



Le Vice-Président,  
Ministre du Logement, des Transports  
et du Développement territorial

Cabinet du Ministre Paul MAGNETTE AB	
N° <i>00041</i>	
Date In 13 AVR. 2009	Date Out

—  
Votre courrier du

Vos Références

Namur, le 14 AVR. 2009

Monsieur Paul MAGNETTE  
Ministre du Climat et de l'Energie  
Rue Brederode 9

1000 BRUXELLES

Nos Références (à rappeler svp)

AA/AV/CJ/ab/1266/030409/21542

Annexe(s)

1

Monsieur le Ministre,  
Cher Collègue,

**Concerne : Projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017**

Dans le cadre de la consultation des Régions sur le projet d'étude du SPF Economie et du bureau fédéral du Plan sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017, je vous prie de trouver, ci-joint, copie de l'avis de la CWaPE du 3 mars 2009 à ce sujet.

En vous souhaitant bonne réception de la présente, je vous prie de recevoir, Monsieur le Ministre, Cher Collègue, mes salutations distinguées.

  
André ANTOINE

EH

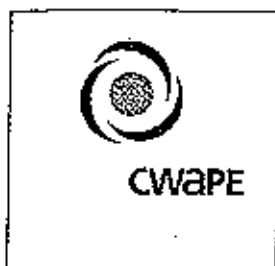
† *Copi NPF*

↓

*Copi OK*

*ADD*

*15/04*



---

COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE

**AVIS**

CD-9c03-CWaPE-227

*sur le*

***'projet d'étude du SPF Economie (DG Energie)  
et du Bureau fédéral du Plan  
sur les perspectives d'approvisionnement  
en électricité 2008-2017'***

*rendu en application de l'article 43bis, §1<sup>er</sup> du décret du  
12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de  
l'électricité.*

---

Le 3 mars 2009

**Avis de la CWaPE sur le projet d'étude  
du SPF Economie (DG Energie) et du Bureau fédéral du Plan  
sur les perspectives d'approvisionnement  
en électricité 2008-2017**

---

### **Objet de la demande d'avis**

En date du 15 janvier 2009, le Ministre de l'Énergie a demandé à la CWaPE un avis sur le projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 (en abrégé EPE) compte tenu, notamment, des compétences de la CWaPE en matière de production d'électricité verte.

### **Objectif de l'avis préliminaire**

A ce stade de l'analyse du document transmis, l'avis se limite à évaluer la compatibilité entre d'une part les hypothèses, méthodologies et résultats de l'étude et d'autre part les objectifs et mécanismes régionaux de promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (en abrégé E-SER).

Une approche similaire pourra être appliquée ultérieurement pour la cogénération de qualité (en abrégé COGEN).

Toutefois, le document ayant été analysé dans sa globalité, d'autres considérations utiles sont présentées en annexe.

### **Contenu de l'avis**

1. Rappel des objectifs et mécanismes de promotion de l'E-SER
2. Analyse de l'étude EPE
  - a. Contexte
  - b. Méthodologie
  - c. Résultats
3. Avis et recommandations

Annexe

## 1. Objectifs et mécanismes de promotion de l'E-SER

### a) Horizon 2010-2012

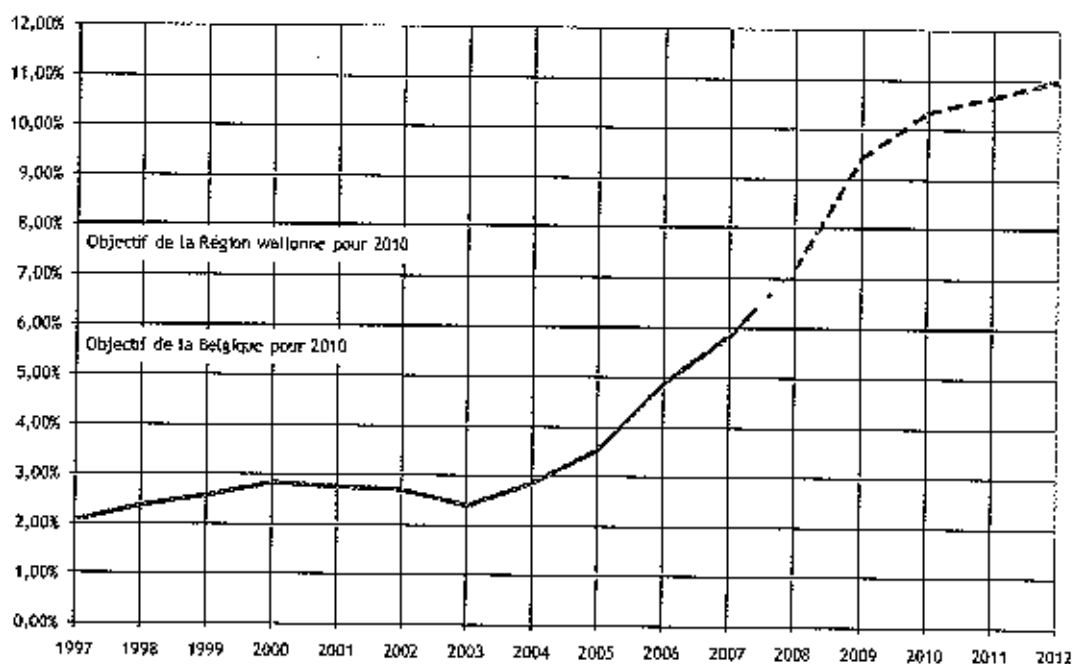
Dans le cadre de la directive 2001/77/CE, la Belgique s'est vue assignée un objectif indicatif de 6% d'E-SER à l'horizon 2010.

