

# Plan cogénération-biomasse Belgique : un choix judicieux pour répondre aux défis énergétiques de la Belgique

Auteurs : J. Decrop (Conseiller au Service d'études de la CSC), à titre personnel  
L. Minguet (Président Cluster TWEED et administrateur EDORA), à titre personnel

## Table des matières

<b>SYNTHÈSE .....</b>	<b>2</b>
<b>1. POURQUOI NOTRE MODÈLE ÉNERGÉTIQUE ACTUEL N'EST PAS SOUTENABLE .....</b>	<b>5</b>
1.1. QUELQUES CHIFFRES EN GUISE D'INTRODUCTION .....	5
1.2. UNE FACTURE ÉNERGÉTIQUE EN HAUSSE, UN ÉNORME GASPILLAGE .....	10
1.3 L'IMPASSE DU NUCLÉAIRE .....	12
1.4. L'IMPASSE CLIMATIQUE.....	17
1.5. LES AUTRES IMPASSES LIÉES À NOTRE MODÈLE ÉNERGÉTIQUE .....	19
<b>2. LES OPPORTUNITÉS POUR UN CHANGEMENT DE CAP .....</b>	<b>23</b>
2.1. DES INVESTISSEMENTS COLOSSAUX À RÉALISER DANS LES 15 PROCHAINES ANNÉES.....	23
2.2. DES TECHNOLOGIES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE AU POINT ET APPLICABLES À GRANDE ÉCHELLE .....	27
2.3. CRÉER DE LA VALEUR AJOUTÉE ET DE L'EMPLOI LOCALEMENT .....	33
2.4 L'IMAGE DE MARQUE DE LA BELGIQUE .....	36
<b>3. LA BIOMASSE-ÉNERGIE : POURQUOI ?.....</b>	<b>38</b>
3.1 UNE IMAGE À CASSER : LA BIOMASSE N'EST PAS LE BIOCARBURANT !.....	38
3.2 DES RESSOURCES EN SUFFISANCE AU NIVEAU MONDIAL .....	40
3.3 UN COÛT RAISONNABLE PAR RAPPORT AUX AUTRES SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE .....	47
3.5. EN BELGIQUE : RESSOURCES LIMITÉES MAIS PAS INEXISTANTES .....	52
3.6. UN PARTENARIAT WIN-WIN ENTRE LA BELGIQUE ET LES PAYS SUB-TROPICAUX.....	58
<b>4. LE PROJET : 600 CENTRALES DE COGÉNÉRATION-BIOMASSE AVEC RÉSEAUX DE CHALEUR.....</b>	<b>62</b>
4.1. LE PRINCIPE DE LA COGÉNÉRATION .....	62
4.2. LA COGÉNÉRATION BIOMASSE .....	65
4.3. LES RÉSEAUX DE CHALEUR .....	68
4.4. CONVERTIR MASSIVEMENT NOTRE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE D'ICI 2030 : MACRO-ÉCONOMIE DU PROJET GLOBAL .....	73
4.5. CHAQUE PROJET EST RENTABLE : BILAN MICRO-ÉCONOMIQUE D'UNE CENTRALE DE COGÉNÉRATION COUPLÉE À UN RÉSEAU DE CHALEUR.....	81
<b>5. MISE EN ŒUVRE ET GARDE-FOUS.....</b>	<b>85</b>
5.1. MISE EN ŒUVRE PROGRESSIVE MAIS RAPIDE.....	85
5.2. RÔLE ET RESPONSABILITÉ DES POUVOIRS PUBLICS .....	86
5.3. RÔLE ET RESPONSABILITÉ DES INVESTISSEURS PRIVÉS .....	88

# Synthèse

---

Le **modèle énergétique belge**, basé sur les hydrocarbures (pétrole et gaz) et le nucléaire, **n'est pas soutenable**. La facture énergétique est trop élevée, aussi bien pour notre économie que pour les ménages (entre 12 et 17 milliards € annuellement), et la volatilité des prix de l'énergie classique pèse sur les décisions d'investissement. À la baisse temporaire récente des émissions de CO<sub>2</sub> due à la récession économique, succédera au mieux une stagnation, au pire une augmentation forte (jusqu'à 140 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> d'ici 2030) qui anéantira toute crédibilité de la Belgique dans le cadre des efforts globaux de lutte contre les changements climatiques. Enfin, les questions polémiques (pic des ressources, dangers liés à la filière nucléaire, etc.) restent sans réponse et l'on reporte la probabilité de crises graves sur les générations futures.

Un changement majeur doit donc intervenir au plus vite dans la politique énergétique menée. Et **les fenêtres d'opportunité sont là** : des investissements importants devront être consentis dans les prochaines années en matière de production d'électricité (de l'ordre de 3 à 4 milliards € sur 10 ans), l'Europe nous enjoint d'atteindre un objectif ambitieux de 13% d'énergie renouvelable d'ici 2020, l'après-nucléaire à partir de 2015 permettra de baisser la facture énergétique.

Pour occuper ces fenêtres d'opportunité qui s'ouvrent à nous, les énergies renouvelables sont mobilisables à grande échelle, en particulier le **bois-énergie**. Bien plus rentable et efficace que les biocarburants (un même hectare de terre peut produire jusqu'à 5 fois plus de matière sèche bois-énergie que biocarburants), les cultures de bois-énergie peuvent être plantées à grande échelle et de manière durable dans les pays sub-tropicaux tels que le Sénégal. Par le biais d'un partenariat win-win entre la Belgique et ce type de pays, où des conditions strictes mais raisonnables peuvent être négociées, édictées et vérifiées (comme la durabilité de la plantation, l'absence de déforestation, l'intégration des paysans locaux dans le montage), c'est toute une filière d'approvisionnement énergétique que l'on sécurisera et qui remplacera une bonne partie des combustibles fossiles et nucléaire.

Reste à utiliser le plus efficacement possible le bois-énergie. Nous proposons de fournir la totalité des besoins en chaleur de 50% des logements et des bâtiments publics en Belgique en construisant 30.000 km de **réseaux de chaleur** où circulent de l'eau chaude (et non de la vapeur). L'ensemble des agglomérations et des villes en territoire ruraux<sup>1</sup> seraient desservis (environ 55% de la population belge s'y trouve), le critère principal étant d'avoir une densité suffisante pour acheminer la chaleur. La production de cette chaleur sera assurée par **600 centrales de cogénération** d'une puissance moyenne de 50 MW. La cogénération produira simultanément de la chaleur (rendement instantané de 60%, donc 30 MW de puissance thermique) et de l'électricité (rendement moyen de 20%, donc 10 MW de puissance électrique).

**L'électricité verte** sera injectée dans le réseau existant et bénéficiera de certificats verts. Comme les centrales tourneront à plein régime 24h/24 pendant 11 mois (1 mois d'arrêt prévu en été pour les entretiens), elles généreront 48 TWh (4,1 Mtep)

---

<sup>1</sup> Au sens de la définition couramment utilisée par les géographes en Belgique, sur la base des travaux de Van der Haegen, Van Hecke et Juchtmans de 1996.

d'électricité annuellement, soit un peu moins que le parc nucléaire actuel. Le solde d'électricité (50 TWh) pourra être généré par les autres sources d'électricité renouvelable (en particulier parcs éoliens on et off-shore), et temporairement par quelques centrales TGV ou électricité-biomasse.

La **chaleur verte** sera injectée dans les réseaux de chaleur d'une longueur moyenne de 50 km, afin de desservir les logements et bâtiments via des échangeurs de chaleur (en lieu et place des chaudières). La chaleur sera proposée aux particuliers à un prix inférieur à l'équivalent mazout ou gaz. La chaleur totale générée par les réseaux (96 TWh<sup>2</sup>) sera supérieure à la demande de chaleur des logements et bâtiments situés dans des zones densément peuplées (estimés à 70 TWh, ou 6 Mtep). Le rendement thermique annuel moyen (chaleur valorisée / énergie primaire) serait de 25%, ce qui est acceptable vu la production simultanée d'électricité. Ce rendement pourrait être rehaussé sensiblement si la chaleur résiduelle est valorisée avec l'une des options suivantes : (i) utilisation chaleur pour des processus industriels spécifiques (séchage, etc.) ; (ii) trigénération (production de froid à partir de la différence de température entre chaleur résiduelle des centrales et l'air ambiant) ; (iii) stockage saisonnier de la chaleur.

Le bois-énergie nécessaire pour fournir l'énergie primaire des 600 centrales de cogénération devra s'élever à 240 TWh primaires<sup>3</sup> (20,66 Mtep). En prenant l'hypothèse d'un approvisionnement en pellets (pouvoir calorifique de 4,7 kWh/kg ; 2 kg de granulés sont l'équivalent énergétique d'un litre de mazout), c'est **51 millions de tonnes** qui sont nécessaires annuellement<sup>4</sup>. Pour assurer cette production dans un pays propice à la croissance rapide comme le Sénégal (rendement potentiel de 20 tms à l'hectare par an<sup>5</sup>), il faudra mobiliser à terme un peu plus de **2,5 millions d'hectares** de sol (25.000 km<sup>2</sup>, soit moins que la superficie de la Belgique).

**Au niveau de l'économie belge**, le bilan est le suivant :

- Une économie de 6 Mtep d'hydrocarbures (mazout et gaz) pour la fourniture de chaleur, remplacé par 6 Mtep de biomasse-énergie moins chère et plus stable, soit un **gain sur la balance commerciale situé entre 850 M€ et 1,7 G€ par an<sup>6</sup>** ;
- Pour la production d'électricité de 48 TWh, une économie de 12,4 Mtep de combustibles nucléaires, soit un gain approximatif de 300 à 550 M€<sup>7</sup> ; ou une

---

<sup>2</sup> Calcul sous-jacent : optimisation chaleur pendant la saison froide avec un rendement thermique de 60% (30 MW x 4.000 h x 600), optimisation électrique pendant l'été avec un rendement thermique de 20% (10 MWth x 4.000 h x 600).

<sup>3</sup> Calcul sous-jacent : 600 centrales x 50 MWp x 8.000 h = 240 TWh par an.

<sup>4</sup> Pour donner un ordre de grandeur, l'Agence européenne de l'environnement estime que le potentiel de production de biomasse-énergie en Europe s'élève à 293 Mtep, soit environ 586 Mt sous forme de pellets. En Belgique, le potentiel est bien moindre avec 2,4 Mtep ou environ 4,8 Mt de pellets.

<sup>5</sup> Chiffres prudents provenant de l'expérience d'Arcelor au Brésil.

<sup>6</sup> Calcul sous-jacent : 6 Mtep (50% de la consommation de mazout et de gaz des bâtiments) x { 400 M€Mtep fossile (moyenne gaz à 30€MWh et pétrole à 80 \$/baril) - 230 M€Mtep biomasse (référence : 20€MWh, en régime de croisière des plantations bois-énergie, transport compris) }.

<sup>7</sup> Calcul (sources : Wikipedia, article 'Uranium Market' et le consultant de référence pour les prix de l'uranium : [http://www.uxc.com/review/uxc\\_Prices.aspx](http://www.uxc.com/review/uxc_Prices.aspx)) : le coût du combustible nucléaire est fonction (i) du prix de la matière première 'brute', l'oxyde d'uranium U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> et (ii) du prix de l'enrichissement mesuré par l'unité de travail de séparation (UTS). Une centrale nucléaire de 1.300 MW requiert en moyenne 25 tonne d'uranium enrichi à 3,75% (contre 0,7% présent dans le minerai). Cette quantité provient en moyenne de 210 tonnes d'uranium brut et de 120.000 UTS. Ces dernières

économie de 7,5 Mtep de combustibles gaz, soit un gain approximatif de 2,5 à 5 G€(pour un prix moyen d'environ 350 €et 700 €la tep de gaz) ;

- Un investissement de 18 G€pour les centrales de cogénération (600 x 30 M€) et de 9 G€pour les réseaux de chaleur (30.000 km x 300.000 €/km), soit au total 27 G€à amortir sur une période de 30 ans, soit environ 1,75 G€par an<sup>8</sup>.

Au total, le projet constitue une plus-value économique pour la Belgique si le prix des hydrocarbures est situé dans une fourchette haute (à partir d'environ 120 USD le baril). Mais même dans l'hypothèse (peu probable) de prix peu élevés des hydrocarbures (de l'ordre de 70 USD/baril), le bilan global sociétal est très positif :

- **Garantie d'investissements majeurs** en Belgique dans le domaine de l'énergie (et non fuite des investissements à l'étranger comme le pratique en grande partie GdF/Suez grâce aux recettes générées par Electrabel), avec des retombées importantes en matière de valeur ajoutée et d'emplois ;
- **Diminution drastique des émissions de CO2** de la Belgique : 20 Mt CO<sub>2</sub> grâce à la chaleur verte, et 22 Mt CO<sub>2</sub> grâce à l'électricité verte, soit une diminution totale de 42 Mt CO<sub>2</sub> par rapport aux 140 Mt prévu par le groupe d'experts d'ici 2030 suite à la sortie du nucléaire, soit exactement 30% par rapport à l'évolution tendancielle ;
- Un **approvisionnement énergétique sécurisé** par la conclusion de partenariats durables avec un ou deux pays sub-tropicaux pour la production durable et le bon acheminement de la biomasse.

---

années, le prix de l'oxyde d'uranium a enregistré une grande volatilité, passant de 10 \$/livre en décembre 2001, 135 \$/livre en juin 2007, pour retomber à environ 50 \$ début juin 2009. Le prix de l'unité de travail de séparation (UTS) est en croissance continue, passant de 99 \$ en 2001 à plus de 160 \$ actuellement. Aux prix actuels (juin 2009), et en considérant que le parc nucléaire belge (6.075 MW) consomme annuellement 981 tonnes d'uranium brut et 561.000 UTS, le coût du combustible est de 147 M€+ 124 M€= 271 M€ En cas de forte hausse du prix de l'oxyde d'uranium à 150 \$/livre, ce coût pourrait grimper à 565 M€ Remarques : 1 kg d'oxyde d'uranium contient 0,848 kg d'uranium, et une livre = 0,454 kg. Un prix de 1\$/livre d' U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> est donc équivalent à un prix de 2,7\$/kg d'uranium.

<sup>8</sup> Taux d'intérêt retenu : 5%

# 1. Pourquoi notre modèle énergétique actuel n'est pas soutenable

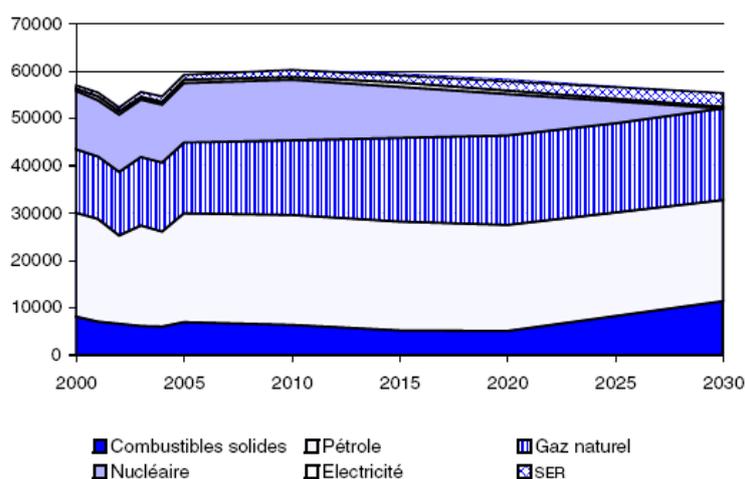
## 1.1. Quelques chiffres en guise d'introduction

### *Tendances énergétiques en Belgique*

Pour réaliser son activité productive et sociétale, la Belgique consommait 59 Mtep d'énergie primaire en 2008<sup>9</sup>. Par habitant, la consommation est de 5,33 tep, plus élevée que dans nos pays voisins.

À l'avenir, le Bureau fédéral du Plan prévoit que la **consommation d'énergie primaire** évoluera peu et oscillera entre 55 et 60 Mtep jusqu'en 2030<sup>10</sup>. Notre approvisionnement énergétique est dominé par le pétrole (35%) et le gaz naturel (25%). Les autres sources d'énergie brute sont le combustible nucléaire et le charbon (y compris le coke). De manière plus anecdotique, on retrouve l'importation d'électricité et les sources d'énergie renouvelable. Le scénario de référence du Bureau fédéral du Plan, c'est-à-dire sans contraintes climatiques et avec la mise en œuvre de la loi sur la sortie progressive du nucléaire, prévoit une augmentation substantielle de la part du gaz naturel (qui passerait à 35%) et du charbon dans notre approvisionnement énergétique. Selon le BfP, les énergies renouvelables se développeraient également, mais ne représenteraient que 3 Mtep en 2030, insuffisant pour atteindre l'objectif belge de sources d'énergie renouvelable d'ici 2020 (entre 4,5 et 5 Mtep, soit 13% de la consommation d'énergie finale).

GRAPHIQUE 4 - Composition de la demande d'énergie primaire, scénario de référence (ktep)



Source : PRIMES, Eurostat.

SER = sources d'énergie renouvelables.

Source : Bureau fédéral du Plan (2007), Planning Paper 102, p.24

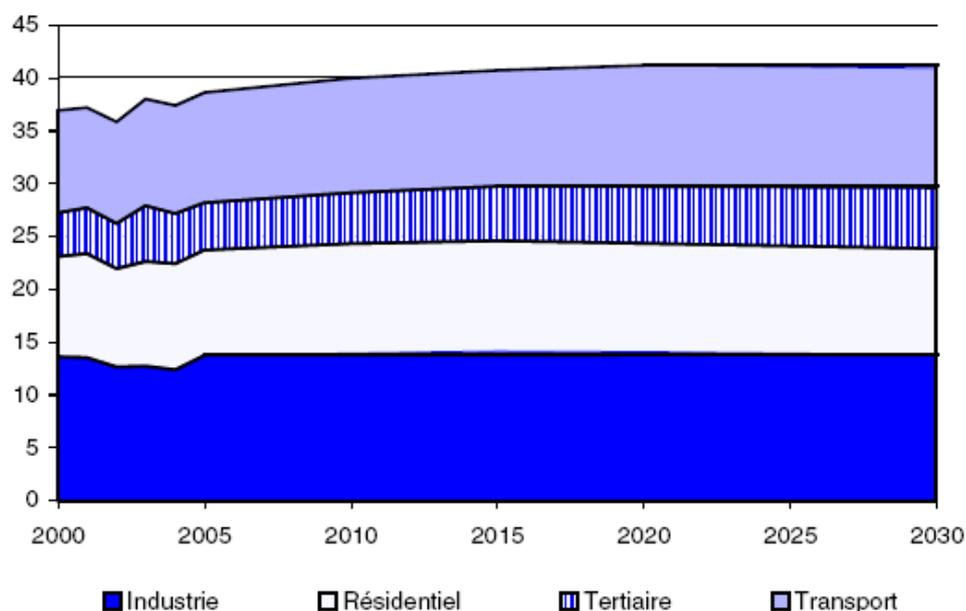
<sup>9</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2009), Perspectives économiques 2009-2014, p. 148. Une autre source mentionne 56 Mtep en 2006 (VVM, VITO, DGRNE, IBGE-BIM, IRCEL, Econotec (2008), *Belgium's Greenhouse Gas Inventory 1990-2006*, p. 41)

<sup>10</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2007), Planning Paper 102

Une partie seulement de cette énergie primaire est utilisée pour les applications finales des utilisateurs (carburants, combustibles, électricité) : la **consommation finale d'énergie** s'élève en 2008 à 36,5 Mtep<sup>11</sup>. Les pertes liées à la transformation de l'énergie brute en énergie utilisable s'élèvent donc à plus de 30%, principalement attribuables à la conversion des combustibles bruts en énergie électrique (rendement moyen : 35%). Comme le raffinage du pétrole a un rendement bien plus élevé, le poids des produits pétroliers dans la demande finale d'énergie est plus important (près de 40%).

Quant aux **utilisateurs finaux**, ils se répartissent en 4 grandes catégories : l'industrie, le résidentiel, le tertiaire et le transport. Aujourd'hui et en 2030, le secteur industriel reste dominant dans la consommation finale avec une part d'un peu plus de 35%. Le résidentiel et le transport comptent chacun pour 25%, tandis que le solde (15%) est dédié au secteur tertiaire. Contrairement aux combustibles où des ruptures peuvent surgir rapidement, les poids respectifs des grands secteurs utilisateurs resteront relativement stables dans le temps, avec toutefois une croissance plus forte dans le transport et le tertiaire. À noter qu'au niveau mondial, la consommation finale d'énergie du secteur industriel a fortement diminué déjà entre 2004 et 2007 (-10%), soit avant les effets de la crise économique. Cette tendance ne s'est donc pas matérialisée pour l'industrie belge.

**GRAPHIQUE 7 - Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie, scénario de référence (ktep)**



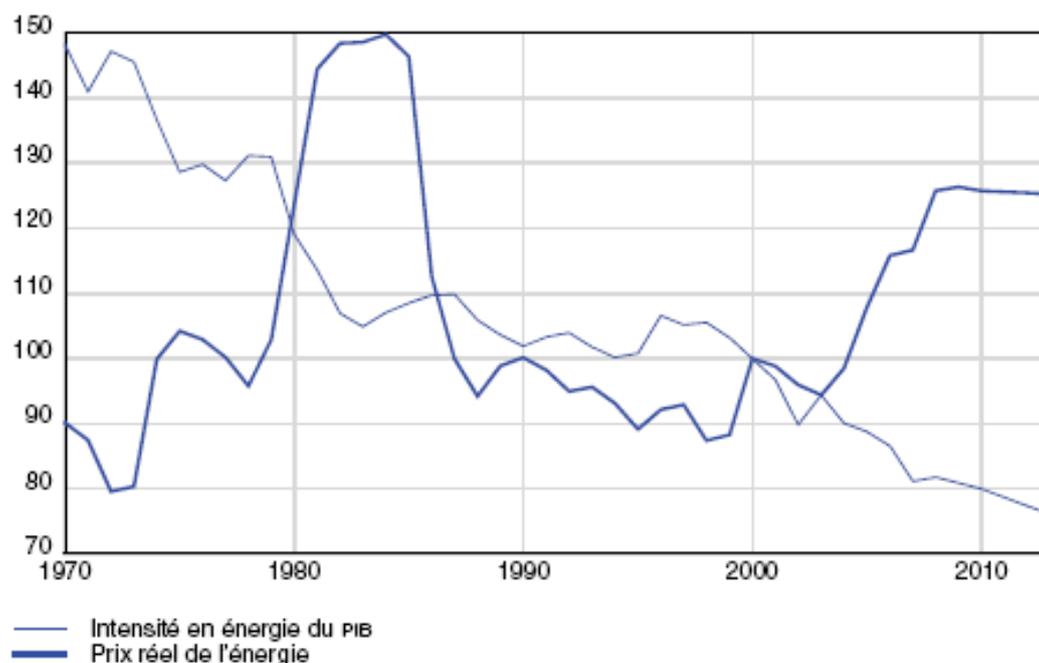
Source : PRIMES, Eurostat.

Source : Bureau fédéral du Plan (2007), Planning Paper 102, p.28

<sup>11</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2009), Perspectives économiques 2009-2014, p. 148. Les chiffres de l'Agence internationale de l'énergie pour la Belgique donnent 42 Mtep de consommation finale d'énergie, soit près de 6 Mtep supérieurs aux chiffres officiels pour la Belgique du Ministère des Affaires économiques. La différence est méthodologique.

Malgré une consommation d'énergie à la hausse, l'intensité énergétique de notre économie n'a cessé de baisser ces 20 dernières années ; en d'autres termes, la création de valeur ajoutée dans notre pays a été plus forte que notre consommation énergétique. Alors qu'en 1970, il fallait 20 kEP pour produire 100€ de PIB, il n'en faut plus que 7 kEP actuellement<sup>12</sup>. L'intensité énergétique s'est particulièrement améliorée lors des périodes de prix élevés de l'énergie (1973-1982 et 2004-...).

**GRAPHIQUE 22 - Intensité en énergie du PIB**  
(indice 2000 = 100)



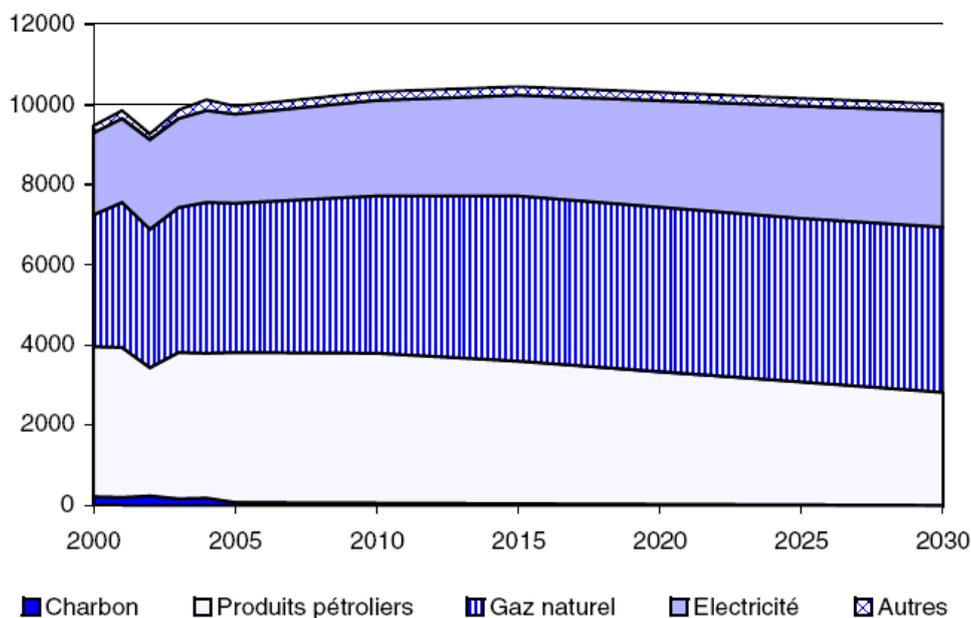
Source : Bureau fédéral du Plan, Perspectives économiques 2008-2013, p.153

Dans le cadre du projet présenté dans ce document, nous visons plus particulièrement à répondre aux besoins en chaleur des logements et des bâtiments (tertiaire au sens large). La demande finale en énergie du secteur résidentiel restera stable à environ 10 Mtep jusqu'en 2030. En 2005, la part des combustibles de chauffage (principalement mazout et gaz) était de 7,5 Mtep, le solde 2,5 Mtep couvrant la demande d'électricité. Vu l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements et tout en tenant compte de l'augmentation attendue du nombre de ménages, le Plan s'attend à une diminution des besoins en chauffage à 7 Mtep et une augmentation des besoins en électricité à 3 Mtep d'ici 2030. Le secteur tertiaire connaîtra pour sa part une forte croissance de sa demande énergétique due à la tertiarisation de l'économie, de 4,5 à 6 Mtep entre 2005 et 2030. Les besoins en chauffage (mazout+gaz) s'élèvent à environ 3,2 Mtep et progresseront faiblement. C'est surtout l'électricité qui enregistrera la plus forte progression. Au total, les **besoins en énergie des bâtiments (logements + tertiaire)** devraient donc s'élever à environ **15 Mtep (175 TWh)**<sup>13</sup>, couverts à 2/3 par des combustibles fossiles (10 Mtep) et 1/3 par l'électricité (5 Mtep).

<sup>12</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2005), Working Paper 1-06

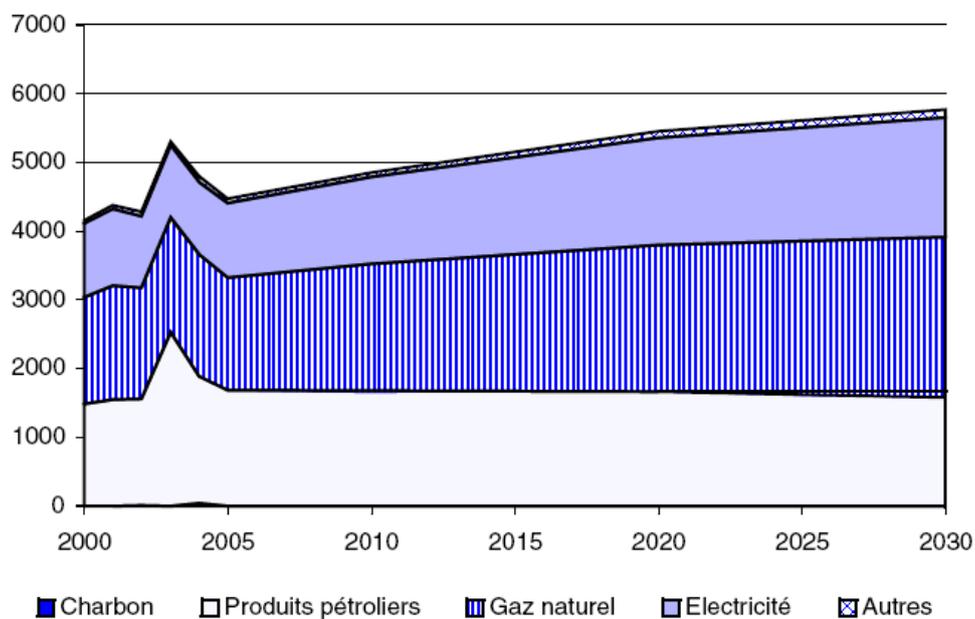
<sup>13</sup> Nous optons pour le bas de la fourchette de besoins estimés par le Bureau du Plan, vu les efforts qui seront poursuivis dans la performance énergétique des bâtiments dans le cadre du paquet énergie-climat européen à l'horizon 2020.

**GRAPHIQUE 10 - Demande finale d'énergie du secteur résidentiel, scénario de référence (ktep)**



Source : PRIMES, Eurostat.

**GRAPHIQUE 12 - Demande finale d'énergie du secteur tertiaire, scénario de référence (ktep)**



Source : PRIMES, Eurostat.

Source : Bureau fédéral du Plan (2007), Planning Paper 102, p.33 et 35

## Coûts de production de l'électricité

Les chiffres qui suivent sont tirés du rapport annuel 2006 de Vattenfall, grande société énergétique scandinave.

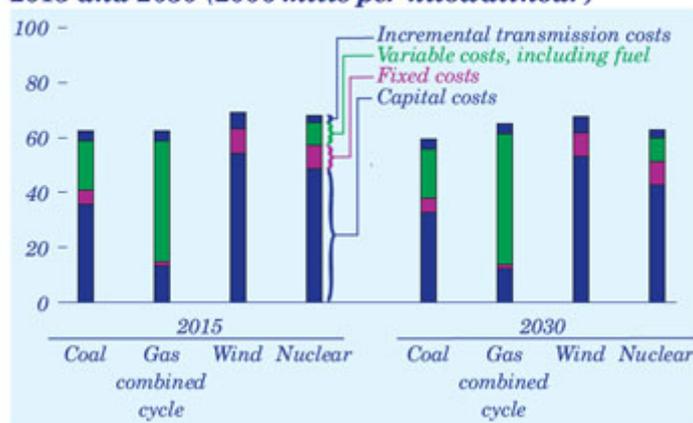
**Figure : estimation des coûts de production d'électricité en Europe, selon différentes technologies**

	Coûts fixes, principalement investissement (€cents par kWh)	Coûts totaux (€cents par kWh)
Nucléaire (nouvelle centrale de 1600 MW générant 12 TWh/an)	3,2-3,9	3,7-4,4
Hydroélectricité (440 MW, fonctionnant 4000 heures)	4,4-4,6	4,4-4,6
Charbon (700 MW générant 4,2 TWh/an)	1,9-2,3	5,0-5,6
TGV (400 MW générant 2,4 TWh/an)	1,1-1,3	5,6-6,5 <sup>14</sup>
Cogen biomasse (30 MWé et 80 MWth, générant 0,14 TWh électrique/an)	4,6-5,1	6,0-6,6
Eolien off-shore (parc de 110 MW, générant 0,33 TWh/an)	7,3-9,1	7,3-9,1

Source : [http://www.vattenfall.com/annualreports/vf.com/2006/filter.asp?filename=page\\_013.html](http://www.vattenfall.com/annualreports/vf.com/2006/filter.asp?filename=page_013.html)

L'unité statistique du département de l'énergie américaine estime que les coûts d'ici 2015 et 2030 se situeront dans une fourchette plus serrée encore entre les technologies, fluctuant entre un peu moins de 60 USD/MWh pour le charbon et 70 USD/MWh pour l'éolien, et ce sans prise en compte d'un prix pour les émissions de CO<sub>2</sub>.

**Figure 63. Levelized electricity costs for new plants, 2015 and 2030 (2006 mills per kilowatthour)**



Source : US Annual Energy Outlook 2008, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/electricity.html>

<sup>14</sup> Attention, ce chiffre peut fortement varier en fonction des prix internationaux du gaz naturel.

## **1.2. Une facture énergétique en hausse, un énorme gaspillage**

La première impasse du modèle énergétique actuel est la forte progression de la facture énergétique, en particulier pour les personnes physiques. Les **facteurs poussant les prix énergétiques mondiaux à la hausse** ne sont plus seulement géopolitiques comme lors des chocs pétroliers des années 1970, mais surtout structurels : croissance économique forte des pays émergents, développement des économies émergentes axé sur l'industrie lourde, augmentation de l'utilisation privée de véhicules à moteur, et enfin croissance du commerce mondial<sup>15</sup>. La combinaison de ces facteurs engendre une demande d'énergie croissante au niveau mondial, alors que les réserves d'énergie classique diminuent inexorablement ou sont en tout cas incertaines ; il faut donc s'attendre à un prix à la hausse pour les prochaines années.

### *Au niveau macro-économique*

Au niveau macro-économique, la Belgique a payé en 2008 une facture de 44 G€ pour importer l'énergie dont elle avait besoin<sup>16</sup>. Une grosse partie de cette énergie est cependant traitée en Belgique, principalement dans les usines de raffinage ; elle est ensuite exportée pour un montant de 24 G€. La **facture énergétique nette** de la Belgique (solde extérieur net), réellement consommée dans le pays pour les différentes utilisations (transports, chauffage, production d'électricité, industrie) s'est donc élevée à **19,8 G€**, soit environ 5,7% de notre richesse nationale (PIB). Cette énorme facture pèse sur notre balance extérieure, or cette dernière est une source importante de revenus pour l'économie belge. Le poids de la facture énergétique dans notre économie reste donc élevé malgré la réorientation productive qui s'est opérée ces 30 dernières années, avec notamment une diminution considérable du poids de notre industrie lourde dans notre économie.

