

Sujet : **Nécessité d'un cadre économique et légal stable et favorable pour la construction et l'exploitation de centrales électriques en Belgique**

Contact : Steven Harlem  
Téléphone : + 32 2 500 85 89  
Mail : steven.harlem@febeg.be  
Date : 29 février 2012

### **La sécurité d'approvisionnement est primordiale**

La première priorité du secteur est de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité dans notre pays, et ce, à des prix compétitifs pour les consommateurs finals et en respectant l'environnement.

Une **poursuite de l'intégration des marchés de gros d'électricité**, ainsi qu'un renforcement et une meilleure utilisation des interconnexions sont des instruments efficaces pour atteindre cet objectif.

Il convient en outre de **stimuler les investissements dans une propre capacité de production suffisante en Belgique**<sup>1</sup>. Cette nécessité se justifie au nom de la sécurité d'approvisionnement (limitation de la dépendance énergétique vis-à-vis des pays limitrophes), mais également au nom des importantes retombées économiques indirectes pour notre pays (balance de l'emploi, commerciale et des paiements, etc.).

### **Modification du contexte pour les décisions d'investissement**

La FEBEG souhaite préciser le contexte spécifique dans lequel actuellement, les producteurs d'électricité opèrent et prennent leurs décisions d'investissement:

- La production d'électricité est une activité dérégulée, mais, **dans la pratique, le choix des moyens et des technologies de production est fortement influencé par la politique**, (par exemple : obligation de quotas pour l'électricité verte et la cogénération, moratoire sur de nouvelles unités de production nucléaires, etc.) ainsi que par l'acceptabilité politique et publique de certaines technologies (par exemple : centrales au charbon, CCS) et de projets individuels.
- La Belgique fait partie du marché de l'électricité du centre-ouest de l'Europe (CWE) et cette intégration de marché renforce la **concurrence internationale**. Cela signifie que de plus en plus les producteurs opèrent – et prennent leurs décisions d'investissement – dans un contexte international.
- Les producteurs opèrent dans un **marché de l'électricité libéralisé** dans lequel les signaux de prix doivent pouvoir jouer pleinement leur rôle.
- Le secteur de l'électricité est un secteur intensif en capital caractérisé par un **cycle d'investissement long**.

---

<sup>1</sup> Voir également Étude 1075 'Nécessité de capacité de production d'électricité en Belgique pour la période 2011-2020' de la CREG du 16 juin 2011.

- La **part croissante des sources intermittentes (soleil, vent, etc.) dans la production d'électricité** entraîne une volatilité accrue, un besoin croissant en capacités de production de *back up* et de pointe, ainsi qu'une utilisation plus flexible et moyennement plus faible (nombre d'heures de fonctionnement limité) d'installations conventionnelles existantes, ce qui entraîne un impact négatif sur la rentabilité de ces installations dans le cadre du mécanisme de marché actuel.

### Obstacles aux investissements dans la production d'électricité

- **L'incertitude sur les futures options politiques** entraîne une complication ou un report des décisions d'investissement ;

#### Exemples :

- o Quels sont précisément les obligations de quotas en matière d'électricité verte et de cogénération à long terme ?
  - o Les principes de base des mécanismes de soutien actuels seront-ils maintenus ? Si oui, les certificats pourront-ils à terme être échangés entre les régions en Belgique ainsi qu'avec d'autres États membres ?
  - o Quelles conditions préalables s'appliqueront à l'utilisation de la biomasse pour la production d'électricité ?
  - o Pourra-t-on continuer à utiliser certaines technologies (nucléaire, charbon, etc.) dans le futur ? Si oui, sous quelles conditions ?
- **Des adaptations fréquentes – et parfois rétroactives et appliquées sans délai de transition adéquat –** du cadre économique et légal entraînent une incertitude juridique pour les investisseurs et minent, dans certains cas, le *business case* de projets ;

#### Exemples :

- o Adaptations des mécanismes de soutien à l'électricité verte et à la cogénération en Flandre et en Wallonie.
  - o Adaptations par Elia de la comptabilisation des pertes de réseaux et des conditions de *balancing* (avec, notamment, l'application d'un *balancing volume fee*).
- Dans le nouveau contexte de l'intégration de marché au sein de la région CWE, **des conditions ou des normes non harmonisées pour les producteurs et l'obligation de fournir certains services au gestionnaire du réseau à des conditions non conformes au marché** entraînent une distorsion de la concurrence et un préjudice envers les installations de production en Belgique par rapport à celles situées dans d'autres États membres, ce qui décourage tout nouvel investissement en Belgique (pas de *level playing field* entre les producteurs/régions/États membres).