La promotion de l'E-SER étant de compétence régionale, le partage des responsabilités (« burden sharing ») entre l'état fédéral (compétent pour les territoires situés en Mer du Nord) et les régions a fait l'objet d'une concertation dans le cadre CONCERE/ENOVER.

Sur cette base, les objectifs de la RW en matière d'E-SER ont été fixés à 8% à l'horizon 2010 (voir PMDE). Cet objectif s'est notamment traduit par la fixation des quotas de certificats verts (E-SER et COGEN) sur la période 2003-2012, allant de 3% en 2003 à 12% en 2012 (progression linéaire de 1 point de pourcent par an). L'objectif 2010 de la Région flamande est 6% et s'est traduit par la fixation d'un quota de certificats verts (E-SER) de 6% en 2010. Pour la Région de Bruxelles-Capitale, le quota de certificats verts (E-SER et COGEN) est de 2,75% en 2010 et 3,25% en 2012.

La figure ci-dessous reprend l'évolution de la part de l'E-SER, établie conformément à la directive 2001/77/CE, sur la période 1997-2008 ainsi que les projections à court terme établies par la CWaPE sur base des projets connus portés à sa connaissance (voir rapport annuel spécifique 2007 sur le marché des certificats vert) et des quotas décidés par la Région wallonne.

% E-SER (2001/77/EC)



Sur base de cette figure, on peut constater que l'objectif de 8% de la Région wallonne sera atteint dès 2009 et que la part de l'E-SER en Région wallonne est estimée à 11% en 2012.

b) Horizon 2020

Les objectifs assignés à la Belgique à l'horizon 2020 ont été annoncés en janvier 2008 dans la cadre du paquet « énergie-climat » qui prévoit au niveau de l'UE-27 trois objectifs à l'horizon 2020 :

1. une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20% ;
2. une part de 20% des SER dans la consommation finale brute d'énergie ;
3. une réduction de 20% de la consommation finale d'énergie.

La doctrine en matière de codécision permet de considérer comme définitive la version de la proposition de directive sur la promotion de l'énergie produite à partir de sources d'énergies renouvelables adoptée par le Parlement européen le 17 décembre 2008.

Cette directive fixe à la Belgique un objectif contraignant de 13% d'utilisation de sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020. Cette directive prévoit en outre un objectif contraignant de 10% d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie pour les transports.

Conformément à cette directive, la Belgique devra présenter son plan d'action national pour le 30 juin 2010. Ce plan d'action doit comprendre les éléments suivants :

- Objectifs nationaux pour la part d'E-SER en 2020 dans les secteurs suivants : transports, production d'électricité, chauffage et refroidissement ;
- Prise en compte des mesures liées à l'efficacité énergétique ;
- Description des mesures de promotion ;
- Estimation de l'éventuelle production excédentaire ou de la part à satisfaire en dehors de son territoire ou encore des possibilités de projets communs. Cette nouvelle directive prévoit en effet la possibilité, sous conditions, pour un État membre de réaliser son objectif en dehors de son territoire, le cas échéant en partenariat avec un ou plusieurs autres États membres ou tiers (« mécanismes de flexibilité »).

Étant donné le partage des compétences au niveau de l'État fédéral belge, la réalisation du plan d'action national belge nécessitera une concertation entre le niveau fédéral et les régions. Comme indiqué, cette concertation nécessitera non seulement une répartition des charges entre les différentes entités mais également entre les différents secteurs.

A ce stade, il convient aussi d'insister sur l'importance de la ventilation sectorielle (électricité, chaleur, transport) de l'objectif global de 13% et cela indépendamment d'un éventuel recours aux mécanismes de flexibilité. En effet, ces secteurs ne présentent pas les mêmes potentiels en matière d'utilisation d'énergie renouvelable.

Afin d'illustrer l'importance de cette ventilation sectorielle, la CWaPE a estimé la ventilation sectorielle possible si la Région wallonne décidait d'atteindre, sans recourir aux mécanismes de flexibilité, une part de 13% d'utilisation de sources d'énergie renouvelables dans sa consommation finale brute d'énergie.

Pour cet exercice, les hypothèses simplificatrices suivantes ont été retenues :

1. croissance de 1,5% de la demande en électricité (quel que soit le scénario de la demande, en supposant que, dans les scénarii où la demande est à la baisse, ce vecteur prendra partiellement en charge certains besoins de transport, chaleur et froid) ;
2. développement du SER dans le transport en vue d'atteindre le seuil de 10% en 2020 ;
3. croissance de la part de l'E-SER exogène, déterminée par la fixation de quotas de CV ;
4. croissance de la chaleur verte sur base du développement observé de la cogénération biomasse ;
5. limitation de l'accessibilité de la chaleur verte à un maximum de 55% des besoins globaux en chaleur.