Et cette facture est en forte croissance depuis quelques années, puisqu'en 2003 elle atteignait à peine 8 G€ (2,8% du PIB). Certes, la récession économique à partir de fin 2008 a fait plonger les cours du baril à des niveaux très bas, vu l'inflexion de la demande. Ainsi, la facture énergétique nette devrait baisser à 12,5 G€ en 2009. Cependant, à terme, la reprise attendue de l'activité mondiale engendra à nouveau une tension entre l'offre et la demande. A l'horizon 2014, en prenant l'hypothèse d'un baril de pétrole aux environs de 70 USD, le Plan table sur une facture énergétique s'élevant à près de 16 G€. Il semble que le baril, en tendance structurelle, ne puisse en tout cas pas baisser en-dessous des 70-80 USD, à savoir le prix nécessaire pour rentabiliser les nouveaux investissements d'exploration dans des gisements plus difficiles (off-shore profond, sables bitumineux).

Notre facture énergétique, étant en grande partie liée à l'importation d'hydrocarbures (pétrole et gaz) en provenance de régions instables, est soumise à une volatilité importante. C'est pourquoi l'impact des chocs pétroliers sur l'**inflation** est en général plus important que le poids de l'énergie dans l'indice des prix<sup>17</sup>. Il faut tout d'abord

<sup>15</sup> Source : Banque Nationale de Belgique (2007), Evolutions récentes du prix des matières premières

<sup>16</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2009), Perspectives économiques 2009-2014, p. 180.

<sup>17</sup> Source : Banque Nationale de Belgique (2007), Evolutions récentes du prix des matières premières

compter sur l'effet direct du prix des combustibles sur l'indice national des prix à la consommation et sur l'indice santé. Une augmentation de 10% du prix du pétrole brut se traduit par une augmentation des 2 indices de respectivement 0,4% et 0,21%<sup>18</sup>. Ensuite, il faut aussi compter sur les effets indirects : augmentation des coûts de production des entreprises, augmentations salariales en compensation de la perte de pouvoir d'achat. Les études internationales menées par le FMI et la Commission européenne<sup>19</sup> montrent que les réponses apportées face à ces chocs inflationnistes sont principalement la politique monétaire et la modération salariale. Les travailleurs apprécieront...

### *La facture énergétique des ménages*

En 2006, les ménages belges consacraient **13,1 G€ pour leurs dépenses énergétiques**, soit environ 7% de leur revenu disponible<sup>20</sup>. Ces dépenses sont en forte augmentation depuis 2003, année où la facture avoisinait 10 G€. Il est frappant de constater que la part des dépenses énergétiques des ménages (7%) est significativement plus élevée que la part de la facture énergétique dans le PIB belge (4,5% en 2006). Alors que les ménages belges consomment environ 45% de l'énergie finale (hypothèse : attribution aux ménages de 100% de la consommation résidentielle et 2/3 de la consommation des transports), ils paient ensemble une facture équivalente à la totalité de la facture d'importations d'énergie en Belgique ! Regardons de plus près l'écart entre la facture théorique des ménages (45% de 13,4 G€, soit 6,03 G€), et leur facture réellement payée (13,1 G€), soit environ 7 G€. Cet écart peut être attribué à trois facteurs :

- ❖ **L'Etat** ponctionne des accises sur les carburants, ainsi que la TVA sur l'ensemble des combustibles à destination privée. Une étude de la BNB montre que les ménages sont à l'origine de 70% des recettes de TVA et de 40% des recettes d'accises de l'Etat belge<sup>21</sup>. L'Etat prélève aussi, mais c'est plus anecdotique, quelques cotisations en vue de financer des obligations environnementales et sociales. Ce poste explique environ la moitié de l'écart (3,5 G€; chiffre estimé à la grosse louche, à demander au BfP ou à C. Ferdinand pour des données plus fines).
- ❖ Pour une même quantité d'énergie consommée, les prix payés par les ménages sont plus élevés que les prix payés par les entreprises et les pouvoirs publics. En effet, ces derniers achètent de plus grosses **quantités**, ce qui leur donne une marge de négociation plus importante vis-à-vis de leurs fournisseurs. De plus, les quantités par commande sont plus importantes, ce qui réduit les frais de transport et de distribution. Enfin, les pouvoirs publics accordent de nombreuses exemptions de prélèvements et de taxes aux industries intensives en énergie afin de sauvegarder leur compétitivité.
- ❖ Les **marges importantes** que s'octroient les **producteurs d'électricité et de produits pétroliers raffinés** situés en Belgique. Il s'agit même d'une rente dans la mesure où ces marges résultent d'un manque de concurrence qui les

---

<sup>18</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2005), Working Paper 1-06

<sup>19</sup> Source : cités par la Banque Nationale de Belgique (2007), Evolutions récentes du prix des matières premières, p.19

<sup>20</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2005), Working Paper 1-06

<sup>21</sup> Source : Van Ceuter et Van Meensel (2006), Le caractère redistributif des impôts et cotisations sociales, Bulletin Economic Review de la Banque Nationale de Belgique,

place dans une situation de quasi-monopole (cas de l'électricité et du gaz) ou d'oligopole cartélinisé (cas des produits pétroliers). Pour avoir un ordre de grandeur, la CREG estime que la rente annuelle d'Electrabel due à son parc de production d'électricité nucléaire qui est complètement amorti se situe autour de 1 G€ Pour les compagnies pétrolières intégrées, la rente est plus difficile à évaluer car les profits sont générés principalement dans les activités amont du secteur (exploration-extraction) qui se situent en dehors de la Belgique.

En conclusion, les ménages sont davantage sensibles à la dépendance des énergies classiques que les autres acteurs de l'économie belge, et les prochaines années seront probablement marquées par une détérioration de leur situation au vu des augmentations de prix annoncées.

La répartition des dépenses énergétiques des ménages par vecteur énergétique est la suivante (en 2006)<sup>22</sup> :

- ❖ Chauffage : 4,65 G€(35,5%)
- ❖ Électricité : 3,16 G€ (24,1%) :
- ❖ Carburants : 5,28 G€(40,4%) :

Les dépenses liées à la **consommation résidentielle** représentent donc près de **60% des dépenses énergétiques des ménages**. En réalité, le poste des carburants est même surévalué du fait de l'importance des accises dans le prix total des carburants (près de 50%), alors qu'il n'y a pas d'accises pour le chauffage et l'électricité.

### **1.3 L'impasse du nucléaire**

#### *La confusion entre coût du nucléaire et prix du nucléaire*

Dans son rapport sur l'avenir énergétique en Belgique, la **Commission 'Energie 2030'** estime que maintenir l'option nucléaire au-delà d'une durée de vie de 40 ans permettra de garder les prix de l'électricité à un niveau raisonnable, contrairement à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable qui s'avèrerait extrêmement onéreuse. Ce message semble aller de soi et s'impose de manière insidieuse au sein de la population et de nos élus.

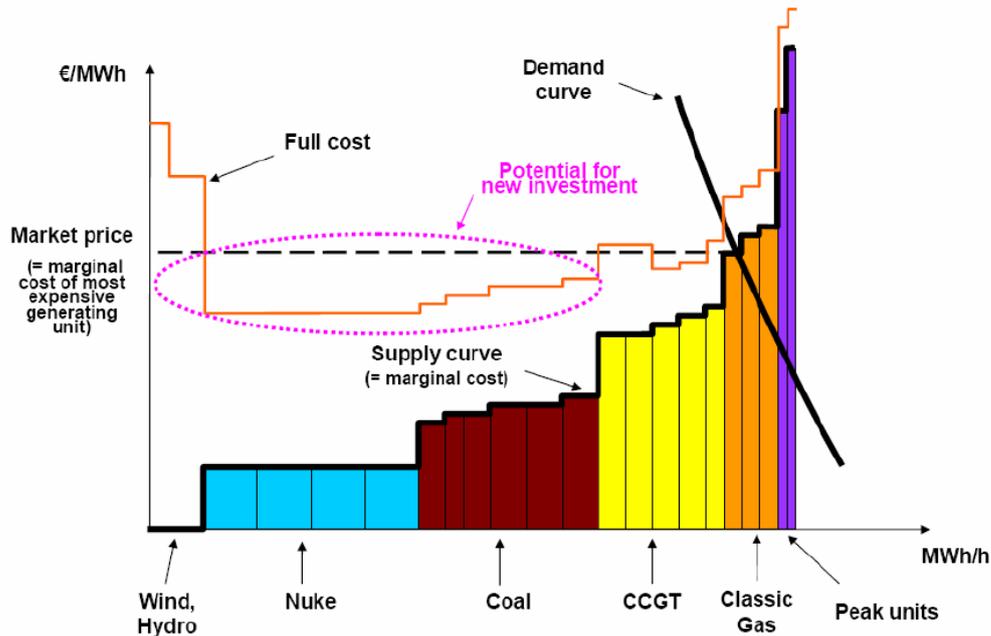
C'est pourtant méconnaître fondamentalement le **mécanisme de formation des prix** dans le secteur de l'électricité en Belgique. Depuis la libéralisation du marché, les opérateurs répondent à une logique de maximisation des profits, alors qu'auparavant ils étaient encadrés par un Comité de contrôle selon une logique 'cost-plus'. Le prix sur le marché de gros résulte de l'interaction entre l'offre et la demande d'électricité, plus exactement là où la courbe de demande rencontre la courbe d'offre. Or cette dernière est composée du coût marginal des différentes unités de production d'électricité. Comme la Belgique est en situation de sous-capacité de production par rapport à la demande<sup>23</sup>, l'unité de production marginale qui fixe le prix est une centrale au gaz (TGV ou TAG) dont le coût marginal est le plus élevé par rapport aux autres technologies de production. Les bénéfices générés résultent, pour les producteurs, d'un prix du marché plus élevé que le coût moyen de production.

---

<sup>22</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2005), Working Paper 1-06

<sup>23</sup> Source : CREG (2007), Etude sur la sous-capacité des moyens de production d'électricité

*Figure : coûts de production et fixation du prix de l'électricité*



*Figure 1.1. Determination of the market price in a competitive market. The price is determined by the intersection of the demand curve and the supply curve whereby the latter equals the marginal cost curve for generation. In addition, the full cost of each unit is shown.*

Source : rapport préliminaire de la Commission Energie 2030, octobre 2006

En Belgique, le coût moyen de production d'électricité a fortement chuté depuis le début des années 2000 suite à la fin de la période d'amortissement accéléré des centrales thermiques classiques (nucléaire et charbon). Pour ces techniques, la part du combustible dans le prix de revient est faible par rapport aux coûts d'investissement (pour le nucléaire, le rapport est d'environ 15/85). Mais comme la fixation du prix est libre et que l'opérateur historique se trouve en situation de quasi-monopole, **le prix aux consommateurs reste très élevé** et ne reflète plus du tout le coût de production moyen du parc électrique belge. Dans les années à venir, l'ouverture à la concurrence ne se fera que très graduellement (mise aux enchères de capacités existantes, renforcement de la capacité d'interconnexion aux frontières, nouveaux investissements par des nouveaux opérateurs), de sorte que les prix resteront bien au-dessus du coût moyen de production. On peut estimer que la part d'Electrabel dans la production d'électricité en Belgique passera de 90% actuellement à 75% d'ici 2020, ce qui leur permettra de continuer à être 'price-maker' plutôt que 'price-taker', notamment sur le segment très lucratif des heures de pointe.

La **mise en œuvre de la loi sur la sortie progressive du nucléaire**, en laissant de la place pour de nouveaux investissements, est donc la **mesure la plus efficace** pour introduire la concurrence sur le marché belge et partant, pour baisser les prix de l'électricité, en tout cas pour les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels (tertiaire, non marchand).

### *Après la peste, le choléra ? Le scénario de référence de la Commission Energie 2030 pour remplacer les centrales nucléaires*

Le **scénario de référence de la Commission Energie 2030** prévoit, d'ici 2030, le remplacement progressif des centrales nucléaires par des centrales au gaz dans un premier temps, mais surtout au charbon dans un second temps (entre 2020 et 2030). Les 2 hypothèses derrière ce scénario sont (i) un prix du charbon relativement bas tout au long de la période par rapport aux autres hydrocarbures et (ii) l'absence de contraintes liées aux émissions de CO<sub>2</sub> (prix du carbone à 0). Ce scénario est évidemment apocalyptique au niveau de notre responsabilité climatique puisque nos émissions de CO<sub>2</sub> augmenteraient de 32% entre 2005 et 2030, passant de 116 MT à 140 MT. La Belgique perdrait toute crédibilité sur la scène internationale, ou serait amenée à acheter massivement des crédits de pollution à l'étranger, de l'ordre de 1 à 2 G€ annuellement (45 MTCO<sub>2</sub> par an, à un prix de 20 à 40 €/TCO<sub>2</sub>) !

Bref, les **technologies classiques** de production d'électricité (centrales thermiques) ne sont clairement pas durables sans rupture technologique majeure. Les améliorations incrémentales du rendement des centrales classiques sont totalement insuffisantes pour répondre au défi climatique.

### *Les problèmes 'classiques' de la filière nucléaire sont toujours d'actualité*

Tout d'abord, le **risque d'un accident majeur**, quoique minime, est toujours une éventualité. Or les producteurs d'électricité nucléaire ne couvrent actuellement qu'une petite partie des dégâts potentiels d'un tel accident, comme le notait clairement la CREG<sup>24</sup> : « *Les évaluations réalisées par l'industrie des assurances révèlent que le montant des dégâts causés par un incident nucléaire majeur aux Etats-Unis se situerait entre 10 et 20 milliards de dollars*<sup>25</sup>. Actuellement, la législation belge, a fixé le dommage à charge des exploitants des unités nucléaires à un montant total approximatif de 442 millions d'euros. La communauté, et donc le contribuable, doit dès lors endosser une partie des coûts du risque nucléaire ».

Il y a ensuite la question de **l'approvisionnement en uranium**. L'Agence Internationale de l'Energie Atomique estime les réserves prouvées et raisonnablement exploitables (à 130 USD le kilo actuellement) à 3,3 MT. Les réserves 'spéculatives' (structures géologiques potentiellement favorables mais non encore explorées) sont de l'ordre de 10 MT. Certes, il faut s'attendre à ce qu'une partie de ces réserves 'spéculatives' soient réellement exploitées les prochaines décennies : d'une part, la mise sur le marché de quantités massives de matières fissiles issues de la réforme de l'arsenal nucléaire de la guerre froide touchera à sa fin d'ici 2015 ; d'autre part, la récente flambée des cours de l'uranium débouche sur la création de nombreuses start-up aux quatre coins du monde<sup>26</sup>. La consommation actuelle d'Uranium est de 67.000 T par an, ce qui laisse donc supposer que le monde dispose de 50 ans (réserves

---

<sup>24</sup> Source : CREG (2007), Etude relative au rapport préliminaire de la Commission Energie 2030

<sup>25</sup> Ce chiffre est un ordre de grandeur, pouvant être considéré comme une estimation basse pour un pays comme la Belgique, où le patrimoine total est évalué à 500 G€ A titre d'illustration, un accident nucléaire majeur à Tihange affecterait une grosse partie de la province de Liège, dont le patrimoine est d'environ 50 G€

<sup>26</sup> Source : Science et Vie n°1082, novembre 2007, p.135

prouvées), voire deux siècles de ressources d'uranium. Il s'agit en fait d'une vision naïve basée sur deux hypothèses qui ne tiennent pas la route :

- ❖ Du côté de l'offre, on suppose que l'ensemble des réserves seront mises en exploitation. Or, l'expérience récente montre que les prospections ne délivrent pas les résultats escomptés et que plusieurs mines connaissent des problèmes récurrents d'exploitation (inondation, etc.).<sup>27</sup>
- ❖ Du côté de la demande, on suppose qu'elle va rester constante, à savoir une consommation annuelle de 67.000 T. Or, la relance du programme nucléaire civil de nombreux pays (Finlande, UK, USA, etc.) impliquera une demande fortement accrue. A titre d'exemple, le scénario alternatif WEO 2006, basé en partie sur une extension du nucléaire mondial, prévoit une consommation annuelle de 100.000 T d'ici 2030. Or avec une telle consommation, on arriverait à peine à une contribution de 5% du nucléaire dans la consommation finale d'énergie !

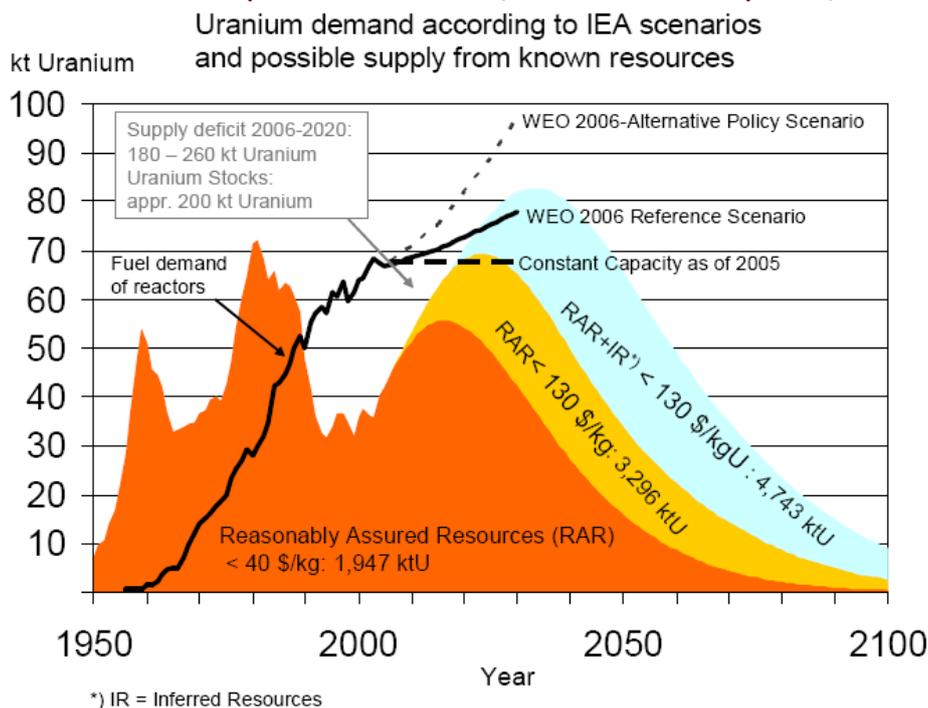
Selon une étude de l'Energy Watch Group<sup>28</sup>, il faut donc s'attendre à un **pic de production de l'uranium** se situant au pire en 2015, au mieux en 2035 (cf. graphique ci-dessous). Concrètement, cela signifie que la production serait diminuée de moitié environ 20 ans après la date du maximum. Les contraintes en matière d'approvisionnement se font d'ailleurs déjà sentir actuellement, puisque le prix de la matière brute ('yellow cake') a décuplé en 4 ans, passant de 22 à 249 USD le kilo.

---

<sup>27</sup> Source : [http://travail-chomage.site.voila.fr/energie/fin\\_uranium.htm](http://travail-chomage.site.voila.fr/energie/fin_uranium.htm)

<sup>28</sup> Source : Energy Watch Group (2006), Uranium Resources and Nuclear Energy

## Production possible d'uranium (milliers de tonnes par an)



RAR : Ressources raisonnablement assurées (Reasonably Assured Resources)

IR : Ressources supposées (Inferred Resources)

Source : "Uranium Resources and Nuclear Energy" du Energy Watch Group (2006-12)

La seule solution proposée par les scientifiques et industriels du nucléaire pour sortir de cette impasse est l'option du **recyclage du combustible**, permettant d'extraire 50 fois plus d'énergie d'un gramme d'uranium. Mais ceci nécessite alors de s'orienter vers la filière des réacteurs à neutron rapide encore hypothétique et de l'économie du plutonium avec les risques de prolifération que cela engendre.

Troisième problème épineux: la **gestion des déchets nucléaires**. Les déchets radioactifs sont issus majoritairement de l'industrie électro-nucléaire. Comme les autres déchets industriels, les déchets radioactifs se caractérisent par un degré et une durée de nocivité. Parmi l'ensemble des déchets de la filière, la gestion des déchets à vie longue (de l'ordre du million d'années de durée de nocivité) fait particulièrement débat. Les principales interrogations portent sur la quantité de ces déchets, la possibilité technique et économique de les gérer sur le très long terme et les fondements éthiques sous-jacents à une réflexion affectant plusieurs générations.

### *Le cycle du nucléaire est émetteur de CO2*

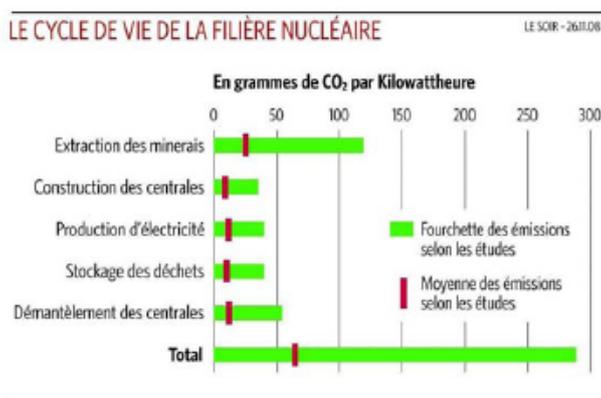
Une étude récente menée par Benjamin Sovacool chercheur à l'université de Singapour a réalisé une compilation de 103 études publiées sur la question des émissions de CO2 liées au cycle de vie de la filière nucléaire<sup>29</sup>. Ses conclusions sont sans appel : le kWh nucléaire émet en moyenne 66 grammes de CO2 par l'usage d'énergies fossiles tout au long de la filière. Les opérations d'extraction des minerais d

<sup>29</sup> Ne retenant que les publications versées dans le domaine public et récentes, le chercheur a dû éliminer pas moins de 81 recherches en raison de leur faiblesse méthodologique.

uranium, leur conditionnement et leur acheminement sont responsables de 38% des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur. Viennent ensuite le démantèlement des centrales (18%), l'activité des centrales (17%), le stockage des déchets (15%) et la construction des centrales (12%).

Même si pour l'auteur, les émissions restent largement inférieures aux centrales thermiques à base d'hydrocarbures (les centrales actuelles à charbon, au pétrole ou au gaz émettent de 443 à 1 050 g CO<sub>2</sub> par kWh), il relève que le cycle de vie du combustible nucléaire peut émettre dans certains cas jusqu'à 288 grammes de CO<sub>2</sub> par kWh, soit près de deux tiers des émissions du cycle de vie des centrales modernes gaz vapeur. Les émissions au kWh sont en tout cas plus élevées que celles liées aux filières d'énergie renouvelable. A titre d'illustration, la filière du solaire photovoltaïque émet sur son cycle de vie de l'ordre de 30g CO<sub>2</sub> par kWh produit.

**Figure : émissions de CO<sub>2</sub> par kWh liées à différentes étapes du cycle de vie du nucléaire**



Source : Le Soir, 26-11-2008

## 1.4. L'impasse climatique

### *Au niveau belge*

Les défis qui attendent la Belgique en matière de changements climatiques sont énormes. Il est utile de rappeler les ordres de grandeur de **nos objectifs à court, moyen et long termes** :

- ❖ À court terme, il s'agit de respecter les engagements que nous avons pris dans le cadre du protocole de Kyoto et du partage de l'objectif au sein de l'UE, soit -7,5% de nos émissions de GES en moyenne sur la période 2008-2012 par rapport à nos émissions de 1990.
- ❖ À moyen terme, c'est-à-dire d'ici 2020, la Belgique devra s'engager très probablement dans le cadre de la proposition de la Commission européenne sur le partage de l'objectif européen (au minimum -20% pour l'UE), à savoir -15% d'émissions de GES par rapport à 2005. Toutefois, toute mesure mise en œuvre devra nécessairement tenir compte de l'objectif à long terme sous peine d'inutilité.
- ❖ À long terme, c'est-à-dire d'ici 2050, il s'agira de trouver les moyens pour aboutir à des réductions encore plus substantielles. Selon l'IPCC, pour parvenir à stabiliser le réchauffement autour de 2°C au-dessus de la période pré-industrielle qui est un niveau acceptable, il faudra que les émissions

mondiales de GES soient réduites de 50 à 85%. Étant donné la marge qu'il faudra laisser pour la croissance des pays en voie de développement, c'est donc au minimum d'un facteur 4, voire d'un facteur 10 qu'il faudra baisser nos émissions !

Or on peut regretter qu'à l'heure actuelle, et malgré les nombreux discours volontaristes, **la Belgique est loin d'être sur la bonne voie**. Certes, les prévisions du Bureau fédéral du Plan<sup>30</sup> montrent que les émissions globales de GES se stabiliseront sur la période 2008-2012 à une valeur moyenne de 135,7 Mt CO<sub>2</sub>-éq., soit à un million de tonnes de l'objectif assigné à la Belgique (134,8 Mt CO<sub>2</sub>-éq.). Mais la véritable inquiétude résulte dans la **faiblesse de solutions structurelles**, c'est-à-dire qui pourront produire leurs effets au-delà de 2012. Le BfP note en effet que « *Ce résultat (ndlr : la stabilisation des émissions) s'explique par une augmentation modérée de la consommation d'énergie, combinée à d'importants glissements dans la structure de consommation par produit énergétique, ainsi que par une baisse des émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O. Par contre, les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine non énergétique et de gaz fluorés seraient en hausse en projection* »<sup>31</sup>.

Si la Belgique prolonge cette politique de 'changements à la marge', nos émissions de CO<sub>2</sub> augmenteront de 32% entre 2005 et 2030, passant de 116 MT à 140 MT<sup>32</sup>. Même le scénario volontariste avec 'mesures additionnelles', proposé par le Bureau fédéral du Plan et dans lequel des mesures ambitieuses d'efficacité énergétique sont mises en œuvre, permet tout juste de stabiliser les émissions de CO<sub>2</sub> énergétiques entre 1990 et 2030<sup>33</sup>. Bref, on se trouve loin, très loin des engagements qui nous seront assignés à cet horizon...

### ***Au niveau mondial***

Au niveau mondial, **la même impasse est prévisible** si l'on se contente de mesures, certes volontaristes, mais qui cadrent dans le même paradigme technico-sociologique qu'actuellement. Les dernières perspectives énergétiques de l'AIE<sup>34</sup> prévoient, dans le scénario de référence, une forte augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> au niveau mondial entre 2005 et 2030 : 40 Gt émis annuellement à cette date, ce qui mènerait le monde à une catastrophe climatique (jusqu'à +6°C), alors que le scénario +2°C exige une diminution des émissions annuelles à 25 Gt CO<sub>2</sub>. Le prix à payer, selon l'AIE, est de 180 USD la tonne CO<sub>2</sub>. Les principales préoccupations de l'Agence concernent notamment l'émergence de combustibles alternatifs à base de ressources pétrolières non conventionnelles comme le sable bitumineux ou les combustibles issus de la synthèse chimique à partir du charbon (*Coal to Liquids*) : ces nouvelles sources sont particulièrement gourmandes en énergie et émettent davantage de gaz à effet de serre tout au long du cycle de vie du combustible<sup>35</sup>.

---

<sup>30</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2008), Perspectives économiques 2008-2013

<sup>31</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2007), Perspectives économiques 2007-2012

<sup>32</sup> Source : Commission Energy 2030 (2007), Rapport définitif

<sup>33</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2007), Planning Paper 102

<sup>34</sup> Source : International Energy Agency (2008), World Energy Outlook 2008, Résumé

<sup>35</sup> Alors que le raffinage du pétrole conventionnel est à l'origine de 5 à 10% des émissions de CO<sub>2</sub> par litre d'essence, le procédé pour fabriquer des 'synfuels' émet 150% des émissions de CO<sub>2</sub>, soit plus que lors de l'utilisation du combustible (source : C. Philibert, AIE, lors d'une discussion libre).

Le scénario de **politiques alternatives** s'avère moins catastrophique, mais reste très problématique avec une augmentation de 27% des émissions sur la même période. Ce scénario se base sur différentes mesures, principalement une utilisation plus rationnelle des combustibles fossiles dans l'industrie, les bâtiments et les transports, à l'augmentation de la part relative de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables, ainsi qu'à la généralisation du recours à la technologie de captation et de stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) dans la production d'électricité et l'industrie. Même en escomptant sur une baisse des émissions mondiales après 2030, ce scénario « alternatif » provoquerait une hausse de la température moyenne d'environ 3°C au-dessus des niveaux pré-industriels, soit bien au-delà de l'objectif européen de 2°C. Le GIEC estime que pour atteindre un niveau de stabilisation du climat à environ 2,4°C (correspondant à une concentration à l'équilibre de 450 ppmv CO<sub>2</sub>-éq.), il faut que les émissions mondiales atteignent un pic en 2015 pour ensuite diminuer de 50 à 85% d'ici 2050. Cet objectif nécessite une véritable révolution énergétique qui va bien au-delà des mesures proposées dans le scénario alternatif de l'AIE. Le potentiel du nucléaire en tant que piste de solution s'est encore amoindri dans le WEO 2008 (9% de l'effort à réaliser, contre 54% provenant de l'efficacité énergétique et 23% des renouvelables).

## **1.5. Les autres impasses liées à notre modèle énergétique**

### *Le pic des ressources d'hydrocarbures*

Les combustibles fossiles ne sont pas renouvelables et les réserves globales sont limitées. La question qui se pose donc, dans un contexte d'expansion de la demande mondiale, n'est pas si ces ressources vont s'épuiser, mais bien quand elles s'épuiseront. Le pétrole brut pose particulièrement la question de la rareté. Actuellement, le monde consomme 85 millions de barils de pétrole par jour (4,2 GTEP par an). Si la crise économique actuelle s'avère transitoire, l'Agence Internationale de l'Energie estime que la demande de pétrole pourrait s'élever à 130 millions de barils par jour en 2030 ( 6,5 GTEP par an)!

Les sources et les études concernant les **réserves pétrolières** sont complexes et sujettes à controverse, mais plusieurs d'entre elles, réputées 'sérieuses', indiquent que le pic de production pourrait être atteint entre 2015 et 2025<sup>36</sup>. À partir de ce moment, la production déclinera inexorablement alors que la demande continuera à croître, avec à la clé une explosion des prix et des tensions géopolitiques. Il est intéressant de constater que la crise imminente de l'approvisionnement en pétrole n'est plus du seul apanage des géologues de l'ASPO<sup>37</sup>. Récemment, le Conseil national du pétrole américain, organe consultatif du gouvernement comptant notamment l'ancien CEO d'ExxonMobil Lee R. Raymond, a présenté un projet de rapport<sup>38</sup> brisant le discours habituel selon lequel les avancées technologiques et les nouvelles découvertes seront suffisantes pour couvrir la demande en croissance. De plus, aucun « supergéant » n'a

---

<sup>36</sup> Source : IEA (2004): *World energy outlook 2004*, Paris; Federal Ministry of Economics and Labour (2002): *Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2002*. Berlin; Cambell, C.J. (ed.) (2003): *The Essence of Oil and Gas Depletion*. Brentwood: MultiScience Publishing Group.

<sup>37</sup> Association pour l'étude des pics de production de pétrole et de gaz naturel, créée en 2000 par un consultant international dans le domaine énergétique et vice-président de Fina, C. Campbell.

<sup>38</sup> Source: NPC (2007), *Facing the hard truths about energy*, cite dans EurActiv.com, 19 juillet 2007

récemment été découvert. Le cas de l'Arabie Saoudite est particulièrement préoccupant : sur base d'une analyse fouillée de centaines de documents provenant de Saudi Aramco, M. Simmons<sup>39</sup> prétend qu'elle serait proche de son niveau maximum de production. Quand on sait que la plupart des économies mondiales dépendent d'une augmentation à venir de la production arabe...

L'AIE a également publié un récent rapport<sup>40</sup> sur les perspectives à moyen terme du marché pétrolier, rompant avec ses certitudes habituelles. L'Agence estime que d'ici 2012, le monde ferait face à une **crise de l'approvisionnement du pétrole** car la croissance de la production des pays non membres de l'OPEP ne suit pas la demande et les approvisionnements sont proches de leur niveau maximum (cf. figure ci-dessous). Pour ces pays non membres de l'OPEP, toute augmentation de l'offre proviendra à l'avenir des gaz liquides, des biocarburants et de charbon liquéfié (notamment en Chine). L'Agence révisé également à la baisse la fameuse capacité de réserve des pays de l'OPEP ('Call on OPEC'), avec un net déclin prévu pour 2009. Or ces fameuses 'réserves' étaient traditionnellement à la base des prévisions optimistes de l'AIE et de l'US Geological Survey, en ce qu'elles considèrent que les pays de l'OPEP auront toujours les capacités pour fournir le déficit entre l'offre et la demande. Or les informations fournies par les entreprises pétrolières et les pays producteurs ne sont pas toujours fiables : les 'major' revoient souvent leurs chiffres à la baisse, quant aux pays producteurs faisant partie de l'OPEP, certains surestiment leurs réserves pétrolières afin de maintenir leur quota de production.

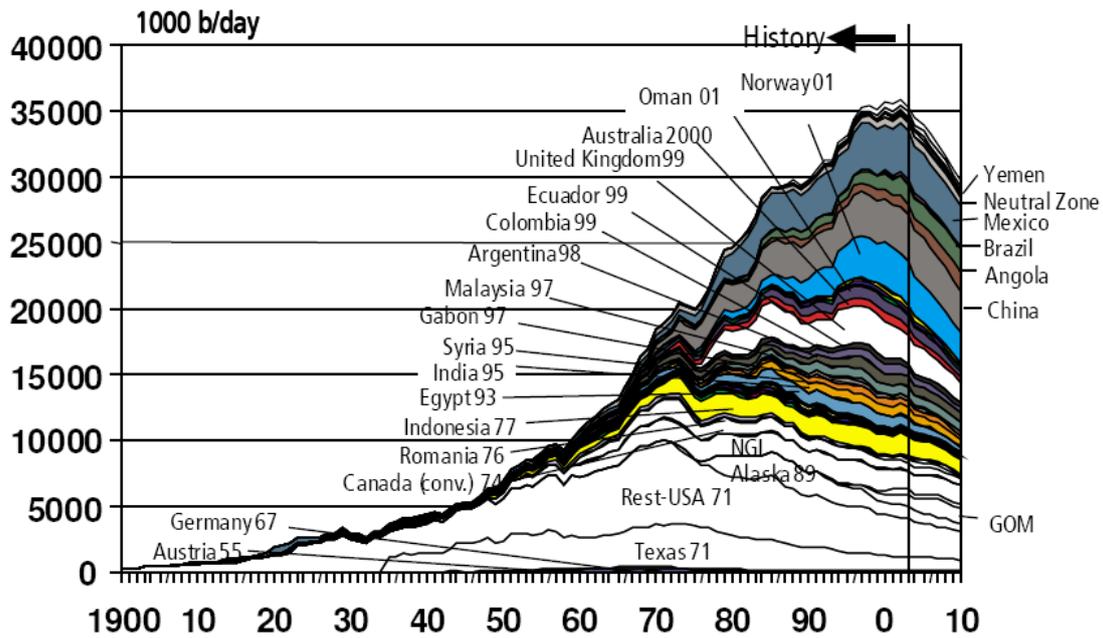
Enfin, dans son World Energy Outlook 2008, l'AIE tire une nouvelle fois la sonnette d'alarme : s'appuyant sur une **étude de grande ampleur couvrant les 800 plus grands gisements pétrolifères du monde**, l'agence constate un déclin plus rapide que prévu des champs existants. Même en posant l'hypothèse d'une croissance nulle de la demande mondiale, il faudra trouver l'équivalent de 45 M barils/jour de nouveaux gisements d'ici 2030, soit l'équivalent de 4 Arabie Saoudite ! Et contrairement aux décennies précédentes, vient s'ajouter un nouveau défi : la montée en puissance des compagnies pétrolières nationales aux dépens des 'Big Oil', puisque 80% des nouvelles productions devra provenir d'elles.

