3 - 2041/3

# SÉNAT DE BELGIQUE

**SESSION DE 2006-2007**

8 MARS 2007

## La politique énergétique en Belgique

## ANNEXE II AU RAPPORT

FAIT AU NOM DE LA COMMISSION DES FINANCES ET DES AFFAIRES ÉCONOMIQUES
PAR
MM. **COLLAS** ET **MARTENS**

Cette annexe contient les minutes non traduites des réunions de commission organisées les 30 novembre 2005, 15 et 22 mars 2006. Elles seront publiées uniquement sous forme de document PDF sur le site web du Sénat (*www.sénat.be*) sous le numéro 3-2041.

*Voir :*

**Documents du Sénat :**

**3-2041 - 2006/2007 :**

N° 1 : Rapport.
N° 2 : Annexe I.

# BELGISCHE SENAAT

**ZITTING 2006-2007**

8 MAART 2007

## Het energiebeleid in België

## BIJLAGE II BIJ HET VERSLAG

NAMENS DE COMMISSIE VOOR DE FINANCIËN EN VOOR DE ECONOMISCHE AANGELEGENHEDEN
UITGEBRACHT DOOR
DE HEREN **COLLAS** EN **MARTENS**

Deze bijlage bevat de niet-vertaalde minuten van de commissievergaderingen georganiseerd op 30 november 2005, 15 en 22 maart 2006. Ze zullen enkel in PDF-vorm gepubliceerd worden op de website van de Senaat (*www.senaat.be*) onder het dossiernummer 3-2041.

*Zie :*

**Stukken van de Senaat :**

**3-2041 - 2006/2007 :**

Nr. 1 : Verslag.
Nr. 2 : Bijlage I.

71503 - I.P.M.

**3-2041/3**

**THEMADEBAT “HET ENERGIEBELEID IN BELGIË”**

**DÉBAT THÉMATIQUE “LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE EN BELGIQUE”**

**ZITTING/SESSION 2006-2007**

**22 MAART 2007/22 MARS 2007**

**BIJLAGE II/ANNEXE II**

Diverses propositions de loi et propositions de résolution, relatives à la politique de l’énergie, ont été introduites auprès de la commission des Finances et des Affaires économiques dans le courant de la législature 2003-2007.

Cela concerne notamment :

1) **Proposition de loi portant scission et démantèlement de l’intégartion verticale de la société Electrabel S.A., portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité et de la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l’énergie nucléaire à des fins de production industrielle d’électricité, et abrogeant la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales (de M. Jean-Marie Dedecker);**
   **n° 3-1201/1.-**

2) **Proposition de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité, en vue d’abolir les monopoles et de promouvoir la libre concurrence dans le secteur de la production d’électricité (de MM. Bart Martens et Luc Willems);**
   **n°3-1272/1.-**

3) **Proposition de résolution relative à l’avenir des centrales nucléaires pour l’approvisionnement énergétique du pays (de M. Frank Creyelman et Mme Anke Van dermeersch);**
   **n°3-1178/1.-**

Dans ce cadre, un certain nombre de réunions de commissions et d'auditions ont été organisées, dont on a repris les comptes rendus dans cette annexe, comme suit :

- le 30 novembre 2005 :

1) Prof. Jean-Marie Streydio, ingénieur civil chimiste;

2) M. Daniël Dobbeni, CEO et président d'Elia;

3) Prof. Jean-Pascal van Ypersele (UCL), climatologue;

4) Mme Annabelle Jacquet, secrétaire générale de *EDORA asbl*.

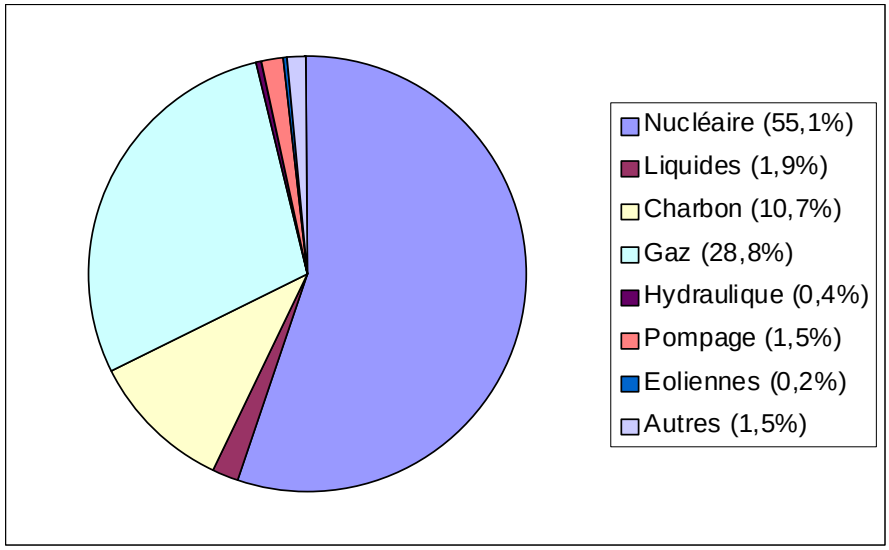
- le 15 mars 2006 (suite de la discussion);

- le 22 mars 2006 avec Mme Christine Vanderveeren, présidente du CREG.

## A. Réunion du 30 novembre 2005

Exposé du Professeur Jean-Marie Streydio, ingénieur civil chimiste, co-président de la commission Ampère

***Production d'électricité en Belgique en 2004 (FPE, 2005)***




La part du nucléaire diminue d'année en année en Belgique. Ce déclin ne s'explique pas par un mauvais fonctionnement du nucléaire, étant donné qu'il travaille à peu près à 90 % du temps en production de base. La part du nucléaire (55,1 % en 2004) diminue simplement parce que la demande globale en électricité augmente tout le temps.

Le fait de mettre le pompage (1,5 %) comme source d'électricité fait un peu rire le professeur Streydio. Cela consiste à ce que la nuit, quand il y a peu de consommation d'électricité, on utilise essentiellement l'énergie produite par les centrales nucléaires pour pomper de l'eau en hauteur. Le lendemain, aux heures de pointe, on relâche à peu près 1.300 MW en pointe. Il s'agit d'une technique très intéressante. Toutefois, ce n'est pas de la production proprement dite, au contraire, cela consomme un peu d'énergie, mais on peut bénéficier de l'électricité extrêmement bon marché due à l'existence du nucléaire.

## *Emissions moyennes de $CO_2$ dans la production d'électricité*

| Pays/Région | $g_{CO2}$/kWh | % électronucléaire (1999) |
|---|---|---|
| **Danemark** | **791** | |
| **Pays-Bas** | **603** | **4,0** |
| **Allemagne** | **588** | **31,2** |
| **Monde** | **544** | |
| **Grande-Bretagne** | **521** | **28,9** |
| **Italie** | **521** | |
| **Espagne** | **471** | **31,7** |
| **Communauté européenne** | **399** | |
| **Belgique** | **307** | **57,7** |
| **France** | **56** | **75** |
| **Suède** | **42** | **45,8** |

On a toujours souligné que le $CO_2$ est l'ennemi numéro 1.

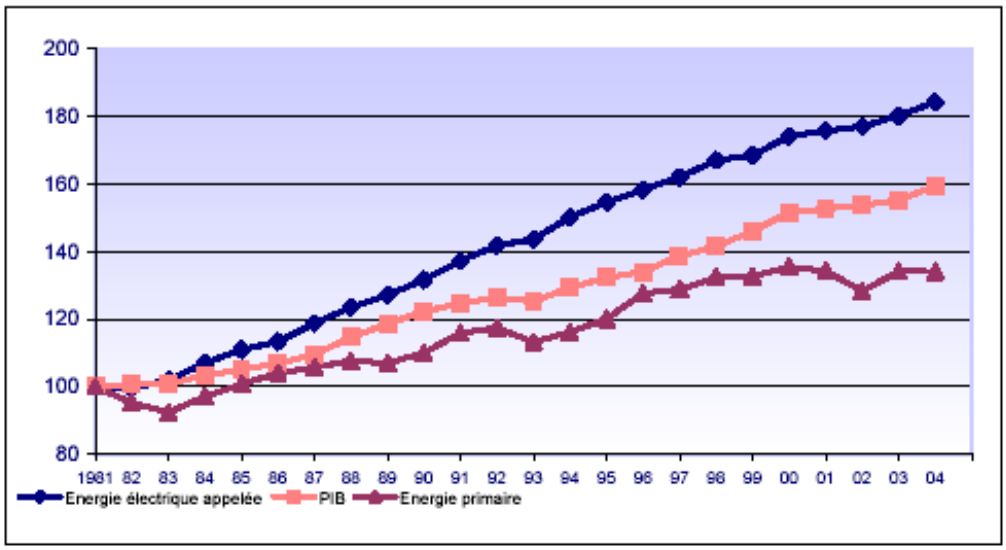
Le fait de disposer d'un parc de production comme celui que l'on a en Belgique, permet de nous classer dans les pays qui sont les meilleurs en matière d'émissions de $CO_2$.

En 1992, nous avions encore 57,7 % d'électronucléaire chez nous, ce qui nous permettait de limiter les émissions à 307 grammes de $CO_2$ par kWh de produit. Sur ce point, la Belgique n'est battue que par la France et surtout la Suède, qui bénéficie aussi de l'hydraulique à côté du nucléaire.

Les mauvais résultats du Danemark et de l'Allemagne ont mené au développement des éoliennes. Le problème est que quand il n'y a pas de vent, il faut mettre en route des centrales au charbon et celles-là sont émettrices en grande quantité de $CO_2$.

## *Evolution de la demande vs PIB*

**Evolution du PIB, de la demande d'énergie primaire et de la demande d'électricité**




M. Streydio rappelle que rapporté à 1981 comme référence, nous consommons de moins en moins d'énergie primaire par rapport au PIB en Belgique. Entre autres parce que l'efficacité énergétique a été améliorée.

L'énergie électrique par contre est une manière d'exploiter l'énergie primaire existante.

Malgré la hausse des prix, on ne constate toujours pas une diminution de la consommation d'énergie électrique.

La question qui se pose est de savoir où chercher l'énergie primaire, les ressources terrestres pour alimenter ces différentes formes de production d'électricité.

## *Données de base sur les ressources énergétiques mondiales*

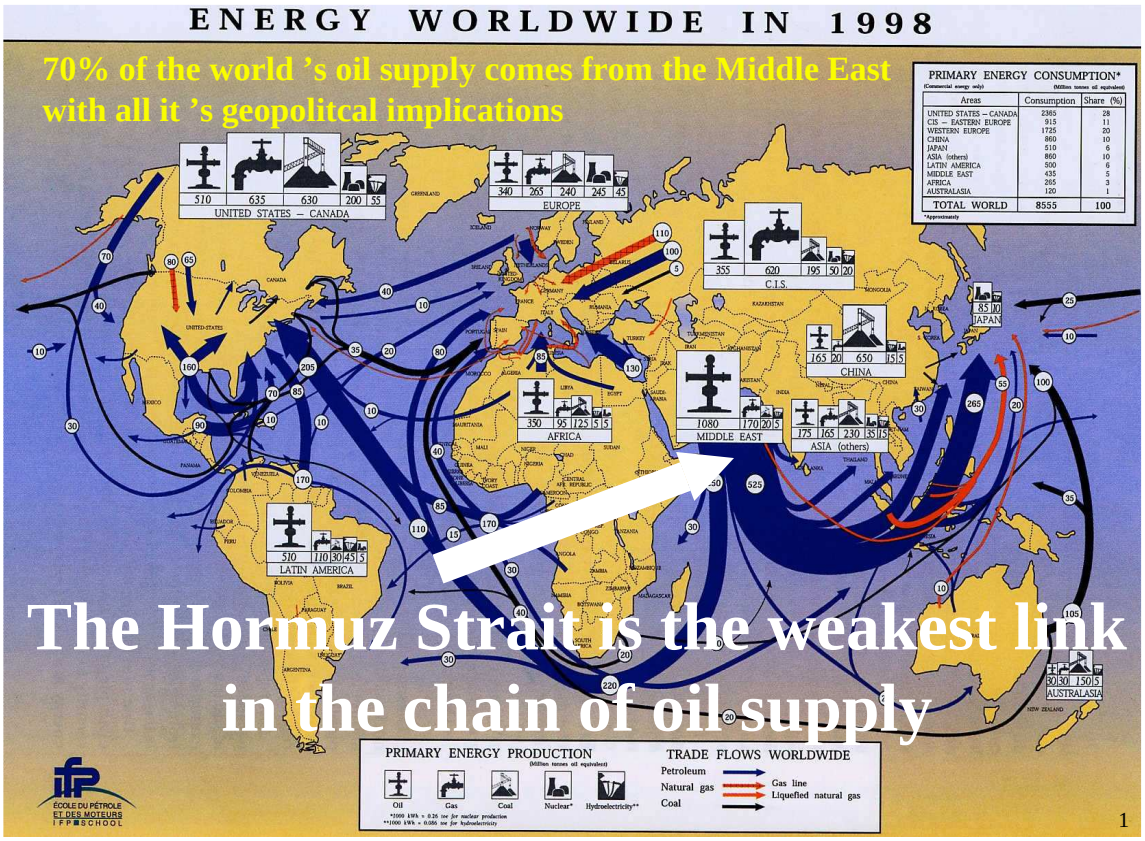
| Ressource | | Quantités de ressources en ZJ [$10^{21}$ J] | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Type | | Consommé en 1998 | Réserves | Réserves en années[(1)] | Ressources | Total réserves + ressources | Autres possibilités |
| Pétrole | Conventionnel | 4,85 | 6,00 | | 6,07 | 12,08 | |
| | Non conventionnel | 0,29 | 5,11 | | 15,24 | 20,35 | 45 |
| | Total | 5,14 | 11,11 | 40,6 | 21,31 | 32,42 | 45 |
| Gaz | Conventionnel | 2,35 | 5,45 | | 11,11 | 16,57 | |
| | Non conventionnel | 0,03 | 9,42 | | 23,81 | 33,24 | 930 |
| | Total | 2,38 | 14,88 | 66 | 34,93 | 49,81 | 930 |
| Charbon | | 5,99 | 20,67 | 156 | 179,00 | 199,67 | |
| Total ressources fossiles | | 13,51 | 46,66 | | 235,24 | 281,89 | 975 |
| Uranium | Cycle ouvert dans réacteurs thermiques | | 1,89 | 60 à 260 | 3,52 | 5,41 | 2000[(2)] |
| | Cycle fermé avec réacteurs rapides | | 113 | 3000 | 211 | 325 | 120000[(2)] |

D'après ROGNER, 1997 et WEA, 2000
[(1)] Selon EC-Green Paper, Technical document , 2000
[(2)] En incluant l'uranium de l'eau de mer et d'autres ressources (phosphates)

Heureusement, l'on ne consomme quasiment plus du tout de pétrole dans la production d'électricité en Belgique.

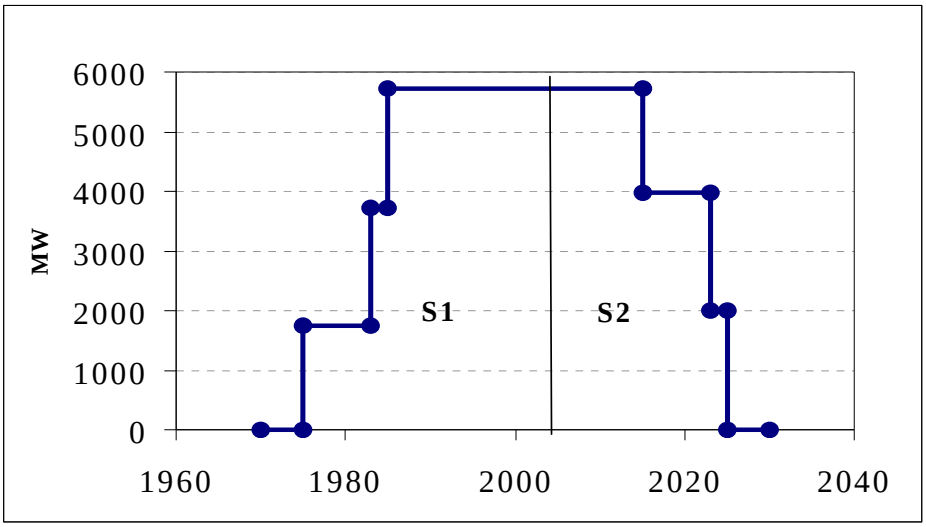
Pour le gaz, on dispose encore de 60 à 70 ans de réserves au taux de consommation actuel. Pour le charbon, cette période est de 160 ans à peu près. Les réserves sont celles dont on est sûr que l'on peut les exploiter de manière économique avec des technologies existantes et éprouvées.

En ce qui concerne le nucléaire, la plage de réserves en années est de 60 à 260. Cela dépend de la manière dont on catégorise les réserves. C'est essentiellement une question d'augmentation du coût du minerai d'uranium, un facteur de 2 à 3 en plus. Si le coût de l'uranium croît de 30 à 60 dollars le kilo, cela a un impact de 2,2 % sur le prix du kilowattheure. S'il passe à 200 dollars par kilo, cela a un impact de 14,7 % sur le prix du kilowattheure fourni au client, ce qui est certes important. Il faut savoir que le gaz intervient entre 60 et 70 % du prix du kilowattheure, et même davantage dans des installations charbon que l'on transforme au gaz actuellement, ce qui n'est pas évident d'un point de vue technologique.




L'essentiel du pétrole disponible se trouve au Proche Orient. Pour garantir la stabilité des flux de pétrole vers les différents pays utilisateurs, il y a beaucoup de nations qui ont installé des forces armées dans cette région. Cela veut dire qu'ils estiment qu'il est indispensable de maintenir un contrôle. Dans le futur, on risque d'avoir le même problème avec le gaz. Nous sommes de plus en plus tributaire du gaz en provenance de Russie.

## *Puissance électronucléaire installée en Belgique (MW)*




*Evolution temporelle de la puissance nucléaire installée en Belgique dans l'hypothèse d'une durée de vie de 40 ans de chacune des centrales (à partir de données 1999)*

Ce graphique date de l'an 2000 (Commission Ampère). La surface « S1 », le produit de la puissance fois le temps, c'est l'énergie produite par nos centrales nucléaires. En 2000, il était clair qu'il restait plus de la moitié de l'électricité à produire à partir de centrales nucléaires dans l'hypothèse où on sortait de ces centrales dès 2015.

Aujourd'hui, il est clair que l'on a épuisé plus que la moitié du potentiel. Cela veut dire que jusqu'en 2020 à 2025, nous allons continuer à être tributaire de l'énergie nucléaire.

En tant qu'académique, M. Streydio déclare être très soucieux du maintien des compétences dans l'exploitation de centrales nucléaires, tout simplement parce que les gens extrêmement compétents, même parmi les plus compétents au monde, seront arrivés à l'âge de la retraite. Il y a un risque que le know-how disparaîtra tout doucement. Ceci constituera une grosse préoccupation pour M. Streydio d'autant plus qu'au niveau politique, l'insécurité règne autour de l'avenir du nucléaire.

Toutefois, des signes que des producteurs recrutent des agents techniques apparaissent, ce qui devrait permettre le transfert du savoir-faire en temps utile.

***Potentiel des énergies renouvelables (horizon 2020)***

| Type | Production potentielle [TWh/an] | Part [%] | Production actuelle [TWh/an] |
|---|---|---|---|
| Photovoltaïque | 0,5 | | 0,0003 |
| Biomasse | 3,5 | | 0,65 – 0,70 |
| Eolien | 4,2 – 5,4 | | |
| Hydraulique | 0,38 | | 0,3 |
| Total | 8,58 – 9,78 | 100,0 | |
| % de la production 2020 | 7,9 – 9,0 | | |

M. Streydio souligne que la Belgique dispose de très peu d'énergie renouvelable. La biomasse dont parle le tableau est la biomasse d'origine belge et non pas la biomasse importée.

Le problème des énergies renouvelables est qu'elles sont extrêmement diffuses. En plus, elles sont souvent cycliques. L'éolien a le gros défaut d'être discontinu. La biomasse, au contraire, moyennant une bonne gestion des stocks peut être utilisée en continu. Toutefois, il faut des quantités impressionnantes. Par exemple, pour faire tourner une centrale électrique de 50 kW ( ?) avec du bois pendant 6.000 heures par an, il faut une production équivalente de 17.000 hectares.

## *Potentiel de la biomasse (horizon 2020)*

| Source | Offre globale [PJ/a] | Potentiel théorique [TWh/a] | Potentiel technique [TWh/a] | Part [%] | Production actuelle [TWh/a] |
|---|---|---|---|---|---|
| Cultures énergétiques | 240 | 13 – 23 | 0,135 – 0,465 | 13,5 | 0 |
| Résidus bois | 13 | 0,72 – 1,26 | 0,14 – 0,59 | 16,4 | 0,119 |
| Boues d'épuration | 2,75 | 0,076 – 0,26 | 0,038 – 0,24 | 6,3 | 0,002 |
| Tonte accotements | 0,5 – 1,7 | 0,03 – 0,12 | 0,03 – 0,12 | 3,4 | 0 |
| Résidus agricoles | 18 | 1 – 1,25 | 0 | 0 | 0 |
| Déchets ménagers | 30 | 0,83 – 2 | 0,25 - 1 | 28,3 | 0,51 – 0,56 |
| Gaz de dépôts | 1,6 | 0,039 – 0,077 | 0,038 – 0,077 | 2,5 | 0,013 |
| Déchets industriels | 5,5 – 9,5 | 0,39 – 0,53 | 0,091 – 0,32 | 9,2 | 0,003 |
| Lisier bétail et porcin | 34 – 68 | 0,56 – 1,1 | 0 – 0,11 | 2,4 | 0 |
| Lisier volaille | 14 - 21 | 0,8 – 1,2 | 0,2 – 0,6 | 18,0 | 0 |
| Total | 359 - 405 | 18 - 31 | 0,92 – 3 ,5 | 100 | 0,65 – 0,7 |
| % de la production totale d'électricité en 2020 | | | 0,85 – 3,22 | | |

## *Potentiel de l'énergie éolienne*

- **La surface nécessaire à l'installation d'éoliennes équivaut à 15 MW/km$^2$ ou 1000 sur 65 km$^2$ (1 à 4 km$^2$ pour 1000 MW nucléaire ou classique)!**
  **[L'étude 3E de juin 2004 prévoit 10 MW/km$^2$ en offshore pour les éoliennes les plus modernes]**

- **D'ici 2020 (2010 ?), possibilité d'installer :**
  - **Onshore, de 500 (à 1.000 MW) soit 1,2 (à 2,4) TWh/an**
  - **Offshore, 1.000 MW, soit 3,0 TWh/an**

**Cela demande une grande volonté politique (s'opposant aux restrictions du public …)**
- **Règles d'urbanisme adaptées**
- **Aménagement du territoire**
- **Permis de bâtir et d'exploiter !**

- **Nécessité de primes diverses,**
- **Nécessité de back-up et donc rentabilité économique plus que contestable !**

Il s'agit d'une énergie diffuse. Par conséquent, il faut des surfaces extrêmement élevées. La Commission « Ampère » avait dit que l'on pouvait installer 15 MW par $km^2$. Une autre étude, « 3 O », commanditée par le département de la Politique scientifique, publiée en 2004, prévoit 10 MW par $km^2$ ( ?) en offshore pour les éoliennes les plus modernes.

Le professeur Streydio a l'impression que le public refuse les éoliennes, une attitude qu'il juge ridicule. Il rappelle aussi que le coût de l'éolien est tel que ce n'est pas une technologie économiquement rentable. Il faut un certain nombre de primes pour permettre de rentabiliser les installations en question.

M. Streydio signale en outre qu'aussi longtemps que l'on n'a pas beaucoup d'éoliennes dans le pays, cela ne pose pas trop de problèmes. Si nous avions d'énormes champs d'éoliennes dans notre pays, il faudrait bien recourir à du « back up », c'est-à-dire à l'installation des capacités de réserve qui démarreraient au moment où les éoliennes s'arrêtent de tourner faute de vent. La question est alors de savoir qui accepterait d'investir dans des installations qui tourneraient essentiellement quand il n'y a pas de vent.

## *Centrales au gaz*

**Turbines à gaz : $\eta$ = 35 à 40 % $\rightarrow$ $\eta$ = 43 à 44 % en 2020.**

**TGV, turbine à gaz couplée à turbine à vapeur : $\eta$ = 55 % $\rightarrow$ $\eta$ = 63 à 65 % en 2020.**

- **Emissions : 350 à 420 g$CO_2$/kWh (au lieu de 800 à 1.000 pour le charbon).**
- **Acceptent des variations de charge modérées (<20 %) car le rendement chute de 10 % à mi-charge.**
- **Démarrage rapide de la turbine mais plus lent en cycle combiné**
- **Gros désavantage : manque de flexibilité vis-à-vis du combustible, car ne fonctionne qu'au gaz (gasoil ou kérosène possibles mais moyennant des adaptations coûteuses) … alors que le gaz intervient pour 60 à 70 % dans le prix du kWh.**
- **Fiabilité modérée mais en forte amélioration.**

Bien que les centrales au gaz offrent un rendement superbe, elles souffrent fortement de notre dépendance de l'étranger pour le gaz.

## *Centrales au charbon*

* **A charbon pulvérisé (« les classiques »)**
  - **η constant quelle que soit la charge : 38-45 % → 49 % en 2020**
  - **technologie coûteuse et risquée du point de vue fiabilité**

* **A gazéification (IGCC)**
  - **en plein développement, η = 46 % (en 2005 ?) → 49 % en 2020**
  - **« mange tout », ? diminue à charge incomplète,**
  - **beaucoup de personnel nécessaire**

* **A lit fluidisé (FBC)**
  - **η = 38 % → centrales sous pression : η = 49 % en 2020**
  - **technologie mature mais DeNOx et DeSOx nécessaires (η↓)**
  - **peu flexible du point de vue combustibles**

**Ici comme ailleurs, mais peut-être plus encore, il s'agit de concilier COUT, ECOLOGIE, MATURITE**

**NB : on peut p.ex. extraire jusqu'à 90 % du $CO_2$ des fumées, mais à quel coût (+ 30 à 120 %!) et au détriment du rendement. Et puis, il s'agit encore de stocker ce $CO_2$ !!!**

Le professeur Streydio attire l'attention de la commission sur le fait qu'il ne faut pas oublier le charbon. Le charbon est probablement une technologie d'avenir. En Allemagne et aux États-Unis, on investit actuellement dans des centrales au charbon. Des progrès fantastiques sont réalisés entre autres par le biais de centrales supercritiques. On a fait d'énormes progrès dans la captation du gaz de $CO_2$ qui constitue le handicap principal pour ces centrales. On évolue de plus en plus vers des solutions qui en permettent le stockage…

## *Potentiel de la cogénération*

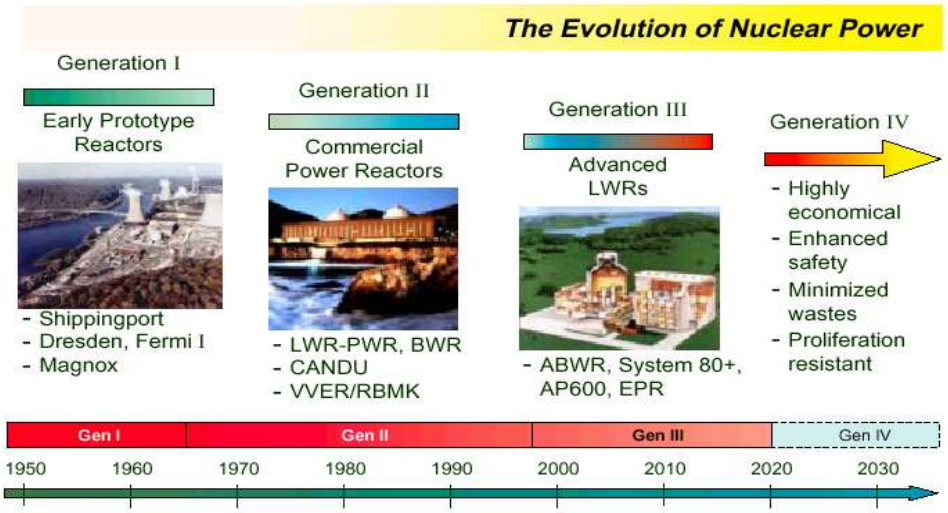
- **Ce doit être une manière « intelligente » de *produire de la chaleur*, en ne permettant plus à un combustible de valeur de se dégrader en chaleur à basse température**
- **Les installations de cogénération sont utilisées de manière *optimale* si elles délivrent de la *chaleur à haute température* et *de manière continue, à charge complète* : cela est le cas dans certains processus *industriels*.**
- **Si l'installation de cogénération n'est opérationnelle que pendant une partie limitée du temps, *le parc de production global sera moins efficient* que si on construisait une centrale TGV supplémentaire.**
- **Si l'usage en discontinu d'installations de cogénération provoque l'appel à des centrales au charbon, cela peut avoir des résultats catastrophiques en termes d'émissions de $CO_2$ .**

**AMPERE conclut que le potentiel d'installations complémentaires de cogénération en Belgique est de l'ordre de 700 à 1.300 MWe (fin 2000, de l'ordre de 1000 MWe installés).**

Selon M. Streydio, cette technologie existante n'est bonne que s'il s'agit de produire de la chaleur et que l'électricité est un peu le corollaire de la production de chaleur. Une installation de cogénération n'est bonne que si elle travaille à haute température, de manière continue et à charge complète. Ceci n'est le cas que dans des processus industriels pour autant qu'il y ait un audit intelligent avant la mise en place de l'installation.

Ces caractéristiques font qu'il y aura peu de grosses installations de cogénération dans notre pays. Quand une usine n'a plus besoin de chaleur, si elle interrompt son installation de cogénération, il n'y a plus de production d'électricité non plus. Par conséquent, les producteurs d'électricité vont devoir lancer d'autres installations qui démarrent le plus vite possible mais qui ne sont peut-être pas les meilleures sur le plan d'émission du $CO_2$.