En fonction des scénarii retenus en termes d'évolution de la demande (entre +20% et -20% entre 2008 et 2020), le respect de l'objectif européen (13% d'utilisation SER) conduit à une part d'électricité produite à partir de renouvelables s'établissant entre 22 et 27%.

## 2. Analyse de l'étude EPE

### a) Contexte, objet, utilisation de l'étude

Le chapitre consacré au contexte de l'étude prospective rappelle clairement en page 34 les objectifs assignés à la Belgique dans la cadre du paquet « énergie-climat » dont les 13% d'utilisation de sources d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020.

Les mécanismes de soutien à la production d'électricité verte (SER et cogen) sont décrits aux pages 35 et 36. En ce qui concerne la RW, la description est obsolète car ne tient pas compte des mesures en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008. Ces nouvelles mesures sont pourtant clairement rappelées dans le dernier rapport annuel spécifique sur les CV publié en juin 2008. Il en est de même pour les aides à l'investissement en RW (page 37).

Nb : Page 37, l'exonération de cotisation fédérale est assimilée à une mesure de soutien au niveau du tarif d'utilisation du réseau. En général, cette exonération est assimilée à un incitant de nature fiscale (exonération d'une surcharge et non tarif d'utilisation du réseau différencié).

En ce qui concerne l'objet de l'étude, il est rappelé que l'étude vise à « Déterminer la manière la plus avantageuse de réaliser l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité, à MT et à LT, compte tenu de la nécessité : ... de promouvoir l'utilisation des SER ».

En ce qui concerne l'utilisation de l'étude par les autorités, il est rappelé « A ce titre, elle intervient dans la procédure d'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité de plus de 25 MW ».

En ce qui concerne le contenu de l'étude : « Elle définit les orientations en matière de choix des sources primaires en veillant à assurer une diversification appropriée des combustibles, à promouvoir l'utilisation des SER et à intégrer les contraintes environnementales définies par les Régions ».

b) Méthodologie

L'analyse de la méthodologie suivie laisse apparaître de sérieuses réserves quant à la prise en compte effective des objectifs régionaux en matière de développement de l'E-SER. Les investissements relatifs à l'E-SER sont pris de manière endogène (dans le modèle) et non exogène comme c'était le cas dans l'étude précédente (PI2005) :

*« Le PI2005 et l'EPE se différencient aussi par le caractère exogène ou endogène de certains paramètres ayant un impact sur les besoins en capacité de production électrique. Ainsi, dans le PI2005, les niveaux d'importation nette d'électricité et les investissements relatifs aux unités basées sur des sources d'énergie renouvelables (SER), aux unités de cogénération et à l'utilisation rationnelle de l'énergie, sont pris en considération de manière exogène. Il en est de même pour l'évolution de la demande électrique. L'incertitude liée à ces paramètres est traitée par le biais de variantes. Pour résumer, le PI2005 évalue les investissements en nouvelles unités de production du parc centralisé dans une optique de minimisation des coûts de production, tout en respectant un critère de fiabilité spécifique et étant donné des hypothèses spécifiques sur les niveaux de production électrique décentralisée, d'importations et de demande électrique. »*

La prise en compte de manière endogène de ces investissements dans l'E-SER n'est pas clairement définie dans l'étude. Sur base d'une analyse sommaire de la prise en compte du mécanisme des certificats verts dans le modèle PRIMES pour les besoins de l'étude du BFP « Impact of the EU Energy and climate Package on the Belgian energy system and economy » (WP-21-08, novembre 2008), de sérieuses réserves doivent être apportées. Une clarification avec les experts du BFP semble nécessaire :

*“ As regards combined heat and power (CHP) technologies, the Regions have fixed regional objectives in order to stimulate the production of electricity on the basis of CHP. In PRIMES, these supporting policy instruments for renewable energy forms are modelled through a subsidy on investment. This is a simplified manner to model the very complex national incentive regimes and reckon with the fact that one cannot exactly model the certificate market. The subsidies are then calibrated in such a way that (1) the Belgian objective of RES-electricity in 2010 for which the green certificates' system is introduced will be met; (2) they diminish through time so as not to overdraw the budgetary constraint. Indeed, if the subsidy rates would stay equal, the cost of subsidizing would become prohibitive because the RES volume increases every year. Every year, the subsidies are calibrated in such a way that the total envelope stays more or less constant to its 2006 level; the resulting decrease per renewable energy form then depends on the maturity of the technology: as such, the subsidies for onshore wind decline the fastest followed by offshore projects, whilst the subsidies for solar PV still stay relatively high until 2020.”*



### c) Résultats

- 1) Prise en compte effective des mesures de soutien fixées par les régions à l'horizon 2010-2012.