---

<sup>39</sup> Source: Mathew R. Simmons (2005), Thwillight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy

<sup>40</sup> Source: IEA (2007), Medium-Term Oil Market Report

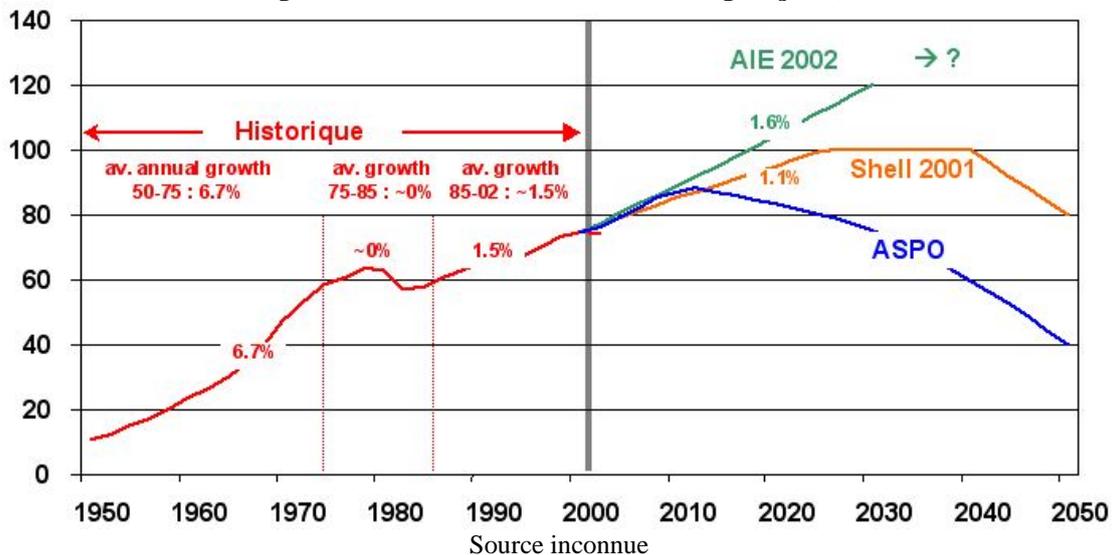
**Figure : Pic pétrolier déjà atteint pour les pays non membres de l'OPEP**



Source: Industry database, 2003 (IHS 2003)  
OGJ, 9 Feb 2004 (Jan-Nov 2003)

Source : Wikipedia.Org, version anglaise

**Figure : Pic pétrolier mondial, estimations de diverses sources (production en millions de barils par jour)**



En Belgique, un Comité « Pic du Pétrole » composé de Scientifiques de l'Université Mons-Hainaut ([www.aspo.be](http://www.aspo.be)) a récemment tiré la sonnette d'alarme : s'appuyant sur une étude du Département de l'Energie américain, il estime qu'un pays doit se préparer 20 ans avant l'arrivée du Pic si l'on veut éviter les conséquences désastreuses.

La question est d'autant plus aiguë que les réserves prouvées de pétrole sont inégalement distribuées sur notre planète. La région du Golfe Persique concentre ainsi environ 60% des réserves mondiales prouvées. Or cette concentration d'hydrocarbures engendre les convoitises des pays gourmands de l'or noir et les conflits y sont persistants. La sécurité d'approvisionnement est donc menacée à terme, à mesure que notre dépendance énergétique ira croissant<sup>41</sup>.

### *Les questions éthiques*

L'Histoire n'est pas tendre envers les pays riches en hydrocarbures. La question cruciale qui a déterminé et détermine encore l'avenir des peuples habitant ces territoires est simple : la démocratie a-t-elle émergé avant la découverte des gisements ? Les Etats-Unis, la Norvège, l'Angleterre ou encore les Pays-Bas ont pu tirer profit de la richesse de leur sous-sol au bénéfice de leur nation, car les institutions démocratiques étaient déjà en place et la stabilité politique de ces pays permettaient une bonne utilisation des recettes dégagées.

La situation est évidemment tout autre pour les pays où la démocratie était balbutiante ou là où la dictature ronge l'épanouissement des peuples. L'expérience montre même qu'une fois les ressources découvertes, il devient difficile pour un pays de s'orienter vers une démocratie réelle. L'or noir devient alors une proie attirant nombre de prédateurs, qui des multinationales sans vergogne, qui des Etats assoiffés de combustibles. Le tunnel semble alors interminable pour de millions de gens...

En continuant notre modèle de consommation d'hydrocarbures, nous sommes complices du maintien ou de l'essor de ces régimes déshumanisants. Nous soutenons, à l'insu de notre plein gré, les actions guerrières et prédatrices d'acteurs qui répondent à la demande.

Enfin, l'explosion des prix des hydrocarbures découlant d'une demande en croissance met également à mal le développement des pays pauvres. Ceux-ci suivent en général le même modèle de développement que le modèle occidental, basé sur une utilisation majoritaire d'hydrocarbures pour la fourniture d'énergie et de transport. Toute tension sur le marché pétrolier est ressentie ainsi beaucoup plus durement dans ces pays, car la part des importations pétrolières dans leur produit intérieur brut est plus élevée. C'est tout leur système socio-économique qui s'en retrouve exsangue.

---

<sup>41</sup> CEC Commission of the European Communities (2000a): *Green Paper: Towards a European Strategy for security of energy supply*. COM (2000) 769 final, Brussels.

## 2. Les opportunités pour un changement de cap

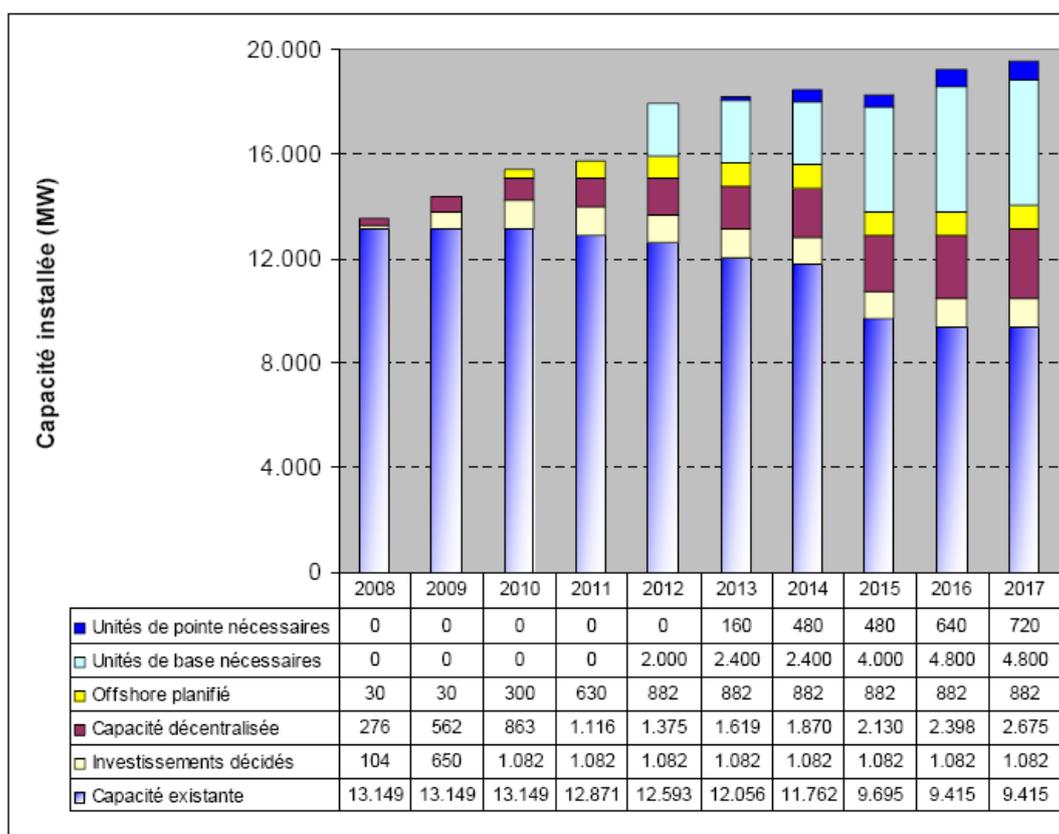
### 2.1. Des investissements colossaux à réaliser dans les 15 prochaines années

*Des chiffres interpellants de la CREG : nécessité d'une capacité de production supplémentaire de 5.000 MW électrique dans les 10 prochaines années*

Depuis quelques mois, plusieurs études étudiant l'offre et la demande d'électricité attirent l'attention sur de possibles **problèmes de sécurité d'approvisionnement** pour la Belgique. La CREG a décidé, fin 2007 et de sa propre initiative, de réaliser une étude relative à la sous-capacité de production d'électricité en Belgique. L'objectif de l'étude est de déterminer les capacités de production d'électricité additionnelles à investir en Belgique pour couvrir la demande belge pendant la période 2008-2017 avec un niveau de risque déterminé. Afin de simplifier, le modèle a considéré deux types d'investissement possibles : des centrales TGV de 400 MW (fonctionnement de base) et des turbines à gaz de 80 MW (fonctionnement en pointe).

Les résultats de cette étude sont clairs dans le graphique ci-dessous qui montre simultanément : (i) le total de la capacité installée nécessaire pour couvrir la demande (près de 20 GW en 2017, contre 13 aujourd'hui) ; (ii) l'évolution de la capacité existante. La régression de la capacité existante est due à la mise hors service des unités thermiques obsolètes (toute la période) et au phasing out des unités nucléaires (3 unités en 2015).; (iii) la part des investissements déjà décidés et de l'électricité verte (variante 'objectifs régionaux' de l'étude ICEDD-VITO) ; (iv) les nécessaires investissements (en base et en pointe) pour avoir un niveau acceptable de risque d'approvisionnement.

**Figure : Evolution des capacités installées et à installer pour la production d'électricité en Belgique, afin de répondre à la demande à venir**



**Figure 7 - Evolution des capacités installées dans le scénario principal**

Source : CREG (2007), Etude sur la sous-capacité de production d'électricité en Belgique

Il ressort de cette étude les résultats principaux suivants :

- ❖ La **capacité totale nécessaire** nécessite une croissance beaucoup plus importante (+50%) que l'augmentation de la demande d'électricité (+10%). Ceci est dû à deux facteurs : (i) le rattrapage nécessaire d'un niveau de sécurité acceptable (16 heures par an maximum de défaillance), (ii) à niveau de consommation égale, une plus grande capacité nécessaire de la production décentralisée par rapport à la production centralisée (car nombre d'heures de production moindre sur une année).
- ❖ De **2008 à 2011**, aucun investissement additionnel n'est prévu. Pourtant, la situation sera critique puisque la Belgique sera clairement en situation de sous-capacité (délais de 4 ans minimum entre la décision et la mise en route d'une centrale TGV).
- ❖ Au total, **les investissements nécessaires** pour respecter le critère de fiabilité d'ici 2017 sont de 4.800 MW en base et 720 MW en pointe, ou encore 12 centrales TGV et 9 centrales TAG. En termes financiers, il faut donc compter sur des investissements d'environ **3-4 G€ dans les 10 ans**.

Cette pénurie et les nécessaires investissements pour y faire face ne sont pas spécifiques à la Belgique. Une récente étude publiée par Platts répertorie, rien que pour 7 pays **d'Europe de l'ouest**, des projets d'investissement en unités de production pour une capacité de 114.000 MW lors de la période 2006-2011. Face à

une telle explosion, des doutes subsistent quant à la capacité de l'industrie des biens d'équipement de répondre à une telle demande. La preuve : ces deux dernières années, les prix des unités de production d'électricité classiques (TGV, charbon) ont augmenté de 40% ! Bref, il est utopique et hautement déraisonnable de compter sur les importations futures pour combler notre déficit de production.

### ***La performance énergétique des bâtiments : un enjeu majeur, des systèmes de chauffage à repenser***

La directive européenne 2002/91/CE vise à améliorer la **performance énergétique des bâtiments (PEB)** afin de contribuer à la maîtrise des besoins énergétiques des secteurs tertiaire et domestique qui ne cessent de croître (surtout le chauffage, l'éclairage, la climatisation). Le champ d'application de cette directive est très large, puisqu'il s'étend à tous les types de bâtiments sauf dérogation.

La PEB est définie comme une quantité d'énergie effectivement consommée ou estimée. Elle doit tenir compte d'une série d'éléments tels que l'isolation thermique, les installations de chauffage et de climatisation, la production d'eau chaude, la ventilation, l'éclairage, le recours à des sources d'énergie renouvelables et la conception du bâtiment. Elle doit également prendre en compte l'implantation et l'orientation des bâtiments. Les deux mesures phares de cette directive sont l'application d'exigences minimales en matière de PEB pour les bâtiments neufs et les bâtiments existants de plus de 1000 m<sup>2</sup>, ainsi que l'introduction de la certification énergétique des bâtiments.

En Région wallonne, le logement représentait environ 24% de la consommation finale d'énergie et le secteur tertiaire 7%. Globalement la consommation énergétique finale du secteur résidentiel a augmenté de 13% entre 1990 et 2000. Il est étonnant que le gouvernement wallon, lors de la transposition de la directive, ait décidé de maintenir un niveau d'exigence d'isolation totalement dépassé (K55) par rapport aux techniques actuelles et aux défis futurs. La norme d'ici 2011, à savoir 13 litres de mazout par m<sup>2</sup> par an, est encore loin en-deca de l'état des meilleures techniques disponibles actuellement sans surcoût important, à savoir 3 litres de mazout/m<sup>2</sup>/an. Mais plus fondamentalement, la performance énergétique des bâtiments n'est pas seulement une question de qualité de l'isolation thermique, il s'agit aussi de **l'efficacité énergétique du système de chauffage** et de la production d'eau chaude sanitaire.

Actuellement, le **chauffage central** a largement détrôné les corps de chauffe individuels. En Belgique, le chauffage central est maintenant implanté dans plus de 70% des habitations privées<sup>42</sup>. Le mazout et le gaz naturel sont les deux combustibles qui dominent l'approvisionnement énergétique des logements. L'électricité, malgré son rendement désastreux pour le chauffage, reste un vecteur non négligeable et n'a pas réellement diminué ces dernières années. L'utilisation de gaz naturel comme principale source d'énergie pour le chauffage est nettement plus importante dans la Région de Bruxelles-Capitale que dans le reste du pays. En Flandre, on opte plus souvent pour l'électricité. En Wallonie, l'utilisation du mazout, du charbon, du bois et du gaz (butane ou propane) est plus répandue que dans les autres Régions.

---

<sup>42</sup> Source : INS (2001), Enquête socio-économique

**Figure : Nombre d'habitations privées occupées, selon le combustible ou la source d'énergie principalement utilisés pour le chauffage en Belgique**

	1991	1991	2001	2001	évolution 1991-2001
	en chiffres absolus	en %	en chiffres absolus	en %	en %
mazout	1575050	42	1726675	42	10
charbon	368058	10	111224	3	-70
gaz naturel et gaz de ville	1403415	37	1761248	43	25
butane ou propane	78918	2	57349	1	-27
électricité	230555	6	286636	7	24
bois	52777	1	54273	1	3

Source : INS, Enquêtes 1991 en 2001, Tableau T 00.43 A, figurant dans l'avis du CCE n°2006-422

En Belgique, **le taux de raccordement au réseau de gaz naturel** s'élève déjà à plus de 80%. Au total, la Belgique compte 820 000 logements qui ne sont pas situés le long du réseau de distribution. Des 3.510.000 logements situés le long du réseau de distribution, plus de 2,5 millions sont raccordés (près d'un million de logements ne le sont pas). Etendre le réseau semble une solution moins durable et moins rationnelle que d'optimiser les réseaux en raccordant les logements qui peuvent l'être.

Retenons de ce chapitre que vu les défis énergétiques et climatiques, le secteur du logement sera de plus en plus amené à améliorer sa performance énergétique globale. Vu le taux de renouvellement relativement lent du parc de logement (de l'ordre de 1% par an), et même si nous prônons un renouvellement plus rapide (par démolition-reconstruction) afin de mettre en œuvre au plus vite des bâtiments thermo-efficaces, il est essentiel de planifier dès maintenant un vaste programme de rénovation énergétique des logements. Ce programme doit aussi bien toucher l'isolation des bâtiments que leur mode de chauffage. Si pour les nouvelles constructions les normes d'isolation peuvent être fixées ambitieusement (maisons passives ou à basse consommation d'énergie), **pour le bâti existant** et particulièrement là où les contraintes notamment urbanistiques sont plus fortes (par exemple en milieu urbain), la contribution majeure proviendra du système de chauffage.

### ***Un objectif de 13% d'énergies renouvelables d'ici 2020***

Les **chefs d'Etat européens** se sont mis d'accord en décembre 2008 pour que 20% de la consommation d'énergie finale proviennent de sources d'énergies renouvelables (SER) d'ici 2020, soit une augmentation de 11,5% par rapport à la situation actuelle. Outre leur contribution à la diminution des gaz à effet de serre, ils ont estimé que les énergies renouvelables étaient un élément important face à l'enjeu de l'indépendance énergétique de l'Europe.

Dans le cadre du partage de cet objectif commun entre les différents Etats membres, la **Belgique** s'est vu assignée un objectif contraignant de **13% de SER dans la consommation énergétique finale** d'ici 2020, soit une augmentation très forte par rapport à notre niveau actuel où moins de 2% de notre énergie provient de SER. Le

système proposé par la Commission, outre la répartition de l'objectif entre Etats membres, contient trois éléments majeurs :

- ❖ La **chaleur** et le froid à partir d'énergies renouvelables sont reconnues et peuvent bénéficier de mécanismes de soutien à l'instar de ce qui existe déjà pour l'électricité renouvelable ;
- ❖ Un système **d'échange de certificats** de garantie d'origine est proposé aux Etats membres, afin de combler l'éventuel écart par rapport à l'objectif qui leur est assigné par des achats virtuels d'énergie verte dans d'autres pays européens.
- ❖ Les **carburants alternatifs** (agro-carburants, biocarburants de seconde génération, électricité et hydrogène) doivent représenter de manière obligatoire dans tous les Etats membres 10% de l'ensemble des carburants vendus sur leur territoire. Un système de certification de la provenance des matières premières ainsi que des critères environnementaux sont prévus.

La responsabilité de la Belgique et des régions sera donc clairement engagée dans les moyens qui seront affectés pour parvenir à cet objectif de 13% de SER. Selon nous, il sera nécessaire d'envisager plusieurs critères :

- ❖ Faire en sorte que les investissements soient réalisés en Belgique (en Wallonie) plutôt que de recourir à l'achat de certificats étrangers en fin de période, faute d'une attitude volontariste ;
- ❖ Orienter les moyens de soutien vers les filières qui ont le meilleur rapport coût-efficacité. À ce titre, il s'agira de réorienter la concentration actuelle des moyens de l'électricité et aux biocarburants vers la chaleur verte (cf. l'ensemble de ce dossier).
- ❖ Développer des filières où la plus grande partie de la valeur ajoutée est créée en Belgique (en Wallonie). Un contre-exemple de l'application de ce critère est l'essor de l'énergie éolienne, où la valeur ajoutée créée en Belgique se résume à l'installation et à l'entretien des éoliennes puisque la conception, le montage et les marges de la vente sont réalisés à l'étranger.

En tout état de cause, ce seront des milliards d'euros d'investissement qui devront être réalisés d'ici 2020 d'où la nécessité d'une réflexion approfondie sur l'allocation des ressources rares (financières, humaines, techniques). Il serait dommage que la Belgique passe à côté des 100 G USD d'investissement annuel prévu au niveau mondial dans le secteur des énergies renouvelables d'ici 2030<sup>43</sup>. Déjà en 2007, 50 G USD ont été investis dans des actifs de production d'énergie renouvelable<sup>44</sup> !

## **2.2. Des technologies d'énergie renouvelable au point et applicables à grande échelle**

*Un potentiel énorme, tant sur le plan technique qu'économique*

Une question fréquemment posée concerne le potentiel des énergies renouvelables en comparaison avec la demande actuelle et future d'énergie. D'emblée, et afin de

---

<sup>43</sup> Source : récents rapports de l'IPCC et de l'AIE, cités dans REN21 (2007), Renewable Energy Potentials

<sup>44</sup> Source : REN21 (2007), Renewables Global Status Report 2007

clarifier la signification des chiffres, nous proposons de distinguer **quatre types de potentiel** : le potentiel théorique, le potentiel technique, le potentiel économique et le potentiel de marché. Le potentiel théorique est celui qu'il est possible d'atteindre selon les principes de la thermo-dynamique et en tenant compte de l'énergie totale reçue par la planète terre et des évolutions attendues de la recherche et développement. Le potentiel technique est celui qu'il est possible d'atteindre en mettant en œuvre les techniques actuelles de production d'énergie renouvelable, sans tenir compte du coût de celles-ci mais en tenant compte des contraintes de ressources et de rendement. Le potentiel économique est le potentiel technique qui est macro-économiquement réalisable, c'est-à-dire celui dont la mise en œuvre serait optimale au niveau du bien-être de la société (en tenant compte des coûts internes, externes et des effets retour sur l'économie). Enfin, le potentiel de marché est limité au déploiement des techniques dont le taux de retour sur investissement pour un opérateur micro-économique est inférieur à 4-5 ans. Dans la suite de ce chapitre seront surtout évoqués les potentiels technique et économique.

**L'échelle géographique** à laquelle on fait référence est le second critère de distinction à apporter lorsque l'on traite des potentiels d'énergie renouvelable : s'agit-il d'un potentiel mondial, d'un potentiel européen ou d'un potentiel belge (ou wallon) ? Selon nous, il va de soi de partir du potentiel mondial pour progressivement aller vers les niveaux européen, national et régional. Connaître, ou tout au moins estimer le potentiel mondial est un préalable indispensable à toute politique nationale de déploiement des SER qui se caractérisent par des ressources rares à affecter à des moyens multiples, par exemple la biomasse. Toutefois, il nous paraît erroné de limiter a priori le potentiel d'un pays comme la Belgique aux ressources qui y sont présentes. Au même titre que l'ensemble des autres secteurs d'activité (de l'industrie lourde au chocolat !), les matières premières nécessaires à la production d'énergies renouvelables peuvent être importées si du moins elles respectent les normes internationales. Cette importation doit pouvoir être prise en compte dans l'estimation d'un potentiel national, ce qui n'est malheureusement pas le cas dans la plupart des études qui réalisent des projections sur l'approvisionnement énergétique<sup>45</sup>.

Le Secrétariat de la coalition de Johannesburg pour les énergies renouvelables, basé en Allemagne et surnommé REN21, réalise une étude sur le potentiel des énergies renouvelables au niveau mondial, dans le cadre du suivi du G8 de Gleneagles consacré à l'énergie et au climat. Un rapport intermédiaire de septembre 2007<sup>46</sup> livre des résultats intéressants. Le potentiel technique des énergies renouvelables est énorme : il dépasse largement la consommation mondiale d'énergie actuelle. C'est particulièrement vrai pour **la production d'électricité** ; alors que la demande mondiale actuelle s'élève à 113-167 Exajoule<sup>47</sup> (2,7 à 4 Gtep), les sources d'énergie renouvelable (notamment les technologies de captation solaire dans les pays ensoleillés) pourraient à l'horizon 2050 en produire 10 fois plus !

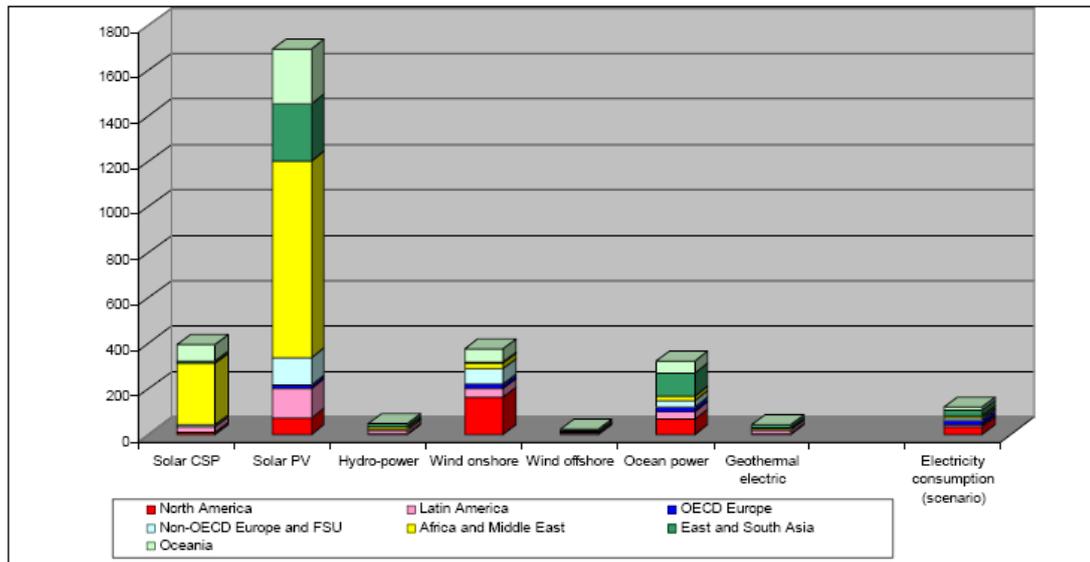
---

<sup>45</sup> Voir par exemple les perspectives énergétiques du Bureau fédéral du Plan ou le rapport final de la Commission Energie 2030.

<sup>46</sup> Source: REN21 (2007), *Renewable Energy Potentials*, Intermediate Report to the 3<sup>rd</sup> Ministerial Meeting of the Gleneagles Dialogue, Berlin

<sup>47</sup> Source : IEA (2006), *Energy Technology Perspectives*, OECD/IEA Paris

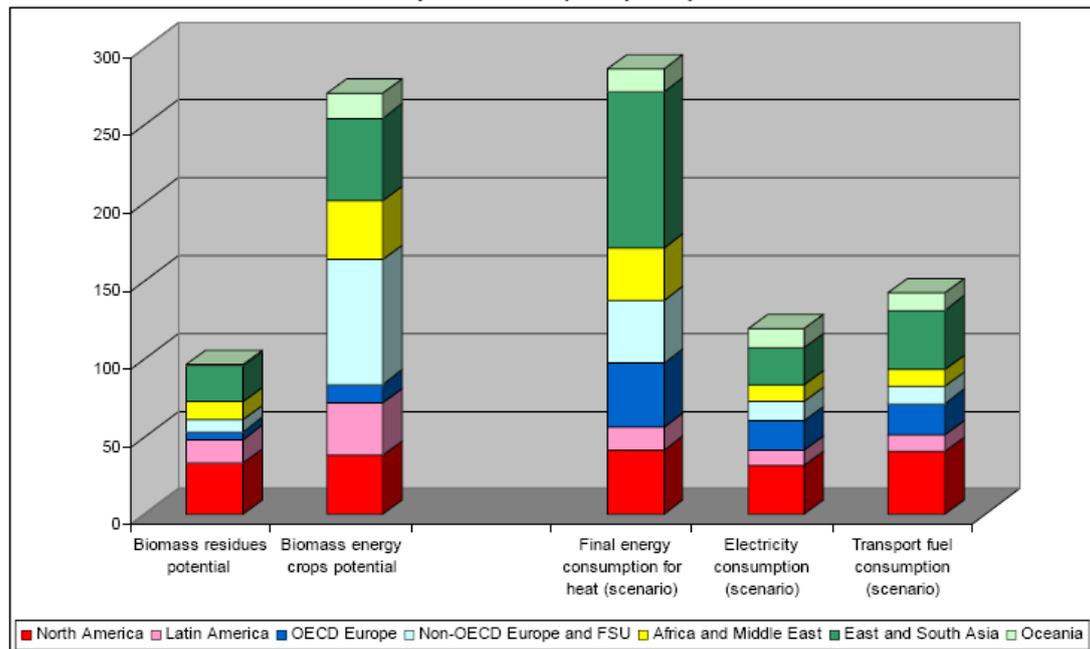
Figure 1 – Technical Potential for RE Power Generation and Electricity Markets by 2050 (ExaJoule per year)



Source : REN21 (2007), Renewable Energy Potentials

Quant à la **biomasse-énergie**, REN21 estime qu'elle pourrait couvrir une grande part de la consommation énergétique mondiale d'ici 2050, et ce même si on soustrait l'utilisation du sol et la biomasse nécessaire à la production alimentaire. Le graphique ci-dessous est très marquant à cet égard. Le potentiel énergétique des résidus de la biomasse serait d'environ 2,1 Gtep, celui des cultures énergétiques de 6,2 Gtep. Si l'on y ajoute le potentiel technique énorme de la géothermie (estimé à 20 fois la consommation actuelle) et du solaire, la demande de chaleur pourrait être facilement couverte en se passant des énergies fossiles.

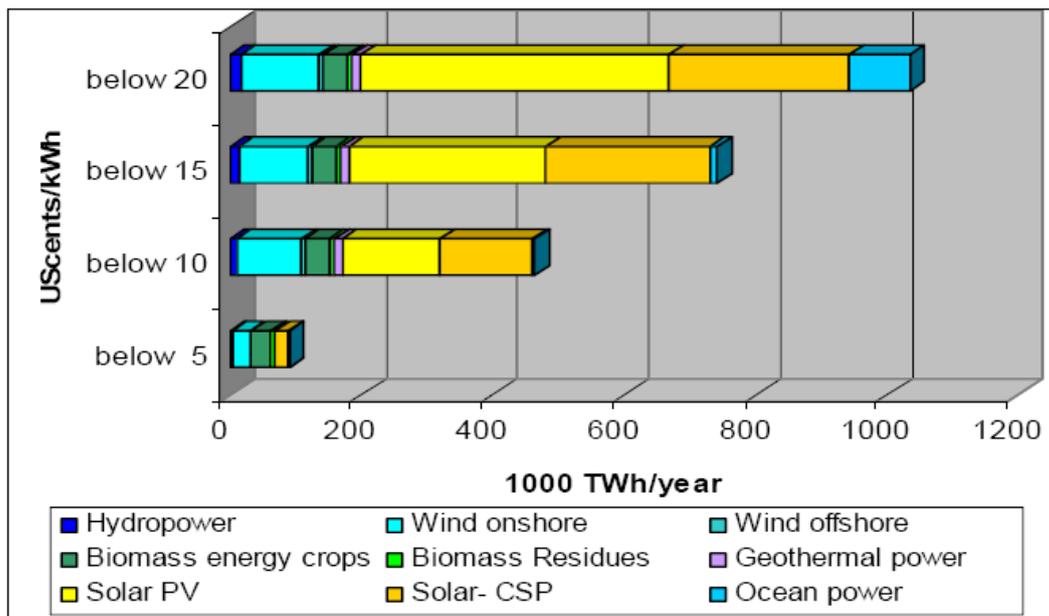
Figure 2 – Technical Bioenergy Potential and Energy Markets 2050 (ExaJoule per year)



Source : REN21 (2007), Renewable Energy Potentials

Bref, techniquement le potentiel des énergies renouvelables est assuré pour la production d'électricité et de chaleur. Mais qu'en est-il du potentiel économique, en intégrant donc la question des coûts ? Là encore, les estimations réalisées par REN21 semblent optimistes. En matière de production d'électricité, les technologies actuelles et à venir permettent de produire près de 500.000 TWh (6,2 Gtep) par an à un coût inférieur à 10 UScents/kWh, près d'un million TWh (12,4 Gtep) à un coût inférieur à 20 UScents/kWh.

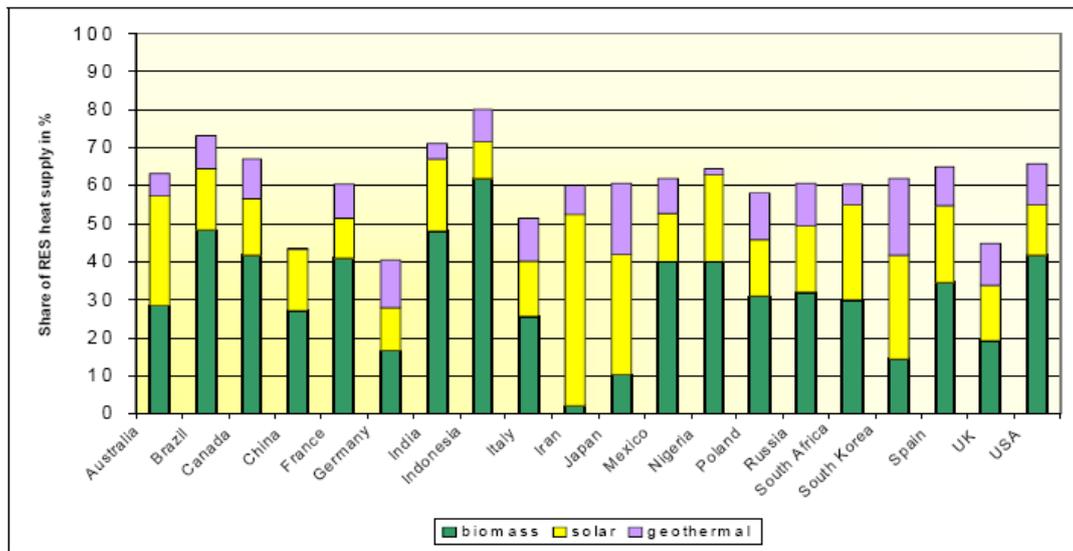
Figure 3 – Potential for RE Power Generation below Cost Benchmarks



Source : REN21 (2007), Renewable Energy Potentials

En conclusion, et après avoir interrogé de nombreux experts représentant les économies majeures dans le monde, REN21 estime que le **potentiel économique** des énergies renouvelables d'ici 2050 permettra d'atteindre environ 80% de la consommation d'électricité, 60% de la consommation en chaleur et 15% des besoins en transport. À titre d'exemple, le graphique ci-dessous montre les parts attendues des énergies renouvelables (principalement la biomasse) dans la production de chaleur. Concernant cette dernière, les experts internationaux insistent pour viser un rendement maximal, notamment en promouvant la cogénération.