#### Exemples :

- o Règles de *balancing* non harmonisées.
- o Différentes normes d'émissions acidifiantes (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, etc.), entre la Flandre, la Wallonie et les pays limitrophes.
- o Traitement différent des unités de cogénération sur le réseau de transport et sur le réseau de distribution.
- o Fourniture non conforme au marché de services auxiliaires (conditions imposées par Arrêté ministériel pour la mise à disposition de capacités de réserve à Elia).
- o Limitations possibles de l'injection sans compensation des coûts directs et indirects.
- o Taxe sur le charbon pour la production d'électricité en Belgique, alors que la Directive européenne accorde une dérogation pour de telles applications, et d'autres taxes (captage pour l'eau de refroidissement, etc.).

- Les **procédures d'autorisation et de permis** constituent un obstacle important à la réalisation de projets en Belgique ;

Exemples :

- o Morcellement des compétences entre différents services de différentes autorités de niveau communal, provincial, régional et fédéral.
  - o Multitude de procédures d'autorisation et permis spécifiques.
  - o Longues procédures (études de faisabilité et rapport d'incidence environnementale préalables, processus d'autorisation proprement dit, délais d'appel, etc.).
  - o Résultats incertains des procédures d'autorisation et incertitudes par rapport aux conditions d'autorisation.
  - o Transparence insuffisante et procédures complexes avec doubles flux d'informations.
- La **procédure et les conditions de raccordement au réseau** en Belgique constituent également un obstacle pour les investisseurs ;

Exemples :

- o Contrats complexes et rigides des gestionnaires de réseaux.
  - o Normes techniques strictes de raccordement d'installations de production et *compliance tests* imposés par les gestionnaires de réseaux.
  - o Collaboration insuffisante entre les gestionnaires de réseaux pour parvenir à une solution de raccordement optimale.
  - o Propositions d'Elia visant à définir des procédures complexes en matière de réservation de capacités.
  - o Incertitude par rapport à la garantie fixe de capacité : limitations possibles sur l'injection sans compensation des coûts directs et indirects.
- **L'absence de soutien des responsables politiques locaux et de l'opinion publique (NIMBY)** décourage également souvent les investisseurs ;

Exemples :

- o Résistance des pouvoirs publics locaux et de la population face à la construction de nouvelles unités de production.
- o Avis et décisions contradictoires des autorités en ce qui concerne de nouveaux projets, par exemple environnement versus énergie ou aménagement du territoire et région versus provincial ou communal.

### **Des mesures récentes détériorent plus encore le climat d'investissement**

Au niveau fédéral, des mesures importantes prises récemment détériorent sérieusement le climat d'investissement au lieu de l'améliorer :

- Les nouveaux tarifs de transport pour la période 2012-2015 approuvés par la CREG le 22 décembre 2011 entraînent d'importants surcoûts pour les producteurs belges d'électricité : l'instauration de tarifs d'injection pour la production belge<sup>2</sup>, les coûts des réserves à supporter par la production belge<sup>3</sup> et le *balancing volume fee*<sup>4</sup>.

---

<sup>2</sup> Le tarif d'injection pour la production s'élève à 3,13 €/kW par an. Il existe une exonération pour des unités de production raccordées au réseau Elia (>70 kV) après 2002 ainsi que pour les unités de production sur la base de sources d'énergie renouvelables et d'unités de cogénération de qualité raccordées au réseau de distribution en Flandre. L'impact de ce tarif sur une centrale TGV avec un nombre moyen d'heures de fonctionnement peut être estimé à environ 0,5 €/MWh.

<sup>3</sup> Les coûts pour les réserves s'élèvent à 1,1791 €/MWh. Il existe une exonération pour les unités de production à base de sources d'énergie renouvelables et de cogénération raccordées sur le réseau de distribution en Flandre.