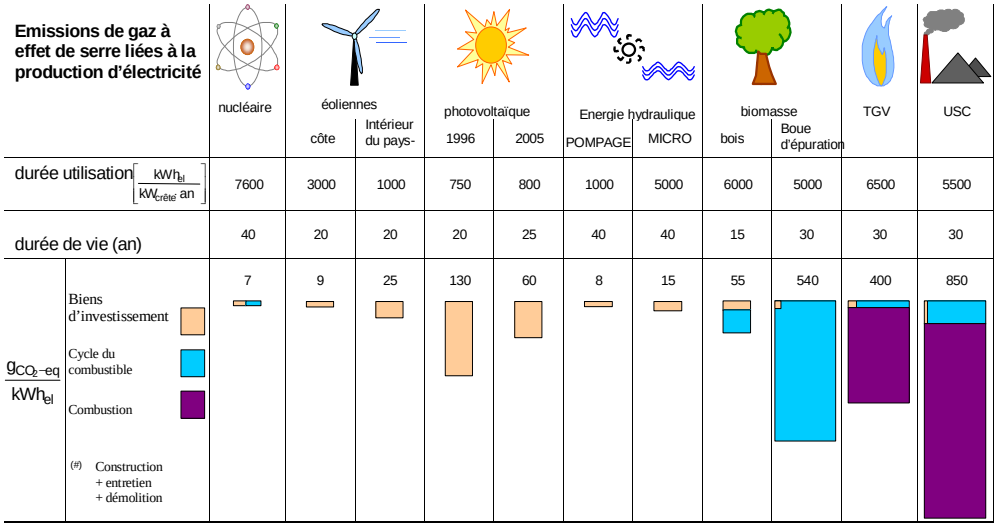
## *Evolution des concepts de réacteurs*



Quand on parle de centrales nucléaires en Belgique, on parle de réacteurs conçus dans les années soixante. Or, on est arrivé plus loin actuellement. Nous utilisons en Belgique des centrales PWR, le réacteur à eau pressurisée. Actuellement, les nouveaux réacteurs qui se construisent (comme en Finlande, et bientôt en France, etc.), sont des réacteurs plus avancés, qui ont une meilleure économie de combustibles, qui ont plus de sécurité intrinsèque. Elles ne constituent pas de vraies installations tendant vers le développement durable dans la mesure où on n'a pas encore atteint tout ce que l'on peut atteindre du point de vue sécurité, du point de vue minimisation des déchets et par rapport à la résistance ou au risque de prolifération que l'on aura pour les réacteurs de la génération IV (2030).

## *Cycle de vie et émissions de gaz à effet de serre*

| **Emissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité** | nucléaire | éoliennes | | photovoltaïque | | Energie hydraulique | | biomasse | | TGV | USC |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | côte | Intérieur du pays- | 1996 | 2005 | POMPAGE | MICRO | bois | Boue d'épuration | | |
| durée utilisation $\left[\frac{kWh_{el}}{kW_{crête}\ an}\right]$ | 7600 | 3000 | 1000 | 750 | 800 | 1000 | 5000 | 6000 | 5000 | 6500 | 5500 |
| durée de vie (an) | 40 | 20 | 20 | 20 | 25 | 40 | 40 | 15 | 30 | 30 | 30 |
| $g_{CO_2-eq}/kWh_{el}$ | 7 | 9 | 25 | 130 | 60 | 8 | 15 | 55 | 540 | 400 | 850 |




M. Streydio explique qu'il n'y a pas un geste technique que l'on pose sans qu'automatiquement il y ait une émission concomitante de gaz à effet de serre.

Les différentes technologies sont listées dans le tableau ci-dessus. En bas se trouve la quantité de gaz à effet de serre de $CO_2$-équivalent qui est émise par kWh produit.

On a mis là-dedans tout le cycle de vie, c'est-à-dire depuis l'extraction du sol de tous les minerais qui interviennent dans le processus, que ce soit dans la fabrication, la maintenance ou la consommation des centrales en question jusqu'au moment où on remet tout de manière sûre dans la croûte terrestre.

Le charbon est actuellement la plus mauvaise technologie.

Les centrales au gaz dont on dit qu'elles sont magnifiques produisent encore la moitié des émissions de gaz à effet de serre qu'émettent les centrales au charbon.

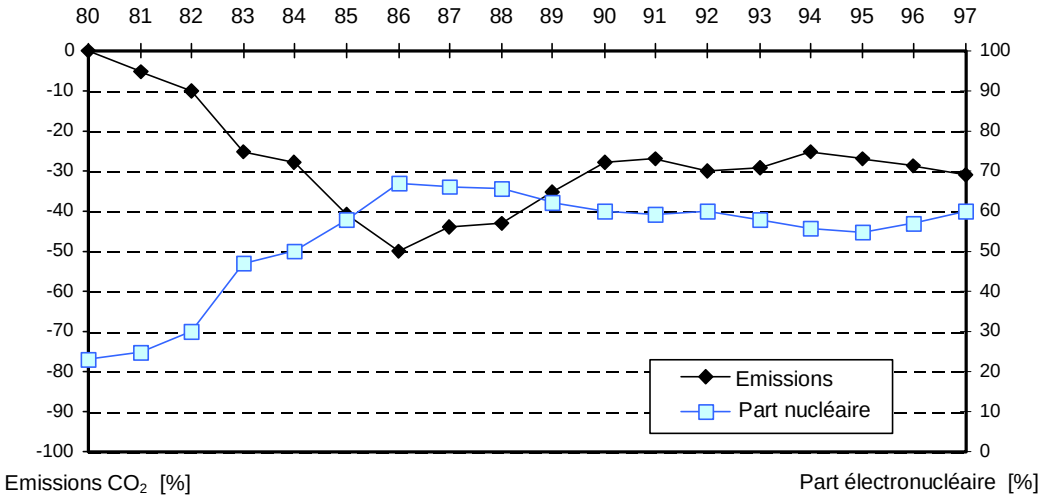
La biomasse est bonne pour autant que la matière première soit sèche. Il y a une extraordinaire filière à développer pour récupérer le bois sec dans les entreprises dans lesquelles on exploite le bois. Les boues d'épuration sont tellement humides qu'il faut dépenser énormément d'énergie avant de les sécher, ce qui implique qu'on ne s'en tire pas au niveau du bilan final.

Le rendement du photovoltaïque n'est pas terrible aussi longtemps que nous sommes dépendants de la technologie silicium qui demande énormément d'énergie pour la fabrication des cellules. Le progrès technologique en la matière est très lent.

Les éoliennes sont superbes quand elles sont installées près de la côte. La seule vraie bonne zone se situe dans les 15 kilomètres depuis le bord de la mer vers l'intérieur des terres.

Les centrales nucléaires émettent le moins de gaz à effet de serre. Elles demandent beaucoup d'énergie pour les construire. Toutefois, elles n'émettent pas de $CO_2$ pendant la phase de production. Celle-ci s'élève à quarante ans et les centrales fonctionnent pendant ± 90 % du temps. La quantité d'électricité qu'elles produisent est énorme.

***Emissions de $CO_2$ vs part du nucléaire dans la production d'électricité en Belgique***



On constate un parallélisme inversé. À chaque fois que l'on augmente le nucléaire, les émissions de $CO_2$ du secteur électrique diminuent.

***Bilan actuel des émissions de $CO_2$***

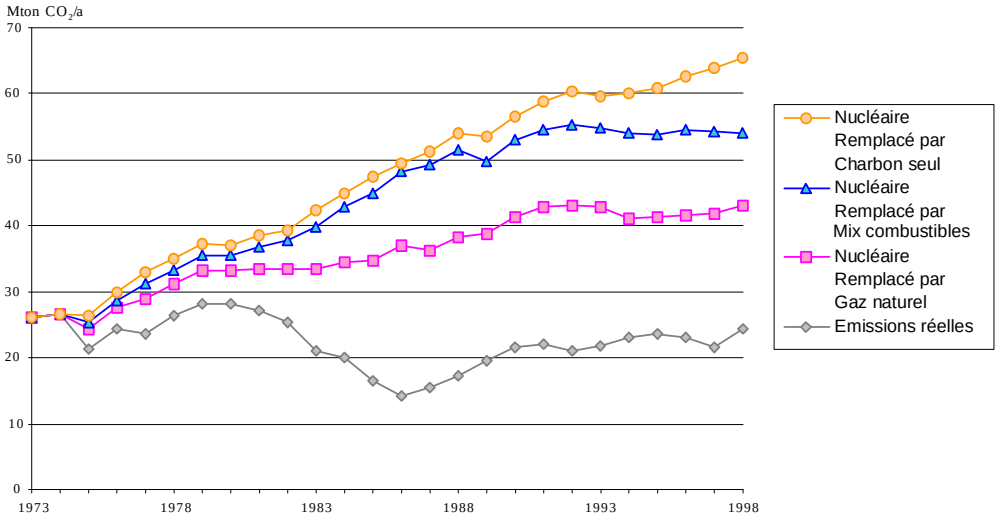
| | |
|---|---|
| • **Augmentation des émissions de $CO_2$ de 1990 à 1996** | **13,7%** |
| • **Simulation demande +2% de 1998 à 2005 et +1,5% jusqu'en 2012** | **8 %** |
| • **Réduction "exigée par Kyoto"** | **7,5%** |
| **Somme** | **≈ 30 %** |
| • **Tentative "volontariste":** | |
| o **+ 1000 MWe COGEN→ réduction de $CO_2$ de** | **2-3 %** |
| o **+ 1500 MWe éolien→ réduction de $CO_2$ de** | **~ 8 %** |
| o **+ 4% éle de la biomasse → réduction de $CO_2$ de** | **~ 8 %** |
| **Somme** | **~ 20 %** |

 **En 2012 il manque encore 10 % !**

Selon les accords de Kyoto, il faudrait réduire nos émissions de $CO_2$ en 2012 de 7,5 % par rapport à 1990. Cela correspond en réalité à une économie de 30 % si on tient compte des surplus déjà enregistrés et de ce que demandera l'augmentation de consommation. Or, quand on liste tout ce qui est possible de faire pour réduire ces émissions selon les technologies décrites dans le rapport « Ampère », on n'arrive qu'à 20 %.

La conclusion est qu'il manquera 10 % en 2012 par rapport à l'engagement de la Belgique. Ce constat est confirmé par un rapport du Bureau fédéral du Plan Il faut noter qu'en 2012, on n'est pas encore sorti du nucléaire !

## *Emissions de $CO_2$ vs choix de combustibles*




Dans une première hypothèse, on remplacerait tout le nucléaire par du gaz. Le gaz est la technologie qui émet le moins de $CO_2$, en tout cas par rapport au charbon qui constitue l'autre alternative. Cela revient à passer de 23 à 24 millions de tonnes de $CO_2$ d'émissions par le secteur nucléaire à un ordre de 42 à 44 millions de tonnes, c'est-à-dire un quasi-doublement. Si en 2000, on pouvait dire que le secteur de l'électricité ne contribuait que pour 17 % au total des émissions de $CO_2$ de l'ensemble du secteur énergétique belge, passer à « tout gaz » à la place du nucléaire, fait passer ce pourcentage de 17 à 29 % du total. Ce dernier chiffre est proche de celui du transport. En plus, il est certain que l'on ne remplacerait jamais tout le parc nucléaire par des centrales au gaz, mais que l'on installerait aussi un peu de centrales au charbon.

## *Problèmes de réseau*

- **Noter qu'il n'est pas possible de stocker de l'énergie électrique en alternatif.**
- **L'arrivée de sources intermittentes demande en tous cas plus de puissance réglante.**
- **L'ouverture du marché permet le choix d'un chemin contractuel qui est différent du chemin physique réellement emprunté, ce qui cause des flux non identifiés.**
- **Les contrats ne portent que sur la puissance active et il faut donc soutenir le réseau par un plan de tension et une gestion de la puissance réactive.**
- **La production décentralisée actuelle peut être estimée à environ 1300 MW, soit de l'ordre de 9% de la puissance installée**
  **.... elle pourrait passer à de l'ordre de 25% en 2020!**
- **Les réseaux de distribution n'ont pas été conçus pour accueillir la production décentralisée et dispersée (cogénération et renouvelables, ...)**

Professeur Streydio attire l'attention surtout sur l'avis de la Commission « Ampère » selon lequel nos réseaux de distribution n'ont pas été conçus pour accueillir la production décentralisée et dispersée d'électricité sous la forme de la cogénération et des énergies renouvelables. Dans le rapport « Ampère », on a estimé le potentiel de la production décentralisée à 22 %.

## *Coût social du kWh (en €/MWh et en 2010)*

| Type de production | Coût de production technique | Coûts externes | Coût social de production (coût total) |
|---|---|---|---|
| Centrale nucléaire EPR, AP600 | 29,3 | 1,00 | 30,3 |
| Centrale nucléaire PWR | 30,7 | 1,00 | 31,7 |
| TGV (cycle-combiné gaz et vapeur) | 32,5 | 10,4 | 43,0 |
| Eoliennes à la côte | 44,9 | 1,00 | 45,9 |
| Charbon pulvérisé (Ultra Super Critique, 2020) | 34,2 | 18,0 | 52,2 |
| Eoliennes en mer | 58,3 | 1,00 | 59,3 |
| IGCC (gazéification du charbon) | 41,4 | 18,6 | 60,0 |
| Eoliennes dans les polders | 64,9 | 1,00 | 65,9 |
| Eoliennes à l'intérieur du pays | 77,8 | 3,0 | 80,8 |

Le coût de production technique représente ce que les électriciens appellent les coûts internalisés.

Les coûts externes, c'est l'ensemble des coûts que la production d'énergie électrique impose à l'ensemble des citoyens sous forme de gênes, de problèmes de santé ou de problèmes environnementaux dont les émissions de $CO_2$.

La conclusion est que lorsque l'on regarde le coût total, le nucléaire en Belgique est nettement meilleur marché que tout autre forme de production par kWh produit.

De plus, il s'agit d'une projection pour l'année 2010. De ce fait, on parle de centrales nucléaires de la Génération III et non pas des centrales nucléaires amorties ! Sinon, la situation serait tout à fait incomparable.

## *Scénarios de production et de demande d'électricité à l'horizon 2030 (d'après Proost et Van Regemorter, 2000)*

| | | | |
|---|---|---|---|
| **No Kyoto** constraint **New** nuclear | Demand ELEC: 113 TWh<br>Nuclear: 60 TWh<br>Coal: 33 TWh<br>Gas: 1 TWh<br>Cogeneration: 19 TWh<br>Renewables: 1 TWh<br>Cost: -0.5% of GDP 2000 | **Kyoto** constraint **No new** nuclear | Demand ELEC: 98 TWh<br>Nuclear: 4 TWh<br>Coal: **4** TWh<br>Gas: 62 TWh<br>Cogeneration: 22 TWh<br>Renewables: 5 TWh<br>**Cost: 2.7% of GDP 2000** |
| **No Kyoto** constraint **No new** nuclear | Demand ELEC: 106 TWh<br>Nuclear: 4 TWh<br>Coal: 74 TWh<br>Gas: 9 TWh<br>Cogeneration: 19 TWh<br>Renewables: 1 TWh<br>Cost: -0.7% of GDP 2000 | **Kyoto** constraint **New** nuclear | Demand ELEC: 100 TWh<br>Nuclear: 60 TWh<br>Coal: **4** TWh<br>Gas: 11 TWh<br>Cogeneration: 21 TWh<br>Renewables: 5 TWh<br>Cost: 0.6% of GDP 2000 |

Une étude a été menée sur la base de données fournies par la commission « Ampère » sur l'impact de Kyoto et la sortie du nucléaire.

La situation de la Belgique à aujourd'hui est représentée par le cadran à droite en haut. On a décidé d'adhérer au protocole de Kyoto et de sortir du nucléaire.

M. Streydio attire l'attention sur le fait que dans ce scénario, à cause de la hausse du prix de l'électricité, la demande d'électricité en 2030 sera beaucoup plus petite que l'on ne l'imagine, 98 TWh vs 140 TWh.

Il est important aussi de savoir que dans ce scénario, les centrales à gaz représentent 62 TWh et la cogénération 22 TWh. Cela fait que le gaz générerait 84 TWh sur 98, ce qui fait près de 85 % de la production d'électricité qui serait tributaire du gaz.

Le coût annuel de ce scénario est estimé à 2,7 % du BNB de 2002.

Le professeur Sterydio rappelle la conclusion de la Commission « Ampère » :

***Conclusion d'AMPERE***

***…« Par ailleurs, la Commission est d'avis qu'il convient de maintenir l'option électronucléaire ouverte pour le futur dans un contexte de renchérissement des hydrocarbures (dont le gaz naturel) et eu égard à l'absence d'émissions de gaz à effet de serre par l'exploitation du nucléaire. Pour ce faire, il y a lieu de conserver le savoir-faire national, public et privé, dans le secteur de l'électronucléaire, ainsi que de participer à la recherche et au développement, essentiellement privé, des filières du futur» …***

Le gouvernement a imposé un examen du rapport « Ampère » par d'autres experts (« Peer Review »). À un moment donné, ils disent que :

***Recommandation de la Peer Review d'AMPERE***

**"The level of the public trust in the authorities in charge of managing the nuclear risk is a key factor in determining public attitudes to new facilities and to nuclear energy in general.** … We recommend that the relevant governments continue to maintain **an efficient and credible regulatory framework** that will enhance public confidence in the ability to control and to manage technological risks and that **they ensure public participation in the decision process by appropriate means** … It is also essential for governments **to put nuclear risks in perspective and to support consistent approach to risk management and regulation across society's activities in general."**

*(The international Peer Review Group : Assessment of the AMPERE Commission Report, April 2001)*

M. Streydio croit que le problème des déchets de faible activité est résolu. Il estime aussi que la solution proposée pour le stockage des déchets de haute activité dans l'argile existe et est satisfaisante aujourd'hui.

## *Le message d' AMPERE*

**(1) Le meilleur kWh est celui qui n'est pas consommé**

**(2) Ne plus dire**

**SOIT SOIT SOIT SOIT SOIT**

**mais**

**ET ET ET ET ET**

(1) Il est important de continuer à se battre pour mettre en oeuvre toutes les mesures d'économie en énergie.

(2) Il faut utiliser au jour le jour ce que nous avons de meilleur sur le marché en matière de technologie de production d'électricité et remplaçons-les par des choses qui seront meilleures à un moment donné. Cela implique des choix. Ces choix auront des conséquences économiques. Il importe d'avertir clairement les citoyens de l'impact économique de ces choix.

Uiteenzetting van de heer Daniël Dobbeni, CEO en voorzitter van Elia

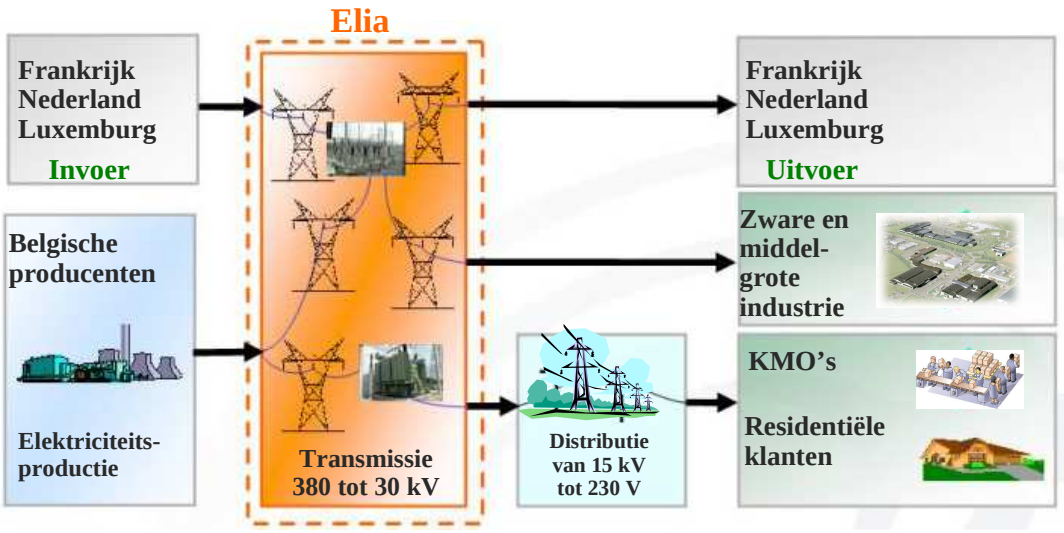
De heer Dobbeni behandelt volgende punten :

## Agenda

- Context
  - Rol van Elia in de geliberaliseerde markt
  - Gereguleerde activiteit
  - Onafhankelijkheid, onpartijdigheid en vertrouwelijkheid
  - Tarieven
- Ontwikkelingensplannen
  - Interconnecties, nieuwe productie, windmolenparken op zee
- Toekenning transportcapaciteit met buurlanden
- Marktfacilitator
  - Belpex initiatief

## Centrale rol voor alle elektriciteitsuiwisselingen

Elia beheert, onderhoudt en ontwikkelt een netwerk van lijnen, ondergrondse kabels, transformatoren en transformatieposten waardoor producenten en elektriciteitsverbruikers met elkaar worden verbonden



Le rôle central d'Elia est la conséquence de la dérégulation. En fait, lorsque le législateur européen a souhaité que le gestionnaire du réseau de transport soit totalement indépendant de l'influence des producteurs indigènes, c'est parce qu'en fait Elia, en sa qualité de gestionnaire de réseau, se trouve au centre de tout échange d'énergie électrique non seulement en Belgique mais aussi par rapport aux pays voisins et donc vis-à-vis de l'Europe.

Dans ce domaine, Elia est le seul acteur aujourd'hui à disposer d'une vision complète en ce qui concerne le fonctionnement du marché, c'est-à-dire l'énergie électrique injectée dans le réseau, importée, exportée et consommée, et ceci quart d'heure par quart d'heure.

Elia se situe à la fois entre – au niveau de l'injection – les importations en provenance de la France, des Pays-Bas et du Grand-Duché de Luxembourg. Il n'y a pas d'interconnexion avec l'Allemagne, ni avec l'Angleterre.

En ce qui concerne la consommation, il y a soit les exportations vers les mêmes pays, soit environ 130 clients industriels qui sont les plus gros consommateurs d'électricité et qui sont directement raccordés au réseau d'Elia et, par l'intermédiaire des entreprises de distribution d'électricité, Elia alimente le reste de la population belge ainsi que les petites entreprises.

En sa qualité de gestionnaire de réseau, Elia n'a pas l'intention de prendre position pour ou contre le nucléaire, pour ou contre les éoliennes et la biomasse. Pour un gestionnaire de réseau, peu importe la manière dont l'électricité est produite, il est important qu'au moment où il s'attend à ce que l'énergie électrique soit injectée sur le réseau, celle-ci soit le plus proche possible de ce qui a été annoncé. Si ce n'est le cas, compte tenu du fait que l'électricité n'est pas stockable, il y a une nécessité d'agir vis-à-vis de la consommation ou des centrales situées en Belgique que Elia peut piloter.

Il ne faut pas oublier qu'un réseau de transport ne dispose pas de moyens de production propres. Il est composé de fils, de câbles, de transformateurs, de points d'injection et de points de prélèvement.

Si Elia veut équilibrer la production et la demande, ce qu'elle doit faire le mieux possible en temps réel, Elia doit faire appel à ceux qui sont en mesure soit d'influencer la production, soit d'influencer la demande.

Vermits Elia als transmissienetbeheerder de enige is met een volledige informatie met betrekking tot de werking van de elektriciteitsmarkt, is het ook normaal dat haar activiteit zeer sterk gereguleerd is.

**Zeer sterk gereguleerde activiteiten**

- Beperkte beheersautonomie
  - Operationele werking vastgelegd in KB Technisch Reglement
  - **Goed te keuren door Regulator**
    - **Tarieven (inclusief investeringen, billijke winstmarge)**
    - **Algemene voorwaarden netcontracten**
  - Assets: elke verkoop kan pas na advies CREG
- Vertrouwelijkheid : personeel gebonden door beroepsgeheim
  - Strafrechtelijke sanctie
- Controle
  - Taak Corporate Governance Comité + opstellen verslag aan CREG
  - Compliance Officer : verslag naar Corporate Governance
  - Commissarissen-revisor leggen eveneens verslagen voor aan CREG
  - Specifieke taak toegewezen aan CREG op basis van Elektriciteitswet

Elia is hoogstwaarschijnlijk de meest gereguleerde transmissienetbeheerder van heel Europa.

Eerst en vooral heeft Elia als bedrijf een beperkte beheersautonomie. Haar operationele werking is vastgelegd in vier technische reglementen, één op federaal niveau en één voor elk Gewest.

De regulator heeft de wettelijke verplichting om de tarieven van Elia goed te keuren. Bij gebreke van akkoord zal de regulator de tarieven opleggen. Idem voor de investeringen en de billijke winstmarge.

Artikel 6 van het federaal technisch reglement eist ook dat de algemene voorwaarden van Elia's contracten met haar klanten door de regulator worden goedgekeurd.

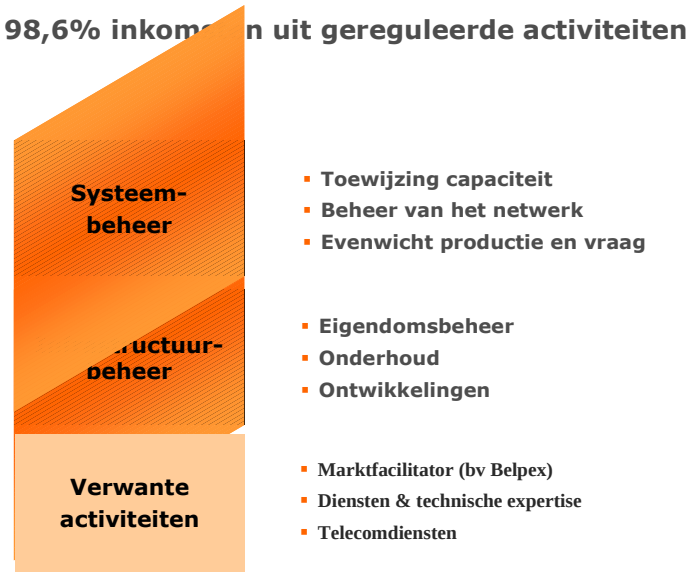
Ten slotte kan Elia geen eigen activa verkopen zonder een advies van de regulator.

Wanneer Elia beschikt over informatie met betrekking tot de verschillende marktactoren in België, is het ook normaal dat Elia moet streven naar perfecte vertrouwelijkheid. Niet alleen is het personeel gebonden door het beroepsgeheim, het loopt ook persoonlijk het risico om bij schending ervan strafrechtelijk te worden gesanctioneerd. Dat is uniek in Europa.

Er zijn eveneens controlemechanismen voorzien. Zo is er een Corporate Governance Comité. Dat heeft onder andere tot taak het opstellen van een verslag voor de federale regulator. Er is ook een Compliance Officer in navolging van de tweede Europese richtlijn die van kracht is sedert juli 2003 (2003/54/EG ?). Deze rapporteert rechtstreeks aan het voornoemde Corporate Governance Comité.

Het College van Commissarissen-Revisoren heeft ook de wettelijke verplichting om jaarlijks bij de CREG een verslag in te dienen.

Daarnaast zijn er verschillende taken toegewezen aan de CREG die het haar mogelijk maken de activiteiten van Elia van zeer kortbij te reguleren.



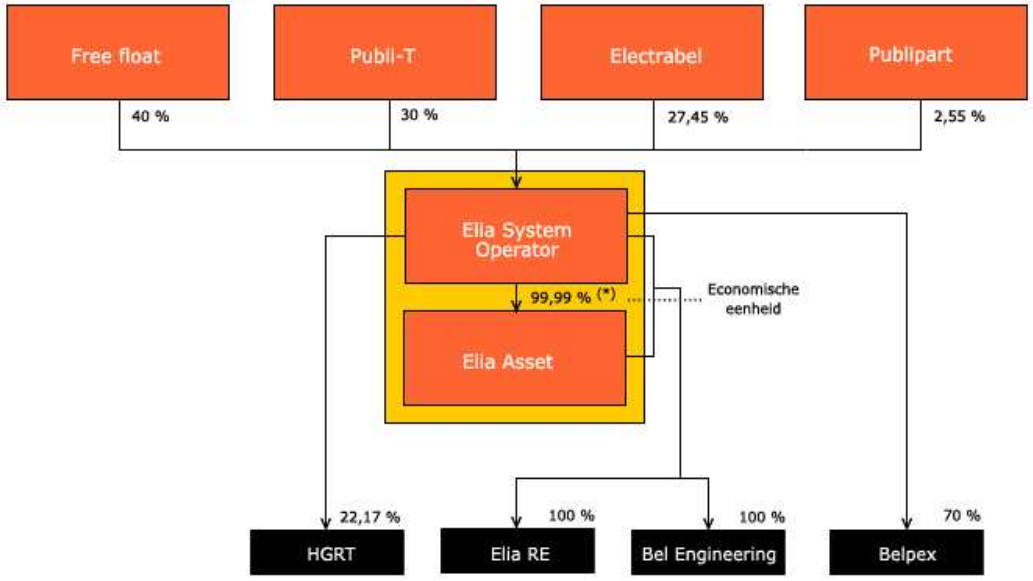

98,6 % des revenus d'Elia sont issus de ces activités régulées.

Premièrement, il y a la gestion du système. Il s'agit de l'action journalière qui permet non seulement aux appareils électriques de fonctionner, mais également à allouer de la capacité aux acteurs du marché qui le souhaitent, pour pouvoir soit injecter, soit prélever de l'énergie du réseau. Il y a aussi la gestion opérationnelle du réseau : réagir en temps réel aux incidents éventuels. Une autre tâche importante est d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation.

La deuxième activité d'Elia est la gestion de son infrastructure, c'est-à-dire gérer les propriétés (8.700 kilomètres de lignes, 800 postes, etc. répartis sur toute la Belgique). Elia a la responsabilité de l'entretien et également du développement.

Elia a encore d'autres activités qui ne sont pas nécessairement imposées par sa mission légale, mais qu'elle considère comme importante. L'une d'entre elles est d'être un facilitateur de marché. À ce titre, Elia a pris – dès sa création – plusieurs initiatives. La toute dernière d'entre elles est la mise en place de la bourse belge d'électricité.

## Aandeelhoudersstructuur na beursgang Juni




Na de beursgang van Elia in juni 2005 bedraagt de "free float" 40 %, de gemeentelijke holding "Publi T" heeft 30 %, Electrabel 27,45 % en "Publipart" (opvolger van SPE als aandeelhouder) bezit 2,55 %.

Elia bestaat juridisch uit twee bedrijven (Elia System Operator en Elia Asset) die als één economische eenheid worden bestuurd.

Op haar beurt is Elia aandeelhouder in een aantal bedrijven waaronder Bel Engineering, gekocht in 2004, dat al de investeringsprojecten van Elia uitvoert.

Il est intéressant de noter qu'Electrabel a indiqué qu'il était disposé à passer en-dessous du seuil d'une minorité de blocage dans le cadre de la transaction Suez/Electrabel.

## Onafhankelijkheid, Onpartijdigheid en Vertrouwelijkheid

- Samenstelling Raad van Bestuur
  - Enkel niet-uitvoerende leden
  - Ten minste 50% onafhankelijke bestuurders
    - Benoeming na eensluidend advies door CREG
  - 3 comités:
    - Corporate governance : enkel onafhankelijke bestuurders
    - Vergoeding en Audit comités: in meerderheid onafhankelijke bestuurders

- Wettelijke verplichting tot oprichting Directiecomité (volgens wet CG)
  - Benoeming na eensluidend advies door CREG
  - Wettelijke delegatie omvat het beheer van het transmissienet, met inbegrip van de aanverwante diensten: daarin zijn begrepen alle technische, financiële en personeelsaangelegenheden verbonden aan dit beheer (inclusief: ontwikkelingen, tarieven)

L'obligation d'Elia en matière d'indépendance, d'impartialité et de confidentialité, souligne M. Dobbeni, est aussi inscrite dans les organes de gestion et dans les statuts d'Elia.