Figure 5 – Deployment Potential of Renewable Energy in Heat Supply in Large Economies by 2050



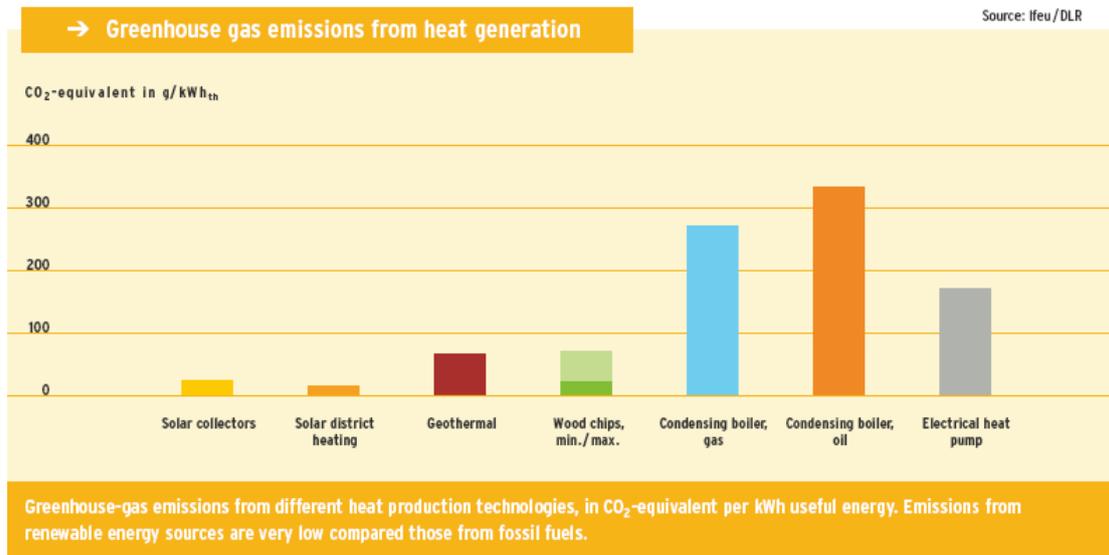
Source : REN21 (2007), Renewable Energy Potentials

***Des avantages environnementaux évidents par rapport aux combustibles fossiles***

Les énergies renouvelables présentent le gros avantage d’être **inépuisables** puisqu’elles se régénèrent continuellement (soleil, vent, houle) ou périodiquement (eau, biomasse). La question des ressources limitées et des pics de production ne se pose donc pas pour ce type d’énergie. Le deuxième atout majeur est leur contribution à la **sécurité d’approvisionnement** énergétique ; elles sont en effet soit disponibles localement (soleil, vent, eau, biomasse partim), soit disponibles dans des pays géopolitiquement stables (biomasse, concentration solaire).

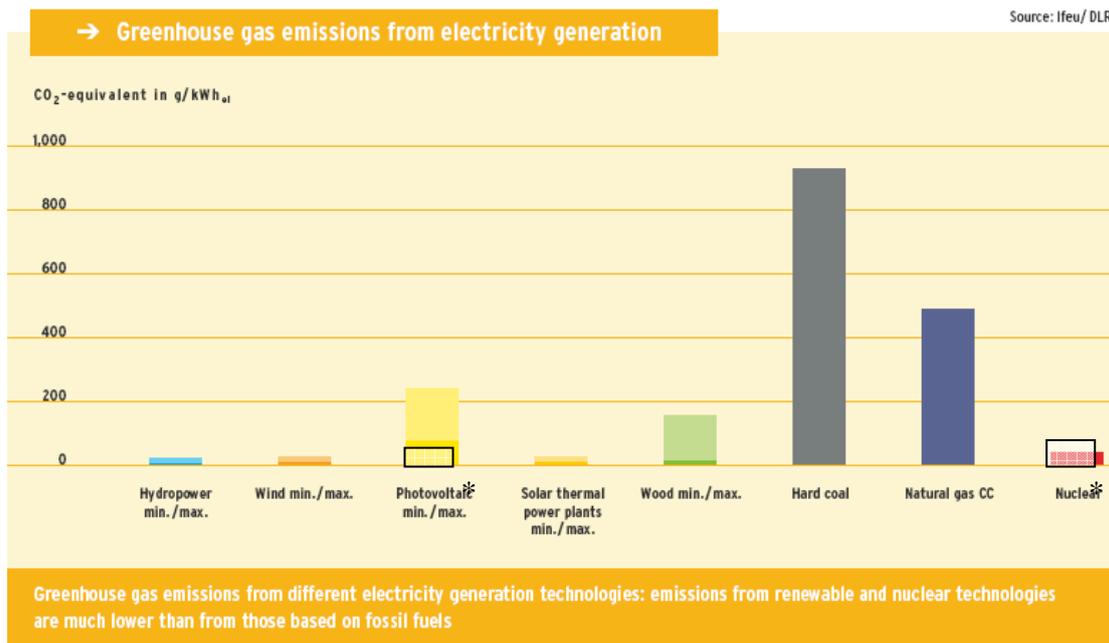
Mais l’argument décisif en faveur d’un recours accru aux énergies renouvelables lors de ce 21<sup>ème</sup> siècle est son **faible impact environnemental**, comparativement aux énergies fossiles. Cette avance se marque particulièrement en matière d’émissions de CO<sub>2</sub>, qui est le principal gaz à effet de serre provoquant le réchauffement climatique. Les deux graphiques suivants montrent que quelle que soit l’usage finale de l’énergie, usage chaleur ou usage électricité, les sources d’énergie renouvelable émettent beaucoup moins de GES par quantité d’énergie utile. À noter que les graphiques ci-dessous adoptent une approche ‘cycle de vie’, et comprennent donc les émissions indirectes nécessaires à la construction, le fonctionnement et le démantèlement en fin de vie des installations.

## Émissions de GES pour la production de chaleur utile (CO<sub>2</sub>-éq. en g/kWh<sub>th</sub>)



Source : Federal Ministry for the Environment (2006), Renewable Energies, p.30

## Émissions de GES pour la production d'électricité utile (CO<sub>2</sub>-éq. en g/kWh<sub>el</sub>)



Source : Federal Ministry for the Environment (2006), Renewable Energies, p.30

\* : les chiffres pour le photovoltaïque et le nucléaire utilisés par l'auteur sont depuis dépassés. Il faut se référer à la méta-étude de B. Sovacool (2008, voir ci-avant), qui indique une émission moyenne de 66 g CO<sub>2</sub>/kWh pour le nucléaire et 30 g CO<sub>2</sub>/kWh pour le photovoltaïque. Ces ordres de grandeur sont reproduits par nos soins via les boîtes noires, superposées aux bâtonnets représentant les chiffres de l'auteur

Concernant les **autres compartiments environnementaux**, le bilan des énergies renouvelables comparés aux énergies fossiles est plus mitigé. Au niveau des polluants atmosphériques pouvant causer des problèmes de santé (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, COV), il est évident que les énergies éolienne, solaire et hydraulique sont de loin les moins polluantes car elles n'émettent quasi aucune particule. Par contre, la biomasse émet

comparativement plus que le gaz naturel, mais beaucoup moins que le charbon. Le problème est d'autant plus aigu si l'on produit l'énergie individuellement à partir de biomasse mal conditionnée (exemple : les bûches). Les installations biomasse de moyenne ou de grande capacité sont alors à privilégier car le rendement est meilleur et le coût du placement de filtres à poussières peut être amorti plus facilement.

La question de l'impact sur la **biodiversité** est plus délicate, or il s'agit du second enjeu environnemental majeur du 21<sup>ème</sup> siècle. L'impact peut d'abord être direct, c'est-à-dire sur le lieu de production de l'énergie. A cet égard, l'hydroélectricité est sans doute la plus mal cotée, surtout les gros barrages hydrauliques qui modifient considérablement l'écosystème régional. Pour les centrales hydroélectriques de petit gabarit, il est souvent possible de prévoir des mesures d'atténuation (échelle à poissons, etc.). L'énergie éolienne a aussi son lot de détracteurs, mettant en cause l'impact sur la faune avicole et en particulier les oiseaux migrateurs qui privilégient les couloirs venteux. Les études d'incidence sur l'environnement, obligatoires pour toute installation éolienne de plus de 100 kW, doivent en principe éclairer l'opérateur quant aux dispositions à prendre à ce sujet. Mais l'impact sur la biodiversité peut aussi être indirect, à savoir là où les terres sont le support des cultures énergétiques. Par ordre décroissant d'ampleur de l'impact, on peut pointer la déforestation de bois tropicaux, les plantations sur des terres à haute valeur biologique (zones humides, etc.), les plantations sur des terres vaines laissées à l'abandon, la pression accrue sur des terres agricoles. Il s'agit alors de s'assurer, notamment par la planification et la certification, que les zones sujettes à culture énergétique ne réduisent pas de manière importante la diversité biologique des régions en question. Dans certains cas (boisements de zones sujettes à désertification), la balance écologique des cultures énergétiques sera même positive.

### **2.3. Créer de la valeur ajoutée et de l'emploi localement**

#### *Contexte : défis de la croissance et de l'emploi*

La Belgique, et en particulier la partie francophone du pays, est caractérisée par un taux de chômage élevé. En Wallonie et à Bruxelles, le taux de chômage s'élève à 15 à 20% de la population active et constitue donc un défi majeur en terme de cohésion sociale. La création d'emplois est donc une absolue nécessité : il convient donc que chaque politique menée, quel que soit son domaine et donc aussi le secteur énergétique, veille à intégrer les préoccupations de l'emploi. En Wallonie, le plan Marshall a opté pour une concentration des moyens financiers au sein des 5 pôles de compétitivité qui sont également les secteurs qui sont les mieux représentés. Mais rien ne dit que ces secteurs sélectionnés seront ceux qui créeront le plus d'emplois à l'avenir. Il semble donc judicieux de s'intéresser aux filières émergentes qui pourraient s'avérer riches en création d'emplois.

Un autre défi à relever, lié intimement au premier, est l'augmentation du niveau de richesse de la Wallonie. L'objectif est ainsi de combler l'écart de PIB/habitant par rapport à la Flandre et au reste de l'Europe. Il est important de cibler les secteurs d'activité qui pourront générer une haute valeur ajoutée.

#### *Emplois et énergies renouvelables*

Les investissements dans les énergies renouvelables sont intensifs en emplois dans la mesure où des filières intégrées sont présentes sur le territoire national. F. Lhioreau (APERRE) estime qu'à quantité égale, la production d'énergie par les filières renouvelables requiert 4 fois plus d'emplois que par les filières conventionnelles.

Deux études commanditées par la Commission européenne font référence à ce sujet : l'étude MITRE (2004)<sup>48</sup> et l'étude d'Ecotec (1999)<sup>49</sup>. Menées par des consortiums d'instituts de recherche réputés, ces études fouillées font le bilan en matière d'emplois de politiques de déploiement d'énergies renouvelables. Elles s'intéressent non seulement aux emplois directs (construction, logistique, maintenance), mais également aux emplois indirects (fournisseurs de premier, de second rangs) via un coefficient multiplicateur et enfin aux emplois induits par les revenus de la valeur ajoutée provenant du développement des énergies renouvelables. Répondant à une critique régulièrement opposée par les détracteurs des renouvelables, ces études quantifient également les pertes d'emplois générées par la moindre croissance des énergies classiques ainsi que par les dépenses de soutien financier pour le déploiement des SER. Il s'agit donc bien de bilan d'emplois nets. D'ici à 2020, ces études estiment que les emplois supplémentaires dans les filières d'énergies renouvelables s'élèveront en Europe entre 900 mille à plus de deux millions d'équivalents temps-plein, en fonction des politiques de soutien et de subsides accordés à ces énergies (cf. tableaux ci-dessous).

**Étude MITRE : Emplois supplémentaires selon différents scénarios de croissance du recours aux énergies renouvelables**

<b>Table 2: Employment growth compared to 2000 (1000 Full Time Employment Equivalent/year)</b>				
	Current Policies		Advanced Renewable Strategy	
	2010	2020	2010	2020
Renewables Industry (gross)	726	1020	1376	1987
Agriculture (gross)	346	510	557	761
Conventional displacement	-37	-45	-48	-63
Support mechanisms	-85	-41	-225	-220
<b>Total net employment growth</b>	<b>950</b>	<b>1443</b>	<b>1660</b>	<b>2463</b>

Source : <http://mitre.energyprojects.net/>

<sup>48</sup> Source : European Commission (2003), *Meeting the Targets & Putting Renewables at Work*, Overview Report of the Altener Programme 'Monitoring and Modelling Initiative on the Targets for Renewable Energy'

<sup>49</sup> Source : Ecotec (1999), *The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth*

## Étude ECOTEC : Emplois supplémentaires générés par le développement des différentes sources d'énergies renouvelables

Table 6: Impact of renewable technologies on employment in the European Union (new net jobs FTE employment relative to base in 1995) <sup>[8]</sup>

Technology	2005	2010	2020
Solar thermal heat	4590	7390	14,311
PV	479	-1769	10,231
Solar thermal electric	593	649	621
Wind onshore	8690	20,822	35,211
Wind offshore	530	-7968	-6584
Small hydro	-11,391	-995	7977
Bioenergy	449,928	642,683	838,780
TOTAL	453,418	660,812	900,546

[8] Source: ECOTEC Research and Consulting Ltd. The impact of renewables on employment and economic growth. Directorate General for Energy, European Commission, 1999. Available on the Internet: [www.eufores.org/Employment.htm](http://www.eufores.org/Employment.htm)

Source : IEA Bioenergy, <http://www.task29.net/assets/files/broshures/Booklet.pdf>

À noter que même le scénario ambitieux de l'étude MITRE, visant 16% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique européenne d'ici 2020, est en-deçà des objectifs des Chefs d'Etat européens d'atteindre 20% ; les estimations d'emplois générés doivent donc sans doute être revues à la hausse.

Reste qu'il faudra ancrer ces nouveaux emplois dans notre pays ! Pour l'instant, c'est plutôt faiblard au niveau belge : les personnes actives dans le domaine des énergies renouvelables se comptent par centaines et non par milliers, et il s'agit souvent d'emplois 'en bout de chaîne', à savoir l'installation et la maintenance de panneaux solaires, d'éoliennes. Le seul secteur significatif est celui des biocarburants, depuis que l'Etat a défiscalisé généreusement son utilisation et qu'il a passé des appels d'offre. On est en tout cas bien loin des niveaux et des taux de croissance enregistrés en Allemagne par exemple, où l'emploi dans les énergies renouvelables a grimpé de 50% en deux ans pour atteindre 214.000 équivalents temps-plein en 2006<sup>50</sup>. A taille comparable (l'économie allemande est environ 10 fois plus grande que l'économie belge), cela correspond à environ **20.000 emplois en Belgique**, or actuellement on en est à 3.000 (chiffre à vérifier).

Enfin, l'essor d'une filière renouvelable est également un choix à bon escient pour les régions en reconversion comme la Wallonie. A l'exemple des régions allemandes en grave crise structurelle à la fin du 20<sup>ème</sup> siècle (secteur de construction navale des régions côtières, secteur du charbon de la Rhénanie-Westphalie), la Région wallonne doit mettre en place des politiques ambitieuses sur les nouveaux créneaux porteurs en matière économique, en particulier ceux qui sont peu délocalisables et qui génèrent un effet bénéfique pour la région entière. Comme les emplois générés nécessitent aussi bien des hautes qualifications comme de faibles, le secteur des énergies renouvelables est aussi propice dans les régions avec un haut taux de chômage structurel.

<sup>50</sup> Source : European Biomass Industry Association, <http://www.eubia.org/190.0.html>

## ***Rééquilibrage de la balance commerciale énergétique***

Pour rappel, la facture énergétique nette de la Belgique vis-à-vis de l'étranger (principalement les pays producteurs de pétrole et de gaz) s'élève à 13,4 G€ en 2006, soit 4,5% de la richesse produite en Belgique<sup>51</sup>. En substituant de manière significative les combustibles fossiles par les énergies renouvelables, on peut **améliorer notre balance commerciale énergétique** de près d'un milliard d'Euros. Ainsi, si la Belgique atteint son objectif de 13% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale en misant en grande partie sur les applications chaleur pour les bâtiments et le tertiaire (20% de chaleur verte, via cogénération biomasse), la facture énergétique baisserait d'environ 340 M€<sup>52</sup>. Avec un régime de croisière de 50% de chaleur verte, ce que nous proposons dans ce document d'ici 2030, l'avantage s'élève à **850 M€**. Il s'agit d'une économie non négligeable pour notre société, obtenue année après année ; la mise en balance d'investissements dans de nouvelles capacités de production d'énergies renouvelables doit donc se faire à l'aune de ce montant. En cas de pénurie d'hydrocarbures, ce qui est probable dans les 10 ans à venir une fois la crise économique derrière nous, il faut multiplier cet avantage par deux (prix du pétrole à 150 USD), soit 1,7 G€ de non dépense récurrente chaque année.

Les avantages tirés de cette amélioration de la balance commerciale énergétique se feront sentir aussi bien pour nos entreprises que pour les ménages : réduction du budget énergie, mais surtout **stabilité des montants facturés** et non paiement d'une éventuelle taxe CO<sub>2</sub>. Au niveau macro-économique, les chocs inflationnistes liés au renchérissement du pétrole et du gaz seront amortis, ce qui permettra d'éviter la spirale inflationniste engendrée par nos mécanismes d'indexation automatique des salaires.

## **2.4 L'image de marque de la Belgique**

Aujourd'hui, les pays se distinguent dans les classements internationaux par leurs performances économiques, de santé, d'éducation de la population, de cadre de vie. Demain, et les prémices sont déjà perceptibles actuellement (cf. *Environmental Performance Index* de la Yale University<sup>53</sup>), les investisseurs jugeront également la capacité d'une nation ou d'une région à répondre aux défis énergétique et climatique par des solutions innovantes. L'attractivité de la Belgique sera également jaugée par ses performances en matière de production d'énergie durable, de sobriété de ses infrastructures (bâtiments et transports), d'écologie industrielle.

Les énergies renouvelables offrent incontestablement des possibilités multiples pour valoriser l'image de la Belgique. Les expériences actuelles de travail sur l'image à partir du renouvelable se limitent souvent à des grandes entreprises désirant assurer une visibilité moderne : Volvo à Gand et Colruyt en sont les meilleurs exemples. Demain, c'est tout le tissu socio-économique et public qui devra être embarqué dans cette vague de modernité écologique, si l'ensemble de notre pays veut donner une

<sup>51</sup> Source : Bureau fédéral du Plan (2007), Perspectives économiques 2007-2012

<sup>52</sup> Calcul sous-jacent : 10 Mtep (consommation mazout et gaz des bâtiments) x 20% x 400 M€/Mtep fossile (moyenne gaz à 30€/MWh et pétrole à 80 \$/baril) vs 230 M€/Mtep biomasse (référence : 20€/MWh, en régime de croisière des plantations bois-énergie, transport compris)

<sup>53</sup> Source : <http://epi.yale.edu/Home>

image verte au reste du monde. La plupart des pays occidentaux font des efforts en ce sens, la Belgique restera-t-elle une nouvelle fois à la traîne ?

## **3. La biomasse-énergie : pourquoi ?**

---

### **3.1 Une image à casser : la biomasse n'est pas le biocarburant !**

Les biocarburants n'ont pas bonne presse ; après avoir été considérés au début des années 2000 comme la solution miracle à la mobilité durable, les biocarburants sont de plus en plus critiqués ces dernières années suite à la publication de nombreuses études mettant en doute le caractère durable des agrocarburants : cycle de carbone qui n'est pas neutre, faibles rendements énergétiques de certaines filières de biocarburants, pression accrue sur les terres arables au détriment des cultures vivrières, modèle de l'agro-business s'imposant aux populations paysannes. Nous partageons ces préoccupations et nous sommes convaincus, chiffres à l'appui, que les biocarburants sont une solution coûteuse pour la collectivité qui ne peut être généralisée et n'offre qu'une réponse marginale à la mobilité durable.

Par contre, **nous regrettons l'amalgame** qui est souvent fait **entre bioénergie et biocarburants** et qui discrédite l'ensemble de la filière biomasse énergie alors que celle-ci offre des possibilités durables pour notre approvisionnement énergétique. Dans les lignes qui suivent, nous voulons démontrer que les applications combustibles de la biomasse-énergie sont non seulement plus importantes, mais aussi plus pertinentes que l'application biocarburant.

Tout d'abord, les biocarburants ne constituent pourtant qu'une petite partie de la bioénergie : en Europe d'ici 2010, les agro-carburants liquides ne représenteront que 18 Mtep sur 135 Mtep de bioénergie totale<sup>54</sup>, soit environ 13%. La majeure partie de la biomasse-énergie est donc utilisée comme combustible pour deux applications : la production de chaleur et la production d'électricité (avec ou sans co-génération). Au niveau mondial, même constat mais encore plus accentué : en 2000, les biocarburants représentent 36 Mtep, soit 3,5% de la biomasse utilisée à des fins énergétiques. Les applications modernes des biocombustibles pour la production de chaleur et d'électricité s'élèvent à 167 Mtep. Bref, plus de 80% (environ 800 Mtep) de la biomasse-énergie est utilisée actuellement pour des usages traditionnels et souvent à mauvais rendement (chauffages individuels, cuisson des aliments).

Ensuite, les **rendements énergétiques** à l'hectare sont clairement en défaveur des biocarburants : sous nos latitudes, la culture de plantes pour fabriquer de l'agro-carburant (colza, blé) produit 1,4 tonne de matière sèche par hectare ; sur le même hectare, la culture de plantations pour une valorisation chaleur (bois, taillis à très courte rotation TTCR) produit entre 6 à 8 tonnes de matière sèche, soit environ 5 fois plus<sup>55</sup>. Tant qu'il y aura des chauffages au mazout, il est donc bien plus raisonnable de substituer la chaleur issue de la biomasse-combustible au mazout plutôt que de substituer les biocarburants aux carburants classiques.

---

<sup>54</sup> Source : EREC (2004), Renewable Energy in Europe, p.11

<sup>55</sup> Source : Prévot H. (2006), Les réseaux de chaleur, Rapport au Ministère français de l'économie, des finances et de l'industrie, p.9

### Comparaison des rendements énergétiques et de coûts entre la production de bois-énergie et de biocarburants, en zone tropicale

Canne à sucre

Palmier à huile

Jatropha



	rendement net	Cout / t	énergie	Cout / MWh
<b>éthanol</b>	4 t / ha	300 €	27 MWh	45 €
<b>huile</b>	2 t / ha	500 €	23 MWh	45 €
<b>bois</b>	15 t / ha	20 €	<b>75 MWh</b>	<b>4 €</b>

Source : L. Minguet, notamment à partir de Ballerini D. et Alazard-Toux N. (2006), *Les Biocarburants*

### Comparaison des rendements énergétiques et de coûts entre la production de bois-énergie et de biocarburants, en zone tempérée

Colza

Froment



	Rendement net	Cout / t	Énergie nette	Cout / MWh
<b>biocarburant</b>	~1,3 tep / ha	700 €	<b>15 MWh</b>	60 €
<b>biomasse</b>	10 tms / ha	75 €	<b>50 MWh</b>	<b>15 €</b>

Source : L. Minguet, sur base de chiffres de Valbiom

Le respect de la neutralité du **cycle du carbone** est un autre facteur qui différencie les biocarburants des biocombustibles. Ainsi, les biocombustibles ne sont pas concernés par les étapes suivantes, génératrices de gaz à effet de serre :

- Fabrication d'engrais nécessaires à la fertilisation du sol et travail de la terre (labour) ;
- Extraction et fabrication des carburants, intensive en énergie en particulier pour le biodiesel ;
- Transport du biocarburant vers les cuves de stockage de carburants (bunker).

*Last but not least*, la majeure partie des biocombustibles provient de surfaces boisées et ne requiert donc pas de **terres arables** propices aux cultures alimentaires. Ce n'est évidemment pas le cas des biocarburants : lors de la saison 2007-2008, les agriculteurs américains ont consacré 30% des récoltes de maïs pour la production de bioéthanol, expliquant en bonne partie l'envolée des prix des denrées alimentaires à base de maïs comme la tortilla. Enfin, le degré de technicité de la production des biocombustibles est moindre que celui des biocarburants ; le développement d'une filière de biocombustibles peut donc se faire plus facilement au profit des pays en voie de développement, notamment pour pourvoir à leurs besoins en électricité.

### **3.2 Des ressources en suffisance au niveau mondial**

#### *Les chiffres de l'Agence Internationale de l'Energie*

Actuellement, la **biomasse** utilisée à des fins énergétiques fournit **entre 1,1 et 1,3 Gtep**, soit environ 10% de la consommation énergétique annuelle mondiale estimée à 11,1 Gtep<sup>56</sup>. Selon l'Agence Internationale de l'Energie, le potentiel de la biomasse-énergie peut être plus que quintuplé pour atteindre entre 4,8 et 9,6 Gtep par an à l'horizon 2030, soit plus de la moitié de l'approvisionnement énergétique mondial. Le rapport de l'AIE précise que ce potentiel peut être atteint sans mettre en péril la sécurité alimentaire, et ce grâce à l'exploitation optimale des ressources suivantes :

- Résidus de l'agriculture, de la foresterie, de l'industrie du bois et des déchets organiques (potentiel de 1 à 4 Gtep) ;
- Production de biomasse-énergie à faible productivité sur les terres marginales et dégradées (potentiel de 2,4 Gtep, mais coûts plus élevés car il faut restaurer les sols dégradés).
- Production de biomasse-énergie à haute productivité sur les terres arables et les pâtures de bonne qualité, en tirant profit de l'augmentation de la productivité agricole dans les pays en voie de développement (Potentiel de 2,4 à 7,2 Gtep à bas coûts, sans compromettre l'approvisionnement alimentaire).

---

<sup>56</sup> IEA (2007), *Potential Contribution of Bioenergy to the World Future Energy Demand*, IEA Bioenergy

## Tableau : Potentiel de biomasse énergie disponible d'ici 2050, selon le type de biomasse visée et les hypothèses de développement sous-jacentes

Table 1: Overview of the global potential of biomass for energy (EJ per year) to 2050 for a number of categories and the main pre-conditions and assumptions that determine these potentials [Sources: Berndes et al., 2003; Smeets et al., 2007; Hoogwijk et al., 2005a].

Biomass category	Main assumptions and remarks	Energy potential In biomass up to 2050	
Energy farming on current agricultural land	Potential land surplus: 0-4 Gha (average: 1-2 Gha). A large surplus requires structural adaptation towards more efficient agricultural production systems. When this is not feasible, the bioenergy potential could be reduced to zero. On average higher yields are likely because of better soil quality: 8-12 dry tonne/ha/yr* is assumed.	0 – 700 EJ (more average development: 100 – 300 EJ)	0 à 17 Gtep (moyenne : 2,4 à 7,2 Gtep)
Biomass production on marginal lands.	On a global scale a maximum land surface of 1.7 Gha could be involved. Low productivity of 2-5 dry tonne/ha/yr.* The net supplies could be low due to poor economics or competition with food production.	<60 – 110 EJ	<1,4 à 2,6 Gtep
Residues from agriculture	Potential depends on yield/product ratios and the total agricultural land area as well as type of production system. Extensive production systems require re-use of residues for maintaining soil fertility. Intensive systems allow for higher utilisation rates of residues.	15 – 70 EJ	0,4 à 1,7 Gtep
Forest residues	The sustainable energy potential of the world's forests is unclear – some natural forests are protected. Low value: includes limitations with respect to logistics and strict standards for removal of forest material. High value: technical potential. Figures include processing residues	30 - 150 EJ	0,8 à 3,6 Gtep
Dung	Use of dried dung. Low estimate based on global current use. High estimate: technical potential. Utilisation (collection) in the longer term is uncertain	5 – 55 EJ	0,1 à 1,3 Gtep
Organic wastes	Estimate on basis of literature values. Strongly dependent on economic development, consumption and the use of bio-materials. Figures include the organic fraction of MSW and waste wood. Higher values possible by more intensive use of bio-materials.	5 – 50 EJ	0,1 à 1,2 Gtep
Combined potential	Most pessimistic scenario: no land available for energy farming; only utilisation of residues. Most optimistic scenario: intensive agriculture concentrated on the better quality soils. In parentheses: average potential in a world aiming for large-scale deployment of bioenergy.	40 – 1100 EJ (200 - 400 EJ)	<b>1 à 26 Gtep (4,8- 9,6 Gtep)</b>

Source : IEA Bioenergy (2007), p.3 (conversion en Gtep réalisée par nos soins)

Quoiqu'il en soit, les incertitudes demeurent sur le chiffre exact du potentiel à l'horizon 2050, notamment en raison des facteurs suivants :

- Le concurrence pour les ressources en eau : l'irrigation de parcelles dédiées à la biomasse énergie peut nécessiter l'apport d'eau dans les régions où la pluviosité est faible ;
- L'utilisation de fertilisants et de pesticides : les différents experts ne convergent pas pour une norme unique qui pourrait être qualifiée de soutenable ;
- Utilisation du sol et biodiversité : l'intensification possible de l'agriculture pour les cultures énergétiques à grande échelle peut engendrer des pertes de biodiversité. Les experts admettent que les plantations pérennes (bois) sont plus favorables à cet égard que les cultures annuelles comme les céréales. Libérer les prairies de pâture actuelles pour des plantations énergétiques, tout en conservant voire en augmentant le cheptel, engendrera une intensification de l'élevage pouvant conduire à une perte de la biodiversité.
- Concurrence avec la production alimentaire et fourragère.

### *Le potentiel bois-énergie en agriculture*

L'IPCC a livré récemment un travail de synthèse impressionnant sur le potentiel des différentes mesures permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre au

niveau mondial. Dans ce cadre, il a livré des estimations en matière de biomasse à partir de l'agriculture<sup>57</sup>.

Les **terres affectées à l'agriculture** dans le monde occupent un peu plus de **5 Gha** (chiffres de FAOSTAT 2006). 70 % de cette superficie est consacrée aux pâtures, 30% aux terres arables qui s'étendent sur 1405 Mha. Ces dernières décennies, les terres agricoles ont gagné près de 500 Mha, mues principalement par trois facteurs : une population en croissance, un régime alimentaire moyen plus calorique et une demande croissante pour les produits d'élevage (viande, lait, etc.). Cette tendance va continuer d'ici 2020, avec une conversion vers l'agriculture de 500 Mha supplémentaires, principalement en Amérique latine et en Afrique. Certains experts considèrent par exemple que la production de céréales devra doubler pour répondre à la demande croissante.

L'agriculture est responsable actuellement de **10-12% des émissions de GES**, provenant de deux sources principales : les émissions de N<sub>2</sub>O dus à la transformation microbienne de l'azote des sols et les émissions de CH<sub>4</sub> émanant de la fermentation entérique des animaux. Dans les pays en voie de développement, les émissions provenant de la production de riz en excès d'eau (CH<sub>4</sub>) et de la culture sur brûlis (N<sub>2</sub>O et CH<sub>4</sub>) sont également non négligeables. Le flux net de CO<sub>2</sub> est quant à lui négligeable (de l'ordre de 40 Mt CO<sub>2</sub>-éq. provenant principalement de la dégradation de la matière organique) Les émissions devraient continuer à croître d'ici 2030 pour atteindre 8300 MtCO<sub>2</sub>-éq. Pour endiguer ce phénomène, l'IPCC liste toute une série de mesures potentielles en trois catégories : (i) réduction des émissions par une meilleure gestion des flux de carbone et d'azote dans les éco-systèmes agricoles, (ii) amélioration du stock de carbone dans les sols (augmenter la fixation photosynthétique du carbone dans les plantes, systèmes d'agro-foresterie) et (iii) substitution des émissions de combustibles fossiles, en utilisant une partie des cultures et résidus comme combustibles.

Concernant la **biomasse-énergie sur terres agricoles**, l'IPCC reconnaît un potentiel important à exploiter provenant des résidus de cultures, de cultures celluloseuses (canne à sucre) et de plantations d'espèces diverses. Le coût de production de biomasse est relativement faible, de l'ordre de 80 USD/tep (soit environ 5,5 €/MWh). Toutefois, l'IPCC reste prudent quant à une application à grande échelle pour trois raisons : le bilan CO<sub>2</sub> sur tout le cycle de vie du produit, la concurrence avec d'autres fonctions des terres agricoles (alimentation, biodiversité) et l'incertitude quant à l'amélioration de la productivité nécessaire partout dans le monde pour faire de la place à la biomasse-énergie. Les chiffres de potentiel à l'horizon 2050 varient donc très fortement en fonction des hypothèses prises :

- Potentiel énergétique des résidus de l'agriculture : entre 0,5 et 3 Gtep/an ;
- Potentiel énergétique des plantations dédiées à l'énergie : entre 2,4 et 9,6 Gtep/an.

L'IPCC conclut en mentionnant les arbitrages qui seront nécessaires dans l'affectation des sols agricoles étant donné les **impacts potentiels de la biomasse-énergie** :

---

<sup>57</sup> Source : IPCC (2007), Fourth Assessment Report, Contribution of Working Group III, chapter 8: Agriculture

- Impact sur la sécurité alimentaire : l'IPCC estime que les plantations dédiées à l'énergie peuvent poser un problème de concurrence avec la production alimentaire. Toutefois, il pointe le fait que l'insécurité alimentaire repose davantage sur l'inégalité d'accès à la nourriture plutôt que sur des insuffisances en matière de production. **Les effets des plantations énergétiques dépendront donc avant tout de la concentration vs redistribution des bénéfices engendrés.**
- Impact sur les ressources en eau : dans de nombreuses régions du monde, les ressources en eau sont problématiques. Le stress hydrique peut être renforcé si des plantations bio-énergie à haute productivité remplacent d'autres types d'usage agricole.
- Impact sur l'environnement : une bonne gestion de plantations bio-énergie peut réduire le lessivage des nutriments (notamment l'azote) et l'érosion des sols. De plus, ce type de plantations peut conduire à l'accumulation de carbone dans les sols et à une amélioration de la fertilité.
- Impact sur la biodiversité : ici, tout dépend de l'affectation primaire du sol. Si les cultures pérennes de biomasse-énergie remplacent des cultures annuelles ou des terres dégradées, l'IPCC estime que l'effet peut être positif.

### *Le potentiel bois-énergie en foresterie*

L'IPCC a livré récemment un travail de synthèse impressionnant sur le potentiel des différentes mesures permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial. Dans ce cadre, il a livré des estimations en matière de biomasse à partir de la foresterie<sup>58</sup>.