Le tableau ci-dessous compare le parc de production SER en Belgique fin 2012 (hors éolien off-shore) tel qu'estimé rapidement par la CWaPE avec celui prévu fin 2020 pour la Belgique pour le scénario le plus optimiste de l'étude EPE :

GWH SER	BE-2008	BE-2012	EPE-2020
Solaire PV	40	100	8
Hydraulique	400	400	356
Éolien on-shore	650	1.800	2.081
Biomasse	2.800	4.850	6.853
TOTAL	3.890	7.150	9.298

NB : cet exercice de prévision par la CWaPE repose pour la RW sur les projections établies dans son dernier rapport annuel spécifique 2007 et pour la Région flamande sur la proposition actuelle d'un quota de 8% en 2012 ainsi qu'un développement sur la période 2009-2012 maintenant une ventilation entre les différentes filières identique à celle observée fin 2008 (statistiques de la VREG au 31/12/2008).

Sur base de cet exercice, on constate que la production projetée fin 2012 correspondrait déjà à environ 75% de la production maximale envisagée fin 2020 dans l'étude EPE. On peut dès lors émettre de sérieuses réserves quant à la prise en compte effective des objectifs régionaux fixés à court terme en matière de promotion de l'E-SER dans le cadre de cette étude.

- 2) Prise en compte effective des objectifs fixés au niveau européen à l'horizon 2020

L'annexe 3 compare les résultats du graphique 35 avec l'objectif de 13% d'utilisation d'énergie renouvelable assigné à la Belgique.

La part obtenue varie entre 7,9 et 8,8%. Aucun des scénarios envisagés ne permet par conséquent d'atteindre l'objectif de 13%.

L'explication avancée à l'annexe 3 est la suivante : « les scénarios ne tiennent pas compte des politiques et mesures qui devront être mises en place pour atteindre cet objectif récemment mis sur la table des négociations ».

On peut s'étonner d'une telle hypothèse de travail puisque cet objectif est connu au moins depuis janvier 2008 et que les instruments de promotion sont déjà en place au niveau des régions en ce qui concerne la promotion de l'E-SER.

En outre, ces mêmes résultats, obtenus sans prise en compte des politiques de soutien, sont utilisés pour conclure à l'annexe 3 que « la totalité de l'objectif ne doit donc pas être réalisée sur le territoire belge ».

En conclusion l'analyse sommaire de ces résultats nous conduit à émettre des réserves quant à la prise en compte effective des objectifs régionaux à l'horizon 2012 en matière de production d'électricité renouvelable et européens à l'horizon 2020 en matière d'utilisation des énergies renouvelables.

Ce constat est d'autant plus étonnant que l'étude décrit en première partie (« Contexte de l'étude ») ces objectifs européens ainsi que les mécanismes de promotion en vigueur au niveau des régions et rappelle la nécessité d'intégrer les « contraintes environnementales définies par les Régions ».

En outre, dans la mesure où, comme rappelé en page 45, les résultats de cette étude interviennent dans la procédure d'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité de plus de 25 MW, la prise en compte des objectifs régionaux ne peut être ignorée sous peine de générer des incohérences entre les différents niveaux de pouvoir.

### 3. Avis et recommandations

L'analyse préliminaire de l'étude EPE indique que de sérieuses réserves peuvent être émises quant à la prise en compte effective dans le modèle des objectifs déjà fixés à court terme par les régions ainsi que les objectifs qui devront être fixés à l'horizon 2020 en matière de production d'électricité à partir de SER.

\* \*  
\*

Annexe à l'avis de la CWaPE sur le  
« Projet d'étude sur les perspectives  
d'approvisionnement en électricité 2008-2017 »

Examen technique

---

Préliminaire

La remise d'un avis sur ce document présente quelques difficultés:

- Les hypothèses du scénario de référence sont issues d'études macroéconomiques ; cet exercice est pratiqué par ELIA dans le cadre des plans de développement. Dans le cadre des plans d'adaptation, la CWaPE se focalise sur le niveau microéconomique (évolution de la puissance prélevée dans les postes).
- La plupart des graphiques se présentent sous la forme de bâtonnets mettant en évidence l'évolution 2005-2020 ou 2030; les échelles utilisées rendent parfois difficile la quantification des différents éléments (ex. graphique 21 : tranches de 2.500 GWh).
- Les chiffres donnés définissent des buts à atteindre au niveau fédéral ; faute de connaître en détail la répartition des objectifs dans les différentes régions, on ne peut émettre une opinion sur le réalisme des perspectives rapportées au niveau de la Région wallonne. Certains chiffres, a priori étonnants, méritent un examen approfondi encore en cours.