Au sein du Conseil d'administration, il y a 3 représentants d'Electrabel, 3 représentants de « Publi-T » et 6 administrateurs indépendants.

Contrairement à ce qui a été écrit dans certains documents, ces administrateurs indépendants sont (suivant le Code des sociétés) désignés par l'assemblée générale. Toutefois, leur désignation est soumise à une approbation préalable par le régulateur sur l'impartialité.

Elia a aussi trois comités : le comité de gouvernement d'entreprise où seuls siègent trois administrateurs indépendants ; les comités de rémunérations et audit où siège une majorité d'indépendants, à savoir deux représentants.

Le comité de direction est un comité de direction au sens de la loi « Corporate Governance » du 2 août 2002. Il y siège 7 membres et M. Dobbeni en assume la présidence. Les membres ont été désignés par le Conseil d'administration, moyennant (conformément à la loi) un avis conforme par la CREG sur la base de leur indépendance, de leur impartialité et de leurs compétences dans les domaines technique, financier et humain.

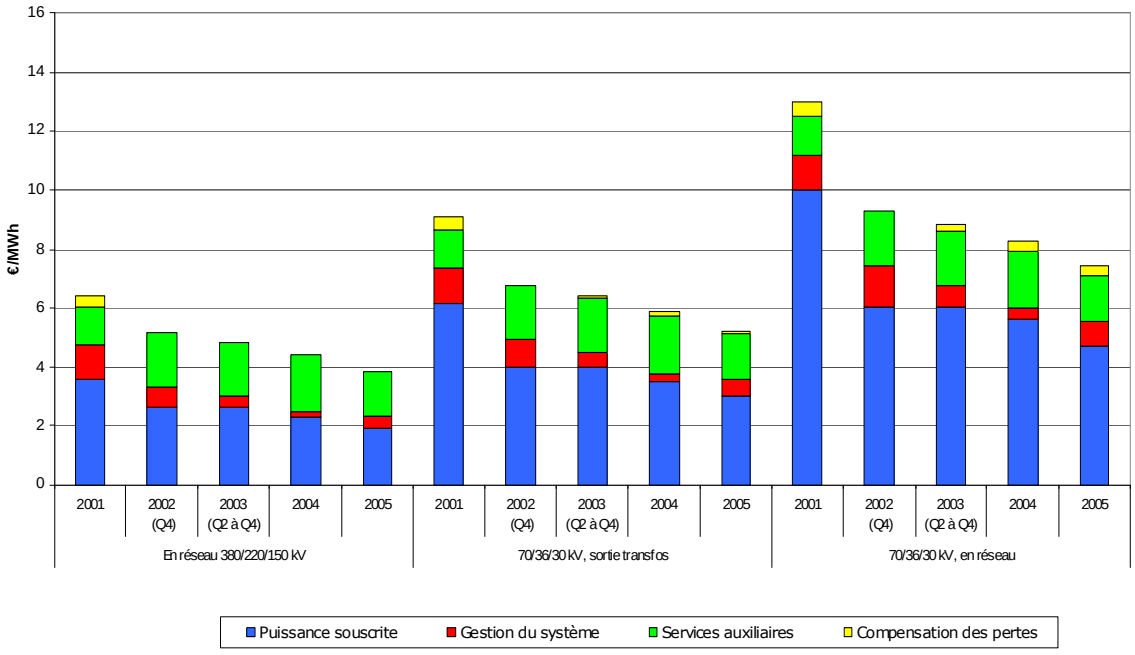
Enfin, la gestion du réseau est clairement décrite dans la loi. Le Conseil d'administration délègue toutes les compétences au Comité de direction pour la gestion du réseau de transport et ce, en y incluant toutes les activités qui y sont associées, à savoir les domaines technique, financier et ressources humaines. Cela comprend les budgets, les propositions tarifaires et les plans de développements.

À titre d'exemple, le contenu des plans de développement d'Elia n'est pas présenté au Conseil d'administration de même que les tarifs. Ils ne sont communiqués qu'au Conseil d'administration qu'après avoir été introduits et rendus publics.

La raison en est que l'on veut éviter que les entreprises qui sont actionnaires d'Elia et qui sont actifs sur le marché de l'électricité ne reçoivent cette information avant leurs concurrents.

Comment le contrôle est-il réalisé ? Ces informations sont mises à disposition des administrateurs indépendants, lesquels peuvent porter leur jugement sur les propositions.

**Tarieven : evolutie tussen 2001 - 2005**




En ce qui concerne les tarifs, trois types de tarifs sont présentés (selon le type de client).

Depuis 2001, les tarifs proposés par le gestionnaire de réseau Elia à sa clientèle, sont en diminution constante. La diminution la plus importante est à observer entre 2001 et 2002.

De grote daling heeft hoofdzakelijk te maken met de wijziging in de financiële structuur van het bedrijf. In 2001 was Elia nog voor 100 % met eigen vermogen gefinancierd. Sedert 2002 is de verhouding 33 % eigen en 67 % vreemd vermogen.

De andere redenen voor de daling van de tarieven zijn verbeteringen van de efficiëntie binnen Elia.

Ook voor 2006 wordt een lichte daling van de tarieven verwacht, alsook een voorstel voor een nieuw “balancing mechanism” dat het de marktpartijen makkelijker zal maken om toegang te krijgen tot de Belgische markt.

## Tarieven: benchmarking

| GWh | Vlaanderen | Frankrijk | Duitsland | Nederland | Verenigd Koninkrijk |
|---|---|---|---|---|---|
| 0 – 1 | 100 | 73 | 121,3 | 99,4 | 92,1 |
| 1 – 16 | 100 | 73,1 | 115,4 | 81 | 98,6 |
| 16 - 41 | 100 | 84 | 119,5 | 89,3 | 104,8 |
| > 41 – 63/70 kV | 100 | 117 | 158 | 135 | 170,8 |
| > 41 – 150 kV | 100 | 79 | 104,8 | 124,8 | 167 |

**Elia**

- Studie ANRE/Gfe 2005 – benchmarking elektriciteitskosten in Vlaanderen, Nederland, Frankrijk, Duitsland en VK (p. 139)

Elia is actief tussen 380.000 en 30.000 Volt.

Uit de vergelijking van de tarieven in Vlaanderen en die in Frankrijk, Duitsland, Nederland en het Verenigd Koninkrijk, blijkt dat indien Vlaanderen al niet het goedkoopst is, dan toch op één na.

Daarmee wordt de mythe als zouden de transportkosten in België zeer duur zijn, duidelijk ontkracht.

## Ontwikkelingsplannen : 4

| Regulator | Benaming plan | Beschouwde periode/ frequentie | Datum indiening in 2005 | Goedgekeurd door |
|---|---|---|---|---|
| **CREG** Federaal | Ontwikkelingsplan | 7 jaar/ 2 jaar | **17/09/05** | Minister voor Energie |
| **IBGE** Brussels Hoofdstedelijk Gewest | Investeringsplan | 7 jaar/ 1jaar | **30/06/05** | Brusselse Hoofdstedelijke Regering |
| **CWaPE** Waals Gewest | Plan d'Adaptation | 7 jaar/ hoogstens 2 jaar | **15/10/05** | Waalse Regering |
| **VREG** Vlaams Gewest | Investeringsplan | 3 jaar/ 1 jaar | **30/06/05** | Geen goedkeuring nodig |

België is een buitenbeetje binnen Europa : we hebben niet minder dan 4 ontwikkelingsplannen die naargelang de bevoegdheden in kwestie enerzijds besproken met de CREG, voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest met IBGE, in het Waals Gewest met CwaPE en in het Vlaams Gewest met de VREG.

Behalve voor wat de VREG betreft, dienen de plannen besproken met de diverse regulatoren telkens op het betrokken regeringsvlak worden goedgekeurd.

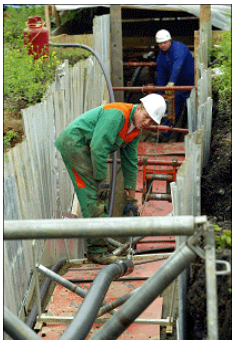
De voorbije maanden is voor elk van die ontwikkelingsplannen een "update" gebeurd.

## Ontwikkelingsplannen : drivers

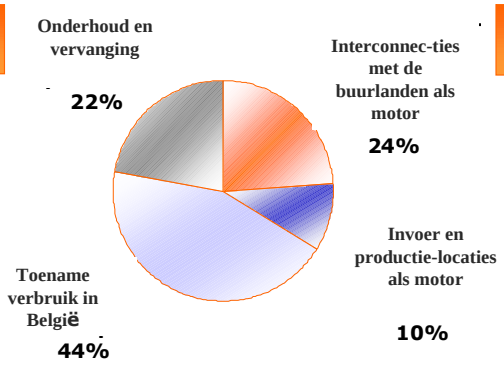
**Federale en regionale ontwikkelingsplannen ondersteunen investeringsplan (capex)**

**Investeringen: vraag**

**2004: 150 kV lijn, kabel en post van kerncentrale Tihange naar Avernas**



- Voeding nieuwe HST-lijn Brussel-Luik
- Nieuwe Zuid-Noordas om de regio te versterken
- Ong. € 100 miljoen




**Totaal: +/- € 800m(1)**

**Investeringen: aanbod**

**In 2005: tweede kabelstel op lijn 400 kV Avelin (F) – Avelgem (B)**

- Uitwisselingscapaciteit met Frankrijk vergroten
- Ong. € 13 miljoen

Elia projette d'investir de l'ordre de 800 millions d'euros de 2005 à 2009 inclus.

Environ 25 % seront dépensés pour augmenter la capacité d'échange avec les pays voisins, essentiellement avec la France.

Dès lors que l'on augmente la capacité d'échange avec la France, l'on peut s'attendre à ce que le parc de production belge se modifie. En effet, si l'on importe plutôt que de produire, de manière nationale et compte tenu d'une croissance faible de la demande, cela implique que certaines centrales belges tourneront moins ou ne tourneront plus.

Or, le réseau belge, comme tous les réseaux européens, a été conçu de manière intégrée, à savoir en prenant en compte les trois éléments essentiels : 1) où est située la demande ? 2) où est située la production et 3) comment fait-on pour permettre à la production de transporter son énergie vers la consommation ?

Par conséquent, Elia dispose de l'ordre de 10 % de ses investissements afin de rendre son réseau de transport plus indépendant de la localisation des unités. Sans ces investissements, Elia ne serait pas en mesure de maintenir la qualité d'alimentation que l'on connaît en Belgique.

Ensuite, 44 % des investissements concernent la demande principalement en provenance de la distribution, sachant que les nouveaux projets qui sont issus de l'industrie ne sont pas nombreux et n'ont pas une tendance systématique, au contraire de la croissance de la demande au niveau de la population en général.

Enfin, il y a 22 % des investissements pour les remplacements des équipements qui sont arrivés en fin de vie.

Exemple, en 2004, un investissement a été mis en oeuvre pour le raccordement entre la centrale nucléaire de Tihange et Avernas (F). L'objectif principal était l'alimentation du TGV et également le soutien de la zone qui entoure le point d'alimentation du TGV.

En 2005, il y a eu le tirage du deuxième terne entre Avelin (F) et Avelgem afin d'augmenter la capacité de transport entre la France et la Belgique.

## Ontwikkelingsplan : federaal

- Periode 2005-2012
- Procedure
  - In overleg met CREG en na raadpleging Federaal Planbureau
  - Voor goedkeuring ingediend bij minister op 17/09/2005
- Redenen investeringen
  - Voeding Belgisch elektriciteitsverbruik en betrouwbaarheid
    - Toenemende vraag & Vervangingen
  - Opening markt
    - Verhoging invoercapaciteit (hoofdzakelijk Frankrijk)
    - Lagere afhankelijkheid netwerk t.o.v. lokalisatie productie
    - Aansluiting nieuwe productiecapaciteiten
  - Duurzame ontwikkeling
    - Hernieuwbare energie en WKK

Het laatst ingediende ontwikkelingsplan slaat op de periode 2005-2012. Het is evenwel haast onmogelijk om te voorspellen waar over 5 jaar een kabel of een transformator versterkt zal moeten worden. Tot 2008 zijn de projecten wel zeer duidelijk omschreven. Voor de periode daarna worden verschillende mogelijkheden voorgesteld zodanig dat in functie van de evolutie van de markt, bepaalde investeringen al dan niet zullen uitgevoerd worden.

De procedure is zeer duidelijk omschreven. Er is eerst een overleg met de federale regulator (CREG), ook in een werkgroep opgericht door de Algemene Raad van de CREG. Na raadpleging van het Federaal Planbureau werd het uiteindelijk ingediend op 17 september 2005 bij de minister van Energie. Die moet nog zijn finale goedkeuring geven.

De investeringen op federaal niveau betreffen alle spanningen boven 70.000 volt, nl. 150.000, 220.000 en 380.000. De redenen daarvoor zijn de voeding van het Belgisch elektriciteitsverbruik en de betrouwbaarheid, de opening van de markt en ten slotte de duurzame ontwikkeling (m.a.w. hernieuwbare energie en WKK).

**Ontwikkelingsplan : interconnecties**

**Augmentation de la capacité entre la France et la Belgique**

- Avelin (France) – Avelgem (Belgique) 380 kV
  - Doublement de la capacité nominale de la ligne par ajout deuxième terne
  - Travaux en cours en France et en Belgique
  - **Mise en service : 26 novembre 2005 (+700 MW en moy., 900MW max)**

- Chooz (France) – Jamiolle (Belgique) 220 kV
  - Prolongation de la ligne de Jamiolle jusqu'à Monceau (passage de 150 kV à 220 kV entre Jamiolle et Monceau)
  - Travaux préparatoires en cours
  - **Fin des travaux prévue mi-2006**

- Résultat attendu
  - Augmentation de la capacité (hiver) de 2.250 MW jusqu' à 3.700 MW

- Moulaine (France) – Aubange) 380 kV
  - Travaux réalisés côté Belge
  - Réalisation côté français inscrite dans le MOU signé avec la Belgique
  - Augmentation de la capacité (hiver) de 3.700 MW jusqu' à 4.300 MW

Depuis le samedi 26 novembre 2005, la capacité avec la France (Avelin/Avelgem) s'est accrue en moyenne de 700 MW (900 MW maximum). Il faut savoir que la capacité d'un réseau maillé dépend des différentes zones de production et des différents centres de consommation, mais aussi de la température. Plus il fait froid, plus on peut transporter d'énergie, plus il fait chaud, moins on peut en transporter. Ceci explique pourquoi la capacité du réseau évolue au cours de l'année et est plus faible en été qu'en hiver.

Elia a un deuxième projet qui devrait être mis en service au cours du deuxième trimestre de 2006. Il s'agit du renforcement de la ligne Chooz-Jamiolle, où il faudrait ajouter de l'ordre de 400 MW.

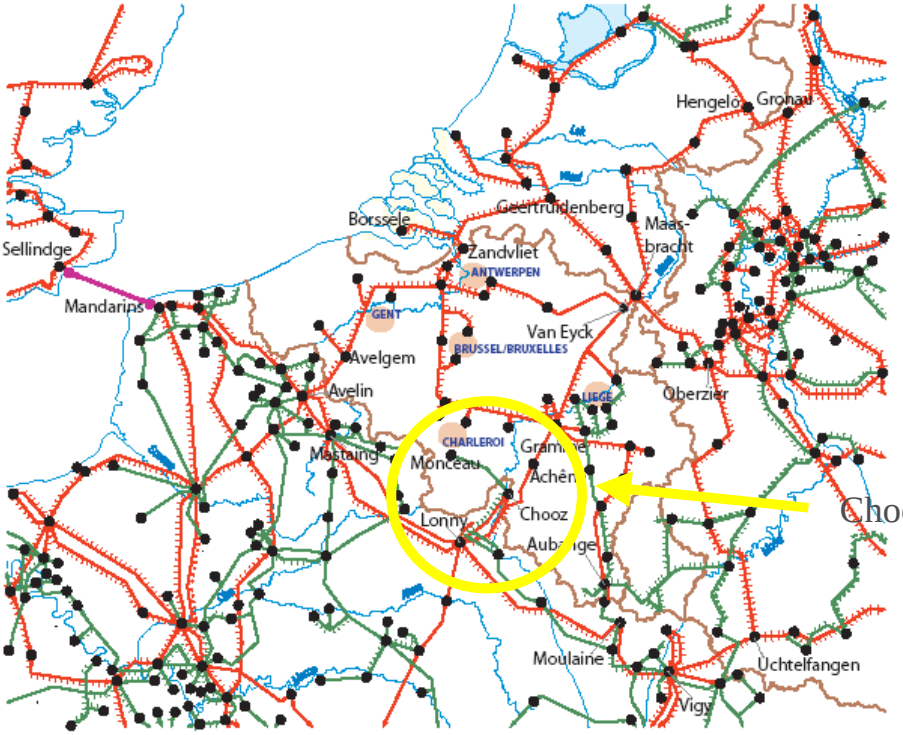
L’ensemble de ces deux projets augmentera la capacité en hiver vers la France de 2.250 MW à 3.700 MW. Pour rappel, cela représente la capacité d’une centrale nucléaire et demie.

Un dernier projet est la ligne Moulaine (France)-Aubange pour laquelle toute l’infrastructure est en place depuis longtemps du côté belge, mais pour lequel Elia attend du côté français que certains développements soient réalisés compte tenu entre autres de leur capacité d’obtenir les permis de construction nécessaires.

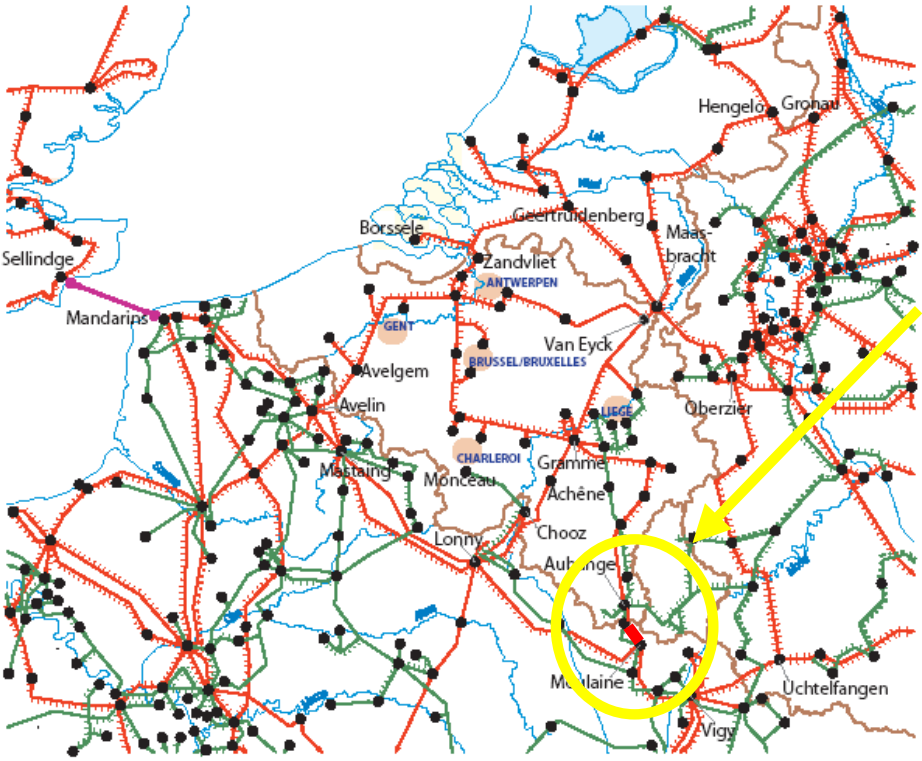
Pour visualiser la capacité d’interconnexion, M. Dobbeni présente les trois cartes suivantes :

## Versterking interconnectiecapaciteit zuidgrens: Avelgem – Avelin - Mastaing

## Versterking interconnectiecapaciteit zuidgrens: Chooz – Jamiolle - Monceau



## Versterking interconnectiecapaciteit zuidgrens: Aubange – Moulaine




Verbinding 380kV Aubange – Moulaine

**Ontwikkelingsplan : interconnecties (vervolg)**

**Amélioration du contrôle des flux de transits**

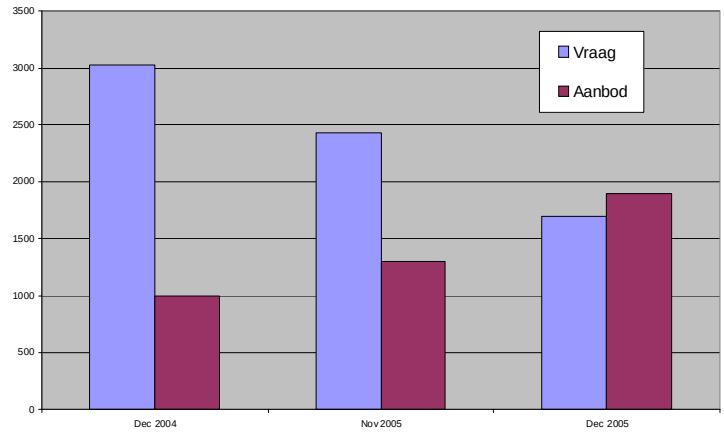
- Installation de trois transformateurs déphaseurs
  - 2 seront placés en Limbourg, près de la frontière nord
  - 1 à Zandvliet, prés de la frontière nord
- Objectif
  Améliorer la gestion des flux internationaux sur le réseau
- Mise en service prévue fin 2007

## Ontwikkelingsplan : interconnecties (vervolg)

L'installation de transformateurs décalage de phase permettent à Elia d'influencer l'impédance, c'est-à-dire la résistance qu'oppose le fil au passage de l'énergie électrique, ceci afin de répartir les flux d'une autre manière sur le réseau. Cette installation est nécessaire parce que la Belgique de par son maillage est influencée par toutes les transactions d'énergie qui se font entre la France, la Suisse, l'Autriche, l'Angleterre, les Pays-Bas et l'Allemagne. La mise en service de ces transformateurs est prévue à la fin de 2007.

**Ontwikkelingsplan : interconnecties (vervolg)**

**Vraag & aanbod maandcapaciteit invoer vanuit Frankrijk**




- Waargenomen invloed indienstname tweede draadstel Avelin-Avelgem op maandveilingen richting Zuid-Noord
  - Grens Frankrijk : aanbod wordt groter dan vraag (dec 2005)

Les colonnes de gauche représentent la demande mensuelle de capacité d'interconnexion à la frontière française, et les colonnes de droite représentent la capacité qui peut être offerte.

En décembre 2005, grâce à la mise en service de « Avelin-Avelgem », pour la première fois, l'offre de capacité est supérieure à la demande.

En toute logique, les prix de l'électricité sur ces deux marchés devraient être rapprochés.

## Ontwikkelingsplan : nieuwe productie

- Federaal ontwikkelingsplan bevat overzicht gunstige locatie nieuwe productie-eenheden
  - Eenheden van 400 MW
  - Niet exclusieve lijst
  - Andere locaties te onderzoeken geval per geval

| Provincie | Aansluitingsknooppunt voor nieuwe eenheden (400 MW) | | |
|---|---|---|---|
| | 380 kV | 150 kV | |
| | Gunstige evaluatie | Gunstige evaluatie | Neutrale evaluatie |
| Antwerpen, Limburg | Massenhoven, Meerhout, Zandvliet | Merksem, Mol | Schelle |
| Vlaams Brabant | Bruegel | | |
| Henegouwen | Courcelles | Monceau, Tergnée, Trivières | |
| Luik, Namen, Luxemburg | Achêne Aubange, Lixhe | | |
| West Vlaanderen | Avelgem, Izegem | | Beveren[Roeselare], Izegem |
| Oost Vlaanderen | Rodenhuize | Ruien | |

Elia a, dans le cadre du plan de développement de réseau, indiqué les sites ainsi que les niveaux de tension qui permettraient d'installer des unités de 400 MW. L'installation de ces nouvelles entités était particulièrement favorable pour la gestion du réseau belge sans nécessiter d'investissements, c'est-à-dire aussi sans augmenter le coût du transport.

Suite aux discussions entre Suez/Electrabel et le gouvernement, le ministre de l'Energie a demandé une étude à la CREG dans laquelle il sollicite un avis sur un certain nombre de sites, propriétés d'Electrabel, et qui seraient mis à disposition d'autres acteurs. Elia collabore à cette étude puisque la CREG leur a demandé de communiquer quelles étaient les possibilités d'injecter de l'énergie sur chacun de ces sites, afin de pouvoir fournir une information plus complète aux investisseurs potentiels en la matière.

En ce qui concerne l'énergie produite de manière décentralisée, M. Dobbeni précise qu'elle ne pose pas de problème au réseau Elia lorsqu'elle est bien répartie sur le réseau. La production décentralisée n'est pas contrôlée par le gestionnaire de réseau. En d'autres termes, Elia ne peut pas demander aux producteurs décentralisés de monter ou de descendre en puissance.

Il s'agit souvent d'unités raccordées à des processus industriels. C'est évidemment le processus industriel qui pilote la production d'électricité par cette unité et non pas le gestionnaire de réseau.

Tant que la production décentralisée n'atteint pas un pourcentage trop important, cela ne crée pas encore de problème. Cela créera un problème dès lors que le gestionnaire de réseau n'a plus à sa disposition auprès des producteurs installés en Belgique, la possibilité de leur demander d'augmenter ou de diminuer leur production afin d'équilibrer production et consommation.

Par contre, si on a des unités décentralisées fortement concentrées dans une zone, il se pose un problème local qui peut nécessiter des investissements pour Elia et qui nécessite d'abord d'obtenir les permis lui autorisant de construire les infrastructures dont elle a besoin pour développer le réseau.

M. Dobbeni plaide pour une cohérence dans la politique énergétique lorsque, d'une part, on demande de développer certaines unités de production, sans même penser aux besoins en termes de réseaux de transport, d'autre part.

Aujourd'hui, la construction d'une centrale TGV peut se faire en trois ans. Or, pour construire un élément du réseau, une ligne ou un câble, permis inclus, il faut compter 5 à 10 ans. Il arrive aussi qu'Elia ne reçoive jamais les permis.

**Ontwikkelingsplan : windmolenparken op zee**

- Capaciteit van het netwerk
  - < 600 MW met bestaande 150 kV-net
  - 600 MW – 900 MW:
    - Nood voor aanpassing net 150 kV Slijkens Bredene – Blauwe Toren Brugge – Eeklo of Langerbrugge
  - > 900 MW: Verder onderzoek nodig
- Huidige projecten
  - C-Power : 216-300 MW
  - Eldepasco : 150 MW

→ netcapaciteit voldoende voor alle bestaande projecten

De capaciteit van het netwerk van Elia is voldoende om tot 600 MW energie vanuit de kust naar de verschillende consumptiecentra over te brengen met haar bestaande 150 kV-net.

Wil men echter tussen 600 en 900 MW energie overbrengen, dan moeten er bepaalde aanpassingen plaatsvinden op de lijn 150 kV Slijkens Bredene-Blauwe Toren Brugge-Eeklo of Langerbrugge.

Indien meer dan 900 MW moet worden overgebracht, dan is eerst verder onderzoek nodig dat uiteraard met bijkomende investeringen gepaard zal gaan. Dit staat los van de gevolgen van belangrijke gelocaliseerde productie van energie met een “niet zo constante” productie als klassieke centrales. Daarvoor moeten middelen worden voorzien om het evenwicht te verzekeren. Elia kan daar slechts voor zorgen als zij voldoende ver op voorhand verwittigd wordt.

Op vandaag heeft Elia kennis van twee projecten :
1) C-Power voor 216 à 300 MW;
2) Eldepasco voor 150 MW.

In totaal gaat het dus om 450 MW, m.a.w. de netcapaciteit van Elia aan de kust voor alle bestaande projecten inzake windmolenparken op zee.

## Toekenning capaciteit grenzen

- **Grens met Nederland**
  - Veiling sinds 2001 op jaar-, maand- en dagbasis
- **Grens met Frankrijk**
  - De EU-richtlijn en cross-border reglement van 2003 legt de invoering op van marktconforme mechanismen:
    - Ofwel veiling van de capaciteit
    - Ofwel gebruik voor marktkoppeling (vb. Belpex)
  - Het huidig mechanisme “first come-first served” voldoet niet aan de EU-criteria, met kracht van wet in België.
  - Elia en RTE hebben voorstel ingediend bij CREG en CRE om te starten met veiling op grens België-Frankrijk vanaf 1/1/2006
- Opmerking: opbrengst wordt in vermindering gebracht van nettarieven → komt ten goede aan alle verbruikers in België

De toekenning van de capaciteit op de grens met Nederland vindt plaats door middel van een veiling.

Ceci, depuis 2001, sur une base annuelle, mensuelle et journalière. Cette mise aux enchères fait l'objet d'une régulation. Elle est réalisée conjointement avec les collègues allemands, hollandais et belges. Chacun des trois régulateurs obtient toutes les informations relatives à ces mises aux enchères.

En ce qui concerne la frontière avec la France, il faut savoir que la deuxième directive européenne, en vigueur depuis juillet 2003, a précisé qu'il n'existait, pour allouer la capacité, que deux mécanismes.

Ou bien une enchère explicite, c'est-à-dire que la capacité est mise à disposition des acteurs du marché qui annoncent alors être prêt à acheter X Megawatts pour Y euros pendant Z temps.

L'autre méthode, que l'on appelle une enchère implicite, concerne le cas où un acteur du marché achète non pas de la capacité mais de l'énergie, et dans l'énergie se trouve incluse la capacité dont on a besoin pour la transporter entre les deux pays. Il s'agit là clairement du principe d'une bourse.

Le mécanisme actuel à la frontière française est un mécanisme de type « premier arrivé – premier servi », qui ne répond donc pas aux critères de l'Union européenne et qui a d'ailleurs été identifié par le conseil des régulateurs européens comme étant aujourd'hui non conforme. Il a été demandé à Elia et à RTE de réformer cette méthode.

Pour rappel, il s'agit d'un système d'allocation qui a vu le jour en 2000. Elia avait alors déjà proposé un mécanisme de mise aux enchères avec la France. Suite à l'intervention de plusieurs parties, ce mécanisme a dû être retiré pour être remplacé par un système de « premier arrivé – premier servi ».

Elia et RTE ont introduit un dossier pour ce nouveau mécanisme auprès des régulateurs français et belge (CRE et CREG). L'objectif est de démarrer au 1er janvier 2006 pour autant qu'Elia et RTE obtiennent les autorisations des deux régulateurs concernés.