La forêt couvre actuellement près de 4 Gha (3952 Mha, chiffres de la FAO). Le **couvert forestier** ne cesse de diminuer ces dernières années, avec une perte annuelle nette de 7,3 Mha/an. La déforestation brute s'élève à 12,9 Mha/an, principalement due par l'expansion des terres agricoles, l'urbanisation (dans une moindre mesure) et les pratiques non durables d'abattage. Cette perte est en partie compensée par la reforestation et l'expansion naturelle des forêts apportant 5,6 Mha/an de nouveaux couverts forestiers. Les projections à l'horizon 2050 réalisées lors du Millenium Ecosystem Assessment montrent une évolution contrastée entre les pays industrialisés (+60 à 230 Mha) et les pays en voie de développement (-200 à 490 Mha). Un fait préoccupant est le manque généralisé de gestion de la forêt dans les pays en voie de développement : 6% seulement de la surface forestière est couverte par un plan de gestion approuvé par les autorités.

Le bois est utilisé pour de multiples applications, mais deux grandes utilisations dominent : le bois d'œuvre industriel (60% des volumes déclarés) et le bois de chauffage. La production de bois connaît en outre une tendance à la concentration : 5% de plantations forestières apportent 35% de la production de bois rond au niveau mondial.

La forêt joue un rôle substantiel dans le **cycle global du carbone**. L'IPCC estime que chaque année, la forêt puise 3300 MtCO<sub>2</sub> de l'atmosphère par la croissance des arbres des forêts existantes (soit environ 13% des émissions annuelles mondiales de CO<sub>2</sub> qui

---

<sup>58</sup> Source : IPCC (2007), Fourth Assessment Report, Contribution of Working Group III, chapter 9: Forestry

s'élèvent à 25 Gt). Ce 'puits' est cependant plus que compensé par les émissions provenant de la déforestation que l'on estime à 5800 MtCO<sub>2</sub>/an. L'impact de la foresterie sur le CO<sub>2</sub> est caractérisé par de longues périodes de faible accumulation de carbone, interrompues par de courtes périodes de relâchement de carbone lors des coupes ou de phénomènes météorologiques exceptionnels. L'arbre est en effet un capteur net de carbone aussi bien lors de sa phase de croissance qu'à maturité. Par contre, les coupes et les abattages engendrent une libération du carbone provenant de la décomposition de la matière organique résiduelle. Sur le plan du CO<sub>2</sub>, un arbitrage constant doit être fait entre l'accroissement des stocks de carbone dans l'écosystème forestier et une exploitation accrue du bois des forêts en vue de rencontrer les besoins humains. Le bois est en effet un substitut à d'autres matériaux plus intensifs en énergie et émettant plus de CO<sub>2</sub>, comme le ciment, l'acier, l'aluminium ou encore les combustibles fossiles.

L'IPCC distingue 3 grandes catégories d'options pour **améliorer le bilan CO<sub>2</sub> des forêts** :

- Maintenir ou accroître la superficie forestière : (i) la réduction de la déforestation et de la dégradation des forêts constitue l'option ayant le plus d'impact à court terme (300-900 tCO<sub>2</sub>/ha) ; (ii) la reforestation, qui mène à accroître le contenu en carbone de la biomasse sur pied et de la matière organique au sol (entre 1-35 tCO<sub>2</sub>/ha.an) ;
- Maintenir ou accroître la densité de carbone des forêts : (i) ingénierie forestière qui minimise les pertes de matière organique lors des coupes ; (ii) replanter après un épisode de coupe ou phénomène naturel plutôt que de laisser la nature se régénérer ;
- Améliorer le bilan CO<sub>2</sub> des produits issus de la forêt : (i) augmenter la durée de stockage du carbone dans les produits à base de bois (charpentes, meubles, etc.) ; (ii) substituer les produits à base de bois aux matériaux de construction traditionnels. Une étude suédoise montre qu'un bâtiment à structure bois plutôt que béton réduit les émissions de CO<sub>2</sub> de 110 à 470 kg par m<sup>2</sup> d'espace habitable ; (iii) substituer le bois-combustible aux combustibles fossiles.

En ce qui concerne la **biomasse-énergie issue de la forêt**, l'IPCC estime que l'utilisation actuelle de bois de chauffage et de résidus forestiers s'élève à 788 Mtep. Trois grandes catégories de résidus sont valorisables énergétiquement :

- Les résidus primaires, composés de bois d'abattage excédentaire et de branches issues d'élagages. Taux de récupération estimé : entre 25 et 50% des coupes.
- Les résidus secondaires, issus de l'industrie du bois. Taux de récupération estimé : entre 33 et 80% de la matière entrante lors du processus de transformation.
- Les résidus tertiaires, disponibles après l'utilisation des produits du bois.

Le potentiel technique de la valorisation énergétique de ces résidus au niveau mondial se situe entre 287 et 1769 Mtep, soit près de 15% de la consommation d'énergie primaire. Pour l'estimation du potentiel de plantations énergétiques, l'IPCC se réfère à l'analyse réalisée dans le chapitre 'agriculture'.

### ***Le commerce actuel de la biomasse***

Le prix comparé du bois-combustible et du pétrole montre un avantage indéniable pour le premier. Ainsi, à contenance énergétique égale<sup>59</sup>, à un baril de 100 USD devrait correspondre un m<sup>3</sup> de bois de 130 USD, or sur les marchés nationaux le m<sup>3</sup> de bois se négocie entre 36 et 52€ le m<sup>3</sup>, soit deux fois moins cher !

En fait, l'hétérogénéité des formes de biomasse actuellement disponibles rend difficile l'émergence d'un marché international de la biomasse-énergie. Il n'existe pas par exemple d'indice de prix transparent et représentatif, comme il en existe pour les produits pétroliers. Il serait utile à cet égard de disposer d'un indice de prix agrégé, qui serait par exemple composé de plaquettes, de pellets et de sciures. Un deuxième problème est la multiplication des standards de qualité (de type CEN) : on compte actuellement plus de 30 spécifications techniques différentes pour la bioénergie<sup>60</sup>.

L'étude la plus récente sur le commerce de biocombustibles a été menée par un consortium d'instituts de recherche en Europe. Ce projet, financé par la Commission européenne et intitulé Eubionet2, montre que l'utilisation actuelle de biocombustibles ne couvre que la moitié des ressources annuelles potentielles évaluées à 150 Mtep. Le potentiel le plus important de valorisation se trouve dans les résidus forestiers, mais c'est aussi la source la plus difficile à mettre en œuvre (notamment pour des raisons logistiques). L'industrie de la pâte à papier, qui se plaint régulièrement de la concurrence accrue pour son approvisionnement en matière première, est aussi la première utilisatrice de biomasse-énergie (23% de la consommation actuelle).

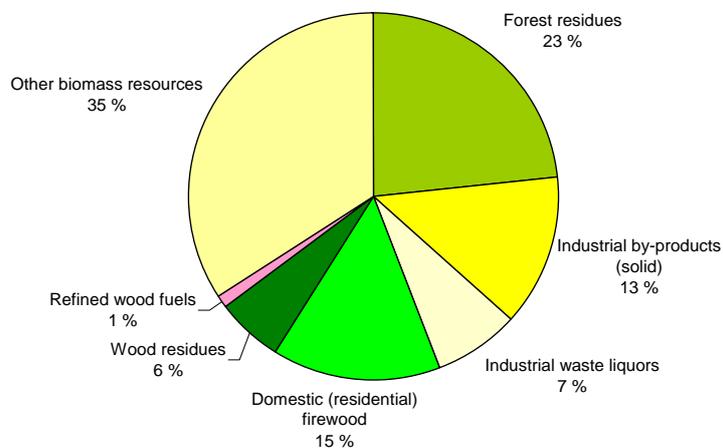
---

<sup>59</sup> Un baril = 1,7 MWh ; 1m<sup>3</sup> bois = 2,2 MWh. Donc 1m<sup>3</sup> de bois 'vaut' l'énergie de 1,3 baril environ.

<sup>60</sup> Source : EUBIONET (2007)

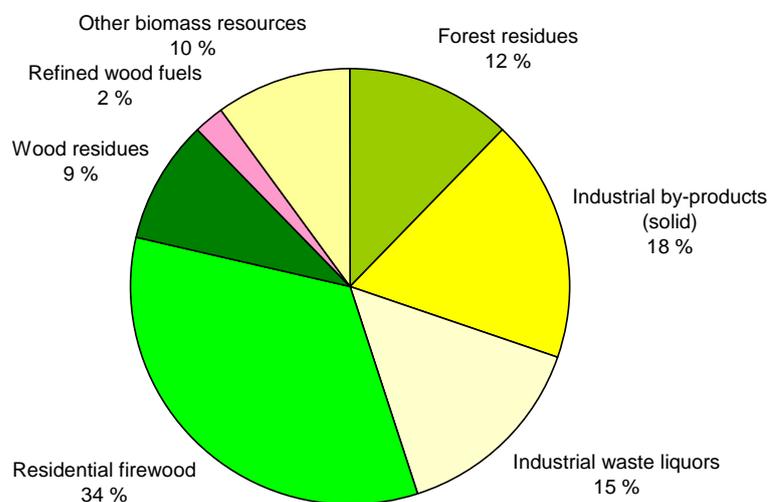
**Figure : Ressources annuelles de biomasse en Europe (2004) :  
143 Mtep/an**

EUBIONET2



**Figure : Utilisation annuelle de biomasse en Europe (2004, chiffres Eurostat) :  
65 Mtep/an**

EUBIONET2

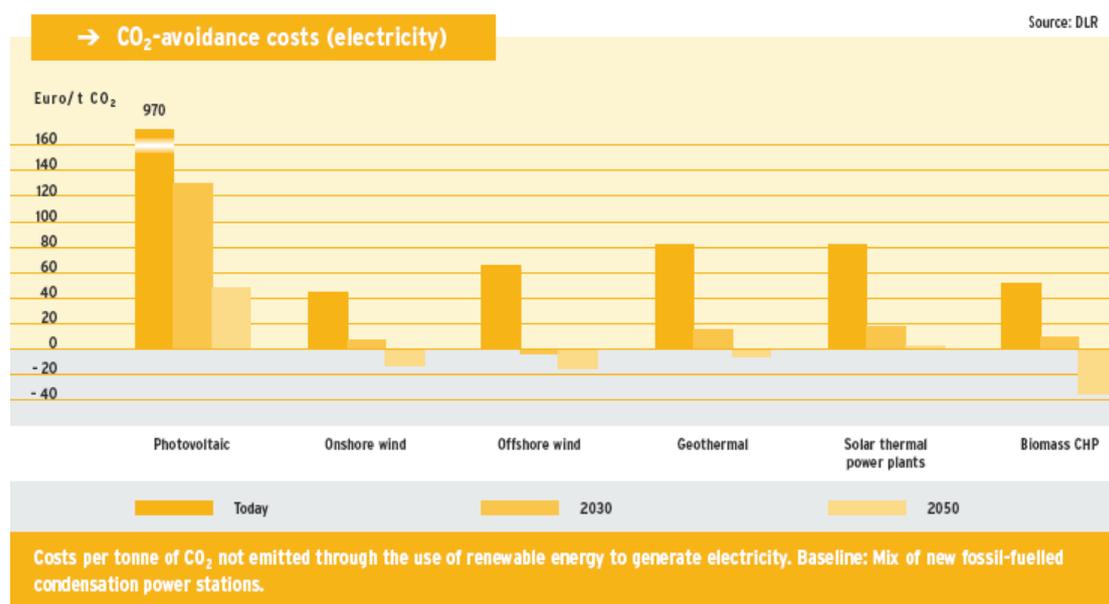


La majeure partie du commerce actuel se fait sous forme de pellets, à savoir des granulés de résidus de bois (sciures, etc.) à haute densité énergétique. La production annuelle est de 4 Mt, dont 70% provient de la région de la mer baltique.

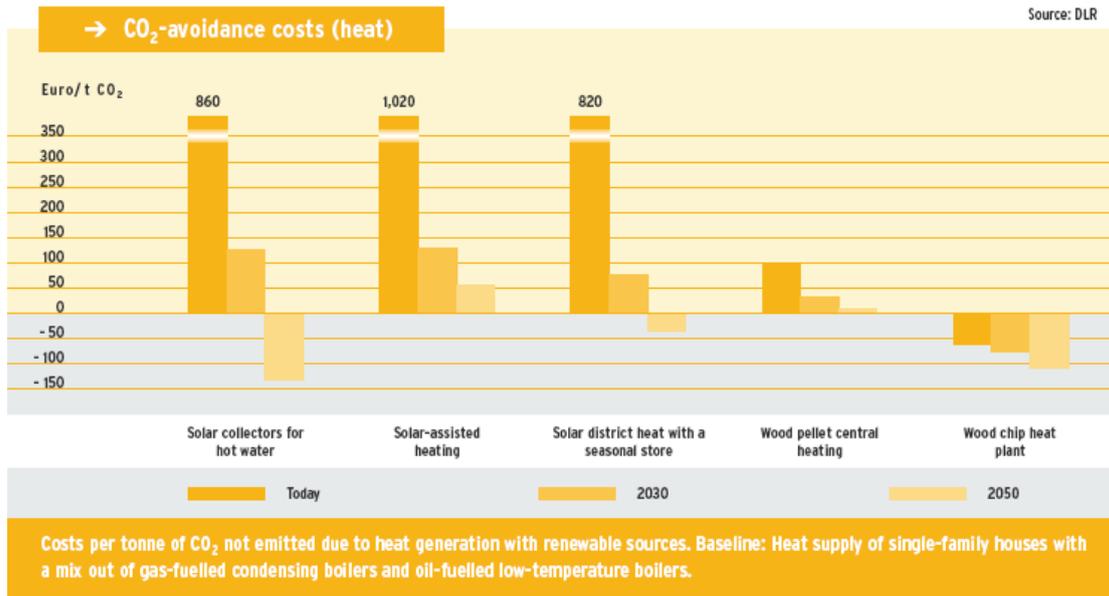


combustibles fossiles (l'année de référence de l'analyse est 2005, avec un baril de pétrole à 45 €), ce qui compte surtout c'est d'examiner les prix relatifs des différentes filières. Afin de prendre en compte la dynamique temporelle et en particulier l'évolution des courbes d'apprentissage des énergies renouvelables (diminution des prix suite aux améliorations technologiques et aux économies d'échelle), les projections pour 2030 et 2050 sont également indiquées.

En ce qui concerne l'électricité, le meilleur rapport qualité-prix est obtenu par deux filières : l'éolien on-shore et la cogénération à la biomasse. Ces deux filières présentent actuellement un surcoût d'environ 40-45 € par tonne de CO<sub>2</sub> évitée par rapport aux technologies fossiles (sur base d'un. La filière solaire, en particulier le photovoltaïque, est la plus onéreuse avec un surcoût actuel prohibitif de 970 €/tCO<sub>2</sub> évitée. À l'horizon 2030 et 2050, les filières cogénération biomasse et éolienne restent les plus intéressantes, et leur surcoût par rapport aux technologies classiques devient même négatif.



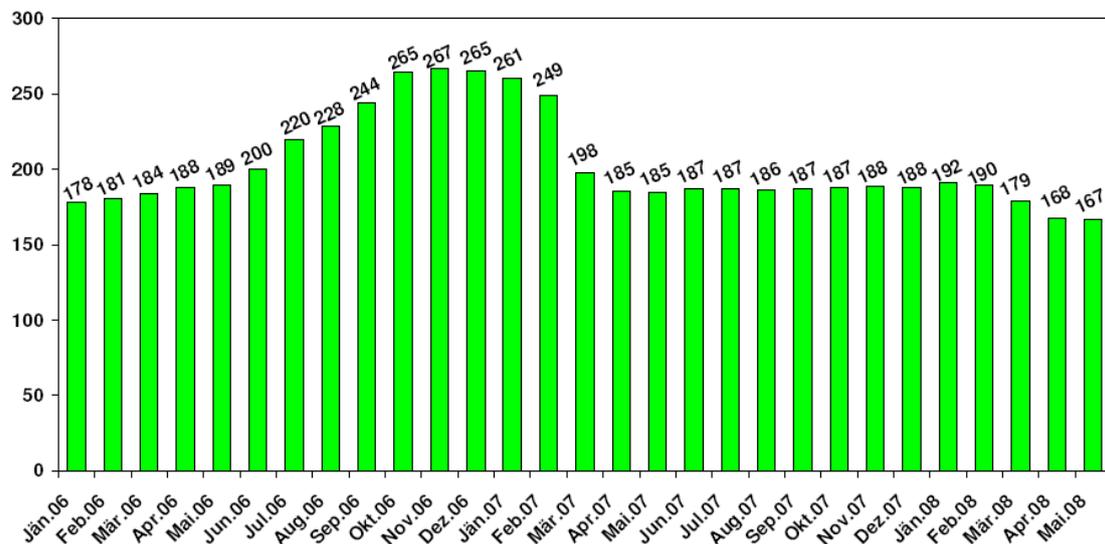
Pour ce qui est de la chaleur, les performances des différents systèmes de production à partir d'énergies renouvelables sont jaugées par rapport aux systèmes modernes de chauffage aux combustibles fossiles (gaz et mazout) des maisons unifamiliales. Ici encore la comparaison est sans équivoque : les chaudières biomasse ont un bien meilleur rapport qualité-prix que les systèmes solaires.



Quant aux prix de la biomasse, d'aucuns craignent qu'il n'explode suite à une demande en forte croissance, engendrée notamment par les prix des combustibles fossiles qui flambent actuellement. Pourtant, les prix de la tonne de pellets en Autriche qui est le leader du marché européen ne montrent pas de tendance à la hausse ces derniers temps ; il est même en diminution pour atteindre 167 € en mai 2008 (environ 40 cents/lep), après un pic à près de 270 € fin 2006. Les producteurs de pellets semblent donc avoir pu digérer la hausse de la consommation par un accroissement de la production.

### Pelletpreis seit 2006 in € / to

bei Bestellung von 6 to, ÖNorm M 7135, inkl. Ust.



Quelle: proPellets Austria; Stand: 7. Mai 2008

Même constat en France, où l'Insee (Institut national français des statistiques) publie deux fois par an une mercuriale des prix bois-énergie (moyenne française) et leur indice d'évolution. La dernière parution datant d'octobre 2008 montre que les prix sont restés relativement stables et ont même été à la baisse pour la plaquette forestière et les granulés de bois, les producteurs ayant tendance à anticiper la demande du

marché. Autre tendance : la production se développe dans toutes les filières et en général, l'offre dépasse la demande.

**Tableau : évolution du prix de différentes formes de bois-énergie en France**

	Prix en € la tonne (octobre 2008)	Évolution 2006-2008 (2006 = indice 100)
Plaquette forestière	64,7	À la baisse (87,9)
Plaquette industrielle	31,5	Stable (101,6)
Granulés de bois (vrac)	171,2	À la baisse (94,4)

Source : Insee (2008), Mercuriale des prix bois-énergie

**Tableau : prix des différentes formes de bois-énergie en Belgique (fin 2008)**

	<b>Origine</b>	<b>PCI</b>	<b>Particularité</b>	<b>Prix (€/MWh, PCI entrée chaufferie)</b>
<b>Plaquette forestière</b>	Broyage de rémanents lors d'exploitation forestière ou de l'entretien de haies et bords de route	3,3-3,9 MWh/t (humidité de 20-25%) 2,2 à 2,8 MWh/t (humidité de 40-50%)	Nécessite un volume de stockage important. Taux de cendres en fonction de la ressource.	16 à 25
<b>Écorces</b>	Écorçage des grumes de scierie	1,6-2,8 MWh/t (humidité de 40-60%)	Réservé aux grosses unités car HR élevée. Taux de cendres élevé (3-7%)	6 à 15
<b>Copeaux et sciures</b>	Résidus de scierie	1,6-2,8 MWh/t (humidité de 40-60%) 4-4,6 MWh/t (humidité de 10-15%)	Sous-produit en général autoconsommé en scierie ou utilisée pour la production de granulés	7 à 10
<b>Plaquette industrielle</b>	Déchetage de rebuts : - Usines de 2 <sup>ème</sup> transformation du bois - Déchetteries - Bâtiment - Emballages en bois	2,7-4 MWh/t (humidité de 20-40%)	Nécessite un post-traitement des fumées	7 à 15
<b>Granulés ou pellets</b>	Sciure séchée densifiée	4,6 MWh/t (humidité de 8-10%)	Nécessite peu de surface de stockage. Fabrication énergivore. Moins de 1% de cendres.	34 à 55

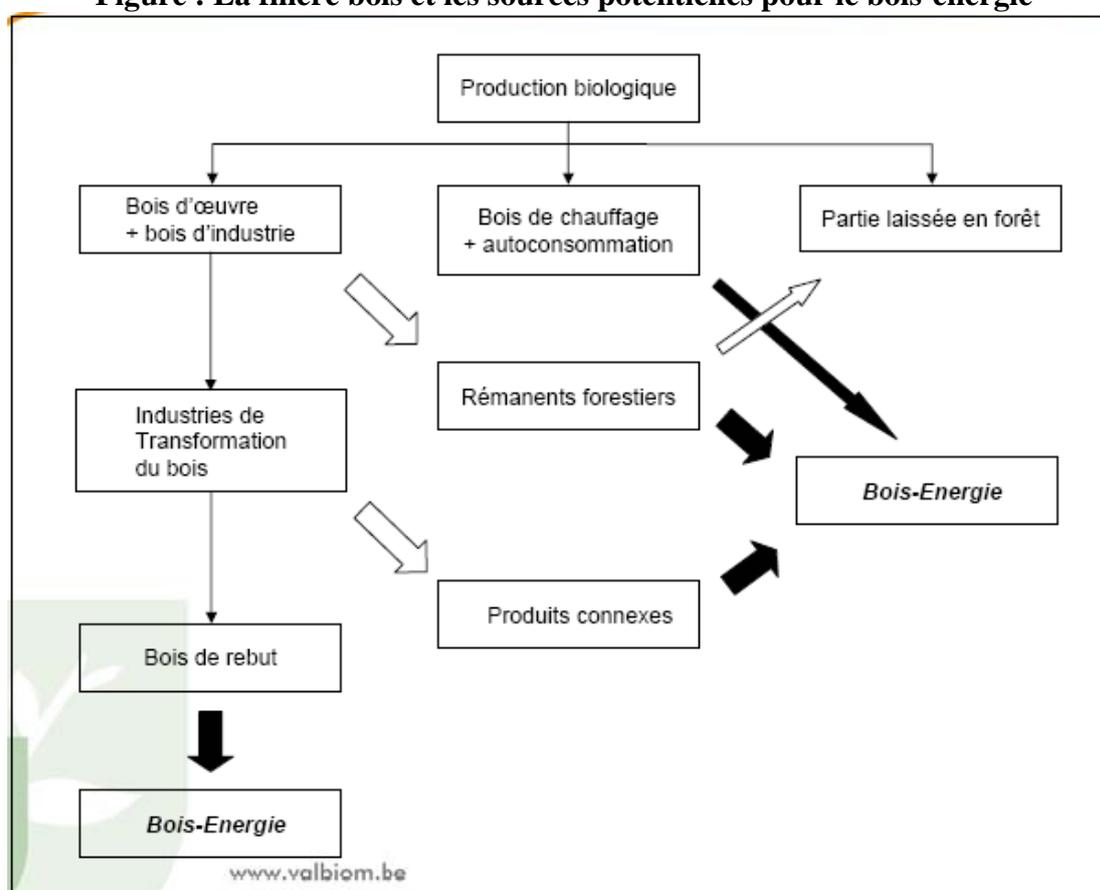
Source : A. Vanbergen (2009), *Dossier bois énergie*, in Energy Mag n°12, pp.30-31

### 3.5. En Belgique : ressources limitées mais pas inexistantes

#### *La filière bois-énergie*

Les sources potentielles de bois-énergie sont diverses. Valbiom estime que sur 100 m<sup>3</sup> de bois sur pied destiné à être valorisé, de 82 à 98 m<sup>3</sup> peut être considéré comme résidus ou produits connexes à différents stades de la filière : environ 60% lors de l'exploitation forestière (le houpier, les souches, les écorces), 20% lors de la première transformation des grumes (sous forme d'écorces, de plaquettes, de sciures), et encore 2 à 18% lors de la seconde transformation. Il faut encore y ajouter le bois de rebut des industries, des chantiers de construction/rénovation. L'enjeu est évidemment de développer toute la logistique nécessaire à l'optimisation des flux de bois et de ses résidus.

**Figure : La filière bois et les sources potentielles pour le bois-énergie**



Source : D. Marchal (Valbiom), exposé aux 4<sup>èmes</sup> Rencontres de la Biomasse

Le bilan des ressources potentielles de bois énergie en Belgique<sup>62</sup> n'est pas négligeable : **500.000 tep/an** valorisable, réparti entre :

- Sous-produits d'exploitation forestière : 400.000 tms ;
- Élagage des haies : 45.000 tms ;
- Industries de première transformation du bois : 446.807 t de plaquettes, 166.300 t de sciures, 94.019 t d'écorces, 75.866 t de dosses et chutes ;

<sup>62</sup> Source : A. Vanbergen (2009), *Dossier bois énergie*, Energy Mag n°12, p.20

- Industries de seconde transformation du bois : 380.000 m<sup>3</sup> de copeaux et de sciures, 155.000 m<sup>3</sup> de chutes et 8.000 m<sup>3</sup> de plaquettes ;
- Déchetteries (bois de démolition) : 35.000 tms

Toutefois, la Belgique est importatrice nette de bois énergie (environ 400.000 tep/an) puisque la **consommation annuelle** s'élevait en 2006 à près de **1 Mtep** (973.000 tep exactement)<sup>63</sup>. Cette consommation actuelle est répartie entre l'industrie (50%, principalement bois et papier), la production d'électricité (30%) et le chauffage domestique (20%). Passons en revue les différentes utilisations actuelles du bois énergie.

Jusqu'à présent, les résidus ont été essentiellement (auto)consommés par les entreprises de la filière, principalement les **industries du papier** et celles de la transformation du bois<sup>64</sup>. En 2006, la cogénération renouvelable représentait 31% de la consommation d'énergie de l'industrie du papier en Belgique. L'exemple le plus illustratif est celui de la papeterie Burgo Ardennes à Virton : auto-suffisance en énergie à 92%, la biomasse comptant pour 82% du combustible utilisé.

Quant au secteur de la **transformation du bois**, ce sont les scieries qui ont saisi les premières les opportunités liées à la valorisation des sous-produits (écorces, sciures, dosses, plaquettes) : une partie alimente les industries de trituration pour la fabrication de panneaux agglomérés, une autre partie permet le développement de plateformes spécialisées dans la préparation et l'approvisionnement en plaquette de bois énergie. Certaines de ces plateformes sont d'ailleurs équipées de modules de cogénération pour leurs énormes besoins en séchage. C'est l'approche qui prévaut au parc industriel de Kaizerbaracke à Amel (Liège), où opèrent un des plus grands centres de triage de bois (Holz Niessen, 200.000 m<sup>3</sup> de grumes par an), une des cinq plus grosses scieries du pays (Belwood Amel, 100.000 m<sup>3</sup> de sciage par an) et une entreprise de transformation du bois (Delhez Bois, 50.000m<sup>3</sup> de grumes transformées et valorisation des résidus). 4Energy Invest, investisseur/opérateur dans le secteur de l'énergie renouvelable, a proposé la construction d'une centrale de cogénération de 40 M€ comprenant deux chaudières biomasse d'une puissance cumulée de 20 MW thermique et 8 MWh électrique, alimentées par les résidus de scierie et de transformation pour moitié (solde : autres fournisseurs de biomasse)<sup>65</sup>. La quantité d'électricité produite est modulée en fonction des besoins de chaleur, cette dernière étant valorisée dans deux séchoirs. Résultat : les industriels vendent deux fois plus cher leurs sous-produits (copeaux et granulés moins humides) et se procurent une source de chaleur et d'électricité à bas coût.

Enfin, la dernière filière à s'engager dans le bois énergie est celle du **recyclage du bois de rebut**. Un cas illustratif est l'entreprise Recybois dans la région de Virton<sup>66</sup>. Le bois récupéré dans les parcs à conteneurs (35.000 tonnes/an) est broyé afin d'alimenter une centrale de cogénération (5 MW<sub>th</sub>, 2,5 MW<sub>el</sub>) qui permet d'une part de fournir l'électricité de l'ensemble des installations du site (notamment une nouvelle unité de découpe), d'autre part de fournir la chaleur nécessaire à une unité de

<sup>63</sup> A. Vanbergen (2009), *Dossier bois énergie*, in Energy Mag n°12, sur base des chiffres d'Eurostat

<sup>64</sup> A. Vanbergen (2009), *Dossier bois énergie*, in Energy Mag n°12

<sup>65</sup> Source : A. Vanbergen (2009), *Dossier bois énergie*, in Energy Mag n°12, pp.27-28

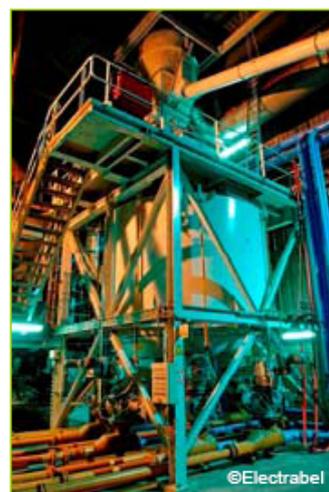
<sup>66</sup> Source : A. Vanbergen (2009), *Dossier bois énergie*, in Energy Mag n°12, pp.29

production de granulés de bois (30.000 tonnes/an). D'autres acteurs de la filière du recyclage comptent suivre cette voie, tels que Shanks.

Mais l'activité la plus en vogue actuellement est la production de **pellets** (ou granulés de bois). La Belgique compte actuellement 7 unités de fabrication de pellets, avec une capacité de production de 215.000 tonnes<sup>67</sup>. Pourtant, seulement une petite partie de cette capacité est utilisée : Valbiom estime qu'environ 65.000 tonnes de pellets ont été produites en 2007. Ceux-ci sont principalement utilisés pour des applications chaleur, que ce soit industrielle ou domestique. Une petite partie est exportée dans les régions limitrophes. L'application 'électricité' des pellets (Aux Awirs et à Rodenhuize, capacité cumulée de 148 MWe) nécessite de recourir massivement à l'importation de pellets certifiés, d'un volume de 700.000 tonnes.

*Le principal utilisateur actuel de biomasse en Wallonie : la centrale électrique des Awirs*

#### Centrale électrique des Awirs (Flémalle)



- Conversion d'une centrale à charbon
- 100% biomasse (granulés de bois)
- 1.200 t granulés / jour
- Puissance électrique : 80 MW
- Inauguration en novembre 2005

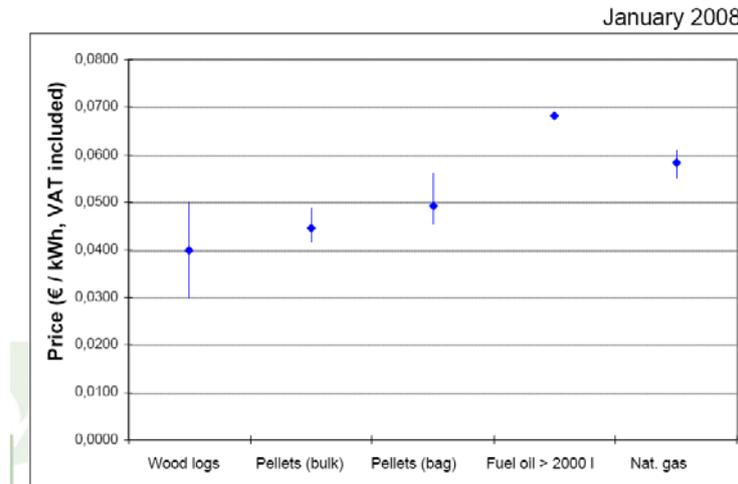
[www.valbiom.be](http://www.valbiom.be)

Source : D. Marchal (Valbiom), exposé aux 4<sup>èmes</sup> Rencontres de la Biomasse

Le prix pour un usage domestique des pellets est compétitif avec le prix des combustibles fossiles ; il est de l'ordre de 40 à 45 cents/lep TVA comprise, mais surtout il est beaucoup plus stable que le prix du mazout et du gaz (voir notre analyse ci-avant).

<sup>67</sup> Source : D. Marchal (Valbiom), exposé au European Pellets Forum de mars 2008

**Figure : Prix européen de différentes formes de bois-énergie à usage domestique comparé aux combustibles fossiles**  
**Price (domestic use)**



Source : D. Marchal (Valbiom), exposé au European Pellets Forum de mars 2008

Enfin, le secteur industriel embraye depuis peu. Ainsi, l'usine de **Volvo Trucks** en Flandre vient de substituer le gaz par la biomasse en octobre 2007, en installant une chaudière alimentée aux granulés de bois et une autre à la biohuile. Outre la volatilité des prix des combustibles classiques, l'application d'un quota de CO<sub>2</sub> à l'usine, dans le cadre du système EUETS, a été un argument de poids pour cette conversion. D'autres industriels pourraient suivre prochainement.

### *Les plantations bois-énergie dans nos contrées*

Outre la valorisation des résidus/connexes de l'industrie du bois, un intérêt croissant est porté vers les cultures dédiées à la biomasse-énergie. Il s'agit ici de choisir avec soin des espèces qui poussent rapidement et ont une bonne rentabilité à l'hectare. Les 4<sup>èmes</sup> Rencontres de la Biomasse organisées par Valbiom a fait le point sur le sujet.

Les **taillis à très courte rotation (TTCR) de saules** ont été expérimentés en Bretagne. Les caractéristiques techniques de la production de cette espèce sont reprises ci-dessous. La culture présente également des co-bénéfices, par la possibilité de valoriser les boues de station d'épuration et de permettre un traitement tertiaire des eaux usées. Il s'agit également d'une culture pérenne, ce qui permet un enrichissement en carbone des sols et évite le labour source d'émissions de CO<sub>2</sub>. L'expérience menée en Bretagne montre que les rendements réels sont légèrement inférieurs aux rendements attendus, de l'ordre de 7 à 9 tMS/ha. Les coûts sont relativement élevés : 2500-3000 €/ ha à l'implantation, 250-350 €/ ha.an pour la maintenance et la récolte.