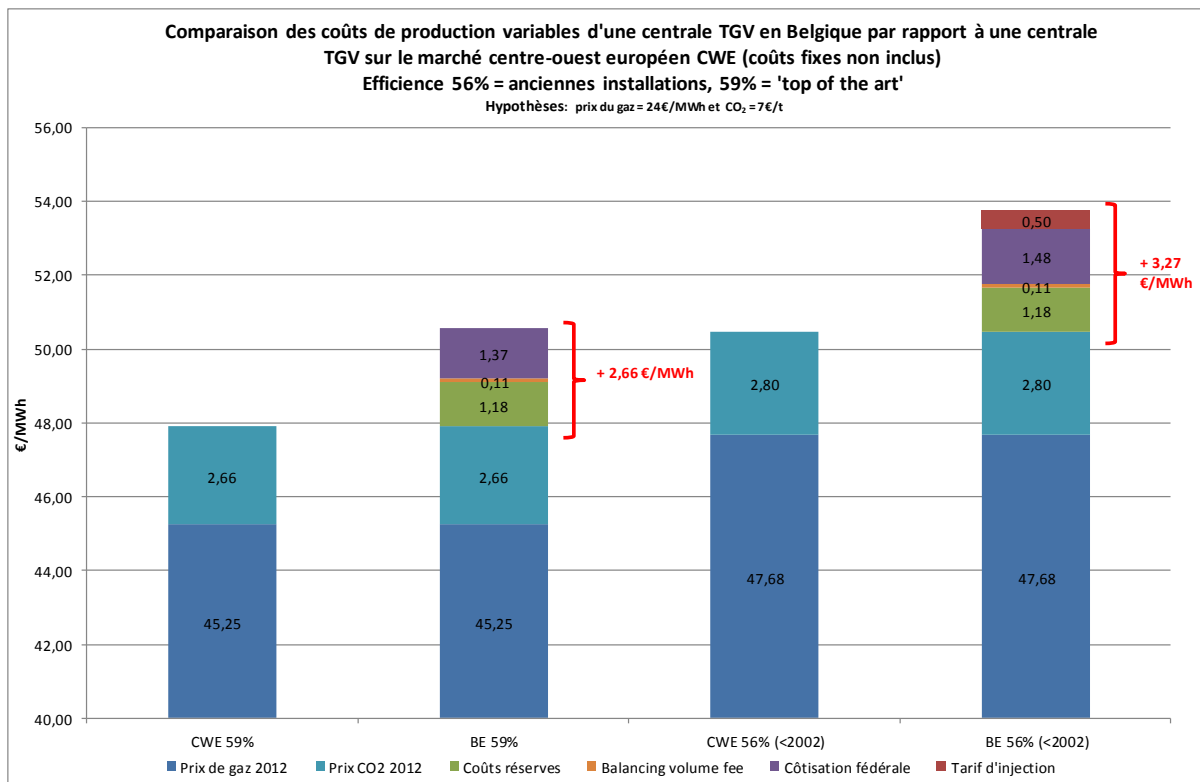
<sup>4</sup> Le *balancing volume fee* pour l'injection s'élève à 0,1137 €/MWh.

- Le prélèvement d'une cotisation fédérale et d'une surcharge « clients protégés » - cette dernière fut fortement augmentée le 1<sup>er</sup> janvier 2012 – sur le gaz utilisé par les centrales électriques<sup>5</sup> représente également un important surcoût. Les producteurs paient donc une surcharge pour l'utilisation du gaz naturel et les consommateurs paient également une surcharge sur l'électricité fournie.
- L'indemnité pour la fourniture par les producteurs des services auxiliaires à Elia est définie dans l'Arrêté ministériel du 23.12.2011. Celui-ci impose à certains producteurs de réserver de la capacité de production pour Elia (pour le soutien du réseau) à un prix défini unilatéralement ne couvrant même pas les frais encourus par les producteurs concernés.

**Dans les pays limitrophes, de tels coûts<sup>6</sup> ne sont pas facturés aux exploitants de centrales électriques.** De plus, l'organisation des services auxiliaires se déroule d'une façon plus dynamique et plus conforme au marché.