Parfois, il est mis dans la presse que les mises aux enchères permettent de faire des gains importants pour les actionnaires du gestionnaire de réseau de transport. Or, M. Dobbeni précise qu'en Belgique, conformément à la deuxième directive européenne, les recettes relatives à ces mises aux enchères sont intégralement transférées dans les tarifs. Par conséquent, elles permettent de réduire les tarifs de transport en Belgique et ceci dans l'intérêt de tous les consommateurs en Belgique.

## Elektriciteitsbeurs : Belpex

- Oprichting: netbeheerders (F,NL,B) en elektriciteitsbeurzen (F,NL)
- Twee activiteiten
  - VPP's : rol als tussenpersoon voor dagelijkse levering (1/1/2006)
  - Day-ahead elektriciteitsbeurs met marktkoppeling F en NL
    - Contantmarkt die een deelnemer de mogelijkheid biedt elektriciteit (inclusief interconnectie capaciteit) aan te kopen of te verkopen voor de volgende dag in de geografische zones F-B-NL
    - Voordelen :
      - Maximum gebruik van capaciteit tussen F-B-NL
      - Verhoging van de liquiditeit van de Belgische markt
      - Transparantie vorming van de groothandelsprijzen
      - Grotere convergentie van de prijzen tussen F-B-NL
      - Lagere risico's voor de deelnemers, door simultane toewijzing van energie en capaciteit
    - Start voorzien : 2de trimester 2006
      - Aanvraag voor licentie ingediend bij Ministerie van Energie
      - Marktreglement ingediend bij Ministerie van Energie, CBFA en CREG

De onderneming Belpex werd opgericht in juli 2005 door de 3 netbeheerders uit Frankrijk, Nederland en België en door 2 elektriciteitsbeurzen (Frankrijk en Nederland). Belpex zal twee activiteiten kennen.

De eerste is een tussenrol voor de dagelijkse levering van energie die verkocht is geweest in het kader van de VPP's van Electrabel en dit vanaf 1 januari 2006.

Daarnaast het oprichten – hoogstwaarschijnlijk in het tweede trimester 2006 – van een *day ahead-market*. Daarop wordt aan de verschillende marktpartijen de mogelijkheid geboden om op anonieme wijze elektriciteit te kopen of te verkopen voor levering de volgende dag. De Belgische beurs zal ook gekoppeld worden aan de Franse en de Nederlandse.

De voordelen voor België zijn de volgende :

- een maximaal gebruik van de capaciteit op dagbasis tussen Frankrijk, België en Nederland;

- een verhoging van de liquiditeit voor de Belgische markt, die op zich te klein is om een goede prijszetting te hebben en de markt voldoende actief te krijgen. Die samenwerking met Frankrijk en Nederland, een zogenaamde “market coupling” is een wereldpremière. Dat laat toe om marktpartijen die actief zijn in Frankrijk, in Nederland en in België om actief te zijn op de drie beurzen zonder onderscheid;

- een zeer goede en meer transparante vorming van de groothandelsprijzen. Er zijn in België officieel nog geen dergelijke prijzen;

- een grotere convergentie tussen de prijzen in Frankrijk, België en Nederland voor zover er geen technische beperkingen zijn op de grenzen;

- lagere risico’s voor de deelnemers, wat eveneens de werking van de markt zou moeten bevorderen.

De start van de beurs is voorzien voor het tweede trimester van 2006. De licentieaanvraag is ingediend bij de minister van Energie. De marktreglementen zijn ingediend bij de FOD Energie, de CBFA en de CREG. Die laatste twee zijn de regulatoren van deze beurs.

Exposé du professeur Jean-Pascal van Ypersele (UCL), climatologue

Le professeur compte formuler quelques considérations sur l'effet de serre et le nucléaire de son point de vue de climatologue.

Il est aussi président du groupe de travail « Énergie et Climat » du Conseil fédéral du Développement Durable qui a approuvé et présenté le 30 novembre 2005 un avis sur la politique climatique et énergétique après 2012.

M. van Ypersele rappelle que la communauté internationale est maintenant très largement convaincue du fait qu'il y a un problème climatique à résoudre qui provient de l'accumulation dans l'atmosphère de gaz à effet de serre qui réchauffe le climat. Le principal de ces gaz d'origine humaine est le $CO_2$. Il est dégagé chaque fois que l'on brûle du pétrole, du gaz ou du charbon.

La convention-cadre des Nations Unies, dont la conférence des Parties se réunit à Montréal actuellement, a pour objectif ultime de stabiliser les concentrations à un niveau qui empêcherait toute perturbation d'origine humaine dangereuse du système climatique de façon à permettre aux écosystèmes de s'adapter naturellement de telle sorte que la production alimentaire ne soit pas menacée et de permettre au développement économique de se poursuivre d'une manière durable et soutenable au sens du rapport Brundland écrit par l'ONU en 1987.

Le professeur van Ypersele montre un graphique (Temperature and « reasons for concern ») qui provient d'un des volumes du troisième rapport d'évaluation du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), créé par les Nations Unies en 1988 pour faire l'évaluation des résultats scientifiques publiés dans la littérature sérieuse sur toutes les dimensions des changements climatiques.

Le graphique résume assez bien la situation. On y voit la température qui a évolué au cours des cent dernières années avec une augmentation de près de 0,8 degrés au cours de cette période. Pour les cent prochaines années, d'ici la fin du siècle, les projections avec une gamme de scénarios envisagée par le GIEC, qui amène à une température au minimum en hausse de 1,5 degrés par rapport à aujourd'hui, soit un petit peu plus de 2 degrés au-dessus du niveau préindustriel. Au pire, cela mènerait à une élévation de la température de près de 6 degrés. Or, si on a une température qui dépasse de plus de 2 degrés la température d'aujourd'hui, il faut remonter plus de 2 millions d'années dans l'histoire de la planète pour retrouver un climat aussi chaud. Par conséquent, la civilisation n'a aucune expérience d'un climat aussi chaud que celui-là.

Dans la partie droite du graphique, il se trouve cinq colonnes qui correspondent à cinq catégories de raisons de préoccupation. Ce sont, selon cinq critères, des catégories de risques qui ont été évaluées de manière semi-qualitative avec un code de couleur.

La première catégorie concerne les risques aux écosystèmes déjà menacés. La deuxième a trait aux risques liés aux événements climatiques extrêmes comme les tempêtes, les cyclones tropicaux, les inondations, les sécheresses, etc. La troisième colonne correspond à la distribution des impacts dans le monde avec du rouge quand les impacts sont négatifs pour la plupart des régions et de l'orange quand ce n'est négatif que dans certaines régions.

La quatrième colonne essaie de faire le bilan au niveau mondial de tout ce qui est positif et de tout ce qui est négatif. Il s'agit d'une vision agrégée des choses. La dernière catégorie concerne le risque de discontinuité importante comme l'arrêt du « Golf stream », l'effondrement d'une partie de la calotte antarctique ouest qui ferait monter le niveau des mers de plusieurs mètres, etc.

Suivant les critères que l'on prend, on doit souhaiter se trouver plus ou moins bas par rapport à l'échelle de température qui est rappelée sur la droite. Le zéro correspond à la température de 1990.

On peut constater que si on accorde une certaine importance aux deux premières catégories, soit les effets sur les écosystèmes menacés, soit sur les événements extrêmes, si on ne veut pas dépasser la zone de transition entre la zone orange (dans laquelle on se trouve actuellement) et la zone rouge, il ne faut pas dépasser le seuil de 1,5 degrés par rapport à la température d'aujourd'hui, c'est-à-dire à peu près le seuil de 2,3 degrés au-dessus du niveau préindustriel, ce qui est l'objectif européen. Si on veut stabiliser la température à un niveau inférieur à 2 degrés au-dessus du niveau préindustriel, il faut réduire fortement les émissions de gaz à effet de serre.

(Impact of stabilising emissions …)

Le diagramme montre trois panneaux et deux évolutions possibles des émissions mondiales de $CO_2$ au cours des 300 prochaines années.

Le deuxième montre les évolutions correspondantes pour ces deux scénarios d'émission-là de concentration, c'est-à-dire le pourcentage de $CO_2$ présent dans l'atmosphère.

Le dernier tableau montre l'élévation de la température qui correspond à ces deux scénarios dont le premier correspond à des émissions constantes au cours des 300 prochaines années. Dans ce cas, on assiste à des concentrations qui croissent sans arrêt étant donné que le $CO_2$ s'accumule dans l'atmosphère. Il y a une partie qui est réabsorbée par les systèmes naturels, mais l'autre partie reste dans l'atmosphère pendant plusieurs siècles.

Dans ce premier scénario, la température croît de façon à atteindre quasiment 3 degrés. Et la hausse n'est pas terminée en 2300 avec un plus d'un degré de plus que la température d'aujourd'hui à la fin de ce siècle-ci.

L’autre scénario montre la forme des cours ( ?) d’émission que l’on doit avoir si l’on veut stabiliser la concentration, c’est-à-dire mettre en oeuvre l’objectif ultime de la convention que le sommet de Montréal va essayer d’appliquer dans les années qui viennent et dont le protocole de Kyoto ne constitue qu’un tout petit premier pas.

Si l’on veut que les concentrations se limitent à un niveau qui conduisent à une stabilisation des températures, on voit que si l’on peut accepter que pendant encore quelques décennies les émissions mondiales croissent - scénario réaliste étant donné que de nombreux pays sont encore en train de se développer aujourd’hui et de consommer beaucoup de combustibles fossiles au passage -, il faut qu’au cours des 30 ou 40 prochaines années au plus tard, l’on observe une inversion de tendance de manière à avoir au niveau mondial, des émissions qui, vers 2050, ont retrouvé un niveau proche du niveau actuel. Vers la fin du siècle, elles devraient présenter une réduction d’un facteur 2, si pas 3, en ce qui concerne les émissions globales. C’est le défi à relever.

La question qui préoccupe cette commission est celle de la contribution possible de l’énergie nucléaire par rapport à cette problématique.

M. Streydio a déjà souligné que le nucléaire a l’avantage de ne pas produire de CO2, même si l’on fait une analyse en cycle de vie. Il ne produit pas de pollution atmosphérique classique, pas de SO2, pas d’oxyde d’azote, pas de particules. Cette caractéristique permet de diversifier les sources d’approvisionnement.

Les inconvénients du nucléaire sont bien connus aussi. Il y a la problématique des déchets qui n’est peut-être pas complètement résolue. Il y a aussi le problème de la prolifération nucléaire. En effet, si l’on veut que le nucléaire contribue de manière substantielle au niveau mondial à la production d’énergie, cela implique qu’il faut multiplier le nombre de centrales nucléaires de manière très importante et disperser les installations de production nucléaire dans un grand nombre de pays.

Or, quand on voit les discussions qui ont lieu aujourd’hui à propos du transfert de technologies nucléaires vers l’Iran ou la Corée du Nord, on peut se rendre compte que ce n’est pas si évident.

Tout le monde sait bien qu’il y a un risque d’accident. Si un tel accident arrive, il peut s’agir d’un accident très grave. Par ailleurs, le risque est très faible. Ce sont des éléments à prendre en considération.

Le nucléaire est un système centralisé qui demande des investissements importants au départ.

Il y a un nouveau facteur dont on devrait davantage tenir compte pour l’avenir et dont on ne parlait pas encore avant le 11 septembre 2001, notamment les risques liés au terrorisme.

Une étude a été réalisée par l'Office d'évaluation des choix techniques du parlement britannique en juin 2004. Celle-ci montrait que le risque pour les installations nucléaires y compris les centrales nucléaires sur le territoire du Royaume-Uni avait été sous-estimé jusque là, que des attentats étaient possibles et que s'il y avait un attentat sur une de ces installations nucléaires, le nombre de victimes se chiffrerait en millions.

Il y a une semaine, le « Guardian Weekly » publiait en première page un article sur le fait qu'un réacteur nucléaire australien avait spécifiquement été ciblé par un Jihadiste qui avait été arrêté là-bas.

Plus récemment, certains partisans d'Al Quaida aux Pays-Bas ont été arrêtés avec des plans précis concernant des centrales nucléaires dans le Benelux.

Le nucléaire au niveau mondial est-il une solution à l'effet de serre (thèse avancée par Jim Lovelock, l'auteur de *Hypothèse Gaïa*) ?

Cet écologiste « pur et dur » a été jusqu'à déclarer que le nucléaire était la seule solution à la problématique de l'effet de serre. Or, M. van Ypersele pense que cette thèse est difficile à défendre si on tient compte du fait que jusqu'à aujourd'hui, le nucléaire ne livre que 21 % de l'électricité mondiale et que l'électricité ne représente que 17 % de la consommation finale d'énergie mondiale. Par conséquent, par rapport à l'ensemble de l'énergie consommée dans le monde, le nucléaire n'en produit que quelque 3,5 %.

Les trois quarts de l'énergie sont produits aujourd'hui à l'aide de combustibles fossiles, une petite partie avec du renouvelable et une petite partie avec de la biomasse.

Par conséquent, si l'on veut accroître très substantiellement la part du nucléaire pour réduire les émissions de $CO_2$ via la production d'électricité et arriver à une portion nucléaire de 63 % par exemple, cela impliquerait la construction d'une centrale nucléaire supplémentaire tous les jours au cours des décennies à venir. Cela représenterait un investissement annuel de 600 milliards d'euros. Si ces centrales étaient basées sur la technologie actuelle, la production d'uranium devrait être multipliée par 15 d'ici 2030. Les centrales de la quatrième génération ne sont pas encore prêtes et les surgénérateurs opérationnels non plus. Le caractère limité des ressources d'uranium doit être pris en compte également. Si le nombre de centrales est multiplié par 40 ou 50, la vitesse à laquelle les ressources vont être épuisées va s'accroître d'autant.

Le réseau électrique au niveau mondial devrait être adapté à une production plusieurs fois plus élevée. Cela voudrait dire utiliser le nucléaire dans d'autres secteurs que celui de l'électricité. Si on veut utiliser le nucléaire dans le transport routier par exemple, il faut soit charger des batteries, soit utiliser de l'hydrogène pour lequel les technologies ne sont pas entièrement disponibles.

Les risques de prolifération seraient accrus par la très grande disponibilité du plutonium qui résulterait de l'augmentation du nombre de centrales. Le risque lié au terrorisme est multiplié d'autant.

Au regard de ces éléments, en tant que climatologue et géophysicien, le professeur van Ypersele propose de prendre un peu de recul.

Le soleil, qui alimente le système climatique, nous fournit chaque année à la surface de la terre l'équivalent de 7.000 fois ce que les activités humaines mondiales ont consommé en tant qu'énergie primaire en 1990.

Il va de soi qu'il n'y a qu'une partie du potentiel qui est actuellement exploitable, mais dans un de ses rapports d'évaluation, le GIEC a estimé que le potentiel technique à long terme est de l'ordre de 7 fois ce qui a été consommé en 1990.

Les diverses formes de l'énergie solaire (la biomasse qui est de l'énergie solaire stockée, le vent qui est lié à l'énergie solaire parce que s'il n'y avait pas de vent, il n'y aurait pas de différences de température provenant d'un chauffage différentiel de la surface de la terre qui est dû à l'énergie solaire aussi) constituent une énergie renouvelable extrêmement générique. À long terme, le potentiel de l'énergie solaire est extrêmement important. Pour M. van Ypersele, cela devrait donner une impulsion en termes d'objectifs à long terme. Il vaut mieux ne pas se reposer sur des stocks qui sont en diminution, que ce soit des stocks de combustibles fossiles (qui provoquent tous les problèmes de réchauffement climatique), que ce soient des stocks de matières fissiles qui sont également finis, on a intérêt à se tourner, le plus rapidement possible, vers un flux renouvelable.

Quelques éléments encore en provenance du dernier rapport du GIEC, en particulier celui qui concerne les techniques de prévention des émissions (IPCC (2001) GT III : Mitigation).

En regardant l'ensemble des technologies disponibles, y compris les renouvelables et le nucléaire, il est possible d'ici 2020, de réduire les émissions au niveau mondial de bien plus que ce que l'objectif européen nécessite. En effet, il serait possible de réduire les émissions de 3 milliards et demi à 5 milliards de tonnes de carbone par an.

En ce qui concerne le coût y relatif : la moitié de ces réductions, estime le GIEC, est caractérisée par des bénéfices (en termes d'énergie qui n'est pas consommée) qui sont supérieurs aux coûts (investissements qui sont nécessaires pour obtenir la réduction d'émissions).

L'autre moitié de ces réductions est estimée à 100 USD par tonne de carbone équivalent.

Pour convertir cela en euros par tonne de $CO_2$, l'unité utilisée aujourd'hui sur les marchés de bourse d'émission, 100 USD par tonne de carbone équivalent, correspond à 23 euros par tonne de $CO_2$. Or, le coût de la tonne de $CO_2$ est aujourd'hui à près de 20 euros. On estime que ce coût devrait progressivement augmenter.

Bref, le potentiel de réductions extrêmement important disponible dans le monde pour satisfaire bien plus que les objectifs de Kyoto est disponible à des coûts raisonnables.

Le GIEC a également remarqué, ce qui est confirmé dans l'avis du Conseil fédéral du Développement Durable, que plus de la moitié de ces réductions proviennent d'une amélioration de l'efficacité énergétique. En effet, le problème de l'énergie n'est pas qu'un problème de disponibilité et de production, c'est aussi un problème de demande. Le GIEC insiste beaucoup sur le fait que l'énergie la moins polluante est celle que l'on n'utilise pas.

En ce qui concerne le nucléaire et le renouvelable, le GIEC estime que tous les deux peuvent contribuer, bien que moins que l'efficacité énergétique, aux réductions d'émissions. Le GIEC insiste sur le fait que ces potentiels techniques ont besoin de politiques appropriées pour être réalisées. Il ne suffit pas que les techniques existent, il faut encore que le contexte économique, le contexte législatif soient appropriés pour que le potentiel puisse être réalisé.

Un des points importants à cet égard est la question du prix de l'énergie et de la taxation de l'énergie. Au niveau mondial, le travail de S. Pacala et R. Socolow publié dans *Science* (13 août 2004, vol. 305) a montré que ce passage vers 2050 au niveau mondial à un niveau d'émission proche du niveau actuel, l'effort de la réduction mondiale d'émissions entre le « scénario standard » et le niveau équivalent au niveau d'aujourd'hui, mais allant vers des réductions supplémentaires plus loin que 2050, peut être décomposée en une série de « wedges » (triangles). Ils représentent chacun un effort correspondant à un milliard de tonnes de carbone par an. En tout, il y en a sept, puisqu'un scénario standard nous conduit à peu près à 14 milliards de tonnes de carbone en 2050 et que l'on devrait arriver à ne pas dépasser 7.

Pour remplir ces 7 « triangles », les auteurs passent en revue, au niveau mondial, quinze moyens de réduire les émissions d'un milliard de tonnes par an. Il y en a 15 alors qu'il n'en faut que 7 d'ici 2050.

Par conséquent, il est possible de réduire d'un milliard de tonnes de carbone par an en faisant la substitution charbon/gaz, en utilisant le charbon de manière plus efficace et en construisant un certain nombre de centrales nucléaires. Toutefois, il est possible d'arriver au même résultat en construisant des bâtiments qui sont plus économes en énergie (25 %). Rien que pour les nouveaux bâtiments, en augmentant l'efficacité en consommation d'énergie de 25 %, cela permettrait d'arriver à un milliard de tonnes de carbone aussi.

On peut travailler aussi sur le problème des transports, que ce soit sur l'utilisation des véhicules ou sur la réduction de la demande, que ce soit sur la mise en service de véhicules plus efficaces par rapport à l'utilisation des carburants dont ils ont besoin.

On peut travailler également sur le thème du stockage du $CO_2$. En effet, à certaines conditions, il est maintenant possible de stocker le $CO_2$ dans des couches géologiques. Si c'est fait de manière correcte, cela permet de stocker pendant longtemps le $CO_2$ et d'éviter qu'il soit émis dans l'atmosphère.

On peut travailler dans le domaine des renouvelables. L'éolien, le photovoltaïque, les biomasses, les biocarburants, etc. Pour les professeurs Pacala et Socolow de l'université de Princeton, on peut remplir quelques triangles aussi.

Le message est donc que les options sont sur la table. Ces 15 moyens de réduire d'un milliard de tonnes de carbone par an, représentent deux fois le potentiel nécessaire. Le choix est possible, il n'y a pas de fatalité, il n'y a pas d'obligation de choisir tel ou tel triangle plutôt qu'un autre.

Le professeur van Ypersele croit qu'en fonction des différentes contraintes, des opportunités et des difficultés aussi de mettre en oeuvre ainsi certains des « triangles », des risques qui sont associés à certains des « triangles », on peut choisir quels sont les sept triangles que l'on mettra en oeuvre pour obtenir le résultat souhaité.

Le professeur déclare avoir quelques transparents sur l'avis approuvé par le Conseil fédéral du développement durable dans la semaine du 21 novembre 2005. Cet avis est le dernier d'une trilogie.

Le premier avis parlait des modalités possibles pour le partage des efforts au niveau mondial dans le but d'atteindre l'objectif ultime de la convention de Kyoto.

Le deuxième avis parlait des options possibles à mettre en oeuvre au niveau mondial pour réduire les émissions de $CO_2$ à un niveau acceptable.

Le troisième avis évoque les grandes lignes d'une politique climatique durable dans le cadre européen pour la période après 2012, quelles réductions, quelles stratégies.

Au point de vue du nucléaire, il y a un consensus pour dire qu'il n'y a pas de consensus.

Mais dans cet avis, toute une série d'autres options sont mises en avant. Il s'agit d'un avis de consensus : tous les acteurs qui sont représentés au Conseil fédéral (l'industrie, les organisations syndicales, les ONG, les scientifiques, les organisations des consommateurs, les producteurs d'électricité) sont tous d'accord.

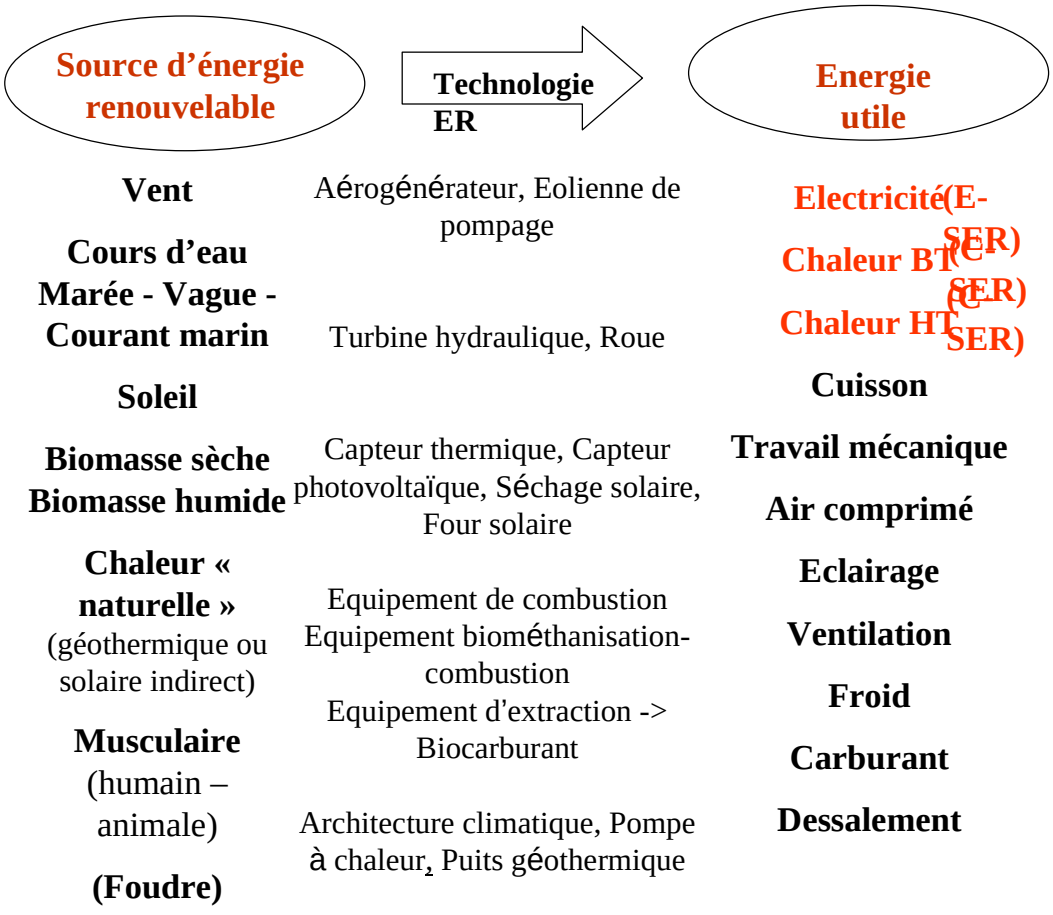
Exposé de Mme Annabelle Jacquet, secrétaire générale d'EDORA

Parmi les thèmes abordés ici se trouvent également les économies d'énergie. Comme d'autres l'ont déjà dit, cela offre sans doute le plus grand potentiel et devrait constituer la priorité en matière de réductions du CO2. Mme Jacquet fait référence aux publications de l'asbl Négawatt qui travaille principalement sur tout ce qui est économie d'énergie.

# Présentation de EDORA

- Fédération professionnelle indépendante
- Mission : Défense et promotion des intérêts généraux de la filière de l'électricité d'origine renouvelable
- 25 membres *titulaires* : producteurs d'électricité de source renouvelable
- 26 membres *observateurs* : distributeurs, fabricants, bureaux d'étude, associations et centres de recherche actifs en Wallonie et à Bruxelles
- Plus de 90% de la production E-SER en Wallonie et à Bruxelles + Représente l'ensemble des acteurs économiques engagés dans la filière E-SER
- Interlocuteur du monde financier et politique
- Représentation secteur ER au sein du Conseil général de la CREG (conjointement avec ODE Vlaanderen)
- Représentation du secteur E-SER au sein du User's Group Elia

# Les énergies renouvelables (ER)




Les énergies renouvelables sont vastes. Pour ce qui est des sources d'énergie renouvelable, en Belgique on parle beaucoup d'éoliens, de la biomasse et du solaire. Or, les sources sont beaucoup plus vastes. Par les technologies renouvelables, elles peuvent convertir ces sources d'énergie primaire en une foule d'énergies utiles différentes.

Dans sa présentation devant cette commission, Mme Jacquet se concentre sur tout ce qui a trait à l'électricité et à la chaleur.

Certaines énergies renouvelables sont fort peu utilisées, car toujours en recherche et développement à l'heure actuelle. Il s'agit des marées, des vagues, des courants marins, qui présentent un potentiel important mais encore inutilisé.

## Pourquoi miser sur les ER en UE ?

- Directive E-SER : objectifs UE 21 % en 2010 + objectifs indicatifs nationaux (Belgique = 6 % E-SER)
- Résolution du Parlement européen du 29/09/05 : recommandations à la Commission
  - Fixation d'un objectif constraignant de 20 % ER en 2020 dont 33 % E-SER
  - Renforcement des incitants fiscaux + Suppression de toute distorsion de concurrence (subsides cachés, unbunding, etc.)
  - Augmentation budget R&D
  - Développement d'une stratégie d'exportation
  - Focus sur la biomasse, le "géant dormant" des ER
- Autres législations
  - Directives : biocarburants, performance énergétique des bâtiment, fiscalité des produits énergétiques, Cogénération, écodesign, services énergétiques
  - Programmes : programme cadre recherche, EIE (Alterner, Save, Coopener), campagnes de promotion, soutien aux agences locales,…

# Faut-il encore plus ?

Il y a d'abord tout l'avantage lié à la lutte contre les gaz à effet de serre. Différentes directives de résolution montrent bien la volonté de l'Union européenne pour miser sur les énergies renouvelables.

Premièrement, il y a la directive de 2001 sur l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Elle donne un objectif de 21 % pour 2010. Le dernier rapport d'évaluation montre que cet objectif ne sera pas atteint, notamment du fait de l'élargissement européen et du retard pris par les nouveaux États membres. N'empêche que l'on arrivera quand même en 2006 à 19 % d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables.

En Belgique, l'objectif est de 6 %. Notre pays est sur la voie de remplir cet objectif pour 2006.

Plus récemment, le 29 septembre 2005, le Parlement européen a adopté une résolution dans laquelle des recommandations sont faites à la Commission. Parmi celles-ci, la fixation d'un objectif contraignant en matière d'énergies renouvelables de 20 % en 2020. C'est la deuxième fois que le Parlement européen affirme sa volonté d'atteindre un objectif aussi ambitieux. Déjà en 2004, à la conférence de Bonn, cet objectif avait été voté à l'unanimité par le Parlement européen.

Une nouveauté de ce rapport du parlement européen est la demande de fixer des objectifs contraignants par État. La résolution tend également à renforcer les incitants fiscaux, supprimer les distorsions à la concurrence (les subsides cachés aux autres sources d'énergie, pratiquer le *unbundling*, etc.) Il faudrait aussi augmenter les budgets recherche et développement, développer les stratégies à l'exportation et faire le focus sur la biomasse, le « géant dormant » des énergies renouvelables.

Cette résolution du Parlement européen était motivée par l'intérêt des énergies renouvelables dans la lutte contre les gaz à effet de serre, mais surtout par leur intérêt économique. L'Europe, étant leader en la matière, tient à le rester.

D'autres législations montrent le chemin que veut nous faire prendre l'Union européenne que ce soit en matière de biocarburants, de performance énergétique des bâtiments, de fiscalité sur les produits énergétiques, de cogénération, d'écodesign, de services énergétiques, mais aussi de programmes (de recherche, de sensibilisation, de diffusion, de promotion, soutien au agences locales), etc.

L'ensemble des demandes de l'Europe expriment très clairement la volonté réelle d'un mouvement inéluctable vers les énergies renouvelables.

En Belgique, les énergies renouvelables offrent une énergie utile qui contribue à la réduction des gaz à effet de serre, limite les risques de pollution, préserve les stocks de ressources naturelles, garantissent un prix de l'énergie stable. Ce prix est indépendant des fluctuations de marchés de combustibles fossiles. Cette source d'énergie a donc un intérêt économique par rapport aux coûts d'entrée que représentent le développement des énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables renforcent l'économie locale puisqu'elles permettent le développement de PME non délocalisables. Elles diminuent notre dépendance énergétique, réduisent les tensions internationales et créent des emplois durables. Elles constituent un excellent vecteur pour l'éducation et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Là où les sources d'énergies renouvelables se développent, (16 :15 :45) .. quelque part l'appât ( ?) pour travailler sur la matière énergie. Cela devrait permettre aux citoyens d'évoluer vers une ? ? ? de maîtrise de l'énergie et de ses consommations.

Dans l’Union européenne, les leaders sont le Danemark (éoliens), l’Allemagne, l’Espagne et en matière de voie ( ?) énergie, la France.

Les énergies renouvelables représentent un chiffre d’affaires important pour une production électrique actuellement en croissance atteignant des taux de croissance allant jusqu’à 35 % pour le photovoltaïque.

