'injection est soumise à des conditions climatiques, qui sont certes prévues, mais qui ne peuvent pas être maîtrisées.

Sans mesures particulières, un responsable d'accès qui possède un parc éolien off-shore dans son portefeuille court donc de gros risques d'importants déséquilibres et donc de coûts de balancing élevés conformément aux coûts de balancing en vigueur.

Le mécanisme de l'« écart de production » diminue ce risque pour le responsable d'accès.

⁷ Arrêté royal du 30 mars 2009 relatif aux écarts de production sur des installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins, Moniteur belge du 31 mars 2009.

14. L'écart de production est défini comme la différence entre la production réelle (= injection réelle) et la production prévue (= injection nominée). Il est important de noter la différence avec le « balancing » (= injection réelle – prélèvement réel).

15. Le mécanisme de l'écart de production pour les parcs éoliens off-shore repose, dans le cas inévitable où les conditions réelles de vent donnent lieu à une différence entre l'injection nominée préalablement et l'injection réelle, sur les éléments suivants :

- (i) Elia achète elle-même l'énergie à injecter (en plus que celle du producteur éolien off-shore) au prix de référence du marché BELPEX réduit de 10 %, mais uniquement à condition que cet écart de production positif soit inférieur ou égal à 30 % ;
- (ii) Elia compense elle-même le manque d'énergie à injecter en vendant sa propre énergie au producteur éolien off-shore au prix de référence du marché BELPEX augmenté de 10 %, mais uniquement à condition que cet écart de production négatif soit inférieur ou égal à 30 % ;
- (iii) Elia établit les montants visés aux points (i) et (ii) à charge ou au profit des coûts imputés dans le poste de coûts « balancing » ;
- (iv) Elia impute les coûts et les recettes des services auxiliaires qu'elle met en œuvre suivant les tarifs ordinaires de ces services auxiliaires.

16. L'opération, suivant laquelle Elia achète ou vend en permanence de l'énergie supplémentaire, implique les conséquences suivantes :

- (i) un déséquilibre chez le producteur est, en théorie, évité parce qu'au moins une partie importante est neutralisée côté injection et ne donne donc pas lieu à un tarif de « balancing » attendu ;
- (ii) le producteur confronté à des différences absolues au niveau de l'injection supérieures à 30 % peut toujours se trouver en état de déséquilibre ;
- (iii) les différences vis-à-vis du prélèvement peuvent toujours donner lieu à l'application du tarif de « balancing » (en effet, seule l'injection est corrigée). Il est même possible que l'application du mécanisme donne justement lieu à l'application d'un tarif de « balancing », alors que ceci ne serait pas le cas sans le mécanisme de compensation ;
- (iv) Elia doit constamment tenir compte de cette énergie dans ces tâches permanentes d'équilibrage.

17. L'estimation du prix de revient « normal » du mécanisme est complexifiée par les facteurs suivants :

- (i) les données disponibles ne concernent que 6 éoliennes, qui ont seulement été mises en service dans le courant du mois de juin 2009 ;
- (ii) étant donné la période de mise en service, le mois de juin ne peut pas être considéré comme représentatif ;
- (iii) le seul coût définitif des services auxiliaires mis en œuvre est justement celui de juin 2009 (environ 35 000 EUR). Les coûts définitifs des services auxiliaires du second semestre 2009 ne seront disponibles que dans le rapport annuel d'Elia (fin février 2010) ;
- (iv) c'est pourquoi, il n'existe pas de chiffres significatifs permettant de vérifier quelle est l'influence tant sur le poste de coût « balancing » que sur celui des services auxiliaires ;
- (v) il y a une évolution claire dans l'écart de production constaté : d'un écart fortement négatif, on a évolué vers un écart légèrement positif dès le mois de décembre 2009. Ceci peut être le signe d'un apprentissage dans le comportement des nominations ;
- (vi) Elia ne dispose pas encore des résultats des études qu'elle a fait réaliser sur les évolutions futures escomptées des chiffres actuels.

18. Dans ces conditions, la CREG estime provisoirement que:

- (i) le solde des opérations d'achat et de vente de l'énergie excédentaire et manquante entre Elia et le producteur éolien off-shore tendra vers zéro ;
- (ii) les coûts supplémentaires des services auxiliaires peuvent être basés sur ceux du mois de juin 2009, à savoir environ 35 000 EUR pour approximativement 5 000 MWh, soit 7 EUR par MWh produit.

III. CONCLUSION

Sur base de ce qui précède, le Comité de direction de la CREG conclut que pour un seul parc éolien opérationnel de 300 MW, le coût des mesures de soutien visées à l'article 7 de la loi électricité peut être estimé tel que dans le tableau ci-dessous :

Mécanisme	Coût sur base annuelle (EUR)	Coût en EUR par MWh produit (1 an = 1TWh)	Coût socialisé par MWh prélevé (1 an = 84 TWh)
Coût net du prix minimum des certificats verts	100.000.000	100	1,200
Contribution au câble sous-marin	1.250.000	1,25	0,015
Écart de production	-	-	-
Coût actuel des <i>ancillaries</i>	7.000.000	7	0,080
Première estimation de la CREG	108.250.000	108,25	1,295

////

Pour la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Guido Camps
Directeur

François Possemiers
Président du Comité de direction