Le graphique ci-dessous illustre l'impact de ces nouveaux coûts pour les centrales électriques au gaz, avec un rendement respectif de 56% (centrales construites avant 2002) et de 59% (construites après 2002) en Belgique, en comparaison avec la moyenne du marché couplé du centre-ouest de l'Europe (Allemagne, France, Pays-Bas, Luxembourg et Belgique) :

- pour les centrales TGV belges construites avant 2002 (avec un rendement de 56%), le surcoût découlant des mesures mentionnées s'élève à 3,27 €/MWh ;
- pour les centrales TGV plus récentes (avec un rendement de 59%), ce surcoût s'élève à 2,66 €/MWh.



<sup>5</sup> La cotisation fédérale et la surcharge pour les 'clients protégés' s'élèvent ensemble à 0,7399 €/MWh. L'impact sur une TGV avec un rendement de 59% peut être estimé à 1,37 €/MWh.

<sup>6</sup> En France, une indemnité peu élevée (0,19 €/MWh) est facturée pour l'injection au niveau transport : cette règle a été introduite en 2002 afin de couvrir la contribution du gestionnaire du réseau de transport français dans le mécanisme ITC (Inter TSO Compensation). À ce moment-là, la France était exportateur net et l'on souhaitait, par le biais de cette mesure, récupérer une partie des coûts de l'utilisation des réseaux étrangers par les producteurs/exportateurs concernés.

Ces augmentations de prix ont un **double effet sur la rentabilité des centrales électriques belges** :

- **Elles sont moins concurrentielles** – marge brute plus faible par des coûts variables plus élevés – par rapport aux centrales des autres pays du marché couplé CWE ;
- **Elles seront moins utilisées** – diminution des heures de fonctionnement – rendant encore plus difficile la couverture des coûts fixes.

Ces mesures ont également un **impact négatif important sur l'économie belge et l'écologie dans notre pays** :

- Risque au niveau de la sécurité d'approvisionnement : d'un point de vue économique, les centrales thermiques classiques ne pourront plus opérer et seront par conséquent mises hors service plus tôt que prévu, et cela dans un contexte dans lequel la capacité de production belge ne dispose déjà plus actuellement de marge de réserve face aux pics de demande. La sécurité d'approvisionnement en Belgique dépendra de la disponibilité de capacités à l'étranger – ce qui, suite à la décision allemande en matière de sortie du nucléaire, s'avérera difficile – et du réseau afin d'importer cette électricité ;
- plus grande dépendance à l'importation et impact négatif sur la balance de paiements : une plus grande quantité d'électricité sera importée, étant donné (entre autres) l'absence de tarif d'injection sur l'électricité importée ;
- des émissions plus importantes : les centrales belges présentant une bonne efficacité énergétique fonctionneront moins, ou seront mises à l'arrêt à l'avantage des centrales étrangères présentant un rendement énergétique plus faible.

Dans le même temps, nous constatons qu'en France, un mécanisme d'indemnisation en fonction la capacité est mis en place pour les producteurs, ce qui rendra les installations de production en Belgique encore moins attractives.

**Les investissements dans de nouvelles capacités de production d'électricité en Belgique se font dès lors attendre**

Le cadre économique négatif et incertain pour les producteurs d'électricité en Belgique explique en grande partie pourquoi aucune décision d'investissement n'est prise au sujet de plusieurs projets d'investissement « viables ».

Quelques exemples : la centrale TGV de Nuon Power Generation Walloon à Seneffe/Manage (450 MW), la centrale TGV de EDF Luminus à Navagne (2 x 460 MW), la centrale TGV de NEST Energie à Evergem (2 x 460 MW), la centrale TGV d'Electrabel à Amercoeur (420 MW), ... D'autres projets ne sont pas réalisés, car les autorisations nécessaires n'ont pas été octroyées, comme par exemple la centrale au charbon d'E.ON à Anvers (1.100 MW).