Ces taux de croissance ont sans doute motivé la position de l’Union européenne de conforter sa place de leader.

En ce qui concerne le potentiel en Belgique, selon une étude récente commanditée par la Politique scientifique fédérale belge, il est de 18 % pour une politique proactive à l’horizon 2025, et de 8 % en matière d’électricité, à politique inchangée.

En matière de chaleur à partir de sources d’énergies renouvelables, on peut avoir des taux de conversion ( ?) allant de 1,6 % à 2,2 %.

Il va sans dire que les énergies renouvelables présentant un tel potentiel chez nous, ne sont pas exclusives des autres formes d’énergie. Il ne s’agit pas de remplacer toute production d’électricité et de chaleur par des énergies renouvelables chez nous. Nous n’en avons d’ailleurs pas le potentiel.

Pour cette raison, les oppositions encore trop souvent rencontrées, entre énergies renouvelables et autres types d’énergie, n’ont pas lieu d’être.

Les énergies renouvelables sont un réel potentiel, une opportunité à développer et ne s’opposent pas aux autres types d’énergie.

Le prix de revient de la production d’énergie, est composé des investissements, de combustibles et des frais de fonctionnement. En matière d'électricité, le combustible tient pour un tiers à deux tiers du prix de l’énergie. En matière d’énergies renouvelables, c’est très clairement l’investissement qui prime.

Ne sont traditionnellement pas inclus dans le prix de revient les externalités, les aides indirectes et les bénéfices indirects. En matière d’énergies renouvelables, la spécificité lorsque l’on parle de prix de revient est qu’il n’existe pas un seul prix de production, mais une variété de prix. Les énergies renouvelables sont dépendantes de nombreux facteurs, que ce soit la proximité au réseau, que ce soit la proximité par rapport au potentiel, l’importance du potentiel local, etc. Par conséquent, il est souvent difficile de donner un prix de revient.

Autre spécificité : les externalités sont directement prises en compte dans le prix même de revient des énergies renouvelables. Par rapport aux trois composants du prix de revient, cela permet, de par la réduction de la composante combustible, de s’affranchir, par rapport à la volatilité de ces prix de combustible, notamment par rapport au prix du combustible fossile actuellement.

En matière de formation du prix de l'électricité verte et de l'électricité de sources d'énergies renouvelables en Belgique, on a deux composantes. Il y a d'abord le prix « gris » qui est le prix d'électricité physique et le prix « vert », le prix des certificats verts. Ce qui pèse au niveau du prix et qui va former ce prix outre le prix de revient directement de la technologie, c'est également la durée des contrats. Ces éléments peuvent avoir un réel impact à la hausse ou à la baisse sur les prix.

Les caractéristiques du produit (qualité, quantité, stabilité et prévisibilité) jouent également sur le prix de revient. Le manque de prévisibilité, en matière d'énergie éolienne, fait porter le prix à la hausse. C'est pourquoi le cadre tarifaire, les mécanismes d'équilibre, les tarifs de rachat de certificats verts vont directement jouer sur le prix de l'électricité verte.

Quel est ce prix ? Selon le mémoire de fin d'étude de Maud Boreu, « Prix de revient de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables en Belgique », ULB, le prix de revient du kWh par source.

# Prix de revient de la production d'énergie

- Inclus dans le prix de revient
  - Investissement
  - Combustible
  - Frais de fonctionnement
- Non inclus dans le prix de revient
  - Externalités (coûts indirects)
  - Aides indirectes
  - Bénéfices indirectes
- Spécificité ER
  - Il n'existe pas UN seul prix de production
  - Prise en compte des externalités
  - Affranchissement face à la volatilité du prix des combustible fossiles

On peut constater que ces prix oscillent dans une large fourchette selon des facteurs comme la proximité au réseau, la proximité au potentiel à la ressource, le fait d'utiliser et de réutiliser certaines composantes internes, etc.

L'énergie renouvelable actuellement la meilleure marché est l'énergie éolienne. Par contre, en matière de prix de vente, c'est également celle qui va subir un surcoût du fait de son manque de prévisibilité.

Au niveau fédéral, les actions suivantes devraient être menées pour soutenir le développement du renouvelable au moindre prix pour le consommateur et dans les meilleures conditions.

Développer les énergies renouvelables revient à développer un secteur économique. Cela entraîne des investissements. Comme dans tout autre secteur économique, les investisseurs potentiels ont besoin d'un certain niveau de sécurité juridique. Dans ce cadre, il y a lieu d'éviter tout risque pour l'équilibre du marché (principalement celui des certificats verts).

Comment sécuriser ce marché, notamment en matière de quota ? En sécurisant les quotas certificats verts, en ayant des objectifs qui correspondent effectivement au potentiel des énergies renouvelables. À titre d'exemple, en Région wallonne, la Commission wallonne pour l'énergie a jugé réalistes des taux d'augmentation des quotas de 3 % annuellement. Le minimum selon cette commission serait un taux de cotation ( ?) annuelle de 1 % des quotas.

Il y va de la sécurité des investissements et donc du développement des énergies renouvelables de savoir quelle sera l'option prise.

Au niveau de l'État fédéral, il y a également des grands enjeux dans la concertation qui se fait entre régions puisqu'au niveau fédéral des certificats verts sont également créés pour l'offshore (loi du 20 juillet 2005 et arrêté royal du 5 octobre 2005).

Ces certificats verts produits en « offshore » ne sont actuellement repris dans aucun quota. Si ce développement des énergies renouvelables est une excellente chose, cela peut avoir un retour de flamme en cas de déséquilibre du marché.

Augmenter la liquidité du marché est une préoccupation non seulement en matière d'énergies renouvelables, mais en matière d'électricité d'une façon générale. Or, la liquidité du marché en matière d'électricité de sources renouvelables est très faible de par les facteurs qui rendent le marché peu contestable en Belgique, mais également de par des tarifs de rachat prix minimum faibles. Ceux-ci ne permettent pas aux producteurs d'énergies renouvelables de s'affranchir de contrats à long terme avec certains fournisseurs. La raison en est que les organismes financiers n'ont pas confiance en l'équilibre du marché.

Une façon d'augmenter la liquidité des marchés serait de travailler sur ces tarifs de rachat et de stimuler les productions indépendantes. Cela peut se faire en permettant la viabilité des autoproductions. Celles-ci ne peuvent être viables que si l'électricité produite à partir de sources renouvelables l'est à coût viable. De plus, la rentabilité de ces installations ne peut pas être totalement annihilée par des tarifs de prix d'achat d'électricité de complément incontrôlés. Or, actuellement, le cadre tarifaire au niveau des tarifs de puissance … du fait qu'il n'est pas plafonné … ce qui se passe tant au niveau fédéral que régional … du fait du manque de plafonnement des tarifs de puissance complémentaire, l'électricité de complément, nécessité dans la situation où un industriel produit une partie de son électricité, mais pas tout. Cette électricité de complément peut avoir un prix totalement non maîtrisé, ce qui diminue la viabilité des autoproductions. Pour cette raison, actuellement, les cogénérations sont limitées dans leur stade de développement.

Optimaliser la valorisation de l'électricité produite, devrait également permettre de faire franchir petit à petit les mécanismes de soutien tels que les certificats verts. Il y aurait lieu de permettre aux énergies renouvelables de mieux valoriser leur électricité.

M. Dobbeni (Elia) a déjà souligné que le réseau n'a pas été construit en tenant compte des énergies renouvelables. Notamment, les différents tarifs, et, en matière de tarifs d'équilibre du réseau, n'ont pas été conçus en ayant en tête les caractéristiques des énergies renouvelables. Le législateur le savait lors de l'élaboration du cadre. Dans la législation, des mécanismes ont été prévus. Il s'agit entre autres des plages de tolérance et des réductions tarifaires.

À part dernièrement, à travers la législation de soutien sur l'offshore, ces mécanismes n'ont jamais été mis en oeuvre. Par conséquent, les producteurs ne peuvent pas vendre leur produit à son juste prix. Cela les rend d'autant plus dépendants des certificats verts avec les risques de déséquilibre du marché.

Enfin, favoriser l'accessibilité aux équipements et combustibles renouvelables. L'investissement forme la plus grosse partie du prix de revient. Cet investissement est peu accessible car élevé. Il y a donc lieu de favoriser l'accessibilité de cet investissement, que ce soit par une augmentation des plafonds de réduction d'impôt, que ce soit pour énergies renouvelables ou économies d'énergie. En France, ces réductions d'impôt sont beaucoup plus élevées que chez nous.

Selon EDORA, on est encore loin d'avoir un signal réellement positif pour favoriser cette accessibilité. Une possibilité serait d'étaler ces réductions d'impôt dans le temps afin d'en limiter la charge budgétaire annuelle. La réduction des taux de TVA sur équipements et combustibles renouvelables favoriserait l'accessibilité pour les ménages.

Pour mener à bien toutes ces actions, il faut d'abord la volonté de réellement développer les énergies renouvelables. Cette volonté, l'Union européenne l'a, la Belgique peut l'avoir, que ce soit dans le cadre de la réduction des gaz à effet de serre ou par opportunité économique. Il est certain que même aujourd'hui, il n'est pas trop tard pour réellement en tirer avantage économiquement. Demain, les énergies renouvelables, par contre, seront un coût sec si l'on s'y prend trop tard.

Échange de vues

**Mme Durant** pose d'abord une question à M. Dobbeni (Elia). On a beaucoup entendu parler de la fusion des réseaux de transport belge et hollandais ou d'un partenariat entre les deux pour des raisons plutôt techniques. Quels en seraient les effets en matière de sécurité d'approvisionnement et en matière de prix d'électricité en Belgique ?

L'intervenante adresse une autre question au Prof. Streydio sur les déchets et plus particulièrement sur les mécanismes de financement par rapport au transfert des déchets nucléaires à l'ONDRAF. Elle estime que toutes les décisions dans ce dossier se prennent très loin du public, du gouvernement et du Parlement. En principe, Electrabel doit payer une redevance à l'ONDRAF pour financer les coûts de stockage. Les montants de ces redevances ne sont pas définis ni dans une loi, ni dans un arrêté royal, mais dans des contrats négociés entre le secteur et l'ONDRAF. Cela implique que dans le secteur nucléaire, le privé a un droit de codécision sur le financement, ce qui est assez particulier étant donné qu'il s'agit d'un parastatal.

En outre, moins le privé veut payer, moins il y aura de mesures de sécurité.

Se pose aussi le problème du Fonds à Long Terme (FLT). Il s'agit du contrat le plus important dans le financement de ce fonds. Il est alimenté lors de chaque transfert de déchets vers l'ONDRAF. Il devra plus tard financer tous les coûts externes en 2020, en 2050 et au-delà qui ne sont pas encore chiffrés.

**Mme Durant** croit qu'il y aura trop peu d'argent dans ce Fonds. Elle craint donc qu'ultérieurement, l'on se retourne vers l'État pour payer la charge assez considérable de gestion des déchets. Il faudrait éviter que cela n'arrive.

Le contrat entre les producteurs de déchets et l'ONDRAF court jusqu'à la fin de 2005. Comment se prépare le nouveau contrat ? Y a-t-il un accord du Conseil d'administration, un avis de l'Inspection des Finances, un avis juridique, etc. ?

**M. Dobbeni** déclare qu'à sa connaissance, il n'y a jamais eu de discussion d'un partenariat, ni avec le gestionnaire de réseau hollandais ou français par ailleurs. Cette rumeur est sans doute le résultat d'une mauvaise compréhension.

En effet, dans le cadre du fonctionnement d'un réseau fortement interconnecté comme celui de l'Europe continentale, et avec l'ouverture du marché, la qualité d'approvisionnement dans chacun des pays concernés ne peut être maintenu au niveau auquel nous le connaissons, qu'à partir du moment où il y a une meilleure coordination entre les gestionnaires des réseaux de transport.

En sa qualité de président de l'Association des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité européens, il trouve important de faciliter les échanges entre les gestionnaires, de s'assurer que les procédures existent en cas d'accident, que les systèmes d'entraide existent et que la manière de calculer la capacité aux frontières est la plus harmonisée possible. Toutefois, ces soucis ne nécessitent nullement un partenariat de quelque forme que ce soit.

Il est vrai qu'il y a trois ans, une étude conjointe visait à évaluer la valeur ajoutée d'avoir une bourse d'électricité qui soit à la fois couplée entre le marché belge et le marché hollandais. C'est la raison pour laquelle Elia a pris l'initiative non pas de faire un couplage des marchés avec les Pays-Bas, mais de le faire avec les Pays-Bas et la France.

Le problème qui est associé avec cette démarche est qu'un couplage des marchés trilatéral n'existait pas. Les algorithmes ont dû être conçus. Si toutes les autorisations sont données, ce sera la première fois en Europe que l'on pourra coupler trois marchés. L'objectif est d'aller encore plus loin.

En matière des bourses d'électricité, chaque bourse reste autonome. Elle reçoit les offres et les demandes, soit pour son marché local, soit pour les marchés des deux autres pays concernés. Ensuite, les gestionnaires de réseau vont s'assurer que les échanges d'énergie entre soit la France et la Belgique, soit la Belgique et les Pays-Bas, peuvent effectivement passer au travers des interconnexions qui existent entre ces pays. Si, techniquement, les flux d'énergie ne dépassent pas les critères d'exploitation de ces interconnexions, par définition, il y aura un seul prix sur ces trois marchés. Si, par contre, une congestion apparaît, c'est-à-dire que la quantité d'énergie qui serait par exemple exportée de la Belgique vers les Pays-Bas, dépasse les critères techniques, alors l'on coupera les deux marchés. Il y aura un prix commun Belgique-France s'il n'y avait pas de congestion sur l'interconnexion franco-belge et il y aura un autre prix qui sera fait aux Pays-Bas. Ce processus se répète heure par heure.

Le Prof. Streydio rappelle que suite aux propositions faites par deux gouvernements successifs, l'ONDRAF s'est attaqué à la possibilité de stocker des déchets de faible activité sur les sites nucléaires existants. Ont répondu favorablement à la possibilité d'étudier cette opportunité, les sites de Dessel, de Mol, de Fleurus-Farcienne. Doel est très circonspect devant la chose. Mme Lizin a refusé catégoriquement que l'on regarde cela du côté de Tihange.

L'ONDRAF a mené une politique de communication assez étonnante. Elle était d'impliquer dès le départ la population locale dans la définition :
- de la possibilité d'implanter en site, un site donné ;
- d'examiner les possibilités techniques d'établissement de ce site ;
- d'examiner leurs retombées économiques possibles ;
- des aspects de sécurité.

À Dessel et à Mol, des groupes de travail ont existé. Dans ces partenariats, l'ONDRAF n'intervenait qu'en sa qualité d'expert et uniquement sur demande. L'ONDRAF a été la courroie de transmission du financement par les producteurs de ces partenariats locaux.

Ces deux partenariats ont donné leur accord à l'unanimité. Le conseil communal de Dessel a approuvé le projet à l'unanimité de ses membres. À Mol, il y a eu deux abstentions. Dans les deux dossiers, les communes sont prêtes à les examiner moyennant des compensations économiques à négocier. Les deux communes ont transmis leur dossier à l'ONDRAF. L'ONDRAF s'occupe de leur retransmission au ministre après avis favorable sur le plan de la faisabilité technique des localisations et du type de stockage proposé. Le ministre ayant l'énergie dans ses attributions a déclaré attendre l'avis de Fleurus-Farcienne.

Le Prof. Streydio pense que les populations locales seraient déçues s'il n'y avait pas de réponse du politique à leurs propositions dans lesquelles elles ont investi et elles y croient.

Deuxièmement, si on continue à laisser traîner le problème, les coûts seront bien supérieurs à ce qui était initialement prévu.

L'ONDRAF a rempli son devoir. Il appartient au monde politique de prendre maintenant des décisions en la matière.

Quand Mme Durant a parlé du financement des déchets, M. Streydio présume qu'elle songe à la gestion courante des déchets et ne parle pas des provisions pour démantèlement, ni pour l'aval du cycle.

Pour ce qui est de la gestion de l'ONDRAF, la loi prévoit l'utilisation d'une procédure négociée. La loi prévoit la mise sur pied au sein de l'ONDRAF d'un organisme qui s'appelle le « Comité technique permanent ». Ce comité regroupe tous les producteurs de déchets du pays. Il s'agit donc non seulement des détenteurs de déchets, des producteurs d'électricité, mais également l'IRE, le CEN, FBFC International, Belgonucléaire, l'État belge, etc.

Comme la loi prévoit que l'ONDRAF, premièrement, n'a pas droit à un financement annuel, et, deuxièmement, ne peut pas faire de déficits, chaque année, l'ONDRAF fait une estimation du coût global de la gestion de l'ensemble des déchets nucléaires pour les années à venir. Puis, l'ONDRAF renégocie au vu et au su de tous les partenaires, y compris les hôpitaux, la quote-part de chacun. S'il est confronté à un déficit, l'ONDRAF augmente les contributions des uns et des autres. Il s'agit d'une procédure négociée dont les critères sont connus.

À partir du moment où des détenteurs de déchets transfèrent leurs déchets à l'ONDRAF, qui pour l'instant les stocke chez Belgoprocess à Dessel, ce transfert est accompagné d'un chèque.

Par exemple, chaque fois que des déchets vitrifiés revenaient de La Hague, l'ONDRAF recevait quelques jours plus tard « x » millions de francs belges correspondant à la part que devait prendre ce type de déchets dans le coût de l'évacuation définitive des déchets en question.

Le Fonds à Long Terme est un mécanisme subtil. Il part d'une prévision du coût dans 40 ans de l'évacuation définitive des déchets qui seraient fabriqués en cours de route. Cette prévision a été faite à l'aide de bureaux d'étude internationaux spécialisés dans la gestion de contrats à haut risque à longue durée sur le plan international.

Les coefficients de sécurité que l'on a pris sur le plan économique et que l'on a fait adopter, sont extrêmement importants. L'ONDRAF a toujours déclaré qu'elle aurait suffisamment de moyens si le Fonds à Long Terme est alimenté convenablement.

Au fur et à mesure qu'arrivent les déchets, l'ONDRAF fait payer les frais fixes en même temps que les frais variables. Les contrats sont signés producteur de déchets par producteur de déchets pour une durée de dix ans. Une clause de révision est prévue dans les avenants à ces contrats. Cette révision peut jouer à la hausse et à la baisse.

La deuxième chose est qu'il y a transfert de propriété à partir du moment où les déchets arrivent.

Ce Fonds fonctionnerait merveilleusement bien si les transferts se faisaient de manière régulière. À partir du moment où les combustibles usés sont un peu en « stand-by », il n'y a pas une alimentation aussi rapide qu'espérée. Or, ce Fonds est censé faire fructifier ses réserves afin de pouvoir arriver au total prévu dans 40 ans.

L'année 2005 constitue la fin de la première période (1995-2005). On repart en 2006 pour une nouvelle période décennale.

(Mme Durant souhaite approfondir cette question !)

M. Streydio précise que le problème du financement est un des problèmes les plus suivis par la tutelle. Il y a par exemple un commissaire du gouvernement. Le ministre de tutelle est très clairement informé.

M. Collas s'étonne qu'au niveau de l'interconnexion, l'Allemagne, pays limitrophe, ne fasse pas partie de l'approche intégrée d'Elia. Il souhaiterait en connaître les raisons.

Deuxièmement, M. Dobbeni a également parlé de la gestion d'autonomie limitée. Or, Elia est une société cotée en bourse. Les investisseurs attendent un certain rendement, que ce soit sous forme de plus-values ou de dividendes.

Troisièmement, M. Dobbeni a fait remarquer qu'Electrabel devait diminuer sa participation dans Elia de 27,45 % à moins de 25 %. Les actions en question, seraient-elles vendues sur le marché pour augmenter le « free float », ou bien y a-t-il une préemption pour certains institutionnels autres qu'Electrabel.

En ce qui concerne l'Allemagne, M. Dobbeni répond que le ministre en charge de l'énergie précédent avait demandé à Elia, conjointement avec son collègue allemand, de faire une étude sur une potentielle ligne qui relierait la Belgique à l'Allemagne.

Il faut savoir que ce genre de lignes sont des lignes de haute capacité (380.000 Volts). Cette étude a été faite conjointement avec le gestionnaire de réseau allemand (RWE-Transport). Il est apparu que compte tenu du réseau qui relie tant les Pays-Bas, l'Allemagne, la France et la Belgique, cette ligne serait peu chargée. Le gestionnaire du réseau ne peut pas décider quelle ligne l'électricité va choisir. En effet, les flux d'énergie se répartissent en fonction de l'impédance des lignes.

Par conséquent, dans une situation où l'impédance des lignes par exemple entre la Hollande et l'Allemagne, l'Allemagne et la France, et puis la Belgique, est telle que la nouvelle ligne présenterait une impédance supérieure à l'impédance des autres lignes, mais si elle peut transporter 1000 MW, elle ne sera peut-être utilisée qu'à raison de 200 MW ou de 50 MW, et ce encore en fonction d'où se trouvent les pôles de consommation et les pôles de production d'énergie. Compte tenu du fait que c'est un coût important pour une utilisation faible, RWE-Transport et Elia ont, ensemble, suggéré qu'il ne s'agissait pas d'un investissement prioritaire.

Il est souvent perturbant pour les gestionnaires de réseau européens que, d'une part, lorsqu'il est question de tarifs de transport, on leur demande d'essayer que le tarif soit le plus faible possible, et que, d'autre part, on leur demande d'investir lourdement dans les lignes de transport. Or, la ligne de transport en tant que telle n'augmente pas de manière phénoménale les produits du gestionnaire de réseau parce que, dans le cadre européen, une interconnexion entre les pays n'est pas rémunérée par les acteurs du marché.

Lorsque l'un d'eux transporte de l'énergie de la Belgique vers la France, c'est gratuit pour l'opérateur en question. C'est logique puisque, autrement, il y aurait une taxe à payer aux frontières. Cela n'a pas de sens si l'on veut créer un marché unique.

Il en découle que si le gestionnaire de réseau investit dans la construction d'une ligne transfrontalière, cela va se traduire par une augmentation des tarifs de transport d'électricité à l'intérieur du pays. En effet, cet investissement n'est pas causé par la demande. Il n'y a pas d'augmentation de la consommation. N'empêche que le capital investi doit être rémunéré.

Il faut que le gain apporté par cette nouvelle ligne fasse baisser le prix du produit électricité au moins plus que cela ne coûte à la communauté, compte tenu de l'investissement réalisé. Ce choix économique doit toujours être fait.

Dans ce contexte technique, Elia a avisé le CREG que cet investissement n'était pas intéressant. Toutefois, si le pouvoir politique décide qu'une ligne avec l'Allemagne est utile pour quelque raison autre que ce soit, Elia la réalisera.

Une deuxième raison pour ne pas réaliser cette ligne vers l'Allemagne est qu'il aurait fallu traverser deux parcs protégés, un en Belgique et un en Allemagne.

En ce qui concerne la question de savoir si le fait qu'Elia soit très régulée, peut avoir un effet négatif pour ses actionnaires, M. Dobbeni répond par la négative. En effet, la spécialité d'Elia est que le dividende de l'actionnaire est déterminé par la loi comme la marge équitable. Cette marge est calculée suivant une formule déterminée par le régulateur sur la base de la valeur de l'actif économique du gestionnaire de réseau, c'est-à-dire la valeur de son infrastructure. Les revenus d'Elia ne sont pas influencés par les volumes de l'énergie qu'il transporte. Elia exerce donc une activité dite de rendement mais pas de croissance.

Il y a trois autres entreprises semblables aujourd'hui cotées en bourse : les gestionnaire de réseau italien, anglais et espagnol. Globalement, la situation est la même pour ces trois entreprises.

M. Dobbeni n'est pas au courant de ce qui se passera avec les actions qu'Electrabel vendrait éventuellement pour descendre sous le seuil de 25 %.

M. Dobbeni ajoute qu'il entend dire souvent que la minorité de blocage dont dispose Electrabel pour l'instant peut avoir un impact négatif sur le gestionnaire de réseau Elia dans son rôle impartial, transparent et non discriminatoire.

Pour la raison déjà indiquée quant au titre des compétences qui sont entièrement données au comité de direction, cette minorité de blocage ne peut agir que sur des éléments tel que par exemple le souhait d'Elia d'exercer une nouvelle activité. Par contre, elle ne peut avoir d'impact sur le choix des investissements qu'Elia réalise. Elle n'a pas d'impact sur le choix budgétaire qu'Elia réalise, ni sur ses tarifs.

La législation a créé le cadre législatif permettant une gestion totalement impartiale du gestionnaire de réseau quel que soit son actionnariat.

À propos du remplacement de l'énergie nucléaire par des énergies renouvelables, M. Collas estime que l'on se rend de plus en plus compte que la capacité des éoliennes est quand même très limitée. Ces énergies ne peuvent donc apporter qu'une solution très fragmentaire aux besoins existants.

Il a d'ailleurs l'impression que même en Allemagne où on a investi beaucoup plus dans l'énergie éolienne, l'enthousiasme, même du côté des Verts, retombe.

Partant du principe que la Belgique sort du nucléaire, il est dit qu'il nous faut des centrales à gaz. Or, au niveau de nos engagements de Kyoto, cela ne résout pas nos problèmes. Bien au contraire. Pour les politiques, il n'est pas évident de se positionner d'une manière claire et transparente dans ce débat.

Le Prof. van Ypersele pense qu'il faut prendre un peu de recul par rapport au problème immédiat. Pour le moment, on utilise principalement des combustibles fossiles dont le stock est limité. Quand l'on aura épuisé ce stock, ce sera terminé.

L'uranium, les combustibles fissiles, c'est la même chose. Il y aura aussi une limite.

Si on pense à long terme, on doit de toute façon songer à une source d'énergie qui soit un flux et qui soit renouvelable. Ainsi, le soleil peut être considéré comme une fusion nucléaire déjà opérationnelle. De plus, l'avantage est que le soleil gère ses déchets lui-même à 150 millions de kilomètres d'ici. Le Prof. van Ypersele recommande d'utiliser cette énergie-là.

Il suffit de capter un millième de ce qui arrive en permanence à la surface de la terre pour obtenir sept fois plus que nos besoins actuels.

Pour l'intervenant, on devrait viser cet objectif à moyen et à long terme. Il faut mettre tous les moyens en oeuvre pour capter cette énergie.

En outre, il convient d'être beaucoup plus efficace avec l'énergie qu'on ne l'est maintenant. Les gaspillages sont énormes, que ce soit dans les bâtiments, dans l'industrie, dans l'éclairage, etc. Il y a énormément de possibilités de réduire la consommation d'énergie elle-même. Il faut donner la priorité à la diminution de la demande.

À long terme, le futur, c'est le solaire.

Parlons de la fusion dans 50 ans, quand elle sera là.

En mettant l'argent qu'il faut, arriver à capter en trente ans le millième de la quantité d'énergie qui arrive à la surface de la terre, est parfaitement possible. Il suffit de le vouloir.

Aborder la question du nucléaire en ne pensant qu'à l'électricité est une démarche trop limitée. Il ne s'agit que d'une partie de la question énergétique. L'électricité ne représente que quelque 25 % de l'énergie que l'on consomme. Par conséquent, même si l'on produit toute l'électricité de manière nucléaire, on produit de toute façon beaucoup de $CO_2$ dans tous les autres secteurs.

Il est illusoire de penser que l'on va résoudre le problème du climat avec du nucléaire. C'est une illusion au niveau mondial et c'en est une au niveau belge.

M. Collas pense que la solution que propose le Prof. van Ypersele n'est valable que pour le long terme. Il rappelle que M. Hansen a déclaré que le nucléaire n'est pas la solution, mais qu'il n'y a pas de solution sans le nucléaire (dans une phase transitoire).

Là-dessus, le Prof. van Ypersele déclare ne jamais avoir été un partisan de la fermeture immédiate du nucléaire. La question n'est pas là. À long terme, il faudra de toute façon se passer du nucléaire. Faisons cela le plus vite possible.

M. Collas pense que la solution que propose le Prof. van Ypersele n'est valable que pour le long terme. Il rappelle que M. Hansen a déclaré que le nucléaire n'est pas la solution, mais qu'il n'y a pas de solution sans le nucléaire (dans une phase transitoire).

Là-dessus, le Prof. van Ypersele déclare ne jamais avoir été un partisan de la fermeture immédiate du nucléaire. La question n'est pas là. À long terme, il faudra de toute façon se passer du nucléaire. Faisons cela le plus vite possible.

À propos du nucléaire, le Prof. van Ypersele pense que les risques liés au terrorisme sont sous-estimés. Un certain nombre de rapports sur ce sujet sont assez inquiétants. Ils peuvent contribuer à la volonté de fermer plus rapidement les centrales nucléaires.

Par exemple, il n'y a aucune des centrales existantes aujourd'hui qui a été conçue pour résister à deux avions de type 747 qui seraient dirigés volontairement contre le coeur de la centrale. C'est le point de vue de l'Office d'évaluation des choix technologiques du Parlement britannique. Des rapports français sur le ce sujet sont classés 'confidentiel défense'.

Le commissaire du gouvernement à l'Agence fédérale de contrôle nucléaire, Pierre Tonon, déclare que toute cette problématique du contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires est examinée de près à l'institution fédérale qui a été créée à cet effet.

Il est vrai qu'après les événements du 11 septembre 2001, le ministre de l'Intérieur belge, a demandé au secteur de l'électricité et au bureau d'étude Tractebel, sous la tutelle de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN),- et je m'exprime ici sous le contrôle de M. Jan Michiels,membre du personnel de l'AFCN, ici présent - de réétudier le risque d'une chute ou d'un impact d'un avion Boeing de type 767 complètement chargé de kérosène dans les ailes.

Pour les centrales, pour les quatre dernières tranches, il n'y a pas de problème. L'impact est tel que l'enceinte extérieure de béton d'1,2 mètre d'épaisseur tient. Il n'y a pas d'atteinte à l'étanchéité de l'enceinte.

M. Tonon croit toutefois que l'on peut se préoccuper sur ce qui pourrait se passer en cas de chute d'un gros porteur sur les deux premières unités, Doel 1 et Doel 2. Ces centrales n'ont pas été conçues de la même manière que les suivantes. Les études prouvent que dans ce cas-là, les enceintes pourraient ne pas résister. Cependant, la chute d'un tel avion ne mettrait pas en cause les systèmes de refroidissement de secours du coeur du réacteur parce qu'ils sont localisés différemment géographiquement.

L'intervenant signale aussi avoir récemment (14 au 16 novembre 2005 ) participé à un séminaire organisé par la Commission européenne et entre autres par le Centre commun de recherche et par l'Institut de l'énergie qui dépend de ce centre (à Petten).

Ce séminaire faisait pour la première fois en Europe un exercice « Safety and Security of the different energy sources for the supply of Europe in comparative view ». Il s'agissait d'une comparaison de la sûreté et de la sécurité de l'approvisionnement en Europe par du nucléaire et/ou du pétrole et/ou du gaz et/ou de l'éolien.