Pour la lisibilité, les commentaires sont formulés page / page :

1. L'ensemble du document ne semble pas présenter d'anomalies flagrantes. On doit toutefois noter :
  - en p.25, dans la footnote 14 : parlant du RTL, la référence à une limite inférieure du niveau de tension fixée à 30 kV est inexacte. De même pour la footnote 15 relative à la distribution : la Région wallonne applique la limite de 70kV comme la Région flamande.
  - en p.27, sous texte 9. et footnote 19 : la signature du contrat d'accès par un client est valable pour le transport local mais pas en distribution où le détenteur d'accès est un fournisseur.
  - en p.53, pour ce point ainsi que pour d'autres informations importantes, le rapport se base principalement sur les données 2006. Il est dommage, étant donné que le projet sort en 2009 et vu les évolutions enregistrées depuis cette période, qu'au minimum les données 2007 n'aient pas été intégrées.
  - en p.60, les points 3.2, 3.3 et 3.4 restent à compléter.
  - en p.61, il est fait mention d'une demande totale d'électricité en 2006 de 86.05 TWh dont 96% est à attribuer à des clients finals (soit 82,61 TWh) ; le communiqué de presse commun des régulateurs fixe la demande à cette période à 79,22 TWh ; le chiffre cité dans le rapport est donc supérieur de +/- 4%. Par ailleurs, Elia précisait dans son rapport annuel de 2006 que le prélèvement net sur ses réseaux s'établissait à 79,56 TWh ce qui semble confirmer le rapport des régulateurs.

De même, en p.99, la demande prise en compte pour 2005, est de 87,9 TWh, alors que le communiqué de presse des régulateurs fait état de 80,8 TWh. Dans le rapport annuel 2007 d'Elia, cette consommation est de 88,8 TWh. Elia a indiqué que ces différences résultent des productions décentralisées en distribution et des pertes.

- en p.73, le tableau 9 mentionne les nouvelles unités de production prévues à H2011 : Carsid, Amercoeur et Angleur. Nuon Seneffe (450 MW) et SPE (Visé) (2x450 MW) ne figurent pas (H2012 ?)
- en p.128, l'important Graph.44 est incompréhensible (problème de couleurs utilisées)

## 2. Relevé des points principaux et description sommaire des scenarios :

- en p.33, le tableau 3 récapitule la chronologie du déclassement des sites nucléaires et formule des commentaires importants sur les enjeux d'une décision rapide en cette matière.
- en p.47 à 50, les réserves mondiales de combustibles fossiles et d'uranium connues en 2006 (en années de production actuelle inchangée) s'établissent comme suit :
  - Gaz naturel : 63 ans
  - Combustibles solides : 147 ans
  - Pétrole : 40 ans
  - Uranium : entre 67 et 82 ans
- en p.52, est rappelé l'objectif européen d'atteindre, entre Etats membres, un niveau d'interconnexion de 10% de leur capacité de production installée.
- en p.57, l'étude ne tient compte d'aucune mesure d'urgence tels les contrats d'interruptibilité et le plan de délestage, au motif que les ruptures d'approvisionnement envisagées sont uniquement de court terme
- en p.66, sont rappelées les valeurs de base 2006 : Puissance appelée à la pointe = 13.909 MW et Production totale brute = 85.535 GWh
- en p.99 et suivantes, sous 7.1 est décrit le **scénario de référence** (Sref) :

La demande devrait croître de 1,7% /an soit 112,9 TWh (2020) pour 87,9 TWh (2005) soit + 25 TWh (+28%)

Le tertiaire : + 46% (soit +2,6%/an)

Le résidentiel : + 32% (soit +1,9%/an)

L'industrie : + 23% (chimie et sidérurgie pour 80%) (soit +1,4%/an)

Le transport : + 9% (soit +0,6%/an)

L'énergie produite et les importations :

importations : 12,7 TWH (en 2020 / 11%) pour 6 TWH (en 2005 / 7%) ; (détails en 7.1.7,p.110)

production : voir Graph.20 (p102) dont répartition SER : voir Graph.21 + cogénération fin § 7.1.2 (p 103).

Les investissements à réaliser dans de nouvelles unités :

2006 - 2010 : +3.600 MW (dont ¾ neuf)

2006 - 2015 : +7.400 MW

2006 - 2020 : +**11.000 MW** (dont 60% nouvelles unités et 40% pour remplacement d'unités déclassées).

Ceci est à mettre en perspective avec une capacité actuelle de +/- 15.000 MW .  
SER à prévoir : voir Graph.25 (p107) ?

La consommation de gaz naturel augmenterait de 8% sur la période (soit 0,5% /an) pour le secteur électrique et de 21% (soit 1,3% /an) pour les autres secteurs. Les polluants augmenteraient également : CO<sup>2</sup> + 28%, SO<sup>2</sup> et NOx + 23%.

- en p.114 et suivantes, sont décrits les scénarios alternatifs :

- Base\_Nuc = idem Sref mais sortie nucléaire retardée
- Base\_HiCV = idem Sref mais valeur carbone revue à la hausse
- LoGro = idem Sref mais demande inférieure (croissance économique faible et URE)
- HiGro = idem Sref mais demande supérieure (croissance économique forte).

Demande : voir Graph.32 (p115) et 33 (p116) (voir aussi tableau en figure 1)

LoGro = demande la plus faible

HiCV = demande la plus haute (après 2020) car l'électricité remplace d'autres sources.

Base\_Nuc = demande importante générée par des prix plus bas.

Offre voir Graph.34 (p118)

LoGro = importations importantes (dont France 50%) - (voir aussi tableau en figure 2)

Base\_Nuc = importations faibles

SER : voir Graph.35 (p119) ?

	ref	logro	higro	hicv	nuc
SER	13%	15%	13%	15%	11%

Les investissements restent gigantesques (voir aussi tableau en figure 3)

Capacité installée : voir Graph.37 (p121)

Base\_Nuc : la présence des centrales n'est pas une entrave au développement des SER.