**Ces investissements s'avèrent cependant indispensables pour la sécurité d'approvisionnement et pour compenser l'intermittence et l'imprévisibilité éolienne et solaire.**

## Recommandations afin d'améliorer le cadre économique et légal de la production d'électricité en Belgique :

- La FEBEG insiste ardemment pour que les **obstacles aux investissements dans la production et les réseaux d'électricité** susmentionnés **soient éliminés au plus vite**. Cela signifie concrètement que des mesures doivent être prises pour :
  - o parvenir à une vision de long terme cohérente sur la politique énergétique qui vise un mix énergétique équilibré et une diversification des voies d'approvisionnement ;
  - o définir un cadre légal et réglementaire favorable, stable, juridiquement sûr et cohérent ;
  - o créer un *level playing field* avec nos pays voisins ;
  - o établir des procédures d'autorisation sûres, rapides, souples, rationnelles et transparentes ;
  - o définir des procédures et des conditions de raccordement au réseau techniquement et économiquement équitables ;
  - o garantir une base sociale positive pour les investissements dans la production et les réseaux.
  
- La part de production d'électricité intermittente issue de sources d'énergie renouvelables augmentera fortement dans un avenir proche. La FEBEG demande par conséquent aux responsables politiques de **prendre en compte les conséquences de cette évolution sur le fonctionnement des centrales électriques classiques**, à savoir que :
  - o les centrales classiques seront moins utilisées (nombre d'heures de fonctionnement réduit) ;
  - o la volatilité des prix augmentera ;
  - o le niveau général des prix sur les marchés de gros baissera en raison des coûts de production variable réduits des installations à base de sources d'énergie renouvelables ;
  - o la nécessité de centrales classiques flexibles augmentera (installations de back-up), mais leur rentabilité diminuera ce qui entraînera la mise hors service prématurée d'installations existantes alors qu'aucune nouvelle unité de production ne sera construite.
  
- La FEBEG est convaincue qu'il faut mettre tout en œuvre **pour assurer un fonctionnement optimal des marchés de gros d'électricité** en vue de pouvoir relever les défis à venir en matière énergétique. Cela signifie concrètement que :
  - o toute intervention réglementaire ou administrative qui entraîne une distorsion du marché (prix consommateurs régulés, limitation de l'utilisation de centrales, *price caps*, etc.) doit être éliminée afin de garantir la rentabilité des centrales électriques classiques ;
  - o l'intégration des marchés de gros d'électricité doit se poursuivre (échange *intraday* transfrontalier efficace, marchés supranationaux pour les services auxiliaires, etc.) et il est nécessaire d'investir dans l'extension ainsi que dans une meilleure utilisation des interconnexions ;
  - o des mesures doivent être prises d'une part, pour intégrer au maximum la production d'électricité à base de sources d'énergie renouvelables dans le marché de l'électricité, et d'autre part, pour supprimer progressivement certaines règles encore en vigueur à l'heure actuelle dans certains Etats membres, en matière de dérogations spécifiques

- pour notamment la commercialisation, la nomination, l'équilibre, le raccordement ou encore l'accès au réseau, etc.;
- des systèmes conformes aux marchés de *Demand Side Management* doivent jouer un rôle plus important afin d'inciter les consommateurs finals à adapter leur modèle de consommation existant et/ou à opter pour de « nouvelles applications flexibles » (véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.) ce qui permettra d'aplanir la demande de pointe et de réduire la nécessité de capacités de *back up*.
- **La FEBEG constate que certains pouvoirs publics jugent ces mesures nécessaires, mais vraisemblablement insuffisantes** pour garantir une capacité de production suffisante, tant en ce qui concerne les investissements dans de nouvelles capacités que dans la capacité existante. La France a par exemple décidé de mettre en place un système de rémunération sur base de la capacité des centrales électriques. Ce système doit permettre de limiter la volatilité des prix et constituer un stimulant pour le maintien des unités existantes d'une part, et la construction de nouvelles centrales d'autre part. Étant donné que la France et la Belgique font toutes deux partie du marché CWE couplé, cette décision a également un impact négatif sur le climat d'investissement en Belgique : il est en effet plus intéressant pour les investisseurs d'investir en France plutôt qu'en Belgique.
- **Pour toutes ces raisons, la FEBEG estime qu'il est nécessaire d'également examiner et évaluer l'opportunité de l'introduction d'un tel mécanisme de rémunération spécifique en fonction de la capacité, et ce, en étroite collaboration avec le secteur.**

-----