Des Américains et des Japonais étaient présents à ce colloque. Quelques témoignages américains ont beaucoup insisté sur les aspects sécurité, éminemment politique et administratif. La sûreté, c'est la problématique de la résistance intrinsèque des installations. La sécurité doit retarder l'accès à une zone vulnérable par des individus, des missiles ou des installations prédatrices.

Les Américains entre autres évoquaient auprès de tous les Européens présents la vulnérabilité de l'éventuel approvisionnement massif du gaz en Europe à partir d'un « mono-pipeline » russe qui viendrait de la Baltique, traverserait la Pologne et arriverait en Allemagne. Dans ce cas en particulier, si un Boeing 747 se jette sur un tracé de pipeline, il y aura un solide problème d'approvisionnement énergétique dans notre pays.

Effectivement, dans les prévisions, on suit le scénario de quitter le nucléaire et de le remplacer par du gaz, des énergies renouvelables et des économies d'énergie qui ont un rôle important à jouer aussi.

Le consensus qui se dégage est que la Belgique se retrouvera dans une situation dans laquelle on est alimenté à 70 % au gaz dont 50 % en provenance de la Russie (à l'horizon 2030-2040). M. Tonon considère que cette situation est extrêmement vulnérabilisante aussi.

Au niveau du danger d'accident, il rappelle que sur toute l'histoire de production de l'énergie nucléaire, 12.000 années réacteur, sur 50 ans d'activité mondiale, il n'y a eu que 3 accidents importants.

Les accidents nucléaires s'établissent sur une échelle INES de 1 à 7. L'accident de Tchernobyl a atteint le niveau 7. L'accident de Three Mile Island et l'accident de Windscale en 1957 atteignaient le niveau 5.

En Belgique, sur plus de 30 ans d'opérations nucléaires, on a de temps en temps eu, dans nos 7 unités, quelques anomalies  niveau 0 et 3 ou 4 fois le niveau 1 (ce qui égale un incident). La notion d'accident démarre seulement au niveau 4 de l'échelle. C'est un élément important d'appréciation au niveau de la maîtrise du risque nucléaire dans notre pays.

M. Streydio souligne qu'il est impossible de transporter de l'électricité sur de longues distances. On est donc obligé de produire de l'électricité chez nous.

Si l'on veut regarder la production de l'électricité au niveau mondial, il peut conseiller la lecture du rapport du Conseil mondial énergie en 2000 « Living in one world ». Il est téléchargeable sur le site web www.ec.org.

Il définit un monde invivable et un monde vivable. Dans l'hypothèse d'un monde vivable, l'idée que l'on pourrait satisfaire à la demande d'énergie qui aura crû beaucoup d'ici 2050, en triplant le nucléaire actuel et en faisant 5 fois l'entièreté des investissements existants dans le domaine du renouvelable.

Bref, dans les 25 années à venir, dans notre pays, pour produire l'énergie électrique, il faudra mobiliser tout ce que l'on a. Le plus que l'on pourrait avoir dans 25 ans en rêvant du nucléaire, c'est un huitième réacteur. Il a une place prévue à Doel. À part cela, il n'y en aura pas d'autres.

Par conséquent, dans les 25 années qui viennent, même si l'on maintient le nucléaire, il faudra d'autres sources d'électricité dans ce pays. De préférence, des sources d'énergies renouvelables. Il faudra toutefois être clair sur leur coût, responsabiliser les gens au maximum sur le coût que cela aura et sur les possibilités qu'ils ont de réduire leur consommation. Mais on conseillera du gaz aussi parce que le renouvelable ne satisfera pas. De toute manière, on est placé devant des gros problèmes. La mobilisation de toutes les sources constitue un élément d'espoir.

La Belgique n'est pas riche en combustibles, elle n'est pas grande, on n'a pas beaucoup de vent, pas de pentes, pas d'hydroélectricité, pas beaucoup de soleil, etc.

Il ne sert à rien que l'on discute entre partisans et adversaires du nucléaire.

En ce qui concerne le nucléaire, il reste entre 60 à 85 ans de ressources pour les centrales PWA actuels au taux actuel de consommation d'uranium.

Avant que l'on ait épuisé cette réserve, le nucléaire aura changé de technologie. En particulier, on utilisera des réacteurs rapides. Il suffit d'aller voir ce qui se passe au Japon dans le domaine de la fabrication d'hydrogène avec du nucléaire. L'Inde est occupée à développer un parc nucléaire assez phénoménal qui a recours à une ressource dont on ne parle pas. Il s'agit du thorium. Il est trois fois plus abondant dans la croûte terrestre que l'uranium. Il peut être utilisé à 100 % alors que l'uranium, dans la filière PWR actuelle, n'est utilisé qu'à 0,7 % du total.

Mme Jacquet fait remarquer que les économies d'énergie ne sont pas réservées pour le long terme. Il faut avoir conscience que notamment l'Union européenne, en matière de performances énergétiques des bâtiments, nous demande des améliorations à court et à moyen terme. Il s'agit d'un gisement énorme exploitable tout de suite à moindre coût.

Pour ce qui est des énergies renouvelables, Mme Jacquet estime que l'on est à la fois dans le court et le long terme. À court terme, il y a déjà énormément de choses qui se font. Les énergies renouvelables prennent réellement leur envol. À plus long terme, il y a toute une recherche et développement qui se fait pour exploiter d'autres gisements actuellement inexploitables, la technologie n'étant pas prête.

Les éoliennes ne sont qu'une source d'énergie renouvelable dans la totalité malgré le fait que c'est sans doute la source visible actuellement.

Pour prendre un exemple : dans les scénarios développés en Région wallonne, en 2012, l'éolien onshore devrait atteindre entre 34 et 41 %. Il reste énormément à faire notamment en biomasse, qui est le géant dormant. La biomasse a au moins le même potentiel que l'éolien.

Pour ce qui est de l'acceptation, les études démontrent que les éoliennes sont acceptées, y compris en Allemagne. Il est notoire qu'une personne mécontente va toujours crier plus fort que cent personnes contentes. En Allemagne aussi, les articles de presse se focalisent sur les personnes mécontentes. Il y a eu un fameux article du « Der Spiegel » en 2004. Depuis, il n'y en a pas eu beaucoup plus.

Il est vrai qu'au niveau des énergies renouvelables, il y a là un débat sur le coût. L'Allemagne privilégie les sources d'énergie renouvelable avec des coûts de soutien, des pris qui sont parmi les plus élevés de l'Europe. Toutefois, le débat ne porte pas sur arrêter ou continuer, mais bien sur un peu plus ou un peu moins.

Pour ce qui est de la Belgique, des études ont été faites sur des échantillons représentatifs de la population, composé de riverains directs de parcs éoliens, de personnes habitant dans les communes périphériques pour des parcs existants, pour des parcs en projet, etc.

Ces études montrent que 64 % au moins de la population affirme être prête à accueillir des éoliennes à moins d'un kilomètre de chez eux. 72 % de la population riveraine des parcs éoliens ou de communes périphériques reconnaissent que cela n'a aucun impact négatif sur leur vie quotidienne.

Selon Mme Jacquet, cela veut dire que les éoliennes sont largement appréciées et acceptées. Les résultats de ces études corroborent totalement avec les résultats des études réalisées en Allemagne, au Danemark, en France et en Hollande. Les pourcentages divergent légèrement, mais toutes les études vont dans le même sens.

De heer Dedecker beschikt over een studie waaruit blijkt dat er in Duitsland 14.000 windmolens staan waarvan de productie goed zou moeten zijn voor het dekken van 15 % van de stroombehoeften. In de praktijk dekken ze gemiddeld slechts 3 % van de behoeftes. Een kilowattuur windstroom kost bovendien 9 cent tegenover 2 cent voor stroom opgewekt in conventionele centrales. Duitsland heeft ook 1,7 miljard euro subsidies toegekend.

Mme Jacquet rétorque qu'il faudrait voir ce qui est compris dans ces coûts de kilowattheure. Elle rappelle que dans sa présentation, elle a parlé des différentes composantes du coût du kilowattheure et de ce qui peut peser sur le prix spécifique de l'électricité verte. Il ne s'agit pas que du prix de revient.

L'intervenante confirme toutefois que les énergies renouvelables et l'électricité de sources renouvelables ont un coût. Il n'est pas bon de le cacher. On peut discuter de l'importance de la différence et de la question de savoir si ce surcoût est contrebalancé par des avantages sociaux, environnementaux et même économiques.

Il est certain toutefois que dans 10 ans, ce coût sera encore plus élevé si on ne commence pas aujourd'hui. Il est certain aussi qu'il faut des solutions.

De heer Dobbeni merkt op dat het weinig zin heeft om te spreken over een Belgisch energiebeleid, een Nederlands energiebeleid en een Duits energiebeleid. De windmolens in Duitsland bijvoorbeeld hebben een impact op de netten van Polen tot en met Frankrijk. In december 2004 is tot twee keer toe een vrij gevaarlijke situatie ontstaan op het Nederlandse net. Immers, wanneer heel veel windenergie geproduceerd wordt in o.a. Duitsland, dan heeft die energie ingevolge Europese richtlijnen voorrang. Het is de netbeheerders onmogelijk om te weigeren om groene energie tot hun net toe te laten. Als er heel veel dergelijke energie geproduceerd wordt, is de prijs ervan zeer laag.

De heer Dedecker meent dat de problemen terug te brengen zijn tot drie vragen. Ten eerste, zal er nog voldoende energie kunnen opgewekt worden als alle kerncentrales dichtgaan ? Ten tweede, kunnen we de Kyoto-normen halen zonder kerncentrales ? Ten derde, is niet-kernenergie betaalbaar ?

Dat laatste punt is zeer belangrijk. België heeft nu al zware problemen om concurrentieel te blijven. Duurdere alternatieve energie kan België economisch nog verder in de problemen brengen.

De heer Dobbeni zegt verder dat welke energiepolitiek er ook gevolgd wordt, men moet voorzichtig zijn en nagaan, niet alleen nationaal maar ook Europees, welke netten noodzakelijk zijn om die politiek te kunnen uitvoeren. Een net uitbouwen vergt veel tijd. De netten worden beïnvloed door de politieke beslissingen in andere landen. De beveiliging van de bevoorrading is ook Europees te bekijken.

Par rapport à la question du coût, il importe de savoir combien l'on peut mettre sur la table pour favoriser les énergies vertes. On pourrait aller plus loin sur la composition du coût, les externalités, tout ce qui n'est pas compris dans le prix immédiat de l'électricité. On peut aussi songer aux bénéfices en matière de création d'emplois, de création d'activité économique, de recherche et innovation, captage de marché à l'étranger, etc.

M. Durant présume que la grande coalition de Mme Merkel en Allemagne, dans son accord de gouvernement, a choisi de maintenir la programmation de sortie du nucléaire.

M. Pierre Tonon, en sa qualité de patron d'un bureau d'étude, fait observer que la directive sur les performances énergétiques des bâtiments entre en vigueur en janvier 2006. La Flandre est relativement prête, Bruxelles pas encore tout à fait, la Wallonie est un peu en retard. Au niveau européen, il y a une période de grâce de trois ans.

Quand on prend le spectre de la consommation finale d'énergie, 40 % a trait aux bâtiments, plus ou moins une trentaine dans les transports et une trentaine dans l'industrie.

Pour des raisons de compétitivité mondiale, l'industrie a déjà fait beaucoup d'efforts. Les transports sont coincés puisque dépendants principalement du pétrole. Il est possible de réaliser énormément d'économies d'énergie dans les bâtiments.

Malheureusement, la directive actuelle ne se limite qu'aux bâtiments neufs jusqu'à 1000 mètres carrés. Par contre, la directive ne tient pas compte des bâtiments à rénover. Or, c'est une partie extrêmement importante dans le parc européen.

Il faudrait donc étendre cette directive. Ce n'est pas avant 2012 à 2015 que l'on sentirait un effet substantiel au niveau européen sur l'économie d'énergie potentielle dans les bâtiments. M. Tonon lance un appel aux politiques pour pousser l'extension de la directive.

Il faut être prudent dans les sources énergétiques. En Belgique, l'État est propriétaire d'énormément de mètres carrés de bâtiments. En effet, la Régie des bâtiments gère encore 6 millions de mètres carrés.

Les grandes entreprises publiques (Lotto, SNCB, Belgacom et La Poste) ont déjà décidé de faire un audit énergétique de l'ensemble de leurs bâtiments. M. Tonon estime qu'effectivement le secteur public doit montrer l'exemple dans les bâtiments pour entraîner le secteur privé parce que la motivation d'un promoteur-développeur d'un bâtiment n'est toujours pas, aujourd'hui, à l'économie d'énergies.

Le Prof. van Ypersele évoque l'existence d'un groupe de travail présidé par un représentant du ministre des Finances. Ce groupe de travail devrait remettre au plus tard le 1er décembre 2005 son rapport sur la question du juste prix dans le domaine de l'énergie. Cela correspond à l'action 22 du Plan fédéral de développement durable 2004-2008, paragraphe 32.209. Il est mentionné dans le paragraphe 50 de l'avis du Conseil fédéral du développement durable.

Cette action vise à élaborer une stratégie afin d'internaliser, dans le domaine énergétique, les coûts sociaux et environnementaux externes, tout en tenant compte de la dimension économique.

Pour revenir à la question des bâtiments, dans l'avis du Conseil fédéral du développement durable, il y a une section sur les bâtiments dans laquelle on insiste également sur la fonction d'exemple que doit avoir l'État en la matière. Effectivement, il y a un potentiel énorme de réduction des émissions dans ce domaine. Au niveau européen, on a estimé ce potentiel à 42 %.

M. Dedecker a pris connaissance d'une étude qui révèle que, sans énergie nucléaire, atteindre les objectifs de Kyoto coûtera 7,9 milliards d'euros à la Belgique.

M. van Ypersele fait remarquer que la première centrale ne fermera qu'en 2015 alors que les objectifs de Kyoto devraient être atteints en 2012. Par conséquent, aujourd'hui, il n'y a pas formellement de contradiction entre les deux.

*

*  *

## B. Vergadering van woensdag 15 maart 2006

Algemene bespreking (herneming)

Gezien het dreigende ontstaan van monopolieposities op het vlak van de elektriciteitsproductie en de gaslevering naar aanleiding van de fusieplannen van Suez en Gaz de France, aandeelhouders van verschillende Belgische energiebedrijven, is de heer Martens van mening dat de belangen van de Belgische verbruikers in het gedrang komen. Ook Test-Aankoop en verschillende bedrijfsfederaties hebben hun ongerustheid over de nakende fusie geuit.

Het zou daarom opportuun zijn dat de commissie zich verdiept in het advies van de CREG, de onafhankelijke regulator, over deze nakende fusie. Hierin staan immers niet alleen een aantal concrete aanbevelingen voor het doorbreken van het vergroot productiemonopolie langs de elektriciteitszijde, het doorbreken van het monopolie op het vlak van de levering van aardgas. Er wordt ook gepleit voor een verdere “unbundling” van activiteiten op vlak van productie, transmissie, distributie en levering. De CREG stelt onomwonden dat de puzzel volledig moet gelegd worden en in die zin stelt de spreker vast dat er momenteel toch nog een aantal wetgevende initiatieven ontbreken.

Naast bovenstaand element laakt de CREG dat ze, ondanks herhaald aandringen bij de bevoegde minister, geen volledige inzage heeft verkregen in het dossier van de Pax Electrica. Spreker vraagt daarom dat de inhoud van deze Pax en alle aanverwante afspraken openbaar worden gemaakt. Het gaat immers niet op dat over zo’n belangrijk dossier een soort “gentlemen’s agreement” wordt afgesloten dat zowel voor de regulator als voor de volksvertegenwoordigers verborgen zou blijven. Kan deze Commissie bij de minister aandringen op de overhandiging ervan?

Er wordt opgemerkt dat veel wordt verwacht van de Europese instanties alhoewel de spreker zelf zijn twijfels heeft of de Europese Commissie wel doortastend zal optreden in dit dossier. Tevens merkt hij op dat ook de lidstaten zelf initiatief kunnen nemen. Zo hebben Italië en Groot-Brittannië niet gewacht op een aanmaning om hun markt te doen openbreken.

Tot slot licht het lid kort zijn voorstellen, waaronder ook het voorstel van de heffing op de afgeschreven installaties, mottenballentaks, toe.

Standpunt van de minister

**De vertegenwoordiger van de minister, de heer De Corte**, is van mening dat voorliggende voorstellen vooral verschillen in de manier waarop geprobeerd wordt de doelstellingen te bereiken. Die doelstellingen zelf zijn nobel en realistisch.

Wat de fusie betreft, wil de spreker opmerken dat het nog altijd om een aangekondigde operatie handelt. De bal rolt pas wanneer de fusie wordt aangemeld bij de Europese instanties.

Toch wacht de regering niet op de aanmelding om initiatief te nemen en in die zin heeft ze reeds het advies over de operatie gevraagd zowel aan de CREG als aan de Raad voor de Mededinging. Bovendien zal de nodige aandacht worden besteed aan het advies van de Europese instanties.

Spreker deelt mee op dat de regering reeds een aantal maatregelen heeft genomen om een hogere graad van “unbundling” in België te bereiken, bijvoorbeeld de verplichte verkoop van niet benutte productiesites door Electrabel, de VPP’s,… Daarbij wordt tevens opgemerkt dat de “unbundling” een steeds weerkerend thema is, ook op het Europees niveau.

In verband met de verkoop van de nucleaire centrales mag niet uit het oog worden verloren dat, op termijn de uitstap uit kernenergie, nog altijd wettelijk is bepaald. Bovendien werd aan een commissie van binnen- en buitenlandse experts een algemene studie gevraagd die alle aspecten van de energiebevoorrading mee in rekening neemt. Medio 2006 wordt een eerste ontwerprapport verwacht dat zal worden voorgelegd aan een aantal kritische lezers. Op basis van hun opmerkingen zal het verslag herwerkt worden en zal het begin 2007 resulteren in een definitief rapport om te bepalen hoe de energievoorziening er op langere termijn zal uitzien. Tot slot geeft de spreker aan dat er verschillende wetgevende initiatieven noodzakelijk zijn om de markt concurrentie op de markt te stimuleren.

Spreker verduidelijkt nog dat de regering een heffing heeft ingesteld, indien de betrokken ondernemingen de niet-benutte sites niet verkopen en dat ze zo de concurrentie bij de productie wil bevorderen. De zogenaamde mottenballentaks voert daarentegen gewoon een heffing in. Deze zal niets veranderen aan de scheefgetrokken concentratie op het niveau van de productie.

<u>Reacties van de leden</u>

**De heer Martens** nuanceert het effect van de maatregelen om het productiemonopolie te doorbreken. Hij stelt dat VPP's een goede overgangsmaatregel zijn om de markt te laten spelen, om nieuw spelers hun intrede te laten doen en om cliënten te laten overkomen van de monopolist in afwachting van het opzetten van de eigen capaciteit. Gezien de ondermaatse geveilde hoeveelheden is deze maatregel allesbehalve een succes. Immers, momenteel is er slechts 711 MW effectief geveild terwijl de Raad voor de Mededinging minstens 1200 MW had opgelegd. Dezelfde Raad had aan Deloitte gevraagd welke geveilde productiecapaciteit de markt kon doen spelen. Het antwoord was dat mogelijkerwijs tot 5600 MW effectief zou moeten geveild worden, een veelvoud van de effectief opgelegde te veilen capaciteit. Bovendien werd op de superministerraad van Gembloux beslist om 25% van de totale capaciteit te laten veilen namelijk een 4.000 MW, veel meer dan wat uiteindelijk werd opgelegd en nog meer dan wat effectief werd geveild.

Wanneer de kwaliteit wordt beschouwd van de sites die Electrabel verplicht in het uitstalraam heeft gezet, vraagt de spreker zich af of de maatregel geen boerenbedrog is. Gezien de reacties van de nieuwe spelers is het succes ervan zeker niet gegarandeerd.

Bovenstaande maatregelen dus voorstellen als succesvolle maatregelen die het productiemonopolie aanvreten lijkt de spreker daarom te vergaand.

Spreker merkt op dat de door hem voorgestelde mottenballentaks wel degelijk een invloed zal hebben op de actuele situatie. Gezien het comparatieve voordeel van de heersende monopolist namelijk afgeschreven kerncentrales, is geen enkele nieuwkomer geïnteresseerd in de Belgische markt. Als dankzij de mottenballentaks dat voordeel wegvalt, ook een voorstel van de directeur van SPE, en er een "level playing field" ontstaat, wordt het investeringsklimaat voor nieuwe centrales bevorderd. Bovendien wordt er dan geïnvesteerd in performante installaties en niet langer in de kunstmatige levensduurverlenging van aftandse vervuilende steenkoolcentrales. Finaal moet er dus een keuze gemaakt worden: ofwel voor een scenario waarin de oude monopolist kleine investeringen doet in kunstmatige levensduurverlenging van verouderde en vervuilende installaties ofwel voor een scenario waarin nieuwe spelers een kans wordt geboden en er een neerwaartse druk is op de prijzen. De mottenballentaks kan in die zin het investeringsklimaat verbeteren.

**De heer Dedecker** is eveneens van mening dat Electrabel de economisch minder interessante sites op de markt wil brengen. Hij stelt ook dat de situatie recent sterk is veranderd en er opnieuw een sterke positie van een monopolist zal ontstaan.

Tevens is de spreker verwonderd dat de publicatie van de studie over o.a.. kernenergie tot begin 2007 wordt uitgesteld. Eerder was november 2005 beloofd. Daarbij zou deze studie als hefboom voor de ontwikkeling van een totaal nieuw concept bijvoorbeeld het onderbrengen van alle kernenergie activiteiten in een aparte holding, kunnen worden aangegrepen. Het is belangrijk dat het parlement remedieert aan een belangrijk probleem uit onze samenleving, namelijk onze energiebevoorrading.

**De vertegenwoordiger van de minister** verklaart dat VPP's en de verkoop van de niet benutte sites één van de vele middelen vormen om de markt te liberaliseren. Daarnaast merkt de spreker op dat bij de niet benutte sites de nieuwkomers niet zozeer geïnteresseerd zijn in de bestaande installaties dan wel in het terrein. Op de opmerking dat de sites niet strategisch zijn, wordt geantwoord dat indien dat werkelijk het geval zou zijn, Electrabel ze dan in het verleden niet had gekocht. Verder heeft de CREG de te koop aangeboden sites geanalyseerd en hun belang ingeschat.

In verband met de studie Energie 2030 merkt de spreker op dat liberalisering van de markt slechts één aspect van de studie vormt. Ook transport, ook milieudoelstellingen, ook de ontwikkelingen van nieuwe technologieën vormen daarvan een onderdeel.

De andere discussie betreft een concentratiebeweging die zich op dit ogenblik op Europees niveau voordoet. Het element wordt meegenomen in de studie maar de studie omvat veel meer dan enkel de concentratiebeweging.

**De heer Dedecker** meldt dat zijn opmerking vooral betrekking had op het uitblijven dan de resultaten van de studie.

**De heer Steverlynck** stelt vast dat de minister eens te meer weinig realiseert in dit dossier. Alle heil wordt nu blijkbaar van Europa verwacht. Aangezien ander landen beslissingen ter zake kunnen treffen is het belangrijk dat deze commissie een krachtig signaal uitzendt en beslissingen forceert, anders wordt ons land gewoon een speelbal.

**C. Vergadering van woensdag 22 maart 2006**

Uiteenzetting door mevrouw Christine Vanderveeren, voorzitter CREG, over de gevolgen van een mogelijke fusie tussen Gaz de France en Suez

# Impact op de marktstructuur aardgas (1/2)

- relevante markt volgens Europese Commissie
  - Belgische markt
  - H- en L-gas
  - (regionale markt voor LNG-infrastructuur?)
- groep Suez (privé)
  - Distrigas (levering) →Distrigas & Co (doorvoer)
  - Fluxys (vervoer, incl. opslag)
    - →Fluxys LNG (LNG-vervoer)
    - →Huberator (transactieplatform/hub te Zeebrugge)
  - Electrabel
    - →gemengde gasdistributienetbeheerders (distributie)
    - →ECS (levering)
- groep Gaz de France (80,20% Franse Staat)
  - Gaz de France (levering)
  - SPE (levering)
    - →Luminus (levering)
    - →ALG Négoce (levering)

# Impact op de marktstructuur aardgas (2/2)

Marktaandeel in de Belgische aardgasmarkt (2004) (in %)

| | fysieke groothandel | | vervoer | distributie | levering |
|---|---|---|---|---|---|
| | H-gas | L-gas | | | |
| Suez | 84,37 (Distrigas) | 88,21 (Distrigas) | 100 (Fluxys + Fluxys LNG + Distrigas & Co) | 76 (gemengde DNB's) | 86,3 (Distrigas + ECS) |
| Gaz de France | 9,82 (GdF) | 11,79 (GdF) | 0 | 0 | 7,2 (GdF + Luminus + ALG Négoce) |
| Totaal (na fusie) | 94,19 | 100 | 100 | 76 | 93,5 |

# Impact op de marktstructuur elektriciteit (1/2)

- relevante markt volgens Europese Commissie
  - Belgische markt
  - homogeen product (basis/piek)
- groep Suez (privé)
  - Electrabel (productie + levering)
    - Elia (transmissie)
    - gemengde elektriciteitsdistributienetbeheerders (distributie)
    - ECS (levering)
- groep Gaz de France (80,20% Franse Staat)
  - SPE (productie + levering)
    - SPEPCO (productie)
    - Luminus (levering)
    - Citypower (levering)
    - ALE Trading (levering)

# Impact op de marktstructuur elektriciteit (2/2)

Marktaandeel in de Belgische elektriciteitsmarkt (2004) (in %)

| | productie/groothandel | transmissie | distributie | levering |
|---|---|---|---|---|
| Suez | 63 – 75 (Electrabel) | 100 (Elia) | 78 (gemengde DNB's) | 78,8 (Electrabel + ECS) |
| Gaz de France | 10 – 12 (SPE + SPEPCO) | 0 | 0 | 9,0 (Luminus + Citypower + ALE Trading + SPE) |
| Totaal (na fusie) | 73 - 87 | 100 | 78 | 87,8 |

# Impact op de marktstructuur conclusies

- concentratiegraad verhoogt tot:
  - van minimaal 84% tot meer dan 93% voor groothandel en kleinhandel van aardgas (zelfs 100% L-gas)
  - van minimaal 63% (theoretisch) tot meer dan 73% (theoretisch) voor productie en kleinhandel van elektriciteit
- medebeslissingsrecht in handen van Franse regering over:
  - vervoersinfrastructuur (aardgas + elektriciteit; transmissie/vervoer (ook doorvoer) + distributie)
  - productiecapaciteit (elektriciteit, inzonderheid kerncentrales)

# Impact op de marktwerking (1/4)

- concentratie
  - toetredingsdrempel voor productie en levering (Europese Commissie)
  - stijgende concentratie ⇆liberalisering
    - liberalisering = (meer) concurrentie
      (→hogere efficiëntie →lagere prijzen)
  - stijgende concentratie = stijgende kans op misbruik van dominante positie
    (→te hoge prijzen en/of te lage efficiëntie)
- transparantie
  - toetredingsdrempel voor productie en levering (Europese Commissie)
    - sterk informatievoordeel voor de gefusioneerde groep
    - stijgende kans op discriminatie inzake toegang tot vervoersinfrastructuur
    - onzekerheid voor andere marktspelers

# Impact op de marktwerking (2/4)

- aardgas-elektriciteitsintegratie
  - volgens Suez/GdF : voordeel hoofdzakelijk voor Frankrijk (dus minder voor België)
  - nadeel voor België
    - België quasi-volledig afhankelijk van bevoorrading in aardgas door Suez/GdF
      - voor haar andere elektriciteitsproducenten (concurrenten van Suez/GdF)
      - voor haar andere aardgasleveranciers (concurrenten van Suez/GdF)
    - redenen:
      - meer dan 94% H-gasmarkt bij Suez/GdF
      - 100% L-gasmarkt bij Suez/GdF
      - beperkte beschikbare (vaste) invoercapaciteit voor nieuwkomers
      - Gasunie (Nederland) verkoopt L-gas voor België alleen aan Distrigas en GdF

# Impact op de marktwerking (3/4)

- schaalvoordelen en *economies of scope*
  - schaalvoordelen voor aankoop van gas ten gevolge betere onderhandelingspositie op internationale gasmarkt
    - doorrekening in prijzen voor Belgische afnemers ?
  - geen schaalvoordelen voor productie en levering van elektriciteit
- prijzen
  - Belgische en Franse elektriciteitsprijzen sinds begin 2006 op gelijkaardig niveau
    - redenen
      - verhoogde interconnectiecapaciteit met Frankrijk
      - nieuw allocatiemechanisme voor toewijzing van interconnectiecapaciteit
      - niet een toen nog niet aangekondigde en nog niet gerealiseerde fusie
  - gasprijzen op hub te Zeebrugge soms meer dan het dubbele van de gasprijzen in Nederland in de winter 2005/2006
    - redenen
      - controle op toegang door Distrigas & Co via doorvoerpijplijn VTN-RTR
      - kwaliteitseisen gesteld aan het aardgas (geen Algerijns en in principe geen Noors gas)
      - gebrek aan vervoerscapaciteit van Nederland naar België

## Impact op de marktwerking (4/4)

- bevoorradingszekerheid
  - winst van dominante onderneming kan hoger liggen door gebrek aan productie- of vervoerscapaciteit te creëren om alzo prijzen op te drijven
  - nationaal belang van Frankrijk rijmt niet altijd met nationaal belang van België
- tewerkstelling
  - elke onderneming creëert tewerkstelling
  - delocalisatie van vervoersinfrastructuur en productie van elektriciteit niet mogelijk
    - ook niet LNG-terminal
      - volledige capaciteit gecontracteerd voor 20 jaar
      - LNG is groeimarkt
      - LNG zal nodig zijn voor Belgische bevoorrading

## Impact op overheidsbeslissingen

- Raad voor de mededinging (2003)
  - 1.200 MW VPP's
  - niet verkoopbaar aan ondernemingen verbonden met Electrabel
  - na fusie: quid met VPP's gekocht door SPE en Luminus ?
- Ministerraad van Gembloers (2004)
  - 25% van de productiecapaciteit elektriciteit niet in handen van dominante producent
  - na fusie: 83 à 93% in handen van dominante producent
- *Pax electrica* (2005)
  - afbouw blokkeringsminderheid van Electrabel in Elia tot 24,3%
  - verkoop van ongebruikte sites voor 1.500 MW
  - aanbieden van 500 MW op Belpex
  - na verhoogde concentratie: quid intrede nieuwkomers ?