## Le TTCR de saules, qu'est-ce c'est?

- Une culture pérenne, durée de vie de 15 - 20 ans
- Plantation au printemps (15 000 boutures/ha)
- L'hiver après sa plantation, recépage.
- Récolte tous les 2 à 3 ans
- Rendements : 8 à 12 t M.S./ha/an
- Valorisation énergétique



Source : A. Leplus (AILE), exposé aux 4èmes rencontres de la biomasse de Valbiom

Une autre plantation énergétique prometteuse pour nos contrées est le **miscanthus**. Cette graminée pérenne originaire d'Afrique et d'Asie, appelée aussi 'herbe à éléphant', comporte une variété hybride *Miscanthus Giganteus* spécifiquement dédiée à la production de biomasse ligno-cellulosique. Cette plante stérile se propage par division des rhizomes et n'exige que très peu d'intrants (principalement lors de la plantation initiale). Elle est adaptée à nos latitudes et tolère un grand nombre de types de sol. À maturité (après 4-5 ans), la récolte annuelle permet d'engranger 12 à 16 tonnes de matières sèches à l'hectare pendant environ 15 ans<sup>68</sup>. La faible teneur en eau des tiges lors de la récolte en hiver permet d'obtenir des ballots d'une densité de 150 kg/m<sup>3</sup>. Au niveau environnemental, le bilan semble largement positif : séquestration de carbone dans le rhizome et les racines, culture pérenne pouvant constituer un élément du maillage pour la biodiversité, risques érosifs des parcelles diminués et enfin bilan énergétique largement positif : 14 unités d'énergie produites pour 1 unité d'énergie nécessaire à la culture. Le pouvoir calorifique est de 4,8 kWh/kg MS. Cette culture présente cependant quelques inconvénients : investissement initial élevé (plants et main-d'œuvre), mécanisation spécialement adaptée et volumes importants à stocker et à transporter. Actuellement, Valbiom collabore avec quelques agriculteurs hennuyers pour des essais phyto et un réseau de parcelles d'essai.

<sup>68</sup> Source : G. Warnant, 2007, exposé aux 4<sup>e</sup> rencontres de la biomasse de Valbiom

*Photo du Miscanthus Giganteus*



Source : G. Warnant (2007), Exposé aux 4<sup>e</sup> Rencontres sur la biomasse de Valbiom

### ***Le bois de chauffage : vers une utilisation plus rationnelle***

Si le Belge a une brique dans le ventre, on peut dire que le Wallon a également une bûche dans l'âtre. Cette pratique archaïque renaît de ses cendres ces dernières années suite à l'envolée des prix des combustibles de chauffage, à l'amélioration du design des 'cassettes' et autres 'poêles' et last but not least à la disponibilité de bois de chauffage sur le marché mais aussi via les réseaux informels. En 2004, le bois de chauffage pour utilisation domestique représentait encore la deuxième source primaire énergies renouvelables en Wallonie<sup>69</sup>, derrière les sous-produits forestiers mais loin devant l'énergie hydro-électrique et les déchets ménagers (cf. figure ci-dessous).

Tout en reconnaissant le rôle social que peuvent revêtir **les poêles à bois**, force est de constater que l'utilisation actuelle du bois de chauffage est loin d'être la panacée : le rendement énergétique est en général mauvais, l'impact indirect lié au transport (en bonne partie individuel) du bois est non négligeable, mais de manière plus surprenante la problématique de la pollution de l'air semble en être affectée. Une étude récente menée par le CNRS en France<sup>70</sup> dans le cadre du programme européen CARBOSOL montre ainsi qu'en hiver, 50 à 70% de la masse des aérosols carbonés provient de la combustion de la biomasse, le solde provenant du mazout de roulage et de chauffage. Par ailleurs, de récentes études épidémiologiques ont souligné la similarité des effets sur la santé entre les fumées de combustion de biomasse et les produits pétroliers. Les auteurs recommandent ainsi, outre des évolutions technologiques à renforcer, une réglementation sévère limitant les modes d'utilisation de la biomasse (feux de cheminée, feux agricoles et feux de jardin).

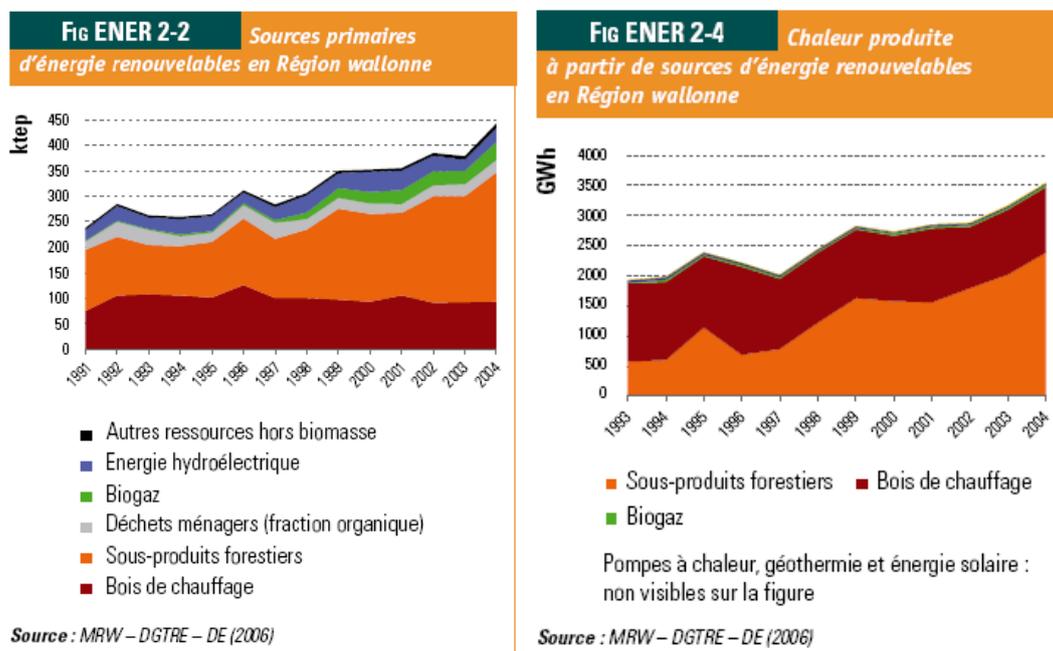
Nous proposons de **mobiliser à terme** (d'ici 2020) dans les centrales cogénération biomasse **50.000 tep de bois de chauffage**, soit un peu plus de la moitié du bois de

<sup>69</sup> Source : Rapport sur l'Etat de l'Environnement wallon (2006)

<sup>70</sup> Source : Communiqué de presse sur <http://www2.cnrs.fr/presse/communiquel1246.htm?&debut=8>

chauffage utilisé actuellement. Nous sommes conscients qu'il faudra une véritable révolution culturelle pour l'acceptation d'un tel plan, mais c'est le prix à payer pour un avenir énergétique plus durable. Il est nécessaire en tout cas de décourager au plus vite les installations de poêles et inserts chez les particuliers.

Figure : Le bois de chauffage parmi les autres sources d'énergie renouvelable en Wallonie



Source : Rapport sur l'Etat de l'Environnement wallon (2006-2007)

### 3.6. Un partenariat win-win entre la Belgique et les pays sub-tropicaux

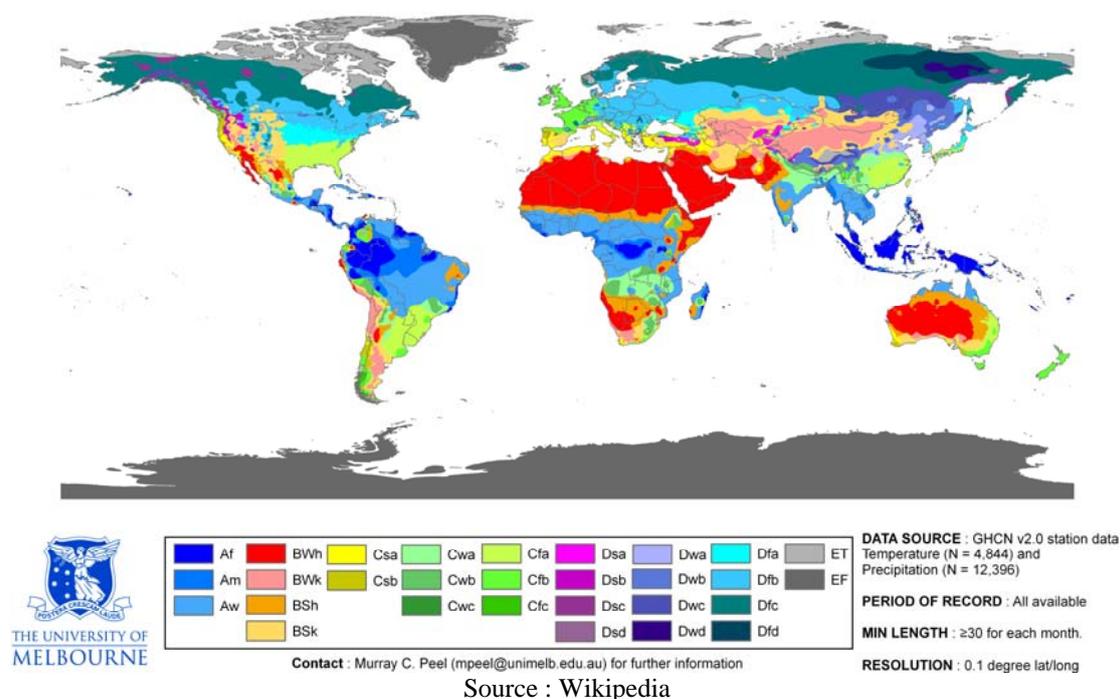
Si les ressources potentielles de biomasse dans nos contrées peuvent encore être davantage exploitées en vue d'une valorisation énergétique (cf. ci-dessus), il est cependant généralement admis qu'elles ne suffiront pas pour assurer un degré suffisant d'indépendance énergétique à la Belgique ou à l'Europe. La distribution régionale des projections de potentiel de biomasse-énergie à l'horizon 2050 montre que **l'Europe dispose d'un faible potentiel de croissance** car la grande partie des terres arables et forestières sont déjà exploitées à l'heure actuelle. Une étude récente<sup>71</sup> menée pour le compte de l'Agence européenne de l'environnement montre que le potentiel de production de biomasse-énergie en Europe à l'horizon 2030 s'élève à 293 Mtep, soit environ 16% de la consommation intérieure brute d'énergie. Les contraintes imposées à ce potentiel sont de ne pas exercer de pression environnementale additionnelle ni de réduire la sécurité alimentaire en Europe. Ces 16% sont ventilés entre les différentes applications de la biomasse-énergie (approche d'efficacité-coût) : 12,5% pour l'électricité, 18% pour la chaleur et 5,5% pour les agro-carburants. En Belgique, le potentiel serait encore plus restreint avec 2,4 Mtep

<sup>71</sup> Source : Exposé de Gustav RESCH, Vienna University of Technology, Séminaire du CFDD du 3 octobre 2007

ou 4,5% de la consommation intérieure brute d'énergie, principalement par le biais de la valorisation énergétique des déchets.

Par ailleurs, il est indéniable que les **conditions climatiques** sont nettement plus favorables à la croissance des plantes dans les pays appartenant à la zone climatique 'tropicale'<sup>72</sup>. Cette vaste zone s'étale entre les tropiques jusqu'à 15 à 25° de latitude Nord et Sud de part et d'autre de l'équateur. Le climat est caractérisé par des températures élevées toute l'année (minimum 18°C chaque mois, dû à l'irradiation permanente quasi verticale du soleil) et une pluviosité abondante (supérieure à l'évapotranspiration, conséquence de la zone de convergence intertropicale des vents) dépassant, parfois largement, 1 mètre d'eau par an. La distribution des pluies au long de l'année permet de distinguer le climat équatorial (précipitations abondantes toute l'année, A<sub>f</sub> sur la carte), le climat de mousson (précipitations abondantes lors de la saison des pluies, A<sub>m</sub> sur la carte) et le climat tropical de savane (saison sèche prononcée, A<sub>w</sub> sur la carte).

**Figure : Carte de classification des climats d'après Köppen-Geiger**  
World map of Köppen-Geiger climate classification



Pas étonnant dès lors de constater que la croissance annuelle des plantations forestières en volume est bien plus élevée dans ces zones tropicales que dans nos contrées. La **productivité moyenne** s'élève là-bas à 23 tonnes de bois par ha soit environ 14 tonnes de matière sèche, contre une moyenne de 2 à 6 tonnes de bois anhydre par ha dans les forêts européennes<sup>73</sup>. Par contre, les climats septentrionaux sont plus favorables à la culture des céréales : on produit par exemple 8 à 10 tonnes de froment par hectare contre 1 à 3 tonnes de riz en zone de climat 'tropical'. Bel exemple d'avantages comparatifs que l'économiste Ricardo aurait sans aucun doute épinglé : l'Europe et l'Afrique 'tropicale' ont tout intérêt à pratiquer le commerce

<sup>72</sup> Au sens de la classification des climats la plus utilisée, celle de Köppen-Geiger.

<sup>73</sup> source : L. Minguet, article « Production de bois énergie en zone subtropicale »

international en échangeant par exemple une tonne de blé contre deux tonnes de bois. Abstraction faite du transport, cela permettrait aux européens d'obtenir 20 tonnes de bois à l'hectare et aux Africains 10 tonnes de céréales, soit de 3 à 10 fois plus que les rendements obtenus 'à domicile' !

Reste donc l'épineuse question du **transport international** nécessaire à l'échange. Il faut en effet évaluer si l'impact économique et environnemental du transport risque de compenser négativement les bienfaits de l'échange. Un récent mémoire<sup>74</sup> analyse la rentabilité de centrales de cogénération biomasse sur l'ensemble de la chaîne avec une attention particulière sur la faisabilité économique et le bilan environnemental d'un approvisionnement extérieur de bois-énergie. Partant du constat que le marché local de biomasse-énergie est peu stable, avec une demande croissante confrontée à une offre limitée et peu flexible, l'auteur envisage le cas d'une importation de biomasse en provenance du Sénégal afin de garantir la sécurisation de l'approvisionnement à la source. Actuellement, l'explosion de la quantité de marchandises faisant l'objet d'expéditions intercontinentales mène à un marché du transport maritime arrivant à saturation. Les prix exigés par les affréteurs sont donc fort élevés, ceux-ci profitant de la tension du marché.

Après une analyse complète des coûts des différentes étapes nécessaires à l'importation de la biomasse, l'auteur tire les résultats suivants :

- Le transport de bois-énergie est optimisé lorsque le bois est pelletisé<sup>75</sup> en Afrique. Les **pellets** ont en effet une densité énergétique par m<sup>3</sup> plus de deux fois supérieure aux troncs : 3,22 MWh/m<sup>3</sup> contre 1,42 MWh/m<sup>3</sup>. Pour l'ensemble des étapes de la logistique (au Sénégal, sur mer et en Belgique), les frais de transport et de manutention sont minimalisés avec les pellets. À l'avenir, la torréfaction du bois pourrait encore améliorer la densité énergétique du combustible.
- En considérant les hypothèses d'une capacité de cargaison de 12.750 tonnes, d'une marge prise par l'affréteur de 20% et d'une centrale se trouvant dans un rayon de 30 km du port de Liège, le prix de Dakar à la centrale avoisine **42€tonne de pellets** transporté (un peu moins de 10€/MWh). Cela représente environ 40% du coût total de l'approvisionnement, les 60 autres % étant consacrés à l'exploitation forestière et la transformation de pellets en Afrique.
- Les émissions de CO<sub>2</sub> sont également estimées pour toutes les étapes de la logistique : culture du bois, récolte, transport jusqu'à l'unité de pelletisation, pelletisation, transport maritime, transport fluvial et transport routier jusqu'à la centrale. Les émissions s'élèvent à **41,5 kgCO<sub>2</sub>/MWh<sub>p</sub>**, avec une part relativement faible du transport maritime (18%) dans les émissions totales de la chaîne logistique<sup>76</sup>. Comparé aux sources d'énergie fossile dont le cycle de carbone n'est pas bouclé (de 250 pour le gaz à 385 kgCO<sub>2</sub>/MWh<sub>p</sub> pour le charbon<sup>77</sup>), le gain est considérable, d'un facteur 5 à 8. Si l'on prend le cycle

---

<sup>74</sup> Source : A.-L. Huynen (2008), «implantation d'une centrale de cogénération biomasse » HEC Liège

<sup>75</sup> Ce procédé comporte trois phases principales à partir du bois brut : broyage, séchage et compression à environ 100 bars à l'aide d'une extrudeuse.

<sup>76</sup> A noter toutefois que de nouvelles estimations d'émissions de CO<sub>2</sub> du secteur maritime international semblent montrer un impact plus important de ce secteur à savoir 1,2 Gt, soit 4,5% des émissions mondiales, alors que les estimations de l'IPCC se chiffrent à 400 Mt. Source : J. Vidal, <http://www.guardian.co.uk/environment/2008/feb/13/climatechange.pollution>, se basant sur un rapport confidentiel des Nations Unies.

<sup>77</sup> Source : CWAPE (2004), Coefficients d'émissions de CO<sub>2</sub> des filières de production d'électricité verte.

énergétique total, le bilan est bon également : l'ensemble des étapes de la logistique des pellets ne 'consomment' qu'environ 13% du contenu énergétique du combustible.

Table 1: Socio-economic issues associated with biomass production and utilisation [1]

Dimension	Benefit
Social	Increased standard of living
	Environment
	Health
	Education
	Social cohesion and stability
	Migration effects (mitigating rural population)
	Regional development
	Rural diversification
Macro Level	Security of supply/risk diversification
	Regional growth
	Reduced regional trade balance
	Export potential
Supply Side	Increased productivity
	Enhanced competitiveness
	Labour and population mobility (induced effects)
	Improved infrastructure
Demand Side	Employment
	Income and wealth creation
	Induced investment
	Support of related industries
Institutional Aspects	Democratic decision processes
	Participatory problem solving
	Local problem solving

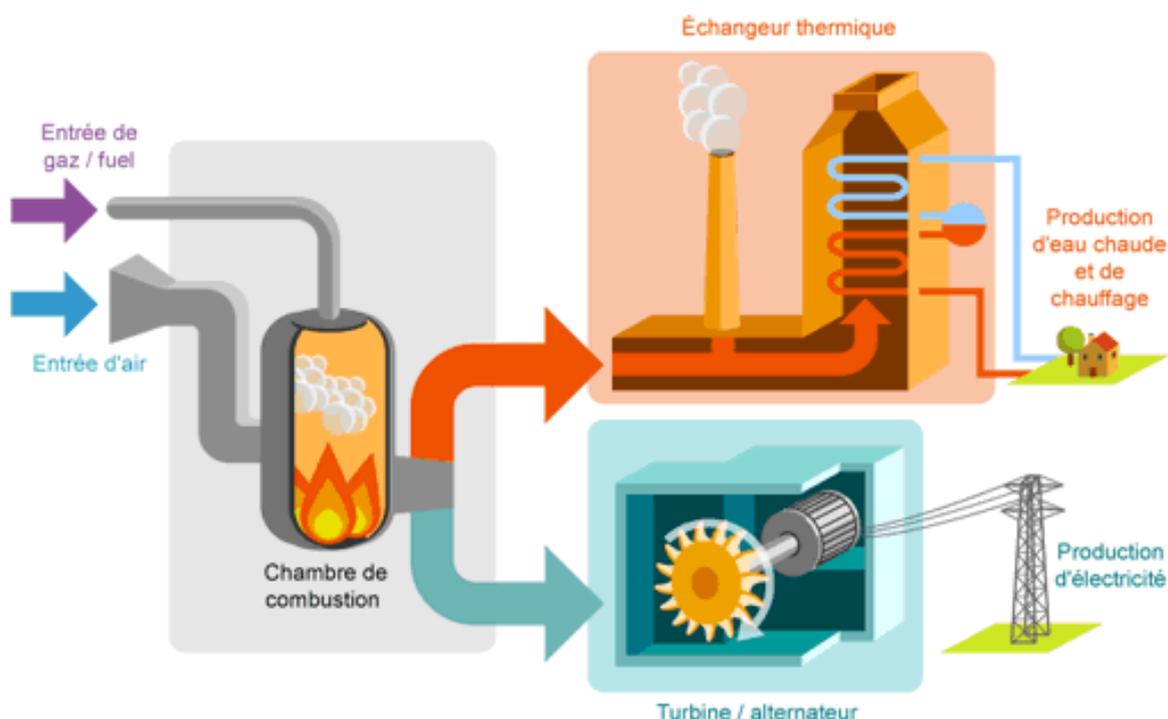
[1] Source: Domac, J. and Richards, K. Final Results from IEA Bioenergy Task 29: Socio-economic Aspects of Bioenergy Systems, 12th European Conference on Biomass for Energy and Climate Protection, Amsterdam, 2002: 1200-1204.

## 4. Le projet : 600 centrales de cogénération-biomasse avec réseaux de chaleur

### 4.1. Le principe de la cogénération

Le principe de la cogénération<sup>78</sup> est contenu dans son nom : elle consiste à produire, à partir d'une énergie primaire combustible (fossile ou renouvelable), **deux énergies secondaires utilisables** : une énergie mécanique ou électrique et une énergie thermique.

Figure : Schéma simplifié du principe de la cogénération



Source : Laurent, peux-tu me donner la source (je l'ai reprise de ton PowerPoint)

Alors que dans une centrale électrique, c'est le rendement électrique maximum qui est recherché (rendement électrique de l'ordre de 40% avec un cycle simple et atteignant 55% avec un cycle combiné), dans la cogénération, on vise un rendement global accru par l'utilisation prioritaire de **l'énergie thermique**, soit dans un processus industriel soit dans une chaufferie ; la co-génération d'électricité (ou de force) n'est plus dans ce cas le but mais une conséquence, améliorant le bilan économique de l'équipement dont le rendement global peut alors atteindre 90%. L'énergie thermique sert le plus souvent au chauffage de bâtiments et/ou à la production d'eau chaude sanitaire ou à des procédés industriels.

**L'énergie électrique** est obtenue par conversion de l'énergie mécanique produite par une turbine ou moteur à gaz, ou turbine à vapeur. Cette conversion est obtenue en couplant une dynamo (courant continu) ou un alternateur (courant alternatif) à la

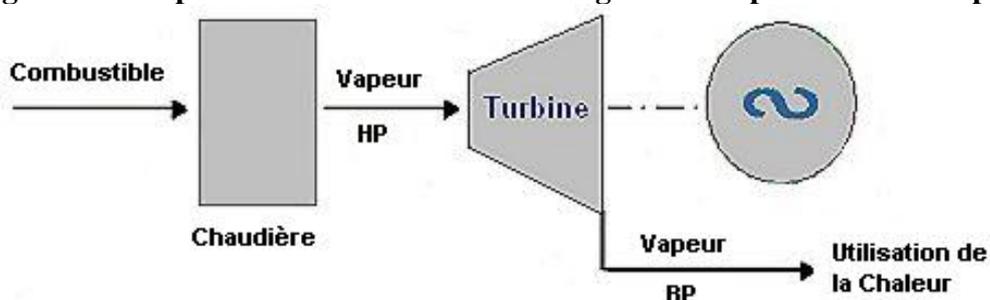
<sup>78</sup> Source principale du chapitre sur la cogénération : [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)

turbine. Le rendement de conversion mécanique/électrique est d'environ 98%. Dans un équipement de cogénération, l'énergie électrique est soit autoconsommée, soit réinjectée sur le réseau électrique public de transport (haute tension) ou distribution (moyenne tension), suivant des conditions économiques fixées par les pouvoirs publics.

Actuellement, les technologies principalement utilisées pour la cogénération sont :

- la cogénération par **moteur** : les moteurs de cogénération visent surtout les petites applications, de quelques dizaines de kW à environ 3 MW. Ce sont donc surtout les petites installations et les applications domestiques qui sont concernées par ce type de technologie. Leurs rendements électriques se situent généralement entre 30 et 40 %. La forte proportion d'énergie thermique basse température après le cycle de production d'électricité implique, pour obtenir un bon rendement, d'avoir à disposition une utilisation sous forme d'air ou d'eau chaude, tels que par exemple des réseaux de chauffage urbain ou industriel.
- La cogénération par **turbine à combustion** (ou à gaz) : les turbines à combustion sont disponibles dans une gamme de puissance allant de quelques dizaines de kW à plusieurs dizaines de MW. Leur rendement électrique varie entre 25 et 40% en fonction de la puissance. Les gaz d'échappement, après le cycle de production d'électricité, contiennent toujours beaucoup de chaleur (500°C) et sont donc dirigés vers une chaudière de récupération, où leur énergie thermique sera transmise à un fluide caloporteur (généralement de l'eau).
- La cogénération par **turbine à vapeur** : cette technique permet de produire de l'électricité lorsque de la vapeur est produite en excédent. La turbine à vapeur est aussi la principale technique utilisée dans les grosses centrales électriques, nucléaires ou à combustibles fossiles, pour convertir l'énergie thermique du combustible en électricité. La cogénération par turbine à vapeur permet d'utiliser des sources d'énergie primaires variées, dont entre autres les sources d'énergie diverses issues de la valorisation des déchets de l'industrie, tels que les déchets de bois dans les scieries, où les déchets végétaux de l'agriculture. Le cycle thermodynamique des turbines à vapeur est basé sur le cycle de Rankine (cf. figure ci-dessous). A l'aide de la chaleur dégagée par la combustion d'un combustible, on produit de la vapeur à haute pression dans une chaudière. Cette vapeur est ensuite dirigée vers une turbine où elle se détend. Sortie de la turbine, la vapeur est condensée et ramenée à la chaudière, où ce cycle recommence.

**Figure : Principe de fonctionnement d'une cogénération par turbine à vapeur**



Source : [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)

Les avantages principaux de la cogénération, comparés à la production séparée de chaleur et d'électricité, sont les suivants :

- Le rendement d'une centrale de production électrique, qu'elle fonctionne au combustible nucléaire, au fioul ou au charbon, ne dépasse guère les 40%, le reste de l'énergie produite étant dispersée dans l'environnement (cours d'eau, atmosphère) sous forme de chaleur. La cogénération fait donc une **meilleure utilisation de l'énergie primaire** contenue dans le combustible.
- Nous savons que les réserves de combustibles fossiles sont limitées et nous devons donc en faire usage avec parcimonie. La cogénération amène alors à faire des **économies d'énergie fossile** grâce à sa meilleure utilisation de l'énergie primaire du combustible.
- Le **transport** sur de longues distances de **l'énergie électrique** produite de façon centralisée génère d'importantes pertes supplémentaires "en ligne", par effet Joule, et implique des infrastructures coûteuses, polluantes visuellement.
- La cogénération, lorsqu'elle se substitue à une production d'énergie à partir de pétrole ou de gaz, limite **l'émission des polluants et de gaz à effet de serre** dans l'atmosphère.

Un moteur possède un rendement électrique d'environ 40 à 45%, une turbine, un rendement électrique d'environ 35 à 40%, et celui d'une pile à combustible se situe aux alentours de 20 à 30%. La quasi-totalité du solde de l'énergie consommée est transformée en chaleur. La cogénération consiste à récupérer au mieux cette énergie, afin de la valoriser pour atteindre un rendement total pouvant aller jusqu'à 90%, voire un peu au-delà pour des applications industrielles. Ceci implique une **production locale par de petites unités**. En effet une production électrique de, par exemple un réacteur nucléaire de 1 GW, implique la dissipation d'environ 2 GW de chaleur. Il s'agit de la puissance permettant théoriquement de chauffer 100 000 logements récents de 100 m<sup>2</sup>. En pratique, comme la chaleur se transporte beaucoup moins bien que l'électricité, elle est souvent considérée comme un déchet industriel. Lorsque, grâce à la cogénération, cette option peut être évitée, les principaux moyens d'utilisation de cette énergie sont la production d'air chaud, la production d'eau chaude et la production de vapeur.

Récemment, la technologie de la **trigénération** est devenue d'application. Elle consiste en une extension de la cogénération, avec production d'une troisième catégorie d'énergie, en général du froid.

**En Wallonie**, 88 unités de cogénération sont actuellement installées<sup>79</sup>, pour la plupart pour des industries ayant des besoins importants de chaleur (Solvay Jemeppe, gaz de hauts-fourneaux et cokeries, papier, agro-alimentaire). En 2004, l'ensemble de ces unités de cogénération représentait environ **8% de la production d'électricité**, alors que l'objectif poursuivi par le Plan de maîtrise durable de l'énergie s'élève à 15% d'ici 2010. Les combustibles utilisés pour la cogénération sont diversifiés : gaz naturel, sources d'énergie renouvelable et fuel lourd. La principale technologie utilisée est la turbine vapeur, dans une moindre mesure la turbine à gaz avec récupération de chaleur et le moteur (faible puissance).

Le législateur wallon encourage la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable et/ou de cogénération de qualité par un mécanisme de soutien identique : les certificats verts. Il se différencie par là du système flamand, qui

---

<sup>79</sup> Source : Rapport sur l'Etat de l'Environnement wallon

soutient séparément l'électricité renouvelable et l'électricité de cogénération par des mécanismes spécifiques. La **cogénération de qualité** est définie comme la « *production combinée de chaleur et d'électricité, conçue en fonction des besoins de chaleur du client, qui réalise une économie d'énergie par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité dans des installations modernes de référence dont les rendements annuels d'exploitation sont définis et publiés annuellement par la Commission wallonne pour l'énergie* »<sup>80</sup>. Le critère déterminant pour être reconnue d'électricité verte est de réaliser une économie de CO<sub>2</sub> d'au moins 10% par rapport à une centrale moderne Turbine-Gaz-Vapeur (TGV). Les certificats verts sont octroyés proportionnellement à la quantité de CO<sub>2</sub> évitée par rapport à la filière TGV (émissions de référence : 456 kg CO<sub>2</sub>/MWhé). Alors qu'une éolienne reçoit un CV par MWhé produit, une cogénération à base de gaz reçoit au mieux 0,4 CV par MWhé. À noter que les émissions de CO<sub>2</sub> sont calculées sur l'ensemble de la filière considérée (sauf énergie grise des installations) ; c'est ainsi que la biomasse utilisée pour la production d'électricité n'est pas considérée neutre au niveau du CO<sub>2</sub>, mais comme émettant environ 50 kgCO<sub>2</sub>/MWhé. Une unité de cogénération à base de biomasse bénéficie de deux CV par MWhé produit, car la valorisation de la chaleur résiduelle est comptabilisée dans l'économie de CO<sub>2</sub> globale par rapport à des filières séparées de production de d'électricité et de chaleur<sup>81</sup>.

## **4.2. La cogénération biomasse**

La plupart des unités de cogénération utilisent des combustibles fossiles, comme le gaz et le fuel lourd. Mais suite au renchérissement du prix des hydrocarbures, les unités de cogénération utilisant de la biomasse se multiplient à l'étranger, mais aussi chez nous. Un bon exemple récent est le projet de Renogen S.A. sur le zoning de Kaiserbaracke à Amel ; l'unité de cogénération offre à trois entreprises implantées sur le site une production commune d'électricité et de chaleur décentralisée par la valorisation de déchets de bois non contaminés. Les autres exemples emblématiques sur le plan industriel wallon sont Biowanze (cogen-biomasse pour la production de bioéthanol) et Burgos Ardennes (cogen-biomasse pour la production de pâte à papier).

Si l'on envisage la **production d'électricité uniquement**, les technologies à base de combustibles biomasse présentent toutes un rendement énergétique inférieur à l'installation de référence au gaz (centrale TGV, 55% rendement). On citera notamment<sup>82</sup> :

- Turbines vapeur : il s'agit de la plus utilisée, pour des applications allant de 500 kW à 500 MW. L'efficacité est plus importante pour les turbines de grande dimension (jusque 40%), alors que les petites ont un faible rendement (15%).
- Organic ranking cycle (ORC) : le fonctionnement est similaire aux turbines vapeur, sauf le vecteur de pression (huile organique à la place de l'eau, permettant des T° d'ébullition moindres). Les capacités sont plus petites (de 300 kW à 1,5 MW), les rendements sont mauvais mais les coûts sont très bas.
- Moteur Stirling : les premiers modèles commerciaux commencent à apparaître (de 1 à 100 kW), les rendements varient entre 15 et 30%.

<sup>80</sup> Source : Décret wallon du 12/04/2001 relatif à l'organisation du marché régional d'électricité.

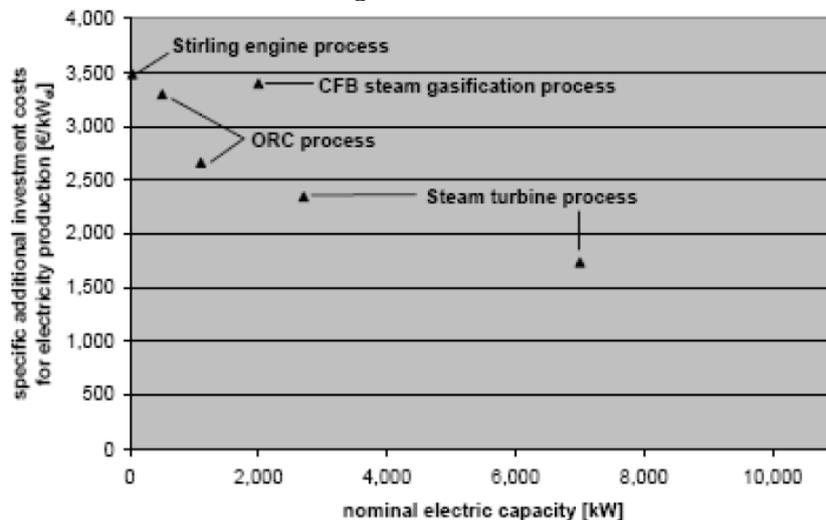
<sup>81</sup> La référence utilisée par la CWAPE pour la valorisation thermique de la cogénération, est la chaudière au gaz naturel d'un rendement de 90%, émettant 279 kgCO<sub>2</sub>/MWhq.

<sup>82</sup> Source : H. Ragossnig (AEBIOM), Conférence Biopower Generation, Brussels 09-10/04/2008

- Co-combustion : le principe est d'envisager la biomasse comme combustible conjoint remplaçant partiellement le charbon dans les centrales thermiques. Il s'agit du marché le plus porteur actuellement (USA, Allemagne, Suède, Italie). Le gros avantage est la faiblesse des coûts additionnels de capital et les bons rendements électriques (de l'ordre de 35%) car ils utilisent des centrales au charbon existantes.
- Gaséification : la biomasse est oxydée partiellement pour obtenir un combustible gazeux. Le gros avantage est d'améliorer les rendements électriques par rapport aux turbines vapeur : 25% pour les petites installations et 50% pour les grosses installations. En Wallonie, Xylowatt est active dans ce domaine. La contrainte majeure reste toujours non résolue : purifier les 'flue gas'. Il faut plusieurs années avant de connaître une bonne disponibilité (7000 heures/an).