HiCV : par rapport à Sref, la production diminue de 5% alors que la capacité installée est supérieure de 330 MW pour pallier le caractère intermittent des SER.

Consommation gaz : voir § 7.2.5 (p122)

Polluants voir Graph.39 (p124)

- en p.124 et suivantes, il est constaté que les besoins en nouvelles capacités varient du simple au double : de + 6.000 (Nuc) à + 12.000 MW (LoGro + HiCV)
- en p.129 et suivantes, est réalisée la comparaison entre PI2005 (programme indicatif CREG) / CE2030 (Commission Energie) et EPE.

L'évolution de la demande n'apparaît pas parfaitement définie :

EPE :	+1,7%/an
CE2030 :	+1,1%/an
PI2005 :	+1,4%/an

Les chiffres de consommation gaz (Graph.50) liée notamment à la valeur carbone et au nombre de centrales gaz varient assez largement surtout en fin de période.

### 3. Conclusions chiffrées: (voir p.151 et suivantes)

#### Demande :

1. Dans le scénario de référence, la demande 2020 = demande 2005 + 28% soit + 1,7% /an
2. Dans ce même cas évolution de la consommation :
  - tertiaire : + 46% (soit +2,6%/an)
  - résidentiel : + 32% (soit +1,9%/an)
  - industrie : + 23% (chimie et sidérurgie pour 80%) (soit +1,4%/an)
  - transport : + 9% (soit +0,6%/an)
3. Dans les scénarios alternatifs, demande varie : +1,6 à 1,8%/an sauf LoGro = +0,7%/an

#### Offre :

4. Sref

	2020	2005
Nucléaire	34%	55%
Energie fossile	53%	39%
SER	13%	6%
5. Potentiels SER : 1er biomasse, 2ème éolien OFFshore, 3ème éolien ONshore - hydro stable et PV marginal
6. Importations 2020 = importations 2005 x 2
7. Emissions CO<sup>2</sup> 2020 = 30 MT = émissions CO<sup>2</sup> 2005 x 1,28
8. Production SER (PSER) = fonction retrait nucléaire  
= fonction valeur carbone
9. PSER max si HiCV ... = 15% (13% selon CE)
10. P charbon = fonction valeur carbone
  - = x 0,75 Sref si HiCV
  - = x 0,50 Sref si LoGro
  - = x 1,06 Sref si HiGro
11. Gaz naturel reste la source d'énergie primaire la + sollicitée dans tous les scénarios  
En 2020 : Sref = 31% / HiCV = 40%
12. Gaz pour production électrique = + 8% en 2020 dans Sref / + 29% dans HiCV
13. Dans tous les scénarios la Belgique reste importatrice nette en 2020
  - LoGro = 18,8 TWh
  - HiCV = 16,5 TWh
  - Base\_Nuc = 3,8 TWh
  - facteur de 1 à 5 entre les hypothèses extrêmes
  - NB : importations nettes 2007 = 6,6 TWh (source ELIA)
14. Emissions CO<sup>2</sup> les plus faibles dans HiCV et LoGro même + faible que dans Base\_Nuc.

#### Investissements nouvelles capacités :

15. 1/3 du parc existant doit être renouvelé (4.300 sur 15.000 MW)  
en plus pour demande supplémentaire : + 6.700 MW  
soit en investissements cumulés 11.000 MW d'ici 2020  
(40% pour renouvellement (dont nucléaire) et 60% pour accroissement de la demande)
16. Calendrier : (répartition : voir p154)
  - 2006/2010 : +3.600 MW
  - 2011/2015 : + 3.800 MW
  - 2016/2020 : + 3.500 MW
17. Delta scénarios alternatifs H2010 = de 600 (LoGro/HiCV) à 1.000 MW (HiGro/Nuc)
18. Delta Sref / alternatifs H2020 : (voir tableau en figure 3)

#### Différences avec études antérieures :

19. Taux de croissance annuel moyen de la demande :
  - EPE : +1,7%/an
  - CE2030 : +1,1%/an
  - PI2005 : +1,4%/an
20. Les besoins en nouvelles capacités sont plus importants dans EPE par suite des différences en terme de :
  - évolution de la demande
  - calendrier déclassement des centrales existantes
  - évolution des importations
  - structure de la production
21. Différences EPE/PI2005 également parce que dans PI2005, pas de déclassement de centrales thermiques avant 2019.
22. Profil de l'évolution des importations différent : + faible dans EPE à H2015 mais + élevé à H2020
23. Investissements en Pser > dans EPE : compléments encore à prévoir en raison de leur caractère intermittent.