## Remedies
## te remediëren problemen

- nadelige gevolgen op mededinging van de verhoogde concentratie
- controle van een buitenlandse regering op basisinfrastructuur nodig ter bevoorrading van België
- uitvoering van de genomen overheidsbeslissingen

## Remedies:
## bevoegde overheden

- mededingingsrecht
  - Europese Commissie
  - Raad voor de mededinging
    - nieuwe concentratie (Suez – GdF)
    - opvolging van VPP-beslissingen van 2003
- *Pax electrica*
  - Belgische regering (als partij bij het gesloten akkoord)
- liberalisering van de elektriciteits- en gasmarkt
  - unbundling van vervoersinfrastructuur met andere activiteiten op elektriciteits- en gasmarkt
- bevoorradingszekerheid
  - Belgische bevoegde overheid (art. 3(4) Europese gasrichtlijn; art. 3(7) Europese elektriciteitsrichtlijn)

# Remedies: maatregelen (1/4)

- beslissingspraktijk Europese Commissie en nationale mededingingsautoriteiten in concentratiezaken
  - concentraties die daadwerkelijke concurrentie belemmeren toelaatbaar in ruil voor verbintenissen die belemmering van de concurrentie compenseren

# Remedies: maatregelen (2/4)

- verkoop door GdF van haar aandelen in SPE
  - vervallen van voordeel van GdF voor SPE : garantie dat Distrigas geen te hoge gasprijzen aan SPE aanrekent
  - voorkooprecht van Centrica
    - voordeel : geen buitenlandse overheid als aandeelhouder
    - nadeel: geen gasleverancier + geen kernproducent
- verkoop van Distrigas
  - behoud concurrentie op gasmarkt
  - marktaandelen van Distrigas en GdF kunnen wijzigen als Electrabel en Distrigas niet meer tot zelfde groep behoren
  - nieuwe aandeelhouder met vereiste stabiliteit en middelen voor uitbouw van Distrigas
- overdracht vervoerscapaciteit (H- en L-gas) en langetermijncontracten (L-gas)
  - second best voor verkoop van Distrigas

# Remedies: maatregelen (3/4)

- verkoop van een deel van de nucleaire activa of langetermijnexploitatierechten
  - ter compensatie van het verlies van het voordeel geboden door GdF als alternatieve gasleverancier aan belangrijkste elektriciteitsproducent
  - mix van kern- en gascentrales = concurrentievoordeel
  - bevordert naleving van de 25%-regel van de Ministerraad van Gembloers (2004)
  - aandacht voor controle van buitenlandse regering op Belgische kerncentrales en kernprovisies (aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales)
  - aandacht voor betrouwbaarheid van de kopers (geen exclusief kenmerk van de huidige kernexploitanten in België of buurlanden)

# Remedies: maatregelen (4/4)

- *ownership unbundling* van de netbeheerders
  - vooral Fluxys en Fluxys LNG
  - eventuele tussenstap : afbouw meerderheidsaandeelhouderschap tot onder blokkeringsminderheid
    - aandacht voor statuten en aandeelhoudersovereenkomst
  - alle vervoersinfrastructuur (eigendom, exploitatie en commercialisering) – ook voor doorvoer bij Fluxys / Fluxys LNG
- verbetering van werking van hub te Zeebrugge
  - gaskwaliteit overeenkomstig EASEE-gasvoorschriften
  - aanbod van blending door hub

# Besluit

- geplande fusie tussen Suez – GdF is nadelig voor:
  - marktstructuur
  - marktwerking
  - getroffen overheidsbeslissingen
- concentratie is gelegenheid om structurele maatregelen te treffen, inclusief de verkoop van activa
  - ? verplichte verkoop
  - = verkoop aanvaard door fusionerende ondernemingen want fusionerende ondernemingen hebben keuze:
    - concentratie met begeleidende voorwaarden (zoals verkoop van activa)
    - activa behouden zonder te fusioneren
- Belgische overheden kunnen ageren
  - problemen uitleggen en maatregelen suggereren aan Europese Commissie (vgl. Italië, maar ook Frankrijk en Spanje)
  - maatregelen treffen ter bevordering van liberalisering en bevoorradingszekerheid van België

# Belgische Senaat

## Financiën en Economische Aangelegenheden

**Woensdag 22 maart 2006**
**vergadering om 10.15 uur – Zaal K**
**De gevolgen van een mogelijke fusie tussen Gaz de France en Suez**

Voorzitter: De heer Jean-Marie Dedecker
Hoorzitting met mevrouw Christine Vanderveeren, voorzitter CREG
**Debat**

**De heer Luc Willems (VLD)**. – De voorstanders van de fusie zijn van oordeel dat de Belgische regering en het Parlement zich niet over deze aangelegenheid moeten buigen, maar dat de fusie in de Europese context moet worden gekaderd.
Ik had in dit verband graag enige verduidelijking bij pagina 29 van de studie, waar staat dat als twee derde van de omzet van Suez en Gaz de France binnen Frankrijk wordt gerealiseerd, de concentratie geen communautaire dimensie heeft, maar een zaak van de Franse mededingingsautoriteit is.

**De heer Bart Martens (SP.A-SPIRIT)**. – Dat op zo'n korte termijn en op basis van schaarse informatie een degelijke analyse van de impact van de fusie wordt gemaakt en daaraan ook aanbevelingen worden gekoppeld, is werkelijk een huzarenstuk. Het stemt ons dan ook tevreden een beroep te kunnen doen op een onafhankelijke en deskundige regulator van de markt, die ons op de gevaren van dergelijke operaties kan wijzen.
Ik betreur dat zowel de regulator als de wetgevende en controlerende macht van cruciale informatie, zoals het business plan van de nieuwe maatschappij en de inhoud van de Pax Electrica, verstoken blijven. Ik zal dit democratisch deficit vanmiddag bij de minister aanklagen.
De studie noemt de veiling van virtuele productiecapaciteit een tweede optie, nuttig als overgangsmaatregel, en geeft de voorkeur aan structurele maatregelen. Wat bedoelt mevrouw Vanderveeren met de opmerking dat deze veilingen open staan voor manipulatie? In het tienpuntenplan van de Vlaamse minister voor Energie worden de VPP's als het enige instrument voorgesteld om de marktconcentratie en dominantie op het vlak van productie en levering tegen te gaan.
Van de structurele maatregelen die de CREG zelf voorstelt, kunnen een aantal blijkbaar niet door de wetgever worden afgedwongen, zoals de verkoop van Distrigas of van de aandelen van Gaz de France in SPE. Die moeten we aan de mededingingsautoriteiten overlaten.
Hetzelfde geldt eigenlijk voor de verkoop van de kerncentrales en daar wil ik toch iets dieper op ingaan. Als ik het goed begrijp heeft de CREG twee argumenten om te zeggen dat de nucleaire activa ter beschikking van

# Sénat de Belgique

## Finances et Affaires économiques

**Mercredi 22 mars 2006**
**réunion à 10 heures 15 – Salle K**
**Les conséquences d'une fusion possible entre Gaz de France et Suez**

Présidence de M. Jean-Marie Dedecker
Audition de Mme Christine Vanderveeren, présidente de la CREG
**Débat**

**M. Luc Willems (VLD)**. – Les partisans de la fusion estiment que le gouvernement et le parlement belges ne doivent pas se pencher sur cette affaire, mais que la fusion doit être mise dans son contexte européen.
À ce propos, j'aimerais quelque éclaircissement à la page 29 de l'étude, où il est écrit que deux tiers du chiffre d'affaires de Suez et Gaz de France sont réalisés en France, que la concentration n'a pas de dimension communautaire mais est une question qui concerne l'autorité de la concurrence française.
**M. Bart Martens (SP.A-SPIRIT)**. – Faire une analyse sérieuse de l'impact de la fusion à si court terme et à partir d'une information très succincte, et en tirer des recommandations, est réellement un exploit. Nous sommes dès lors contents de pouvoir faire appel à un régulateur du marché indépendant et expert, qui peut attirer notre attention sur les dangers de ce genre d'opération.
Je regrette que tant le régulateur que l'autorité légiférante et de contrôle restent privés d'information cruciale, comme le *business plan* de la nouvelle société et le contenu de la *Pax Electrica*. Je dénoncerai ce déficit démocratique cette après-midi auprès du ministre.
L'étude désigne la vente de capacités de production virtuelles comme une deuxième option, utile en tant que mesure de transition, et donne la préférence à des mesures structurelles. Qu'entend Mme Vanderveeren par sa remarque sur le fait que ces ventes seraient susceptibles de manipulation ? Dans le plan en dix points du ministre de l'Énergie de la Région flamande, les centrales virtuelles (VPP) sont présentées comme l'unique instrument pour lutter contre la concentration et la dominance sur les marchés de la production et de la distribution.
Parmi les mesures structurelles proposées par la CREG elle-même, un certain nombre ne peuvent manifestement pas être imposées par le législateur, comme la vente de Distrigaz ou des parts de Gaz de France dans la SPE. Ces mesures doivent être laissées à l'autorité de la concurrence.
La même chose vaut en fait pour la vente des centrales nucléaires. Si j'ai bien compris, la CREG avance deux arguments pour dire que les actifs nucléaires doivent être mis à la disposition des concurrents. Le premier est la sécurité de

concurrenten moeten worden gesteld. Ten eerste is er de bevoorradingszekerheid. In geen enkel ander land worden nucleaire centrales gecontroleerd door een buitenlandse overheid. Ten tweede zijn er de zeer hoge winsten, de *windfall profits*, die de huidige monopolisten met de afgeschreven centrales realiseren en waar nieuwe spelers, die in nieuwe centrales moeten investeren, niet tegenop kunnen. Inzake de bevoorradingszekerheid helpt het toch niet dat een kerncentrale in handen is van een andere buitenlandse privé-firma. Bovendien blijken de nieuwe spelers niet in die oude kerncentrales geïnteresseerd te zijn. Ik hoor dat van André Jurres van Essent en ook van Nuon. Wel zijn ze eventueel geïnteresseerd in steenkool- en aardgascentrales.
Een heffing op de de *windfall profits*, een maatregel die in het buitenland al genomen is, maar die niet in de lijst van CREG voorkomt, zou het investeringsnadeel voor nieuwe spelers, dat voortvloeit uit het niet beschikken over afgeschreven centrales, kunnen wegwerken. Gisteren heeft professor De Keuleneer, de *founding father* van de liberalisering van de elektriciteitssector in ons land en voorzitter van de commissie die dat allemaal moest voorbereiden, in *De Tijd* een lans gebroken voor zo'n heffing, die al in het Verenigd Koninkrijk bestaat. Ze zou niet alleen het investeringsnadeel voor nieuwe spelers kunnen wegwerken, maar ook extra inkomsten voor de overheid kunnen genereren, waarmee de huidige heffingen, die kostprijsverhogend werken, kunnen worden afgeschaft. Daardoor kunnen de prijzen voor de consument in ons land dalen.
Als we die maatregel combineren met de maatregelen van het wetsvoorstel dat collega Willems en ikzelf hebben ingediend, namelijk een soort investeringsstop voor dominante spelers en het verplicht buiten gebruik stellen van andere dan nucleaire centrales op het moment dat de gewestelijke milieuvergunning daarvoor vervalt, kunnen we hetzelfde doel bereiken als de CREG voor ogen heeft met het verplicht verkopen van kerncentrales. We werken de *windfall profits* van de huidige monopoliehouder weg en tegelijkertijd zorgen we ervoor dat nieuwe spelers over nieuwe installaties kunnen beschikken om eigen klanten te winnen.
Wat denkt mevrouw Vanderveeren van de combinatie van deze twee instrumenten als alternatief voor de aanbeveling van de CREG, waar een aantal spelers op de markt blijkbaar niet op zitten te wachten? Misschien is dat omdat ze niet over de nodige nucleaire kennis beschikken, maar het heeft ook weinig zin om de centrales aan Electricité de France te verkopen, want dat wordt ook door de Franse overheid gecontroleerd.
Suez, meer bepaald Distrigas, en Gaz de France stellen hun aandeelhouders grote synergievoordelen ter waarde van 500 miljoen euro in het vooruitzicht, die ze kunnen realiseren omdat door de fusie hun onderhandelingspositie bij aankoop verbeterd wordt. De studie gaat er dus terecht van uit dat die voordelen niet in de prijzen zullen worden verrekend en dus niet ten goede van de consument zullen komen.
De studie formuleert ook aanbevelingen voor de overheid inzake een verdere eigendomsontvlechting van activiteiten in

l'approvisionnement. Dans aucun autre pays, les centrales nucléaires ne sont contrôlées par une autorité étrangère. Le deuxième est les très hauts gains, la rente économique que les monopolistes actuels réalisent grâce à ces centrales au coût amorti et avec lesquels les nouveaux acteurs, qui doivent investir dans de nouvelles centrales, ne peuvent rivaliser. Concernant sécurité de l'approvisionnement, le fait qu'une centrale nucléaire se trouve entre les mains d'une autre firme privée étrangère n'arrange rien. En outre, les nouveaux acteurs ne semblent pas intéressés par les vieilles centrales nucléaires. Je tiens cela de André Jurres de Essent, et aussi de Nuon. Ils s'intéressent cependant éventuellement aux centrales au charbon et au gaz naturel.
Une taxe sur la rente économique (*windfall profits*), une mesure qui a déjà été prise à l'étranger mais qui ne figure pas dans la liste de la CREG, pourrait supprimer pour les nouveaux acteurs le préjudice d'investissement découlant du fait de pas disposer de centrales déjà amorties. Hier, dans *De Tijd*, le professeur De Keuleneer, père fondateur de la libéralisation du secteur de l'électricité dans notre pays et président de la commission qui a dû préparer ce processus, a rompu une lance en faveur d'une telle taxe, qui existe déjà au Royaume Uni. Non seulement elle éliminerait le désavantage à l'investissement pour les nouveaux acteurs, mais elle pourrait aussi engendrer des revenus supplémentaires pour l'État, grâce à quoi les taxes actuelles, qui contribuent à la hausse des prix de revient, pourraient être supprimées. En conséquence les prix pour le consommateur pourront baisser dans notre pays.
Si nous combinons cette mesure avec celles de la proposition de loi que M. Willems et moi-même avons introduite, à savoir une sorte d'arrêt de l'investissement pour les acteurs dominants et l'obligation de mettre hors service les centrales autres que nucléaires sitôt que leur permis régional d'environnement vient à échéance, nous pourrions atteindre le même objectif que celui que la CREG a en vue en imposant la vente des centrales nucléaires.
Que pense Mme Vanderveeren de la combinaison de ces deux instruments comme alternative à la recommandation de la CREG, à laquelle plusieurs acteurs du marché ne se rallient apparemment pas ? Peut-être est-ce parce qu'ils n'ont pas la connaissance nécessaire du nucléaire, mais vendre les centrales à Électricité de France a peu de sens, car cette entreprise est elle aussi contrôlée par le gouvernement français.

Suez, plus précisément Distrigaz, et Gaz de France, promettent à leurs actionnaires de grands bénéfices dus à la synergie, pour une valeur de 500 millions d'euros, réalisables parce que la fusion améliore leur position de négociation. L'étude part donc à juste titre du principe que ces bénéfices ne seront pas repris dans le calcul des prix et ne profiteront donc pas au consommateur.
L'étude fait aussi des recommandations au gouvernement en matière de démembrement des activités dans la gestion du

het netbeheer en van commerciële activiteiten op het vlak van productie en levering. De SP.A-fractie heeft vandaag een wetsvoorstel ingediend dat daar werk van wil maken. Ook wij vinden dat doorvoer, transport en opslag best onder een onafhankelijke beheerder worden geplaatst, niet alleen om kruissubsidiëring te vermijden, maar ook om bevoorradingsproblemen te voorkomen. Zeker als de Franse overheid een sterke controle begint uit te oefenen op het beheer van onze netten, ligt het voor de hand dat ze in periode van schaarste voorrang zal geven aan de Franse markt.
Ons wetsvoorstel legt meteen ook een wettelijke basis voor de VPP's als tweede optie. Jammer genoeg kan de wetgever Suez niet dwingen om Distrigas van de hand te doen of Gaz de France niet opleggen om zich uit SPE terug te trekken. Dat moeten we overlaten aan de mededingingsautoriteiten. De SP.A-fractie engageert zich alleszins voor de maatregelen die de overheid wel kan en zou moeten nemen

**De heer Jan Steverlynck (CD&V)**. – Uit de uitstekende studie blijkt dat er ook vóór de geplande fusie al problemen bestonden op de aardgasmarkt. De vertragingen van de investeringen in het aardgasnet hadden al nadelige gevolgen voor de hub van Zeebrugge en de geplande fusie kan die zaken nog verergeren.
Op pagina 38 van het verslag wordt verwezen naar twee maatregelen die de problemen kunnen verhelpen. Op wetgevend vlak kan iets gebeuren met betrekking tot de gaskwaliteitsspecificatie, maar Huberator zelf kan ook initiatieven nemen op het vlak van *blending.* Iets verder in het verslag staat dan weer dat er hoe dan ook een afzonderlijke regulering voor de hub moet komen teneinde de problemen snel en op een gepaste wijze op te lossen. In het kader van de *Pax electrica* was al gepland dat de capaciteit van de LNG-terminal van Zeebrugge te verdubbelen. Zijn er in het kader van de *Pax electrica* nog andere maatregelen genomen inzake de positie van Zeebrugge? Kunnen er met het oog op de geplande fusie extra maatregelen worden genomen om de draaischijf voor aardgas in Zeebrugge te behouden en nog te verbeteren?

Gisteren las ik in het artikel van Eric De Keuleneer in *De Tijd* dat een controle op de prijs die aan de consument wordt aangerekend, noodzakelijk kan zijn. Volgens de studie zijn de prijzen in België vergelijkbaar zijn met die van Frankrijk, hoewel de productiekosten erg verschillen. Vindt mevrouw Vanderveeren prijscontrole een goede zaak of vindt ze die niet belangrijk?
**De heer Berni Collas (MR)**. – Ik zie de draagwijdte van de door u aangeprezen maatregelen niet goed in. Ik denk aan de verkoop van een deel van de nucleaire activa of van de exploitatierechten op lange termijn als men opteert voor de stopzetting van kernenergie of de sluiting van centrales.
**De voorzitter**. – Ik lees in de studie: "De concentratie is een gelegenheid om structurele maatregelen te treffen, inclusief de verkoop van activa."
Ik wil me eerst aansluiten bij de vraag van collega Collas.

réseau et dans les activités commerciales de production et de distribution. Le groupe SP.A a déposé aujourd'hui une proposition de loi qui vise à réaliser ce travail. Nous trouvons aussi qu'il vaudrait mieux placer le transit, le transport et le stockage sous l'autorité d'un gestionnaire indépendant, non seulement pour éviter la subsidiation croisée, mais aussi pour prévenir les problèmes d'approvisionnement. Il est évident que si l'État français se met à exercer un contrôle serré sur la gestion de nos réseaux, en période de pénurie il donnera évidemment la priorité à l'approvisionnement du marché français.
Notre proposition de loi donne par la même occasion une base légale aux centrales virtuelles (VPP) comme seconde option. Le législateur ne peut hélas pas obliger Suez à brader Distrigaz ni astreindre Gaz de France à se retirer de la SPE. Nous devons laisser cette tâche aux autorités de la concurrence. Le SP.A appuie en tout cas les mesures que le gouvernement peut et devrait prendre.
**M. Jan Steverlynck (CD&V)**. – Il ressort de cette excellente étude que déjà avant la fusion envisagée, le marché du gaz connaissait des problèmes. Les retards des investissements dans le réseau de gaz naturel ont eu des conséquences dommageables pour le centre de répartition (*hub)* gazier de Zeebruges et la fusion envisagée risque encore d'aggraver la situation.
La page 38 du rapport renvoie à deux mesures qui peuvent remédier aux problèmes. Au plan législatif on peut faire quelque chose à propos des spécifications de qualité du gaz, mais Huberator peut aussi prendre elle-même des initiatives sur le plan du mélange (*blending*). Plus loin dans le rapport, on lit qu'il faut coûte que coûte une régulation spécifique pour le centre gazier (*hub*) afin de résoudre les problèmes rapidement et de manière adéquate. Dans le cadre de la *Pax Electrica* on avait déjà prévu de doubler la capacité du terminal de gaz naturel liquéfié de Zeebruges. Y a-t-il d'autres mesures dans cette *Pax* qui concernent Zeebruges ? Des mesures supplémentaires peuvent-elles être décidées en vue de la fusion envisagée pour conserver la position de Zeebruges comme plaque tournante pour le gaz naturel, voire l'améliorer ?
J'ai lu hier dans *De Tijd* qu'un contrôle du prix facturé au consommateur pourrait s'avérer nécessaire. Selon l'étude, les prix pratiqués en Belgique sont comparables à ceux pratiqués en France bien que les coûts de production soient très différents. Mme Vanderveeren trouve-t-elle que le contrôle des prix soit une bonne chose ?

**M. Berni Collas (MR)**. – Je ne comprends pas très bien la portée des mesures que vous préconisez. Je pense à la vente d'une partie de l'actif nucléaire ou des droits d'exploitation à long terme lorsque l'on s'inscrit dans une perspective de sortie du nucléaire ou de fermeture des centrales.
**M. le président**. – Je lis dans l'étude : « La concentration est une occasion de prendre des mesures structurelles, y compris la vente d'actifs ».
Je voudrais tout d'abord m'associer à la question de

De nucleaire uitstap weegt vandaag inderdaad op de marktwerking. In mijn wetsvoorstel stel ik daarom voor om alle nucleaire plants onder te brengen in een nieuwe holding naar Fins model, waarin een aandeelhouder maximum 37% van de aandelen mag bezitten. Die norm garandeert volgens het rapport van *London Economics* de vrije marktwerking.
Is dat in het licht van de nucleaire uitstap in 2015 geen wishful thinking? Welke vennootschap of onderneming wil nog investeren in dergelijke activa als de uitstap of de sluiting voor 2015 wordt gepland? Elektriciteit uit kernenergie kan nochtans de marktwerking stimuleren, want de productiekost ervan ligt acht keer lager dan die uit aardgascentrales.
Volgens de studie zou enkel een volledige ontvlechting van distributie en transport een goede marktwerking kunnen waarborgen. Ik vraag me echter af of we die redenering niet kunnen doortrekken. Belemmert de deelname van gemeenten in de intercommunales de werking van de vrije markt ook niet? Vandaag worden de winsten voor 100% uitgekeerd aan de gemeenten, terwijl de ondernemingen die in de BEL20 genoteerd staan, amper 20% van hun winst uitkeren en minstens 60% ervan herinvesteren.
Het gaat hier over de energietoekomst van ons land. Het verwondert me sterk dat allerhande progressieve bewegingen niet aanklagen dat de kernmogendheid Frankrijk nu ook de volledige controle zal verwerven over onze kerncentrales. De linkse kerk heeft hier nog niets over gezegd.

**Mevrouw Christine Vanderveeren. –** Mijnheer Willems vreest dat de Franse mededingingsautoriteit wel eens de bevoegde mededinginsautoriteit zou kunnen worden. De Europese Commissie is echter als eerste bevoegd voor de problemen van concentratie op de markt. Wanneer een onderneming twee derde van zijn omzet op de markt van een bepaalde lidstaat maakt, dan kan die lidstaat de Commissie verzoeken om de bevoegdheid voor de mededinging naar het nationale niveau over te hevelen. De Europese Commissie is evenwel niet verplicht om op dat verzoek in te gaan. Als ik op de actualiteit voortbouw, dan denk ik dat commissaris Nellie Kroes niet van plan is om die zaak aan de Franse mededingingsautoriteit over te laten.
Het is wel een theoretische mogelijkheid waarop we hebben willen wijzen. Aangezien de betrokken groepen niet alleen actief zijn in de aardgas – en de electriciteitssector, beschikken we niet over de specifieke cijfers. Mochten we al die cijfers kennen, dan zouden we misschien kunnen aantonen dat de Belgische mededingingsautoriteit bevoegdheid kan claimen. Daarop wensten we de regering alleszins attent te maken.
Ik kom dan bij de vragen van de heer Martens.
Ik ga eerst even in op de *Pax electrica*. We hebben minister Verwilghen gevraagd om ons de inhoud ervan mee te delen, maar we hebben niets gekregen. Ik benadruk dat wij daar geen problemen mee hebben. Het gaat om een akkoord tussen de regering en Suez waar de CREG niet bij betrokken was.

M. Collas.
La sortie du nucléaire pèse en effet aujourd'hui sur le fonctionnement du marché. C'est pourquoi je propose de placer toutes les installations nucléaires dans un nouveau holding, à l'instar du système finlandais dans lequel un actionnaire peut posséder au maximum 37% des actions. Selon le *London Economics*, cette norme garantit la liberté du marché.
Est-ce bien réaliste compte tenu de la sortie du nucléaire en 2015 ? Quelle société, quelle entreprise voudra encore investir dans ces actifs si la sortie du nucléaire ou la fermeture est prévue pour 2015 ? L'électricité générée par l'énergie nucléaire peut pourtant stimuler le marché, son coût de production étant huit fois inférieur à celui de l'électricité produite par les centrales au gaz naturel.
Selon l'étude, seule une séparation totale de la distribution et du transport pourrait garantir le bon fonctionnement du marché. Je me demande toutefois si nous ne pourrions pas pousser plus loin ce raisonnement. La participation des communes dans les intercommunales n'entrave-t-elle pas également la liberté du marché ? Tous les bénéfices sont aujourd'hui versés aux communes tandis que les entreprises notées au BEL20 distribuent à peine 20% de leurs bénéfices et en réinvestissent au moins 60%.
Il en va de l'avenir énergétique de notre pays. Je suis fort étonné que les mouvements progressistes ne dénoncent pas le fait que la puissance nucléaire française contrôlera aussi entièrement nos centrales nucléaires. La gauche n'a encore rien dit à ce sujet.
**Mme Christine Vanderveeren.** – M. Willems craint que l'autorité française de concurrence ne puisse devenir un jour l'autorité compétente en la matière. C'est pourtant en premier lieu la Commission européenne qui est compétente pour les problèmes de concentration de marché. Lorsqu'une entreprise réalise les deux tiers de son chiffre d'affaires sur le marché d'un État membre déterminé, celui-ci peut demander à la Commission de transférer la compétence de concurrence au niveau national. La Commission européenne n'est toutefois pas tenue d'accéder à cette requête. Si je me réfère à l'actualité, je ne pense pas que la commissaire Nellie Kroes ait l'intention de laisser cette affaire à l'autorité française de concurrence.
Nous avons cependant voulu évoquer cette possibilité théorique. Étant donné que les groupes concernés ne sont pas seulement actifs dans le gaz naturel – et le secteur de l'électricité –, nous ne disposons pas des chiffres spécifiques. Si nous connaissions tous ces chiffres, peut-être pourrions-nous démontrer que l'autorité belge de concurrence peut revendiquer cette compétence. C'est un point sur lequel nous voulions en tout cas attirer l'attention du gouvernement.
J'en viens à présent aux questions de M. Martens.
Je voudrais tout d'abord évoquer la *Pax electrica*. Nous avions demandé au ministre Verwilghen de nous en communiquer la teneur mais nous n'avons rien reçu, ce qui du reste ne nous dérange pas. Il s'agit d'un accord entre le gouvernement et Suez dans lequel la Creg n'était pas

**De voorzitter**. – Minister Verwilghen komt vanmiddag naar de commissie en hij heeft ten stelligste beloofd om volledige inzage van de *Pax electrica* te geven.
**Mevrouw Christine Vanderveeren.** Ik heb meer problemen met het feit dat ondernemingen nalaten om de CREG informatie te bezorgen, hoewel ze daartoe verplicht zijn. We hebben naar aanleiding van de concentratie ook het businessplan van Suez gevraagd of, als dat businessplan nog niet definitief zou zijn, op zijn minst de voorlopige versie. We hebben echter helemaal niets ontvangen en dat vind ik nog veel erger dan wanneer een regering, die toch hoger staat dan de regulator en bevoegd is voor het hele energiebeleid, nalaat om de regulator in te lichten.
Er was ook een vraag over de VPP-veilingen. Wij zijn inderdaad van oordeel dat dit een tweede optie is, omdat het een gedragsmatige maatregel is die bovendien voor manipulatie vatbaar is.
Een VPP is een gedragsmatige maatregel die de structuur van de markt niet wijzigt, want na verloop van tijd verdwijnt een VPP en belandt men opnieuw in de situatie van voordien. Men kan natuurlijk hopen dat de niet-dominante ondernemingen investeren in productie-eenheden terwijl de VPP's lopen. Onze markt vertoont echter zoveel toetredingsdrempels dat er weinig kans is dat er voldoende zal worden geïnvesteerd in nieuwe productie-eenheden in de periode waarin VPP's worden aangeboden en geldig zijn. We weten immers ook dat naast de VPP's ook de productie-eenheden op basis waarvan VPP's verkocht werden, nog actief zullen zijn.
Zolang het volume van VPP's onvoldoende hoog ligt, blijft de macht van de dominante onderneming op de markt bestaan en kan ze de prijzen op het overige deel van de markt vrij blijven bepalen. We hebben ook gezien dat de prijzen die de VPP's gehaald hebben, afgestemd zijn op de markt waar Electrabel volledig vrij spel heeft. Electrabel gaat de prijzen van de VPP's vrij kunnen bepalen.
Tijdens de veilingen van VPP's waren er bovendien twee eigenaardige incidenten. Ik benadruk dat we geen opgezet spel kunnen bewijzen, maar op twee veilingen heeft een trustee op een bijzonder cruciaal moment "per ongeluk" op een verkeerd knopje gedrukt, met gevolgen voor de prijzen van de VPP's. Met die ervaring in het achterhoofd zijn we bij een concentratie geen voorstander van meer VPP's. Een concentratie biedt immers een uitstekende gelegenheid om structurele maatregelen te nemen. In andere omstandigheden is dat moeilijker, omdat het nu eenmaal gaat om een privé-onderneming.
Het stemt ons dan ook niet tevreden dat wordt gepleit voor niet-structurele maatregelen waarvan geweten is dat ze gemakkelijk tot manipulatie aanleiding geven. Alleen wanneer men VPP's oplegt gedurende vele decennia en voor megawatts die meer dan de helft van het productiepark van Electrabel vertegenwoordigen, zal manipulatie zo goed als uitgesloten zijn. Dat heeft men evenwel niet in het achterhoofd als het over VPP's gaat.

impliquée.
**M. le président**. – Le ministre Verwilghen assistera cette après-midi à la commission et il nous a assuré que nous aurions accès à la totalité de la *Pax electrica*.
**Mme Christine Vanderveeren**. – Le fait que des entreprises omettent de transmettre des informations à la CREG alors qu'elles y sont tenues me préoccupe davantage. À la suite de la concentration, nous avons également demandé le *businessplan* de Suez ou, s'il n'est pas encore définitif, sa version provisoire. Nous n'avons pourtant encore rien reçu et je trouve cela bien plus grave que le fait qu'un gouvernement responsable de la politique énergétique omette d'informer le régulateur.
Il y avait également une question à propos des enchères VPP. Pour nous, c'est en effet une deuxième option étant donné les risques de manipulation qui y sont liés.
Une VPP est une mesure comportementale qui ne modifie pas la structure du marché car au fil du temps, elle disparaît et on retourne à la situation antérieure. On peut bien entendu espérer que les entreprises non dominantes investissent dans les unités de production pendant que les VPP courent. Notre marché comporte cependant tellement de seuils d'accès qu'il y a peu de chances qu'on investisse suffisamment dans les nouvelles unités de production au cours de la période d'offre et de validité des VPP. Nous savons en effet aussi qu'à côté des VVP, les unités de production sur la base desquelles les VPP ont été vendues seront encore actives.
Tant que le volume des VVP ne sera pas suffisant, l'entreprise dominante pourra continuer à fixer librement les prix sur l'autre partie du marché. Nous avons vu également que les prix atteints par les VVP correspondent au marché sur lequel Electrabel a le champ libre. Electrabel pourra fixer librement les prix des VVP.