On le voit par ce bref aperçu, la valorisation de la chaleur est une condition sine qua non pour que le bilan global du combustible biomasse sous ses différentes formes soit indéniablement positif. La technologie de **cogénération à base de biomasse** a donc été développée et a atteint actuellement le stade de la maturité ; elle permet de valoriser la chaleur d'installations de taille modeste dont les rendements électriques sont faibles. Le rendement total (électricité+chaleur) dépend de l'orientation que l'on donne à la centrale : il est plus élevé si la chaleur est l'objectif premier (jusqu'à 75% de rendement), moins si c'est l'électricité (50%). Le rendement est dans tous les cas moindre qu'une installation de chauffage (85%). L'électricité issue de la cogénération nécessite des coûts d'investissement supplémentaires (cf. ci-dessous), en fonction de la technologie utilisée. Il semble que la plus abordable pour l'instant soit le procédé de la turbine à vapeur.

**Graphique : coûts additionnels d'investissement pour différentes technologies de cogénération**



Source : AEBIOM, exposé H. Ragossnig

**Figure : Unités de cogénération-biomasse en fonctionnement (FeuerWerk, Autriche ; Ydes Cantal, France)**



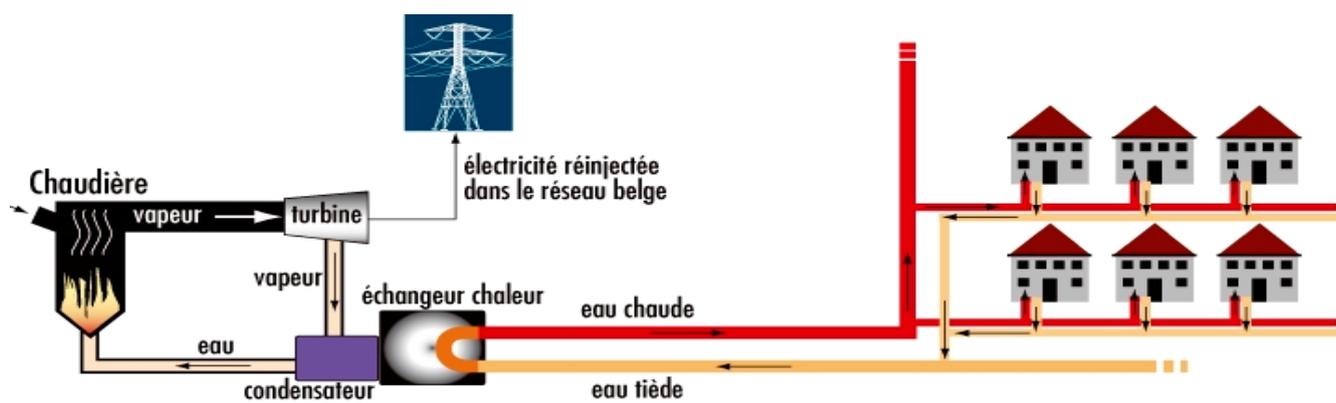
Source : [http://www.senat.fr/rap/r05-436/r05-436\\_mono.html](http://www.senat.fr/rap/r05-436/r05-436_mono.html)

### 4.3. Les réseaux de chaleur<sup>83</sup>

Un **réseau de chaleur** (également appelé 'chauffage urbain') est une installation qui comprend une ou plusieurs sources de chaleur (chaufferie), un réseau (primaire et/ou secondaire) de canalisations empruntant la voirie publique ou privée et aboutissant à des postes de livraison de la chaleur aux utilisateurs, appelés les sous-stations. La chaleur est produite par une unité de production et ensuite transportée par un fluide caloporteur (généralement de l'eau) dans divers lieux de consommation : logements principalement, mais aussi aux autres bâtiments publics et privés ayant des besoins en chaleur (hôpitaux, piscines, écoles, etc.). En France par exemple, les 2/3 de la chaleur distribuée par les réseaux vont à l'habitat.

On peut distinguer **deux types de production de chaleur**. D'une part, des centrales thermiques sont créées dans le but de créer un réseau de chaleur à distance pour un vaste quartier d'habitation et/ou de services. Ces centrales utilisent des combustibles de différents types gaz, fioul, bois... D'autres réseaux de chaleur à distance se basent sur la production de chaleur d'une industrie pour redistribuer cette chaleur. On peut citer l'exemple de certaines centrales nucléaires et d'incinérateurs redistribuant de l'eau chaude pour certains besoins proches.

**Figure : Réseau de chaleur alimenté par une cogénération**



Source : Laurent Minguet, dans Trends Tendances juin 2007

#### *Situation des réseaux de chaleur en Europe*

En Europe, on peut estimer le nombre de consommateurs (logements et tertiaire) raccordés à un réseau de chaleur à 100 millions<sup>84</sup>. L'importance des réseaux de chaleur dans la consommation d'énergie domestique (hors électricité) varie de 1 à 50% en fonction des pays. Les réseaux les plus étendus se situent en Allemagne (12% des besoins en chaleur), en Suède, au Danemark (50%) et dans nombre de pays de l'Est (Pologne, République Tchèque, etc.). Le marché des réseaux de chaleur est caractérisé par la stabilité et une croissance relativement faible. Le secteur voit deux tendances récentes se dégager :

<sup>83</sup> Les deux sources principales pour cette section sont : (i) Prévot H. (2006), *Les réseaux de chaleur*, Rapport en réponse à une demande du Ministre français de l'industrie ; (ii) Coretec Engineering (2008), *Etude de faisabilité d'un réseau de chaleur à Verviers*, Rapport provisoire

<sup>84</sup> Source : Vattenfall, Rapport annuel 2006

- Changement de combustible (fuel switch) : du pétrole et du charbon vers le gaz et la biomasse, afin de baisser substantiellement l’empreinte carbone.
- Une conversion progressive des centrales thermiques vers des centrales de cogénération, particulièrement en Suède et en Pologne. En Finlande et au Danemark, la part de chaleur générée par cogénération atteinte déjà 75 à 80%.

La France est également un pays où le chauffage urbain a eu la cote. Un récent rapport sur **l’état de la situation des réseaux de chaleur en France** indique nombre d’indications intéressantes :

- 1 million de logements desservis par réseau de chaleur, dont  $\frac{3}{4}$  de logements sociaux. 394 réseaux de chaleur sont recensés, pour une consommation totale de 23,2 TWh (production de 26 TWh, moins 10% de perte réseaux). Les réseaux sont de taille diverse : Paris (seul réseau vapeur français, alimenté par les incinérateurs et des chaufferies au gaz, 960 km de conduites, 25% des habitations), Grenoble (130 km de conduites, alimentation incinérateurs et charbon), Dunkerque (alimenté par le gaz fatal de la sidérurgie voisine), réseaux plus récents dans certaines villes de province (Vitry-le-François) alimentés par des ressources forestières locales.
- 40% des réseaux fonctionnent en cogénération, avec une puissance totale installée de 1300 MWé. Les cogénérations sont alimentées principalement par le gaz, le solde étant alimenté par la chaleur d’incinération. Il n’y a quasi pas de réseau alimenté à la biomasse (moins de 1%).
- Stagnation des logements desservis par réseau de chaleur depuis 15 ans. Outre les prix bas du pétrole jusqu’en 2004, l’auteur souligne aussi la mauvaise image des réseaux de chaleur auprès des clients, provenant notamment de l’impression de payer trop cher et des compteurs collectifs (« vol de chaleur »). Il insiste aussi sur des tarifs préférentiels pour le chauffage électrique (70% des nouvelles résidences !) et la campagne anti-réseau mené par GDF.
- Le potentiel de développement des réseaux de chaleur en France est important, puisque l’auteur préconise un triplement de l’extension des réseaux de chaleur, permettant d’atteindre 15% de la chaleur consommée par le résidentiel et le tertiaire et de réduire les GES d’environ 20 MTCO<sub>2</sub>. Les cibles privilégiées sont le logement collectif (15 MTEP, la moitié des résidences en France sont en habitat collectif) et le tertiaire (15 MTEP).

En **Belgique**, les réseaux de chaleur n’ont pas bonne presse depuis quelques expériences malheureuses datant de l’après choc pétrolier. Le plus emblématique des chauffages urbains ayant échoué est sans nul doute la **centrale Intervapeur de Verviers**. Le 2 février 2000, Electrabel annonce l’arrêt progressif de ce ‘mastodonte’ développant une puissance de 394 MW thermique<sup>85</sup> et alimentant un réseau de 70 km de canalisations. Un rapide détour sur l’historique de cette expérience permet de déceler les causes principales de cet échec. La vapeur, pour la région verviétoise, est une histoire qui débute en 1937 avec la mise en œuvre d’une première unité de production combinée d’électricité et de vapeur. Destinée à l’origine essentiellement pour alimenter l’industrie lainière sous forme d’un produit à haute température, Intervapeur s’est, au fil du déclin de cette industrie, orientée vers le chauffage

---

<sup>85</sup> La centrale se composait d’une unité principale haute pression fournissant 160 MWth et 23,5 MWe, complété par 5 chaudières basse pression fournissant 234 MWth lors de la période hivernale.

domestique, de PME et de bâtiments publics de Verviers et Dison. Réseau vétuste, dimensionnement inadapté de la centrale d'origine par rapport à son utilisation ultérieure, pertes de réseau élevées liées à l'utilisation de la vapeur (parfois jusqu'à 50% de pertes !)...pas étonnant que ce bel outil relève actuellement plus de l'archéologie industrielle !

**A Châtelet**, le réseau de chauffage urbain est plus récent. Début des années 80, l'Exécutif wallon a sélectionné cinq localités (St-Ghislain, Châtelet, Seraing, Nivelles et Arlon) pour y réaliser des réseaux pilotes de chauffage urbain. Le 21 avril 1980, l'Exécutif a décidé d'inscrire au budget régional « pas moins d'un milliard de FB répartis sur trois ans pour la réalisation du programme expérimental du chauffage urbain »<sup>86</sup>. À Châtelet, le projet a abouti puisqu'une régie alimente en chaleur des bâtiments publics de l'entité de Châtelet. Mais les frais d'entretien et de réparations sont en augmentation croissante, de sorte que les résultats d'exploitations sont déficitaires. En 2003, la majorité socialiste au pouvoir à Châtelet a donc introduit une demande de subsides auprès du ministre Daras pour financer une étude diagnostique de l'état du réseau afin de voir s'il est bon de le maintenir, car le chauffage urbain semble coûter très cher pour ses utilisateurs (notamment l'ISPPC)<sup>87</sup>.

Heureusement, les progrès réalisés depuis lors dans **l'isolation des conduites de chaleur** permettent d'envisager à nouveau des chauffages urbains dont les déperditions de chaleur sont minimales. Actuellement, les tuyaux acheminant l'eau chaude sont en acier ou en polyéthylène réticulé en fonction du diamètre et de la pression induite. Un isolant de haute qualité en mousse dure de polyuréthane entoure le tuyau, et cette mousse est protégée par une coque en polyéthylène. Tout au long du réseau, 2 tuyaux sont disposés en parallèle (une pour l'aller, une pour le retour) en percement de voirie, idéalement dans une tranchée remplie de béton cellulaire et fermée par une membrane d'étanchéité. Ces techniques de calorifugeage permettent de réduire les pertes en ligne à un niveau restreint (de l'ordre de 1 à 2% par km). Sur un réseau de 50 km, il faut compter environ 10% de pertes thermiques par rapport à la consommation totale du réseau<sup>88</sup>.

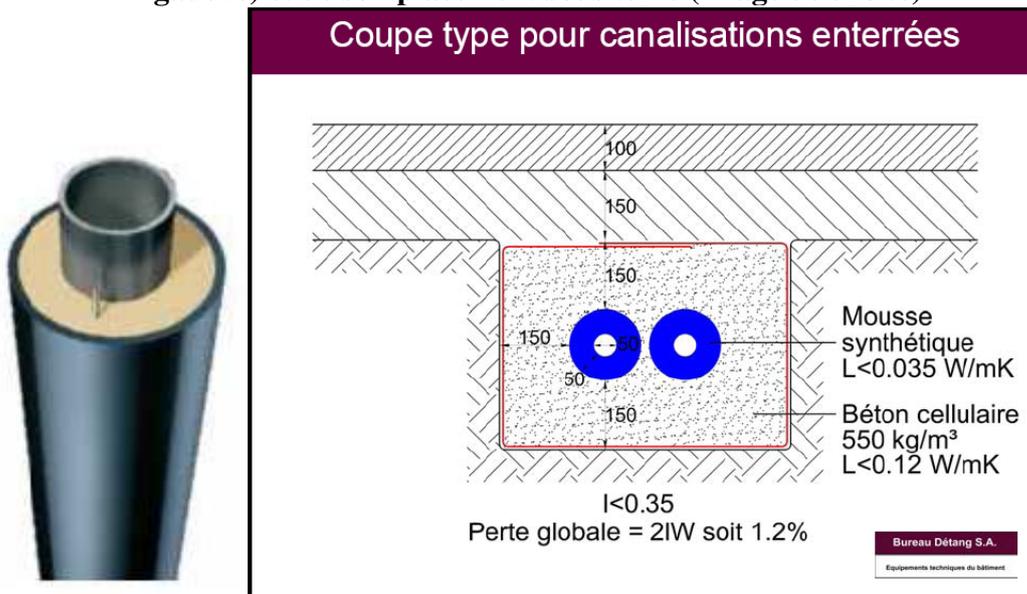
---

<sup>86</sup> Source : E. Di Rupo, Notes documentaires de l'IEV

<sup>87</sup> Source : Intervention de M. Lardinois dans La Dernière Heure, mai 2003

<sup>88</sup> Source : Coretec (2008), étude de faisabilité d'un réseau de chaleur à Verviers

**Figure : Schéma (en coupe) d'une conduite du réseau de chaleur (image de gauche) et de son placement sous terre (image de droite)**



Source : Image de gauche : Coretec (2008), étude de faisabilité d'un réseau de chaleur à Verviers  
 Image de droite : J. Vandevijver-Bureau Detang (2007), Exposé sur le projet de cogénération d'Ottignies, lors du séminaire sur les réseaux de chaleur organisé par l'ICEDD le 23 novembre 2007

Reste enfin à raccorder les habitations ou les bâtiments publics au réseau de chaleur. Il s'agit de '**sous stations**', implantées chez chaque utilisateur. Le poste de raccordement domestique est installé directement au point d'arrivée de la conduite de chauffage dans les bâtiments à alimenter. Il comprend l'échangeur de chaleur, le compteur et une commande de régulation. Gros avantage : l'utilisateur peut conserver ses tuyauteries et ses radiateurs tel quels, seul le mode d'alimentation passe de la chaudière à l'échangeur raccordé au réseau de chaleur.

Comme la pose d'un réseau de chaleur représente souvent plus de la moitié de l'investissement total comprenant la centrale de production de chaleur et le réseau, son **dimensionnement optimal** est une étape essentielle afin d'obtenir une rentabilité acceptable. En règle générale, plus les quartiers d'habitation et/ou de bâtiments publics sont denses, plus la rentabilité et l'intérêt sociétal du réseau de chaleur sera bonne. Ce n'est pas tant les pertes thermiques de réseau que le coût de la pose des canalisations qui rend une densité minimale nécessaire. C'est ainsi qu'en France, la cible privilégiée pour les réseaux de chaleur sont les logements sociaux, présentant un ratio nombre d'habitants par km de voirie élevé<sup>89</sup>. Les autres facteurs importants et complémentaires à la densité pour étudier la faisabilité d'un réseau de chaleur sont (i) le type de voiries à percer pour la pose des conduites (en centre urbain, le coût est plus élevé qu'en zone péri-urbaine)<sup>90</sup>, (ii) la présence de gros consommateurs (hôpitaux, piscines, etc.) dont le profil de consommation peut s'avérer complémentaire à ceux des logements (notamment demande chaleur en été), (iii) la présence d'un cours d'eau

<sup>89</sup> Prévot H. considère qu'une densité de l'habitat de 500 à 1000 'logements de référence' par kilomètre de voirie est suffisante pour rentabiliser un réseau de chaleur, sans subside. Mais en conditions réelles, en tenant compte de l'octroi de certificats verts dans le cas de cogénération, la densité minimale peut être inférieure.

<sup>90</sup> Prévot H. (2006) estime ainsi pour la France que le coût de la pose des conduites s'élève à environ 1100 €/par mètre linéaire en milieu urbain dense, contre 300 €/par mètre dans les petites villes ou les zones en cours d'aménagement.

à proximité, comme source froide du process mais qui permet surtout un approvisionnement en biomasse par bateau.

Outre les aspects financiers abordés ci-après, un réseau de chaleur desservant une zone suffisamment dense d'habitations présente d'autres avantages par rapport à ces mêmes habitations se chauffant de manière individuelle (au mazout ou au gaz) :

	<b>Cogénération biomasse avec réseau de chaleur</b>	<b>Chaudières individuelles et électricité grise</b>
<b>Rendement combiné thermique-électrique</b>	Entre 50 et 75% <sup>91</sup>	Environ 60% (85% pour le chauffage, 35% pour l'électricité)
<b>Pollution locale</b>	Faible, car la production de particules polluantes est centralisée et peut être traitée en sortie de centrale	Forte, car la production de particules polluantes est décentralisée dans chaque habitation et n'est pas traitée en sortie de chaudière
<b>Transport par camion</b>	Nul si la centrale se trouve en bordure d'un fleuve. Important mais concentré dans le temps et dans l'espace si la centrale doit être approvisionnée par camion	Nul en cas de chauffage au gaz. Très important et dispersé dans le temps et dans l'espace, en cas de chauffage au mazout ou au pellet.

Actuellement, les réseaux de chaleur 'nouvelle génération' en sont encore à leur balbutiement. On peut citer Louvain-la-Neuve (3,8 km) et Gedinne (1,3 km). A titre de comparaison, le réseau de chaleur de Lille s'étend sur 700 km !

<sup>91</sup> Estimation d'AEBIOM (Ragossnig, exposé à la conférence Biopower Generation à Bruxelles)

#### **4.4. Convertir massivement notre système énergétique d'ici 2030 : macro-économie du projet global**

Nous sommes persuadés que le défi auquel la Belgique est confrontée d'ici 2030, à savoir assurer un approvisionnement énergétique fiable, propre et à faible coût sans avoir recours au nucléaire, peut être relevé grâce à la contribution importante de nouvelles centrales de cogénération fonctionnant à la biomasse et couplées à des réseaux de chaleur urbain.

Le raisonnement est le suivant : si l'on peut juguler l'augmentation de la demande énergétique tous vecteurs confondus, la plupart des études montrent que **l'électricité sera de plus en plus appréciée comme vecteur énergétique** dans les décennies à venir. Au niveau industriel, l'exemple le plus marquant est sans doute l'acier produit à partir de ferrailles refondues par arc électrique, appelé à supplanter l'acier de la filière fonte. Au niveau domestique, la multiplication des appareils domestiques va se poursuivre en compensant l'effet de réduction induit par les gains d'efficacité de chacun d'eux. Enfin, certaines filières électro-intensives risquent de se développer : les véhicules à propulsion électrique et à plus court terme le conditionnement d'air. Bref, même dans un scénario de réduction de la demande énergétique, la part de l'électricité va continuer à s'accroître.

La production d'électricité étant inévitable, il reste à la produire dans des conditions optimales au niveau du rendement, du coût et écologique. Au niveau du rendement, les **centrales TGV** sont imbattables : elles transforment 55%, voire bientôt 60% de l'énergie primaire en énergie électrique (contre 35% pour le nucléaire et le charbon actuels). Pourtant, ces centrales ont un gros défaut : elles sont dépendantes du gaz, énergie fossile émettrice de GES, dont le prix est volatil et dont les ressources vont s'épuiser à terme. Leur souplesse (au niveau de la production) et leurs faibles coûts d'investissement leur confèrent néanmoins une place dans la transition énergétique à venir, mais celle-ci doit rester limitée.

Les TGV étant imbattables au niveau du rendement électrique, mais problématique sur les autres aspects économiques et environnementaux, il est essentiel de prévoir une valorisation de la chaleur résiduelle lié au processus de transformation électrique. Nous proposons donc de construire environ **600 centrales de cogénération à biomasse d'une puissance moyenne de 50 MW** primaire<sup>92</sup> afin de couvrir la moitié (i) de la demande d'électricité (48 TWh) et (ii) de la demande de chaleur des logements et bâtiments (70 TWh) en Belgique. Le flux quotidien de chaleur associé à cette production est d'environ 18 GW<sup>93</sup> permettant de couvrir quasi tous les besoins en chaleur lors de la période hivernale. Le rendement électrique de ces centrales est

---

<sup>92</sup> Dans le cadre de ce projet, nous proposons des centrales de cogénération où la production d'électricité est assurée par **turbine à vapeur**, principalement pour des raisons de puissance à installer, de fiabilité, de robustesse, de mise au point et de maintenance. Cette technologie fonctionne sur base du principe suivant : (i) L'eau est montée en pression et est ensuite chauffée par la chaleur de combustion du bois jusqu'à obtenir de la vapeur d'eau surchauffée ; (ii) Cette vapeur surchauffée est détendue dans une turbine qu'elle entraîne dans un mouvement de rotation. La turbine entraîne elle-même une génératrice qui produit l'électricité ; (iii) La vapeur détendue est ensuite condensée par échange thermique avec l'eau du réseau de chaleur qui est chauffée par cet échange thermique.

<sup>93</sup> En cogénération, on peut retenir en approximation qu'une production d'un MW électrique génère simultanément une production de 3 MW thermique.

relativement faible (de l'ordre de 15%) pour pouvoir générer une puissance thermique importante alimentant le réseau de chaleur (rendement thermique d'environ 60%), ce qui permet d'obtenir un rendement combiné instantané (chaleur + électricité) de 75%<sup>94</sup> ; en d'autres termes,  $\frac{3}{4}$  de l'énergie contenue dans la biomasse est utilement valorisée lors de la période hivernale (en gros de mi-octobre à mi-avril). L'été, la demande de chaleur est beaucoup moins forte (il reste principalement les besoins d'eau chaude sanitaire des logements, des piscines et hôpitaux) de sorte que les rendements totaux s'effondrent. Il y a alors lieu : (i) soit d'arrêter les centrales de cogénération, le relais pour la production d'électricité étant pris par les centrales TGV et les parcs éoliens ; (ii) soit d'optimiser le rendement électrique des centrales biomasse, tout en valorisant la chaleur résiduelle dans des processus de séchage ou en produisant du froid par la trigénération.

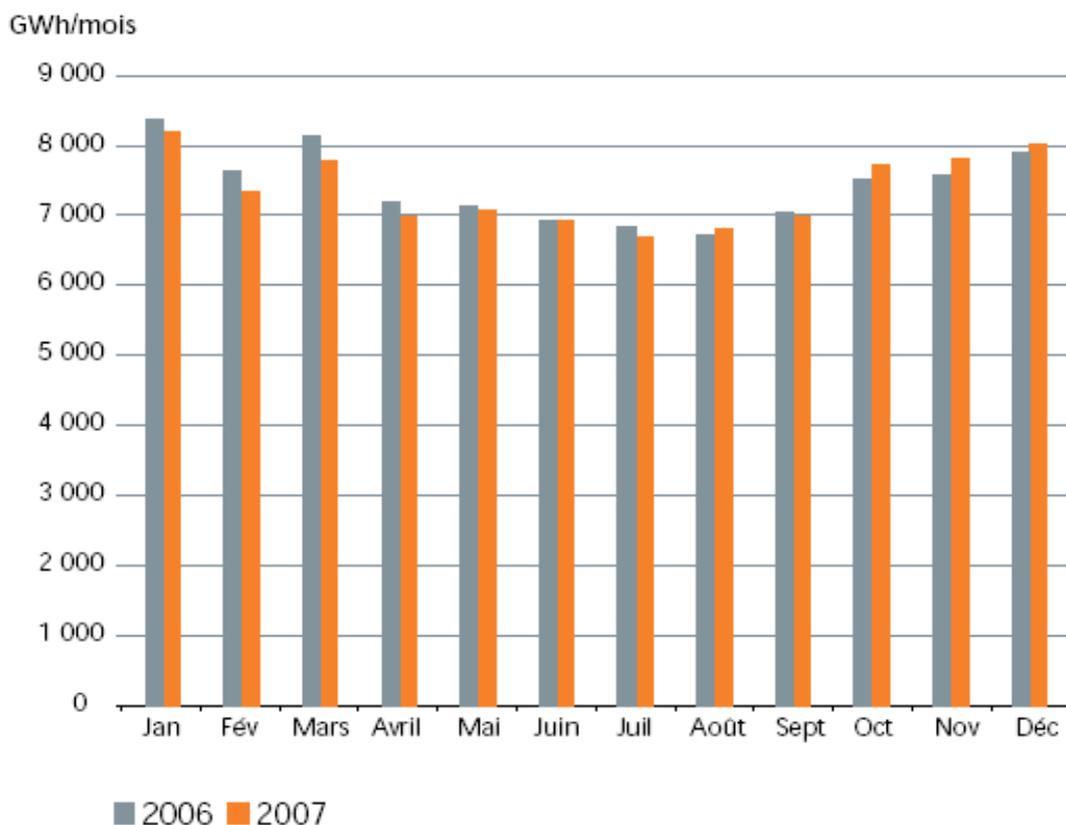
L'ensemble de ces centrales de cogénération injecteront de l'**électricité** au réseau existant haute tension afin de fournir davantage que la moitié de la consommation annuelle actuelle (hors pertes de réseau) de 80 TWh (potentiel de 6 GW x 8.000 heures = 48 TWh électrique par an). Comme les centrales de cogénération fonctionnent toute l'année à l'instar des centrales nucléaires, il n'est pas nécessaire de disposer massivement de capacité de réserve, ce qui est un avantage non négligeable par rapport aux énergies renouvelables à production discontinue et/ou aléatoire (éolien et solaire notamment). Afin de tenir compte des entretiens annuels et des éventuelles pannes de certaines centrales sur leur durée de vie, l'hypothèse est prise d'une durée moyenne annuelle de fonctionnement de 8.000 heures par centrale (sur les 8.760 heures que comptent une année). En 2007, la pointe de consommation a nécessité une capacité de 14.033 MW (le 17 décembre aux environs de 18h00), soit plus du double du creux de consommation qui s'est produit le 5 août à 6h15 (6.462 MW). Au fur et à mesure des années, les pointes sont orientées à la hausse car la consommation d'électricité a tendance à augmenter tandis que l'écrêtage des pointes (par des mesures telles que le *smart metering*) est encore peu appliqué. Au niveau mensuel, les consommations sont davantage lissées (cf. figure ci-dessous) : un peu plus de 8.000 GWh en janvier pour 6.700 GWh en juillet, soit un écart de moins de 20%, justifiant ainsi la nécessité d'une capacité de production électrique importante toute l'année.

---

<sup>94</sup> Source : Coretec (2008), étude de faisabilité de Verviers. Ragossnig (AEBIOM, 2008) est plus pessimiste quant aux rendements puisqu'il évoque une fourchette de 50 à 70%.

**Figure : évolution de la consommation d'électricité<sup>95</sup> en Belgique par mois, pour les années 2006 et 2007**

### Consommation par mois



Source : Elia (2008), Rapport annuel 2007, p.11

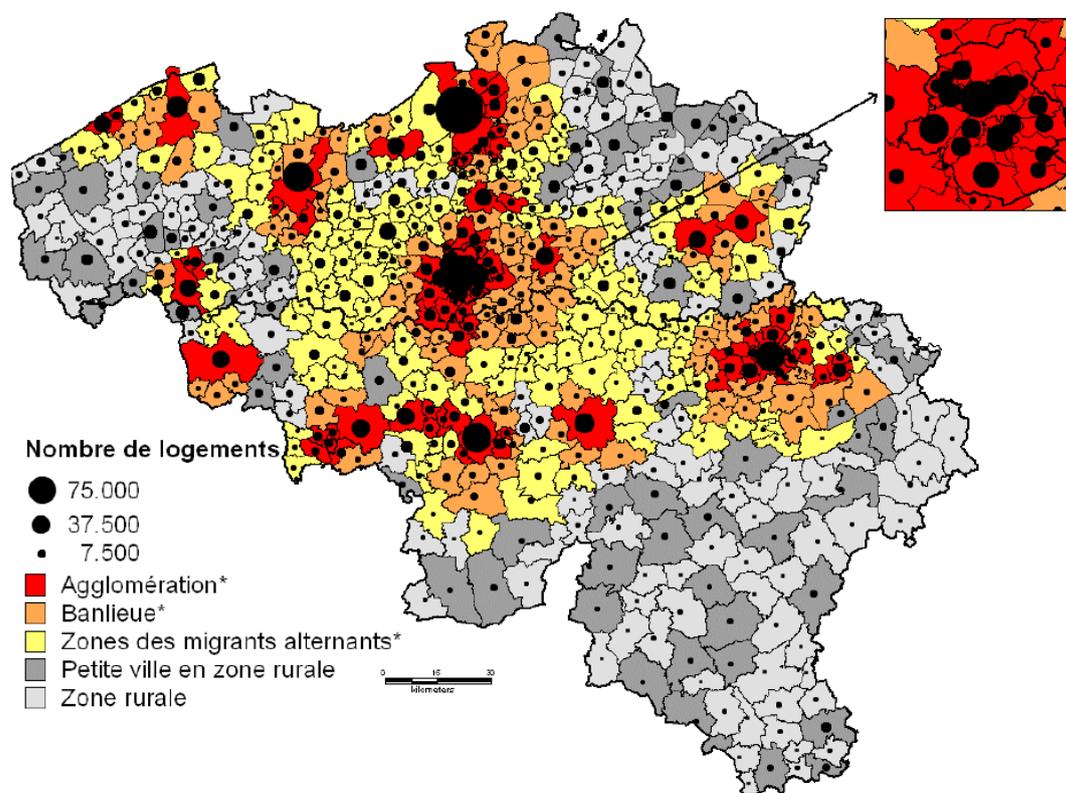
La production de chaleur des 600 centrales de cogénération sera acheminée par des **réseaux de chaleur** couplés à celles-ci. Une bonne estimation des logements qui pourraient être raccordés à un réseau de chaleur est fournie le pourcentage de logements se situant dans des communes dites ‘d’agglomération’ ou ‘de petites villes en zones rurales’, à savoir celles où la densité d’habitations (le bâti y est jointif) est suffisante pour optimiser le rapport coût-efficacité d’un éventuel réseau de chaleur. Il apparaît que 55,6% des logements en Belgique<sup>96</sup> sont situés dans ce type de commune (cf. carte et tableau ci-dessous). Les autres types de communes (banlieue, zones de migrants alternants, communes rurales) ne présentent a priori pas la densité suffisante, de sorte que l’approvisionnement en chaleur ne peut se faire de manière centralisée. Comme un certain nombre de ménages resteront récalcitrants à passer au réseau de chaleur, on peut estimer à 50% le potentiel de logements en Belgique pouvant être raccordés<sup>97</sup>. Concernant les bâtiments du tertiaire (écoles, hôpitaux, centres

<sup>95</sup> Estimation sur la base des injections d’énergie électrique dans le réseau Elia (injections des centrales belges à une tension de plus de 30 kV plus la balance des exportations-importations).

<sup>96</sup> Source : Monographie des logements, sur base de l’enquête socio-économique de 2001

<sup>97</sup> Cette estimation du potentiel de logements pouvant être raccordés à des réseaux de chaleur nous semble être préférable à l’utilisation du réseau actuel de gaz naturel, qui desservait en 2001 (chiffres de la dernière enquête socio-économique) 3.510.000 logements, soit environ 80% des consommateurs résidentiels. En effet, contrairement au gaz, la chaleur transportée sur de trop longues distances subit

commerciaux, etc.), nous proposons en première approximation d'utiliser le même potentiel de raccordement que celui des logements (compte tenu de la faible densité de bon nombre de zones d'activité économique et de la réticence aux changements d'approvisionnement), à savoir 50% des bâtiments.



**Figure IV.1:** Nombre de logements particuliers occupés, parc immobilier 2001 selon le degré d'urbanisation

Agglomération<sup>1</sup> + banlieue<sup>1</sup> = Région urbaine<sup>1</sup> \* (Van der Haegen, Van Hecke, Juchtmans, 1996)

Source: INS - ESE 2001, Analyse & cartographie: Géographie KULeuven & UCL

	Logements 1991		Logements 2001		Evolution (%)
	absolu	relatif	absolu	relatif	
<b>Région</b>					
Flandre	2.141.557	57,1	2.348.025	57,5	9,6
Région de Bruxelles-Capitale	394.468	10,5	408.882	10,0	3,7
Wallonie	1.212.139	32,3	1.327.084	32,5	9,5
Total	3.748.164	100	4.083.991	100	9,0
<b>Degré d'urbanisation</b>					
Agglomération	1.712.473	45,7	1.794.454	43,9	4,8
Banlieue	476.402	12,7	545.455	13,4	14,5
Zone résidentielle des migrants alternants	726.035	19,4	810.007	19,8	11,6
Petite ville en zone rurale	438.413	11,7	487.484	11,9	11,2
Zone rurale	394.841	10,5	446.591	10,9	13,1
Total	3.748.164	100	4.083.991	100	9,0

**Tableau IV.1:** Nombre et proportion de logements particuliers occupés, évolution 1991-2001

Total = 100% = nombre de logements particuliers occupés – (les non-réponses et les caravanes)

Source: INS - ESE 2001, Analyse: Géographie KULeuven & UCL

des pertes thermiques, même si l'isolation est optimale. A noter également qu'environ 1 million de logements qui sont raccordés au réseau de gaz naturel n'ont pas choisi le gaz comme combustible.

Desservir 50% des habitations nécessitera l'installation de 30.000 km de réseau qui parcourra les voiries actuelles, avec une moyenne de 50 km par réseau. Considérant une consommation moyenne par logement pour les besoins en chaleur de 25 MWh par an, il faudrait donc assurer une production cumulée de chaleur de 52,5 TWh par an (25 MWh x 4,2 millions logements x 50%). Avec une puissance thermique cumulée instantanée de 18 GW lors de la saison froide (optimisation chaleur, avec rendement thermique de 60%) et 6 GW lors de la saison chaude (optimisation électrique, avec rendement thermique de 20%), l'ensemble des centrales de cogénération **pourraient fournir potentiellement 96 TWh** (18 GW x 4.000 h + 6 GW x 4.000 h). Vu l'excès manifeste de production de chaleur par rapport aux besoins thermiques des logements (52 TWh), il apparaît essentiel d'utiliser la chaleur générée également à d'autres fins : bâtiments publics, bâtiments du tertiaire, voire quelques processus industriels de séchage à faible température, etc. Les besoins totaux en chaleur basse température du tertiaire pour la Belgique s'élèvent selon le Plan à environ 37 TWh (3,2 Mtep). En considérant un taux de raccordement potentiel aux réseaux de chaleur de 50% (cf. ci-dessus), on peut raisonnablement ajouter une demande supplémentaire de 18 TWh. La demande cumulée logements (50% des logements) et tertiaire (50% des bâtiments) donne donc une **demande potentielle totale de 70 TWh**, soit environ 2/3 de la chaleur disponible du fonctionnement des 600 centrales de cogénération.