#### 4. Autres conclusions : (voir p.155 et suivantes)

##### Rôle clé du gaz :

Augmentation de consommation avec conséquences en termes :

- de dépendance de la Belgique
- de risque géopolitique
- de nécessité d'investissement en production et en transport

##### Sécurité d'approvisionnement :

La demande augmente dans tous les scénarios alors que les capacités de réserve diminuent ... vu les délais de réalisation (4 ans au mieux pour le plus rapide (TGV), « il existe un risque de voir l'offre temporairement insuffisante pour rencontrer la demande » ... il convient donc d'être vigilant aux points suivants :

- la nécessité de mise en place d'un système indicatif et de son financement en cas de recours par les autorités publiques, à un appel d'offre en vue de la construction d'installations de production ... l'appel ne produira ses effets que des années + tard ;
- les incertitudes en matière de possibilités d'importations (facteur de 1 à 5) ne dépendant pas uniquement des possibilités d'interconnexion mais également de situation nationale dans les pays limitrophes (hors contrôle) ...
- les scénarios sont définis pour des conditions « standard » : en cas de vague de froid intense, de fortes chaleurs sur toute l'Europe, d'anticyclone persistant, de problèmes d'approvisionnement généralisés pour certains combustibles, ces scénarios extrêmes sont hors « scope ».
- les problèmes génériques influençant la disponibilité (problèmes techniques, maintenance...)
- certaines spécificités propres : disponibilité, intermittence, fluctuations saisonnières, émissions CO<sup>2</sup>, importations, souplesse d'utilisation, la décentralisation et ses répercussions (sur les réseaux, sur les pertes, l'aménagement du territoire, les capacités de réserve, l'équilibrage : une réflexion à long terme est souhaitable)

#### Développement des réseaux :

Les résultats de l'étude sont définis en termes de capacité et d'énergie primaire pour les nouvelles centrales ; toutefois la localisation, la possibilité de raccordement, le renforcement des réseaux et les délais réels de réalisation ne sont pas évoqués.

#### Délais

Le court terme n'est pas intégré.

Les délais pour la construction de nouvelles centrales sont importants parce que :

- la libéralisation entraîne la postposition de décisions d'investissement.
- des incertitudes sont liées à des décisions politiques: il faut garantir un cadre législatif stable ; en attendant les nouvelles unités, il faudra continuer à faire tourner les installations existantes.
- les équipementiers sont survendus : délais livraison équipements, carnets de commande remplis.
- l'octroi des permis peut présenter des difficultés.

Les figures 1 à 3 ci-jointes reprennent les quantités identifiées dans le document à l'horizon 2020 pour différents scénarii.