Deux incidents curieux se sont d'ailleurs produits lors de deux mises aux enchères de VPP. Un fondé de pouvoir a « par inadvertance » poussé sur un mauvais bouton à un moment particulièrement crucial, et cela a eu des répercussions sur les prix des VPP. Forts de cette expérience, nous ne sommes pas favorables à une augmentation des VPP lors d'une concentration. La concentration est en effet une excellente occasion de prendre des mesures structurelles.
Nous ne sommes donc pas favorables à des mesures non structurelles qui peuvent facilement donner lieu à une manipulation. Ce n'est que si on impose des VPP pendant de nombreuses décennies et pour des mégawatts qui représentent plus de la moitié du parc de production d'Electrabel, que le risque de manipulation sera pour ainsi dire exclu. On n'a toutefois pas cela à l'esprit lorsqu'il s'agit de VPP.

**De heer Bart Martens (SP.A-SPIRIT)**. – VPP's kunnen dus in afwachting van structurele maatregelen misschien wel een goede overgangsmaatregel zijn. We mogen echter niet vergeten dat het jaren duurt vooraleer investeerders een kerncentrale hebben geïnstalleerd op ter beschikking gestelde niet-benutte sites. In afwachting kunnen ze klanten winnen waarvoor ze virtuele capaciteit zouden kunnen inzetten om te leveren tegen een vooraf vastgestelde prijs.

**Mevrouw Christine Vanderveeren**. – De maatregelen van de Raad voor de mededinging gecombineerd met de *Pax electrica* vormen een mogelijkheid, op voorwaarde dat goed gelegen sites worden aangeboden en de investeerders daar effectief bouwen. Ik benadruk evenwel dat deze maatregelen uitstekend zijn als er zich geen concentratie meer aandient.

De regering heeft het akkoord over de verkoop van de sites kunnen bereiken dankzij de door Suez geplande overname van Electrabel. De VPP's werden opgelegd door de Raad voor de mededinging naar aanleiding van een concentratie. Het was een gedragsmatige maatregel. Ik wens hierop geen kritiek te uiten, maar structurele maatregelen zijn nu eenmaal beter.

Men spreekt wel over de overname door Suez, maar Suez controleerde Electrabel al volledig. Bijgevolg heeft men van een gelegenheid die er niet echt een was, gebruik gemaakt om Electrabel tot toegevingen te dwingen, zoals de verkoop van de sites.

Ik blijf erbij dat de maatregelen die de regering samen met de Raad voor de mededinging genomen heeft, goed zijn op een ogenblik dat ze niet veel hefbomen in handen hadden. Met deze zware concentratie, die voor onze markt eigenlijk niet mag plaatsvinden, hebben ze die wel. Als ze toch plaatsvindt, mogen ze zich dus niet tevreden stellen met VPP's en moeten zware langetermijnmaatregelen worden genomen, zoals de verkoop van activa.

Reeds geruime tijd worden onze kerncentrales gecontroleerd door een buitenlandse onderneming. Ik heb daar evenwel minder problemen mee, omdat onze overheid gemakkelijker dwingende maatregelen kan opleggen aan een privé-onderneming dan aan een onderneming die wordt gecontroleerd door een buitenlandse regering.

Het is in de praktijk veel moeilijker om een buitenlandse regering te dwingen al onze regels na te leven. Wat doen we als een buitenlandse regering zich niets aantrekt van onze regelgeving? Wanneer ze bijvoorbeeld de regels in verband met de kernprovisies niet naleeft, deze middelen voor een of andere nood in Frankrijk gebruikt en het geld op is? Bij wie kunnen we het dan nog opeisen? Bij een regering, met alle bescherming van dien, is dat heel moeilijk, zeker als het om een groot land gaat. Bij een privé-onderneming zitten we veel veiliger, zolang ze niet failliet is uiteraard.

Volgens de heer Martens zijn bepaalde elektriciteitsondernemingen, Essent en Nuon, in ons land niet geïnteresseerd in kerncentrales. Ik mag geen namen noemen, maar een onderneming heeft mij zwart op wit heeft verklaard wel geïnteresseerd te zijn.

**De heer Bart Martens (SP.A-SPIRIT)**. – Was dat voor of na

**M. Bart Martens (SP.A-SPIRIT)**. – Par conséquent, les VPP peuvent peut-être constituer une mesure transitoire valable en attendant l'adoption de mesures structurelles. N'oublions pas cependant qu'il faut des années avant que des investisseurs aient installé une centrale nucléaire sur des sites non utilisés mis à leur disposition. En attendant, ils peuvent gagner des clients pour lesquels ils pourraient engager une capacité virtuelle afin de livrer à un prix fixé préalablement.

**Mme Christine Vanderveeren**. – Les mesures du Conseil de la concurrence combinées à la *Pax electrica* sont une possibilité, à la condition de proposer des sites bien situés sur lesquels les investisseurs construisent effectivement. Je souligne cependant que ces mesures sont excellentes s'il ne se présente plus aucune concentration.

Le gouvernement est parvenu à l'accord sur la vente des sites grâce au rachat d'Electrabel projeté par Suez. Les VPP ont été imposés par le Conseil de la concurrence à la suite d'une concentration. C'était une mesure comportementale. Je ne veux pas critiquer mais des mesures structurelles sont préférables.

Il est question d'un rachat par Suez, mais Suez contrôlait déjà entièrement Electrabel. Par conséquent, on a profité d'une occasion qui n'en était pas vraiment une pour contraindre Electrabel à faire des concessions, par exemple à vendre des sites.

Je maintiens que les mesures que le gouvernement a prises avec le Conseil de la concurrence étaient bonnes à un moment où ils n'avaient guère de leviers en mains. Ils en ont à présent. Si la concentration a finalement lieu, ils ne pourront se contenter de VPP et devront prendre des mesures à long terme, par exemple en vendant des actifs.

Depuis longtemps déjà nos centrales nucléaires sont contrôlées par une entreprise étrangère. Cela me pose cependant moins de problèmes car il est plus facile d'imposer des mesures coercitives à une entreprise privée qu'à une entreprise contrôlée par un gouvernement étranger.

Dans la pratique, il est beaucoup plus difficile de contraindre un gouvernement étranger à respecter toutes nos règles. Que ferions-nous si un gouvernement étranger ne respectait pas les règles relatives aux provisions nucléaires, si elle utilisait ces moyens en France et s'il n'y avait plus d'argent ? À qui pourrions-nous le réclamer ?

Selon M. Martens, certaines sociétés d'électricité actives dans notre pays ne sont pas intéressées par les centrales nucléaires. Je ne puis citer des noms mais une société m'a affirmé noir sur blanc le contraire.

**M. Bart Martens (SP.A-SPIRIT)**. – Était-ce avant ou après

de aanbevelingen?
**Mevrouw Christine Vanderveeren**. – Dat laat ik in het midden.
**De voorzitter**. – Ik heb daarover ook tegenstrijdige berichten ontvangen. Vorige week maandag hoorde ik van de heer Jurres dat Essent wel enorm geïnteresseerd is en bij McKinsey daarover zelfs een studie heeft besteld. We kunnen het hem beter zelf vragen.
**Mevrouw Christine Vanderveeren**. – De heer Martens vroeg ook of een heffing op de *windfall profits* van de kerncentrales geen alternatief kan zijn voor de verkoop van de nucleaire activa.
Een belasting kan inwerken op de structuur van een markt, maar de verkoop van activa werkt er veel directer op in. Bovendien is het grote probleem met een belasting dat de effecten ervan op voorhand niet altijd precies te bepalen zijn.
De redenering van de heer Martens is: we heffen een belasting op de *windfall profits* en gebruiken de extra inkomsten om andere heffingen af te schaffen, wat dan zal leiden tot prijsdalingen.
Ik ga nu puur economisch – en dus niet politiek – redeneren. De kans is groot dat een onderneming die op de markt de prijs bepaalt – en voor elektriciteit is dat Electrabel –, de integrale kost van een belasting of een zeer groot deel ervan afwentelt op de prijzen die ze de consument aanrekent. Ik kan dus niet met zekerheid zeggen hoe Electrabel zal reageren op een belasting op de *windfall profits*. Rekent het die belasting gewoon in de prijzen door, dan hebben we wel extra inkomsten en kunnen we de andere heffingen afschaffen, maar dan blijven de prijzen gelijk en hebben we een broekzak-vestzakoperatie.
**De heer Bart Martens (SP.A-SPIRIT)**. – Dat klopt inderdaad, zo lang er een dominante speler blijft die aan prijsmanipulatie kan doen en de structurele maatregelen om die dominantie in te perken, niet zijn uitgevoerd. In een echt vrije markt met echte concurrenten zou dat in principe onmogelijk moeten zijn, omdat men slechts een deeltje van de *windfall profits* afroomt, zoals in het Verenigd Koninkrijk met 23%, waardoor de productiekost nog altijd een stuk onder de verkoopprijs blijft.
**Mevrouw Christine Vanderveeren. –** Mijn collega's van het directiecomité van de CREG en ikzelf hebben al kennis genomen van de voorstellen van de SP.A. Ik maak daar volgende bedenking bij.
Als we met een concentratie te maken hebben, is het meer gewenst om voluit op de structuur zelf te werken. Welk actief zit waar en bij wie? Indien een concentratie wordt aangepakt op een manier die de marktstructuur niet verbetert, en als de situatie van de kerncentrales blijft zoals ze nu is, dan moet mijns inziens worden uitgezocht hoe we de *windfall profits* aanpakken. Ik denk dat het hele directiecomité van de CREG het daarmee eens is, want we zien allemaal dat de *windfall profits* van Electrabel een serieus probleem op de markt vormen.
De heer Steverlynck wijs ik er in de eerste plaats op dat ik helemaal niet betrokken was bij het sluiten van de *Pax*

les recommandations ?
**Mme Christine Vanderveeren**. – Je ne veux pas faire de commentaires à ce sujet.
**M. le président**. – J'ai également reçu des avis contradictoires en la matière. Lundi dernier, M. Jurres m'a dit qu'Essent était fortement intéressée et qu'elle avait même commandé une étude à ce sujet à McKinsey. Il serait préférable de leur poser directement la question.
**Mme Christine Vanderveeren**. – M. Martens a également demandé si la taxation des *windfall profits* des centrales nucléaires peut être une alternative à la vente des actifs nucléaires.
Une taxe peut influencer la structure d'un marché, mais la vente des actifs a un effet plus direct. En outre, on ne connaît pas toujours à l'avance les effets d'une taxation. Le raisonnement de M. Martens est le suivant : prélevons une taxe sur les *windfall profits* et utilisons les revenus supplémentaires pour supprimer d'autres taxes, ce qui entraînera une baisse des prix.
Je vais tenir un raisonnement purement économique. Il y a de fortes chances pour qu'une société qui fixe le prix sur le marché – Electrabel en ce qui concerne l'électricité – répercute l'intégralité ou une grande partie de la taxe dans les prix qu'elle facture aux consommateurs. Je ne peux donc dire avec certitude comment réagira Electrabel à la taxation des *windfall profits*. Répercutera-t-elle simplement cette taxe dans les prix ? Dans l'affirmative, nous aurions effectivement des rentrées supplémentaires et nous pourrions supprimer d'autres taxes, mais les prix resteraient inchangés. Ce serait donc une opération blanche.

**M. Bart Martens (SP.A-SPIRIT)**. – C'est exact, aussi longtemps qu'il restera un acteur dominant qui peut manipuler les prix et que les mesures structurelles visant à limiter cette domination ne seront pas mises en place. En principe, dans un marché vraiment libre avec de vrais concurrents, cela devrait être impossible parce qu'on n'écrème qu'une petite partie des *windffall profits*. Les coûts de production seraient donc encore bien inférieurs au prix de vente.
**Mme Christine Vanderveeren. –** Mes collègues du comité de direction du CREG et moi-même avons pris connaissance des propositions du SP.A. Je voudrais émettre quelques réserves à ce sujet.
Dans le cas d'une concentration, il est préférable de travailler intégralement sur la structure proprement dite. Quels sont les actifs et où sont-ils ? Si une concentration est abordée d'une manière qui n'améliore pas la structure du marché et si la situation des centrales nucléaires demeure inchangée, nous devons à mon sens examiner comment nous devons traiter les *windfall profits*. Je crois que c'est également l'avis unanime du comité de direction du CREG parce que les *windfall profits* d'Electrabel posent un sérieux problème sur le marché.
Je signale tout d'abord à M. Steverlynck que je n'ai aucunement été impliquée dans la conclusion de la *pax electrica* et que, comme lui, je n'ai glané que ça et là quelques

*electrica* en dat ik, net als hij, hier en daar maar wat informatie heb opgeraapt over wat er allemaal in staat.
In verband met de LNG-terminal kan ik hem wel zeggen dat we ons, op basis van toch vrij volledige informatie, totaal geen zorgen maken over de terminal van Zeebrugge, zelfs indien we overstappen naar een volledige eigendomsontvlechting, waarbij we elke aardgasonderneming uit het aandeelhoudersschap van Fluxys LNG zouden gooien.
Ten eerste is er al een uitbreiding in Zeebrugge gepland en zijn de werken daarvoor reeds gestart. Dat betekent dat alle contracten zijn getekend. De uitbreiding is daarmee nu al een realiteit, want industrieel-economisch kan de groep die investering niet meer terugschroeven. Dat zou een te grote aderlating zijn.
Ten tweede ligt de capaciteit van de LNG-terminal voor 20 jaar vast. De contracten zijn getekend. Zelfs indien zij die de capaciteit hebben gereserveerd, alsnog beslissen die niet te gebruiken en geen LNG in België in te voeren, zullen ze toch moeten betalen. Indien ze die capaciteit niet gebruiken, moet Fluxys LNG zelfs in de huidige constellatie die capaciteit aan derden aanbieden.
Vervolgens zullen er in alle omstandigheden genoeg kandidaten zijn om de terminal te gebruiken om LNG in ons land in te voeren. Ik benadruk nogmaals dat LNG dé groeiende markt bij uitstek is. LNG zullen we altijd nodig hebben, omdat we onmogelijk al het aardgas dat in onze energievoorziening moet voorzien, over land kunnen aanvoeren.
Ten slotte is er de bevoorradingszekerheid en de diversificatie van de energiebronnen die ermee samenhangt.
Door ons te beperken tot bevoorrading over het vasteland zou ons land op termijn volledig van Rusland afhankelijk kunnen worden. De recente incidenten over de gastransporten tussen Rusland en Oekraïne hebben echter aangetoond dat het geen wenselijke situatie is. Ik zie niet in waarom de Belgische overheid niet de vereiste maatregelen zou kunnen treffen om de LNG-voorziening ook via andere ondernemingen dan de huidige contractanten van Zeebrugge te verzekeren. Ons land heeft een stabiel afnameprofiel en de prijzen op onze markt kunnen wedijveren met de internationale prijzen. Ik kan u verzekeren dat er LNG zal worden aangevoerd en dat de LNG-terminal zal draaien en werkgelegenheid zal scheppen. Ik ben er voor honderd procent zeker van dat er geen problemen zullen rijzen.
Op de vraag of een prijscontrole noodzakelijk is, zou ik het antwoord eventjes in beraad willen houden. Ik zou willen wachten tot de concentratiebeweging voorbij is om te zien welke maatregelen de Europese Commissie zal nemen en hoe onze marktstructuur er dan zal uitzien.
Indien we kunnen komen tot de structuur met drie volwaardige concurrenten die premier Verhofstadt voorstaat en die vandaag in de telecommunicatiesector gangbaar is, dan zou ik eerst afwachten of een werkzame concurrentie tot reële prijsverlagingen leidt. In voorkomend geval is er geen prijscontrole mogelijk.
Indien de concentratie echter leidt tot een paar actoren die

informations sur ce qui s'y trouve.
Concernant le terminal LNG, je puis lui dire que, après ample information, nous ne nous faisons absolument aucun souci pour Zeebruges.
Tout d'abord, une extension est prévue à Zeebruges et les travaux ont déjà démarré. Tous les contrats sont signés et le groupe ne peut plus renoncer à cet investissement. Cela coûterait trop cher.
Ensuite, la capacité du terminal LNG est fixée pour 20 ans. Les contrats sont signés. Même si ceux qui ont réservé la capacité décidaient de ne pas l'utiliser et de ne pas importer du LNG en Belgique, ils devraient quand même payer.
Par ailleurs, il y aura toujours suffisamment de candidats qui utiliseront le terminal pour importer du LNG dans notre pays. J'insiste sur le fait que le marché du LNG est le marché croissant par excellence. Nous aurons toujours besoin de LNG parce qu'il est impossible d'acheminer le gaz par la voie terrestre.
Enfin, il y a la sécurité d'approvisionnement et la diversification des sources d'énergie qui y est liée.

Si nous nous approvisionnions exclusivement sur le continent, nous pourrions à terme devenir totalement dépendants de la Russie, ce qui n'est pas souhaitable, comme viennent de le montrer les récents incidents entre la Russie et l'Ukraine. Je ne vois pas pourquoi les autorités belges ne pourraient prendre les mesures qui s'imposent pour assurer notre approvisionnement en gaz naturel liquéfié par le biais d'autres entreprises que les partenaires de Zeebruges. Notre pays est un client stable et les prix sur notre marché peuvent concurrencer les prix internationaux. Je puis vous assurer que du gaz naturel liquéfié sera acheminé et que le terminal GNL fonctionnera et créera de l'emploi.
Quant à savoir si un contrôle des prix est nécessaire, je voudrais, pour vous répondre, attendre que le mouvement de concentration soit terminé et voir quelles mesures la Commission européenne prendra et quelle en sera l'incidence sur la structure de notre marché.
Si nous pouvons créer une structure mettant en présence trois concurrents véritables, comme le souhaite le premier ministre Verhofstadt et comme c'est le cas dans le secteur des télécommunications, je m'assurerais d'abord qu'une concurrence efficace se traduit par de réelles baisses de prix. Dans un tel cas, un contrôle des prix est impossible.
Si, au contraire, la concurrence amène certains acteurs à conclure des accords, il faudra renforcer le contrôle sur ces entreprises et au besoin instaurer un contrôle des prix. Selon

marktafspraken maken, dan moet het toezicht op die ondernemingen worden versterkt en moet er zo nodig een prijscontrole worden ingevoerd. Een prijscontrole hoeft voor mij niet per se te leiden tot opgelegde maximumprijzen. Een meer gesofistikeerde prijscontrole kan bijvoorbeeld bestaan in de toetsing van het verband tussen de prijs en de marginale productiekost in de laatst ingezette productie-eenheid.
Indien de concentratie geen enkele structurele maatregel met zich brengt, maar een feitelijk monopolie inluidt, dan is mijn antwoord eenduidig: de scherpst mogelijke controle, inclusief een prijscontrole, is dan noodzakelijk.
De heer Steverlynck stelde ook een vraag over een mogelijk wetgevend initiatief of een extra reglementering voor de hub. Dankzij de ontwikkelling van de technologie kan er vandaag wat soepeler dan vroeger met de kwaliteit van het gas worden omgesprongen. De wetgever zou bijvoorbeeld de CREG bevoegd kunnen maken – ik zie in alle bescheidenheid niet in wie anders – om conform de goede pratijken op Europees niveau aan de energietransporteurs via goedkeuringsprocedures kwaliteitseisen op te leggen. Daarbij moet men een evenwicht nastreven tussen de exploitatie van het net, dat niet zo maar voor gelijk welke kwaliteit van gas kan worden opengesteld, en het spel van de concurrentie, dat vereist dat de hub een zo groot mogelijk aantal gaskwaliteiten kan verwerken.
De CREG pleit tegelijk ook voor een regulering voor de hub in Zeebrugge. De huidige praktijk wijst uit dat een veel strengere controle nodig is. Wat de elektriciteit betreft, wordt de hub door ELIA verzorgd. De hub is helemaal ingekapseld in de exploitatie van het elektriciteitsnet en wordt door de CREG gecontroleerd. Dat systeem werkt wel systeem goed.
De heer Collas en de heer Dedecker hadden een vraag bij de kernuitstap, die de marktwerking zou belemmeren. Ik zou dat veel genuanceerder formuleren. De kernuitstap heeft verschillende effecten op de marktwerking.
Op termijn heeft de kernuitstap het verdwijnen van de kerncentrales en van de *windfall profits* van Electrabel tot gevolg. Dat is positief voor de concurrentie, want op die manier kan men het concurrentievoordeel van de dominante onderneming wegnemen.
Een tweede concurrentievoordeel is dat de concurrenten van Electrabel weten op welk ogenblik er nieuwe productiecapaciteit nodig zal zijn om die van de kerncentrales te vervangen. Ik ga ervan uit dat de productie-eenheden die in de plaats van die kerncentrales zullen komen, niet allemaal door één en dezelfde onderneming zullen worden gebouwd.
Negatief voor de concurrentie is dat geen enkele concurrent momenteel zelf een kerncentrale kan bouwen. Gelet op de voordelige positie die Electrabel door de kerncentrales heeft, is dat niet gunstig voor de concurrentie. Voorts verneem ik van de ondernemingen dat het gerucht dat de kernuitstap misschien ooit wel eens ongedaan zou kunnen worden gemaakt tot heel wat onzekerheden leidt en dat ze de investeringen in andere productie-eenheden dan kerncentrales bijgevolg uitstellen. Als ze nu wel in andere centrales zouden investeren, maar de kerncentrales in de toekomt toch

moi, un tel contrôle ne doit pas nécessairement se traduire par des prix maxima imposés. Une forme plus sophistiquée de contrôle des prix peut consister à examiner le rapport entre le prix et le coût de production marginal de la dernière unité de production engagée.
Si la concentration ne s'accompagne d'aucune mesure structurelle mais crée un monopole de fait, ma réponse est claire : le contrôle le plus strict s'impose, y compris un contrôle des prix.

M. Steverlynck a également posé une question sur une éventuelle initiative législative ou une réglementation supplémentaire concernant le hub.
Les progrès technologiques permettent aujourd'hui d'adopter une attitude plus souple vis-à-vis de la qualité du gaz. Le législateur pourrait par exemple habiliter la CREG à imposer des normes de qualité aux transporteurs d'énergie, conformément aux bonnes pratiques définies à l'échelon européen et par le biais de procédures d'agrément. Il faut à cet égard veiller à un équilibre entre l'exploitation du réseau, lequel ne peut être ouvert sans plus au gaz de qualité quelconque, et le jeu de la concurrence qui exige que le hub puisse traiter le plus grand nombre possible de qualités de gaz.
La CREG plaide aussi pour une régulation du hub de Zeebrugge. La pratique actuelle montre la nécessité d'un contrôle beaucoup plus strict. En ce qui concerne l'électricité, le hub est approvisionné par ELIA ; il est tout à fait intégré dans l'exploitation du réseau d'électricité et est contrôlé par la CREG.
MM. Colas et Dedecker ont posé une question sur la sortie du nucléaire, laquelle entraverait le fonctionnement du marché. Je serais plus nuancée dans mes propos. La sortie du nucléaire a diverses répercussions sur le fonctionnement du marché.
À terme, la sortie du nucléaire entraînera la disparition des centrales nucléaires et des *windfall profits* d'Electrabel. Cela est favorable à la concurrence car l'avantage concurrentiel de l'entreprise dominante disparaît.
Un deuxième avantage concurrentiel est que les concurrents d'Electrabel savent à quel moment une nouvelle capacité de production sera nécessaire pour remplacer celle des centrales nucléaires. Je pars du principe que les unités de production qui se substitueront à ces centrales nucléaires ne seront pas construites par une seule et même entreprise.
Le fait qu'aucun concurrent ne soit actuellement en mesure de construire lui-même une centrale nucléaire est défavorable à la concurrence. Electrabel occupe une position avantageuse grâce aux centrales nucléaires. De plus, les entreprises m'informent que la rumeur selon laquelle la sortie du nucléaire pourrait être abandonnée est une source d'incertitudes et qu'elles reportent donc à plus tard les investissements dans des unités de production autres que les centrales nucléaires car, en cas de maintien des centrales nucléaires, ces investissements ne seraient pas rentables.
La sortie du nucléaire a donc à la fois des effets positifs et

behouden zouden blijven, dan zijn alle investeringen in duurdere gasgestookte centrales en dergelijke helemaal niet rendabel zijn.
De kernuitstap heeft dus zowel positieve als negatieve effecten en het is moeilijk te zeggen welke doorwegen.
De heer Dedecker heeft bij een wetsvoorstel een amendement ingediend om alle kerncentrales in één holding onder te brengen. Ik had daar graag wat meer uitleg over. Als ik niet meer gegevens heb, kan ik daar nu moeilijk een volledig antwoord op geven. Hij zegt dat hij zijn amendement heeft ingediend omdat hij zich afvraagt wie er nog in nucleaire activa wil investeren, vermits beslist is dat de kerncentrales over enkele jaren zullen worden gesloten en ontmanteld. Ik kaats de bal terug. Hij zegt dat maar 37% van de holding in handen mag zijn van één partner en ik veronderstel dat hij dan aan Electrabel denkt. Wie zal de overige aandelen kopen? Misschien kent hij ondernemingen die geïnteresseerd zijn.
**De heer Jean-Marie Dedecker (VLD)**. – Ik vraag alleen of één en ander kan samengaan als de kerncentrales toch zullen worden gesloten. De CREG pleit voor de verkoop van nucleaire energie, maar daarnaast voor drastische maatregelen. De kerncentrales zullen tegen 2015 verdwenen zijn. Dan rijst bij mij uiteraard de vraag wie daarin nog geïnteresseerd is. Er is bovendien nog altijd de hefboom van 4 tot 5 miljard nucleaire provisies.
**Mevrouw Christine Vanderveeren**. – Zeker één onderneming is erg geïnteresseerd in de aankoop van een deel van de nucleaire activa. Ik reageerde op dezelfde manier als u, maar kan niets anders dan herhalen dat de onderneming mij zegde dat de kernuitstap niet geloofwaardig is en dat ze het kopen van kernactiva dus als een rendabele investering beschouwt. Ik laat deze zienswijze voor rekening van die onderneming, die de risico's zelf moet incalculeren.
Het Vlaams initiatief om vanaf 2019 privé-partners te weren uit intercommunales vind ik niet slecht, maar sta me toe dit standpunt te nuanceren.
Hét probleem voor de vervoersector van elektriciteit en gas vormt het gemengd partnerschap. Volgens mij moet men kiezen tussen een overheidsonderneming of een privé-onderneming.
Een zuivere privé-onderneming moet voldoen aan strenge regels, ook inzake de winsten, die niet te hoog mogen zijn, maar wel voldoende met het oog op nieuwe investeringen. Dat is gemakkelijker te realiseren als de overheid geen aandeelhouder van die onderneming is.
In een gemengde onderneming ligt dat moeilijker. De overheid is immers zelf altijd op zoek naar middelen om haar beleid te voeren. Als aandeelhouder zal ze dan ook gemakkelijker in de verleiding komen om samen met de privé-partner zoveel mogelijk winst te boeken. Daarmee kan ze immers overheidstaken financieren, maar worden als het ware verborgen belastingen geheven. Bovendien komt een gedeelte van de hoge winst ook terecht bij de privé-partners. Bij een zuivere overheidsonderneming doet de omvang van de winst er niet meer toe, omdat alle middelen in de overheidskas terechtkomen.

négatifs et il est difficile de dire lesquels sont prépondérants.

M. Dedecker a déposé un amendement à une proposition de loi afin de regrouper toutes les centrales nucléaires au sein d'un même holding. J'aimerais qu'il me donne quelques explications. Il a déposé cet amendement parce qu'il se demande qui investira encore dans des actifs nucléaires puisqu'il a été décidé de démanteler les centrales dans quelques années. Je lui renvoie la balle. Il affirme qu'un même partenaire ne peut détenir au maximum que 37% du holding. Je suppose qu'il fait allusion à Electrabel. Qui acquerra le reste des actions ? Peut-être connaît-il des entreprises intéressées ?

**M. Jean-Marie Dedecker (VLD)**. – Je demande simplement si l'un et l'autre peuvent aller de pair en cas de fermeture des centrales nucléaires. La CREG plaide pour la vente d'énergie nucléaire mais aussi pour des mesures draconiennes. Les centrales nucléaires auront disparu d'ici 2015. Je me demande dès lors qui est encore intéressé par le nucléaire. Sans parler du levier que constituent toujours les provisions nucléaires de 4 à 5 milliards.
**Mme Christine Vanderveeren**. – Une entreprise est certainement très intéressée par le rachat d'une partie des actifs nucléaires. Cette entreprise m'a déclaré que la sortie du nucléaire n'était pas crédible et qu'elle considère donc l'acquisition d'actifs nucléaires comme un investissement rentable. À elle de calculer les risques.
L'initiative flamande visant à exclure les partenaires privés des intercommunales d'ici 2019 n'est pas mauvaise mais permettez-moi de nuancer ce point de vue.
Le gros problème que rencontre le secteur du transport d'électricité est le partenariat mixte. J'estime qu'il faut choisir entre une entreprise publique ou une entreprise privée.
Une entreprise exclusivement privée doit se conformer à des règles strictes, y compris concernant les bénéfices qui ne doivent pas être trop élevés mais suffisants pour permettre des investissements. Cet objectif est plus facilement atteint si l'État n'est pas actionnaire de cette entreprise.
Dans une entreprise mixte, les choses sont plus difficiles. L'État est constamment à la recherche de moyens pour financer sa politique. En tant qu'actionnaire, il sera donc plus vite tenté de réaliser le plus grand profit possible avec son partenaire privé.
Dans une entreprise exclusivement publique, l'importance des bénéfices n'est plus déterminante car tous les moyens se retrouvent dans les caisses de l'État.
J'opte, pour toutes ces raisons, pour une entreprise privée et si vraiment il est impossible de faire autrement, pour une entreprise publique.

Om deze redenen kies ik voor een zuivere privé-onderneming. Als het echt niet anders kan, kan ik instemmen met een zuivere overheidsonderneming.