Au niveau de la **pointe du matin en hiver** (cas le plus extrême de la consommation), la demande de chaleur est davantage répartie sur plusieurs heures que la demande d'électricité. De plus, les ballons d'eau chaude permettent de restituer la chaleur progressivement. La puissance maximale de 18 GW thermique développée par les centrales devrait donc suffire pour couvrir la pointe d'une matinée rude en hiver.

Compte tenu d'un rendement moyen de conversion électrique de 20%, et afin de fournir à terme près de la moitié de l'électricité à savoir 48 TWh<sup>98</sup>, l'approvisionnement en bois-énergie doit être d'environ 240 TWh primaires (20,7 Mtep). En prenant l'hypothèse d'un approvisionnement en pellets (pouvoir calorifique de 4,7 kWh/kg ; 2 kg de granulés sont l'équivalent énergétique d'un litre de mazout), c'est **51 millions de tonnes** (20,6 Mtep) qui sont nécessaires annuellement<sup>99</sup>. Pour assurer cette production dans un pays propice à la croissance rapide comme le Sénégal (rendement potentiel de 8 tep à l'hectare par an<sup>100</sup>), il faudra mobiliser à terme un peu plus de **2,5 millions d'hectares** de sol (25.000 km<sup>2</sup>, soit moins que la superficie de la Belgique). Comme la superficie totale du Sénégal est de 19 millions d'hectares, cela signifierait que les exploitations de bois-énergie devraient couvrir environ 13% du territoire sénégalais pour l'approvisionnement énergétique de la Belgique.

---

<sup>98</sup> Nous estimons la demande d'électricité (hors pertes de réseau) d'ici 2030 à 90 TWh (contre 80 TWh en 2007). Il s'agit d'une estimation basse de la consommation électrique future, compte tenu (i) de l'usage croissant du vecteur électrique dans le mix énergétique (effet positif sur le volume) et (ii) de l'amélioration de l'efficacité énergétique de l'appareillage électrique (effet négatif sur le volume). On peut raisonnablement compter que d'ici 2030, les centrales hydro-électriques et les éoliennes off-shore et on-shore, puissent fournir 25% de notre électricité, soit 20 TWh.

<sup>99</sup> Pour donner un ordre de grandeur, l'Agence européenne de l'environnement estime que le potentiel de production de biomasse-énergie en Europe s'élève à 293 Mtep, soit environ 586 Mt sous forme de pellets. En Belgique, le potentiel est bien moindre avec 2,4 Mtep ou environ 4,8 Mt de pellets.

<sup>100</sup> Chiffres prudents provenant de l'expérience d'Arcelor au Brésil.

La culture de bois-énergie envisagée respectera les **conditions du développement durable**, sur plusieurs plans :

- Pour assurer la pérennité de la qualité des sols, les espèces à croissance rapide tels que l'eucalyptus seront complantées avec des variétés légumineuses comme l'acacia (variétés fixant l'azote atmosphérique). Pour entretenir l'humus, une fraction de la biomasse non valorisable sur le plan énergétique (feuilles et branchages) sera réintroduite dans le sol.
- Il n'est pas nécessaire de recourir à des variétés OGM, car les espèces locales sont déjà largement productives et afin d'éviter tout risque de contamination vers la flore avoisinant les parcelles.
- Les parcelles mises en culture ne proviennent pas de la déforestation des forêts tropicales primaires, réservoirs de biodiversité et de carbone. Il s'agira plutôt d'utiliser les vastes superficies de forêts secondaires actuellement inexploitées ou exploitées de manière non durable (culture sur brûlis). Le label FSC sera imposé aux exploitations privées ou publiques fournissant le bois-énergie. Une partie des plantations, en bordure de zones semi-désertiques, permettra de préserver le sol de la désertification en maintenant le système racinaire.
- Des normes sociales seront négociées avec la population locale, qui iront plus loin que le respect des normes fondamentales de l'O.I.T. Les achats de parcelles se feront en toute légalité afin d'éviter les expropriations des terres des paysans et l'exploitation de ces parcelles sera confiée en priorité aux paysans cédant leurs terres.
- Les plantations bois-énergie remplaceront avantageusement l'actuelle culture sur brûlis de riz. Cette pratique a un rendement très faible : 1 tonne de riz par hectare sur 5 ans, soit un revenu de 40 €/ha par an (au prix de 200 €/la tonne de riz). Avec une plantation de bois énergie, le même hectare produit 15 tonnes de bois par an, à revendre au prix de 20€/la tonne, soit un revenu annuel de 600 € par hectare, 15 fois supérieur à la culture ancestrale... et largement de quoi vivre décemment (alimentation, mais aussi éducation, etc.). La question essentielle est celle de la juste redistribution des revenus issus des plantations de bois-énergie.
- Enfin, afin d'assurer une valeur ajoutée pour le pays hôte, un accord partenarial sera pris afin qu'une partie du bois-énergie produit soit utilisée à des fins d'autonomie énergétique du pays. La dépense actuelle du Sénégal pour produire son électricité à partir de pétrole, s'élevant à 200 millions €, serait ainsi drastiquement réduite. Une partie de l'investissement initial pour construire les centrales électriques au bois pourrait venir de l'utilisation des mécanismes de développement propre prévus par le protocole de Kyoto.

Le **prix de la biomasse** sénégalaise, englobant l'exploitation des plantations, la pelletisation et les différents modes de transport jusqu'aux centrales en Belgique seraient d'environ 20€/MWh<sup>101</sup>, soit environ 95 €/la tonne de pellets (nettement moins cher que le prix actuel des pellets sur le marché européen, se négociant à environ 130 €/la tonne sur le marché de gros). La partie sénégalaise (incluant la pelletisation) compte pour près de 50% du prix de revient, tandis que le transport (maritime, fluvial et éventuellement routier) pèse 50%. Le coût annuel total d'approvisionnement de la biomasse s'élève donc à 4,85 milliards €(51 Mt x 95 €/t).

---

<sup>101</sup> Voir notamment le travail de fin d'étude d'A.L. Huynen (2008), ainsi que les études de marché de Coretec. Pour information, la biomasse bois A est vendue actuellement à 30 €/t soit 6 €/MWh à Renogen.

Les 600 centrales de cogénération représenteraient un investissement d'environ 18 G€ (30 M€ en moyenne par centrale de 10 MW de puissance électrique, soit environ 3.000 € par kW installé). Les 30.000 km de réseau de chaleur associé à ces centrales nécessitent un investissement global d'environ 9 G€ (coût moyen par km de réseau : 300 k€<sup>102</sup>). Il faut donc compter un investissement total s'élevant à 27 G€ que l'on pourrait amortir en 30 ans avec un taux d'escompte de 5%. La charge annuelle reviendrait donc à 1,75 G€

### ***Bilan macro-sociétal***

**Au niveau de l'économie belge**, le bilan est le suivant :

- Une économie de 6 Mtep d'hydrocarbures (mazout et gaz) pour la fourniture de chaleur, remplacé par 6 Mtep de biomasse-énergie moins chère et plus stable, soit un **gain sur la balance commerciale situé entre 850 M€ et 1,7 G€ par an** ;
- Pour la production d'électricité de 48 TWh, une économie de 12,4 Mtep de combustibles nucléaires, soit un gain approximatif de 300 à 550 M€<sup>103</sup> ; ou une économie de 7,5 Mtep de combustibles gaz, soit un gain approximatif de 2,5 à 5 G€ (pour un prix moyen d'environ 350 € et 700 € la tep de gaz) ;
- Un investissement de 18 G€ pour les centrales de cogénération (600 x 30 M€) et de 9 G€ pour les réseaux de chaleur (30.000 km x 300.000 €/km), soit au total 27 G€ à amortir sur une période de 30 ans, soit environ 1,75 G€ par an<sup>104</sup>.
- Une facture annuelle de 4,8 G€ (51 Mt x 4,7 MWh/t x 20 €/MWh) pour l'approvisionnement en biomasse. Le coût variable total annuel s'élèverait à 5,1 G€ en y ajoutant les frais de fonctionnement et de maintenance (300 M€<sup>105</sup>).

Au total, le projet constitue une plus-value économique pour la Belgique si le prix des hydrocarbures est situé dans une fourchette haute (à partir d'environ 120 USD le baril). Mais le bilan global sociétal est très positif :

- **Garantie d'investissements majeurs** en Belgique dans le domaine de l'énergie (et non fuite des investissements à l'étranger comme le pratique en

---

<sup>102</sup> Le rapport extensif d'H. Prévot (2006) sur les réseaux de chaleur en France estime également à 300 € par mètre le coût des conduites pour les petites villes ou zones à aménager. Toutefois, en milieu urbain dense, le coût grimpe à 1100 € par mètre.

<sup>103</sup> Calcul (sources : Wikipedia, article 'Uranium Market' et le consultant de référence pour les prix de l'uranium : [http://www.uxc.com/review/uxc\\_Prices.aspx](http://www.uxc.com/review/uxc_Prices.aspx)) : le coût du combustible nucléaire est fonction (i) du prix de la matière première 'brute', l'oxyde d'uranium U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> et (ii) du prix de l'enrichissement mesuré par l'unité de travail de séparation (UTS). Une centrale nucléaire de 1.300 MW requiert en moyenne 25 tonnes d'uranium enrichi à 3,75% (contre 0,7% présent dans le minerai). Cette quantité provient en moyenne de 210 tonnes d'uranium brut et de 120.000 UTS. Ces dernières années, le prix de l'oxyde d'uranium a enregistré une grande volatilité, passant de 10 \$/livre en décembre 2001, 135 \$/livre en juin 2007, pour retomber à environ 50 \$ début juin 2009. Le prix de l'unité de travail de séparation (UTS) est en croissance continue, passant de 99 \$ en 2001 à plus de 160 \$ actuellement. Aux prix actuels (juin 2009), et en considérant que le parc nucléaire belge (6.075 MW) consomme annuellement 981 tonnes d'uranium brut et 561.000 UTS, le coût du combustible est de 147 M€ + 124 M€ = 271 M€. En cas de forte hausse du prix de l'oxyde d'uranium à 150 \$/livre, ce coût pourrait grimper à 565 M€. Remarques : 1 kg d'oxyde d'uranium contient 0,848 kg d'uranium, et une livre = 0,454 kg. Un prix de 1\$/livre d' U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> est donc équivalent à un prix de 2,7\$/kg d'uranium.

<sup>104</sup> Taux d'intérêt retenu : 5%

<sup>105</sup> Hypothèse : frais de maintenance d'environ 500.000 € par an par centrale (cf. étude Coretec Amay).

grande partie GdF/Suez grâce aux recettes générées par Electrabel), avec des retombées importantes en matière de valeur ajoutée et d'emplois ;

- **Diminution drastique des émissions de CO2** de la Belgique : 20 Mt CO2 grâce à la chaleur verte, et 22 Mt CO2 grâce à l'électricité verte, soit une diminution totale de 42 Mt CO2 par rapport aux 140 Mt prévu par le groupe d'experts d'ici 2030 suite à la sortie du nucléaire, soit exactement 30% par rapport à l'évolution tendancielle ;
- Un **approvisionnement énergétique sécurisé** par la conclusion de partenariats durables avec un ou deux pays sub-tropicaux pour la production durable et le bon acheminement de la biomasse.

#### **4.5. Chaque projet est rentable : bilan micro-économique d'une centrale de cogénération couplée à un réseau de chaleur**

Si le bilan macro-sociétal est indéniablement positif, il est indispensable d'assurer une bonne rentabilité aux futurs porteurs de projets de cogénération-biomasse. **Deux études de faisabilité ont été réalisées par le bureau CORETEC, à Amay et à Verviers.** Elles valident la faisabilité micro-économique de projets individuels et en démontrent l'intérêt.

Jusqu'en 2015, étant donné l'état de la technologie actuelle et le rapport coût/efficacité, nous préconisons une unité de production constituée d'une **chaudière vapeur** 32 bars associée à une turbine avec sous-tirage. Son fonctionnement est le suivant :

- la vapeur surchauffée à 32 bar et 380°C est détendue dans le premier corps de turbine jusqu'à une pression de 1,2 bar ;
- une partie de la vapeur est soutirée pour chauffer via un condenseur l'eau du réseau de chaleur ;
- l'autre partie de la vapeur passe dans le second corps de la turbine où elle est détendue jusqu'à 0,5 bar puis condensée via une tour humide.

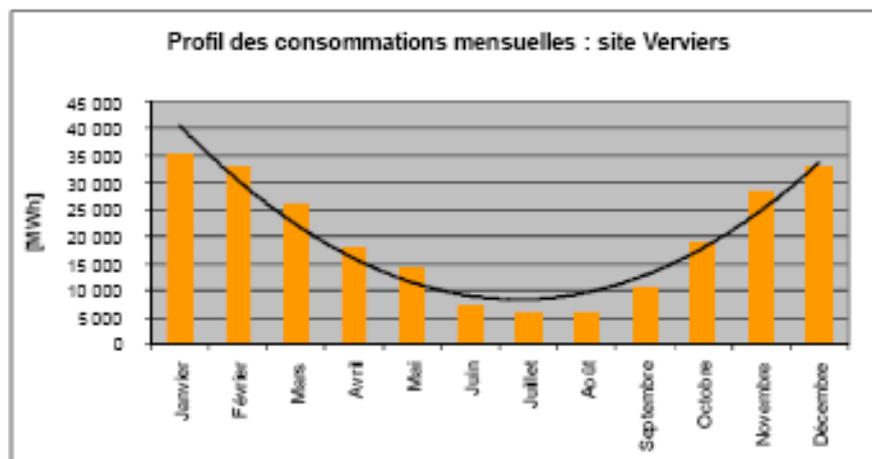
Les **hypothèses principales** sur lesquelles se basent les auteurs sont les suivantes :

- Prix de revente (HTVA) de l'énergie produite : (i) Electricité : 55€/MWh (pointe), 35€/MWh (heures creuses) ; (ii) Chaleur : 45€/MWh
- Montant des certificats verts : 85€/CV, durée de 15 ans ;
- Durée de vie de l'unité de cogénération : 15 ans, à raison de 8.000 heures/an ;
- Taux d'actualisation : 6%, taux d'évolution des prix : 2%/an ;
- Consommation moyenne en chaleur d'un logement : 25 MWh/an ;
- Consommation moyenne d'une école : 1.250 kWh/an/élève ;
- Combustible bois : plaquettes de bois (30% HR), prix de 20€/MWh ;
- L'étude de faisabilité porte sur les quartiers les plus denses des 2 communes ;
- La longueur du réseau de chaleur est établie sur la base de la longueur des voiries existantes de la zone à desservir ;
- Un réservoir de stockage thermique est prévu, afin d'emmagasiner la chaleur excédentaire lors des périodes de faible consommation à restituer lors des pointes ;
- Une chaudière au gaz naturel permet de faire l'appoint en chaleur lors des périodes de pic (afin de ne pas surdimensionner la centrale), tout en assurant un back-up en cas de panne de la chaudière au bois ;
- Un système de traitement des fumées est prévu pour respecter les limites d'émissions de particules/cendres (filtre à manche ou électrofiltre). Pour les autres polluants (NOx, COV et CO), la technologie de combustion permet de respecter les valeurs limites ;
- Le placement d'un échangeur de chaleur et d'un compteur est prévu chez chaque client. Le chauffage central existant ne doit pour le reste pas être adapté.

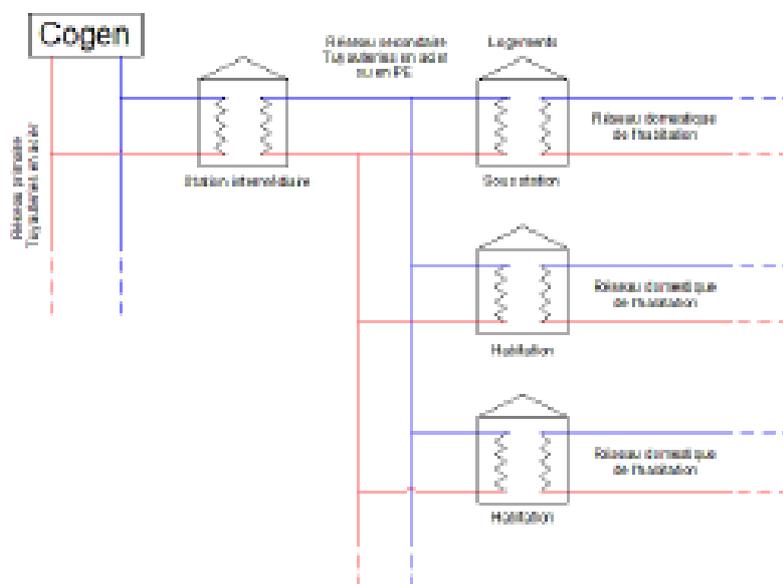
Voici les résultats principaux de ces deux études.

## Verviers<sup>106</sup>

Le **profil de consommation thermique** de l'ensemble des bâtiments desservis (logements surtout, mais aussi piscines, écoles, hôpital) a une courbe en U caractéristique, avec des pointes en hiver et un creux en été.



Pour garantir une efficacité optimale du réseau de chaleur, un **système à arborescence** est prévu : la chaleur issue de l'unité de production est d'abord acheminée via un réseau primaire vers des stations intermédiaires, qui sont placées à proximité de chaque zone afin de desservir les clients finaux (réseau secondaire).



Le **nombre d'utilisateurs finaux** de la zone desservie est de **8.068** (logements et autres utilisateurs). La longueur totale du réseau envisagé est d'environ **131 km** (réseaux primaire + secondaire + raccords aux habitations). Afin de fournir une chaleur suffisante, l'unité de production a une **puissance de 50 MW primaire** ; la

<sup>106</sup> Source : CORETEC (2008), *Projet d'implantation d'une centrale de cogénération et d'un réseau de chaleur sur la commune de Verviers*, 46 p.

turbine double-corps peut développé une puissance de 6,75 à 10,15 MW électrique en fonction des besoins de chaleur.

Les bilans énergétique, environnemental et financier du projet centrale de cogénération + réseau de chaleur à Verviers sont synthétisés ci-dessous. Avec un cash-flow estimé à 10 M par an, l'investissement total de 57 M est amorti en moins de 6 ans, soit un taux de rentabilité dépassant les 15%. Les deux facteurs plus difficiles à contrôler dans un tel projet sont (i) l'approvisionnement à prix constant de la biomasse et (ii) la réalisation sans encombre et à prix raisonnable (un peu moins de 200 à/ mètre) du réseau de chaleur.

		Chaudière 50 MWo
<b>Bilan énergétique</b>		
Valorisation thermique	MWh/an	233.566
Production totale d'électricité	MWh/an	61.766
Vente d'électricité réseau HP	MWh/an	27.574
Vente d'électricité réseau HC	MWh/an	34.192
Consommation de bois	MWh/an	400.000
Consommation de gaz naturel	MWh/an	68.346
<b>Bilan environnemental</b>		
Gain de CO2*	kg CO2/an	75.304.258
<b>Bilan financier</b>		
Investissement chaufferie	�	24.141.532 à
Investissement réseau de chaleur	à	32.665.256 �
<b>Investissement total</b>	<b>�</b>	<b>56.806.787 �</b>
Nombre de certificats verts	CV	92.729
Vente de certificats verts	à/an	7.882.001 à
Vente électricité	à/an	2.713.293 à
Vente de chaleur	à/an	10.510.467 à
Achat de bois	à/an	8.231.559 à
Achat de gaz naturel	à/an	2.050.373 à
Maintenance - exploitation	à/an	748.175 à
<b>Cash flow</b>		<b>10.075.653 �</b>
<b>Temps de retour simple</b>	<b>Années</b>	<b>5,64</b>
<b>Taux interne de rentabilité</b>	<b>%</b>	<b>18,1%</b>
<b>Valeur actualisée nette</b>	<b>�</b>	<b>49.285.287 �</b>

### Amay<sup>107</sup>

Le projet tel qu'il est conçu à Amay est de plus petite taille que celui de Verviers : **2.500 utilisateurs**, avec un réseau d'une longueur totale de **111 km** (la densité d'utilisateurs est moins forte qu'à Verviers). Pour couvrir leurs besoins en chaleur, l'unité de cogénération aurait une puissance de **26 MW primaire**, délivrant une puissance électrique variant de 3,2 à 5,8 MW.

Les bilans énergétique, environnemental et financier du projet centrale de cogénération + réseau de chaleur à Amay sont synthétisés ci-dessous. Avec un cash-flow estimé à 5,6 M par an, l'investissement total de 31 M est amorti en moins de 6 ans, soit un taux de rentabilité dépassant les 15%. Comme   Verviers, les deux facteurs plus difficiles à contrôler dans un tel projet sont (i) l'approvisionnement à prix constant de la biomasse et (ii) la réalisation sans encombre et à prix raisonnable (un peu moins de 200 à/ mètre) du réseau de chaleur.

<sup>107</sup> Source : CORETEC (2007), *Projet d'implantation d'une centrale de cogénération et d'un réseau de chaleur sur la commune d'Amay*, 35 p.

		<b>Chaudière 26MW</b>
<b>Bilan énergétique</b>		
Valorisation thermique	MWh/an	67 361
Production totale d'électricité	MWh/an	37 837
Vente d'électricité réseau HP	MWh/an	16 892
Vente d'électricité réseau HC	MWh/an	20 946
Consommation de bois	MWh/an	208 000
<b>Bilan environnemental</b>		
Gain de CO2*	kg CO2/an	26 679 985
<b>Bilan financier</b>		
<b>Investissement total (subsidés déduits)</b>	<b>€</b>	<b>30 650 069 €</b>
Vente de certificats verts	nbre/an	52 637
Vente de certificats verts	€/an	4 474 133 €
Vente électricité	€/an	1 662 135 €
Vente de chaleur	€/an	3 031 241 €
Achat de bois	€/an	3 120 000 €
Maintenance - exploitation	€/an	460 000 €
<b>Coûts de fonctionnement</b>	<b>€/an</b>	<b>3 580 000 €</b>
<b>Cash flow</b>		<b>5 587 509 €</b>
<b>Temps de retour simple</b>	<b>Année</b>	<b>5.5</b>
<b>Taux interne de rentabilité</b>	<b>%</b>	<b>19%</b>
<b>Valeur actualisée nette</b>	<b>€</b>	<b>31 816 120 €</b>

## 5. Mise en œuvre et garde-fous

En vue d'une conversion massive de notre système énergétique vers la cogénération alimentée par la biomasse, nous pensons que la sortie progressive du nucléaire constitue une **opportunité unique** à saisir dès avant la mise hors service des trois premiers réacteurs en 2015. C'est donc dès maintenant qu'il faut s'atteler à investir pour aboutir à l'achèvement des 600 centrales avec réseaux de chaleur en 2030.

### 5.1. Mise en œuvre progressive mais rapide

Nous sommes bien conscients que la réalisation sera progressive étant donné l'ampleur du défi. C'est pourquoi nous proposons **plusieurs phases**, prévoyant une montée en puissance du nombre d'installations réalisées. Le tableau suivant synthétise les principales étapes. Outre le rythme d'investissement qui s'accélère, nous y indiquons les évolutions probables :

- en matière d'approvisionnement de la biomasse : celle-ci serait dans un premier temps acquise sur le marché européen, puis progressivement fournie par l'intermédiaire de plantations bois-énergie issues de partenariats avec 2 ou 3 pays tropicaux ;
- sur le plan technologique : on passerait des cogénérations par turbine à vapeur à des cogénérations par gazéification du bois, si ces dernières deviennent compétitives et sûres. Sinon, on peut très bien continuer avec la technologie turbine vapeur, alimentée avec du bois torréfié (meilleur rendement énergétique) ;
- quant au régime légal, il serait progressivement amélioré afin d'octroyer des certificats vers pour la chaleur (à défaut d'une taxe CO<sub>2</sub>) et de simplifier l'octroi de permis unique et des autorisations pour la construction des unités de cogénération et la pose des tuyaux des réseaux de chaleur.

Période	Nombre d'unités de cogénération	% énergie cumulée (chaleur et électricité)	Approvisionnement de la biomasse	Technologie	Régime légal (certificats verts, etc.)
2009-2012	5 (projets pilotes)	<1%	Marché du bois résiduel belge et européen	Cogen par turbine vapeur. Plaquettes de bois et pellets.	Régime existant (certificats verts, permis d'environnement)
2013-2015	25	3%	Marché du bois résiduel européen + cultures bois-énergie en Casamance	Cogen par turbine vapeur. Pellets et bois torréfié.	Régime amélioré (certificats verts pour la chaleur, simplification octroi permis unique)
2016-2020	120	13%	Cultures bois-énergie Casamance et Sénégal, bois	Cogen par turbine vapeur.	Régime amélioré

			torréfié	Bois torréfié.	
<b>2021-2025</b>	200	30%	Cultures bois-énergie Sénégal + un autre pays partenaire	Cogen par gazéification.	Régime amélioré
<b>2026-2030</b>	250	50%	Cultures bois-énergie Sénégal + deux autres pays partenaires	Cogen par gazéification.	Régime amélioré

À l'arrêt du dernier réacteur nucléaire en 2025, 350 centrales de cogénération seraient donc opérationnelles et pourraient livrer 30% des besoins énergétiques globaux de la Belgique. L'électricité produite annuellement par ces unités s'élèverait à 28 TWh. Comme l'arrêt de l'ensemble des centrales nucléaires représente un manque à produire d'environ 50 TWh, il faudra recourir à des **mesures transitoires avant de combler le solde entre 2026 et 2030**. Ces mesures transitoires peuvent être : (i) une politique plus ambitieuse de maîtrise de la demande d'énergie ou (ii) une prolongation temporaire de deux réacteurs nucléaires existants. Par contre, il ne nous semble pas indiqué d'investir dans de nouvelles centrales TGV ou au charbon, afin d'éviter de se retrouver coincé pour de nombreuses décennies dans ces technologies non durables.

## **5.2. Rôle et responsabilité des pouvoirs publics**

La rentabilité des centrales de cogénération-biomasse dépend de trois facteurs principaux : le prix de la biomasse, le prix des combustibles fossiles et les certificats verts. Nous avons pu démontrer dans ce document que le prix de la biomasse, contrairement aux idées reçues, a tendance à être relativement stable. Reste donc le prix des hydrocarbures et le régime des certificats verts. Comme 'rule of the thumb', retenons que la cogénération biomasse est rentable (comparativement aux autres filières) à partir d'un baril se situant structurellement au-dessus de 100 USD (75€)<sup>108</sup>. Le rôle des pouvoirs publics est soit de garantir que le prix de la tep d'hydrocarbures est supérieur à 500 € par exemple en instaurant une taxe sur le CO<sub>2</sub>, soit d'accorder des aides aux installations qui n'émettent pas (ou très peu) de CO<sub>2</sub>. Actuellement, c'est plutôt le second régime qui a la cote, notamment parce qu'il est plus aisé à proposer au niveau politique.

### ***Un traitement équitable des projets cogen-biomasse par rapport aux autres formes d'énergie renouvelable***

Actuellement, une unité de cogénération à base de biomasse bénéficie de deux certificats verts (CV) par MWh électrique produit (contre 1 CV par MWh éolien), car la valorisation de la chaleur résiduelle est comptabilisée dans l'économie de CO<sub>2</sub> globale par rapport à des filières séparées de production de d'électricité et de chaleur<sup>109</sup>. On peut reconnaître que le mode de calcul de la CWAPE s'avère plus équitable que le régime de soutien flamand<sup>110</sup>. Les unités de cogénération biomasse

<sup>108</sup> Source : Interview de P. Lanoizelée, Business Development Director chez Dalkia, in H. Schuiten (2009), *Dossier bois énergie*, in Energy Mag n°12, pp.34-35

<sup>109</sup> La référence utilisée par la CWAPE pour la valorisation thermique de la cogénération, est la chaudière au gaz naturel d'un rendement de 90%, émettant 279 kgCO<sub>2</sub>/MWhq.

<sup>110</sup> Source : Interview de P. Lanoizelée, Business Development Director chez Dalkia, in H. Schuiten (2009), *Dossier bois énergie*, in Energy Mag n°12, pp.34-35

envisagées dans notre proposition sont rentables en maintenant ce type de soutien, et en les garantissant pour une durée de 20 ans.

Mais nous proposons d'améliorer le régime d'aides existantes afin de mieux tenir compte du rapport coût/bénéfice des différentes sources d'énergie renouvelable et remplir au mieux notre objectif de 13% d'ici 2020. C'est ainsi qu'il faudrait revoir à la baisse : (i) le régime fiscal aux agro-carburants, qui sont nettement privilégiées actuellement, (ii) les CV pour le développement éolien, (iii) les CV accordés aux centrales électriques à la biomasse sans utilisation de chaleur<sup>111</sup>, (iv) les CV accordés aux installations hydrauliques historiques. On pourrait alors soutenir davantage les installations de cogénération biomasse avec réseaux de chaleur, vu leurs coûts d'investissement élevés et leur plus-value évidente au niveau environnemental et sociétal.

### ***Une implication forte des pouvoirs publics locaux (communes et/ou intercommunales)***

Un facteur crucial dans la réussite et le rythme d'avancement des projets cogénération-biomasse à l'échelle des communes est de toute évidence la bonne réalisation des réseaux de chaleur. Or ceux-ci nécessitent (i) des investissements initiaux élevés et (ii) une gestion efficace de l'ouverture des voiries pour la pose des tuyaux.

C'est pourquoi l'implication des autorités locales est essentielle à la réussite des projets. Nous pensons que deux types d'implication sont possibles :

- une extension de la compétence des intercommunales d'électricité et de gaz à la construction et la gestion des réseaux de chaleur. À l'instar des autres formes d'énergie, la distribution de chaleur sur le réseau serait ainsi assuré par les intercommunales qui pourraient se porter garantes du développement et du maintien de la qualité du réseau sur une longue période (au moins 40 ans). L'exploitation des centrales de cogénération et la revente de chaleur serait pour leur part assurée par les partenaires privés.
- Un engagement des communes concernées par les projets d'autoriser dans les délais les ouvertures de voiries nécessaires pour la pose des tuyaux. Pour assurer leur soutien, ces communes pourraient recevoir des intercommunales un dividende spécifique 'réseau de chaleur'. Les intercommunales trouveraient les moyens dans l'application d'un 'timbre-poste' à acquitter par le partenaire privé, proportionnel au flux de chaleur circulant dans le réseau. Le montant de cette redevance serait

---

<sup>111</sup> Une analyse intéressante à ce sujet est fournie par J.F. Marchand (2009), *Dossier bois énergie*, in Energy Mag n°12, p.40. « Vers un conflit entre électricité et chaleur biomasse ? Dans une centrale électrique thermique comme celle des Awirs (Electrabel), il faut 666 kg de bois pour produire un MWh d'électricité. Dans une chaudière de combustion à haut rendement, 222 kg suffisent à produire un MWh de chaleur verte. (...) La valorisation énergétique de la biomasse en production d'électricité seule est faible (au mieux 35%) en comparaison à la cogénération (85%) ou la combustion à des fins thermiques (90%). (...) Sur le plan du CO<sub>2</sub>, l'électricité biomasse permet certes des gains importants (4.586 kg par tep de bois), mais la filière cogénération offre le plus grand potentiel de gains avec 4.893 kg par tep de bois usée. AEBIOM, l'association européenne de la biomasse énergie, recommande donc de favoriser les meilleurs mix rendements/gains CO<sub>2</sub> et de privilégier le développement des applications chaleur et cogénération, en particulier les réseaux de chaleur. »

régulé au niveau fédéral par la CREG, à l'instar du tarif des gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité.

### ***Encadrer le développement des unités de cogénération par l'adoption d'un cadre de référence***

Afin de baliser au mieux l'implantation des futures centrales de cogénération, un cadre de référence reprenant un ensemble de critères (proximité des habitations, connexion au réseau de transport, présence d'une infrastructure de gaz existante, etc.) pourrait être adopté par les Régions, à l'instar de ce qui existe en Région wallonne pour l'implantation des éoliennes.

Cet outil aurait une double fonction : (i) garantir un cadre offrant une certaine sécurité juridique pour les investisseurs, notamment en matière d'obtention de permis d'urbanisme et d'environnement ; (ii) éviter le phénomène NIMBY qui accompagne généralement l'installation d'infrastructures d'énergie.

Ce cadre de référence pourrait en outre prévoir une forme de participation citoyenne (via la possibilité de coopératives notamment) aux projets d'investissement qui les concernent au premier chef.

## **5.3. Rôle et responsabilité des investisseurs privés**

### ***Garantir un approvisionnement fiable sur le long terme***

Le fonctionnement des unités de cogénération nécessitera de grandes quantités de biomasse. Comme nous le montrons précédemment, mis à part les premières unités 'pilotes' qui pourront s'approvisionner sur le marché belge et européen des résidus de la filière bois (copeaux, pellets, etc.) sans mettre en danger les écosystèmes forestiers, il est évident que la montée en puissance du nombre d'unités de cogénération devra s'accompagner d'un approvisionnement alternatif.

Pour nous, il est essentiel de garantir aux clients futurs des réseaux de chaleur qu'un approvisionnement fiable sera assuré sur une longue période (40 ans). C'est pourquoi les investisseurs devront démontrer la qualité et la solidité de leurs contrats d'approvisionnement, documents qui seront requis par les pouvoirs publics dans le cadre d'un système d'agrément.

### ***Système d'agrément et certification obligatoire de la biomasse importée***

Outre la durée des contrats, l'agrément concernera également l'analyse du cycle de vie de la biomasse. Nous proposons dans ce cadre les critères cumulatifs suivants :

- L'ensemble du cycle de vie de la biomasse (de l'exploitation à la combustion, en passant par les transports) devra présenter un bilan nettement positif sur le plan des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport aux combustibles fossiles. Alors que l'Europe exige aux biocarburants une empreinte carbone inférieure de 35% pour les biocarburants, l'empreinte carbone de la biomasse pour cogénération devra être au moins 75% inférieure aux combustibles fossiles qui seraient utilisés pour une production identique de chaleur et d'électricité.

- La biomasse utilisée dans les unités de cogénération devra être certifiée FSC. Cette certification garantit une exploitation forestière qui respecte l'équilibre de l'écosystème (biodiversité, eau, sols, etc.) ainsi que le droit des populations indigènes.
- La biomasse utilisée devra être accompagnée d'un certificat de garantie d'origine, garantissant que l'exploitation forestière (i) n'est pas située sur une parcelle forestière récemment défrichée et (ii) n'entre pas en concurrence avec des terres arables de qualité destinées aux cultures alimentaires.
- Un accord de partenariat avec les paysans locaux devra être également remis, garantissant (i) le respect des droits du sol (pas d'expropriation forcée) et (ii) une partie de la production de bois-énergie en question est destinée à l'approvisionnement énergétique du pays d'origine de la biomasse.