Figure 1

## Electricité produite et importée (en GWh)

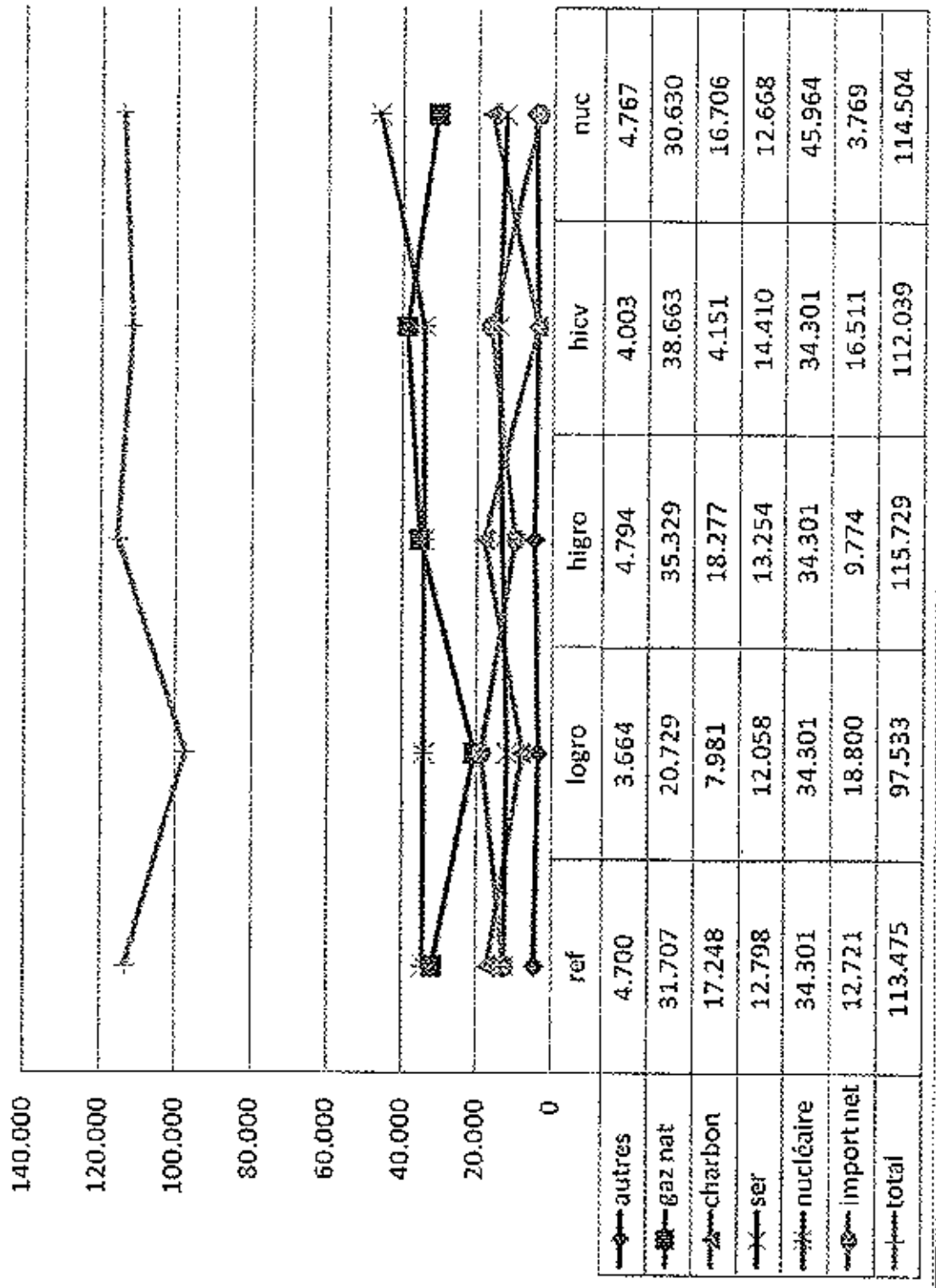


Figure 2

## Electricité produite et importée (en GWh)

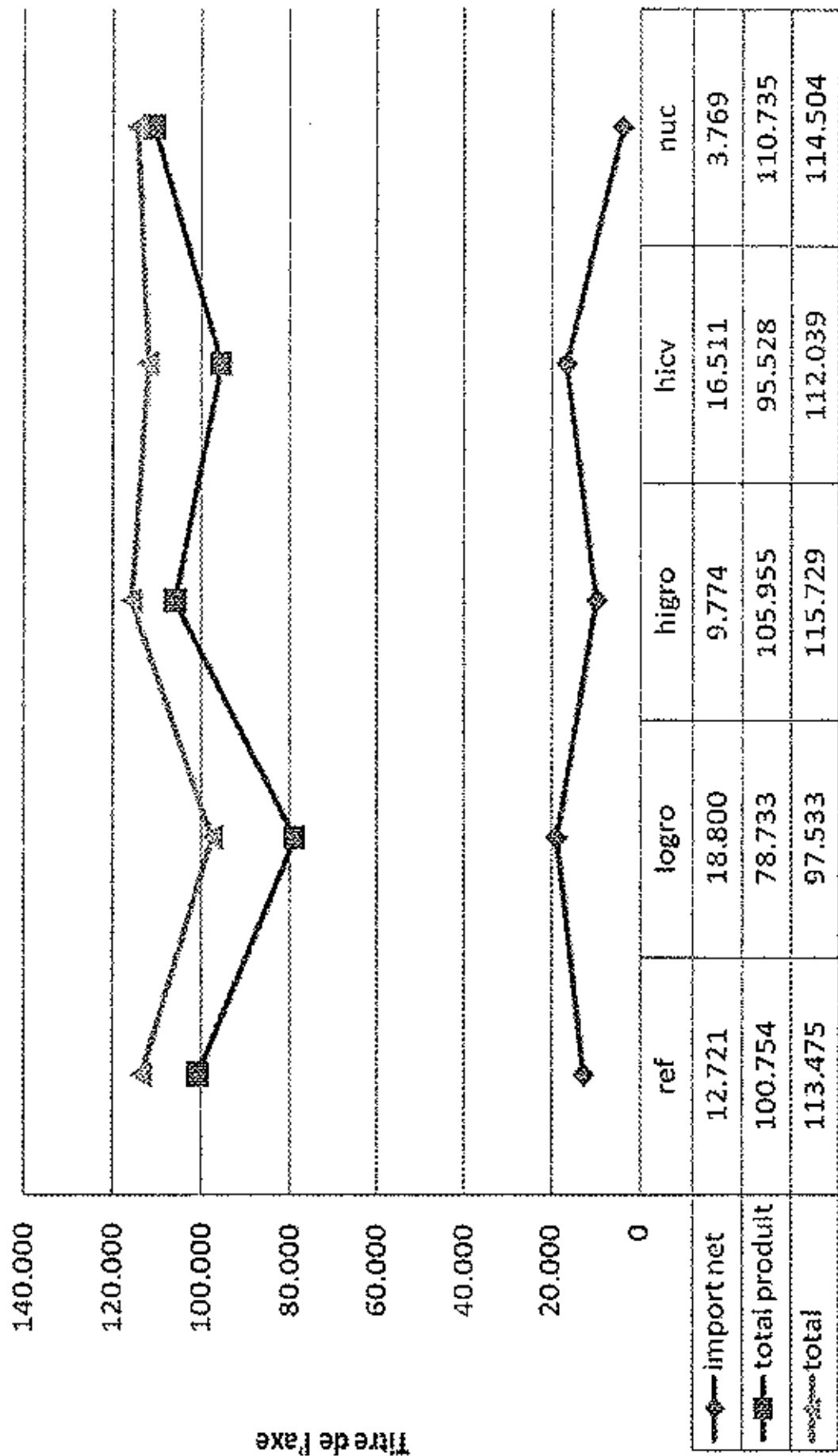


Figure 3

