

Régionalisation des perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 : résultats pour la Région de Bruxelles-Capitale

Avril 2007

*Danielle Devogelaer, dd@plan.be,
Dominique Gusbin, dg@plan.be,
Lies Janssen*

Abstract - En 2004, le Bureau fédéral du Plan a publié deux rapports intitulés « Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 » (Planning Paper 95) et « Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020 » (Working Paper 19-04). Ces rapports se concentrent sur la Belgique et ne détaillent pas les perspectives énergétiques par Région. A la demande de la Région de Bruxelles-Capitale, le Bureau fédéral du Plan a régionalisé les scénarios énergétiques décrits dans ces deux rapports et comparé les résultats de la régionalisation pour l'année 2000 avec les chiffres du bilan énergétique régional.

Jel Classification – C6, O2, Q4

Keywords – perspectives énergétiques de long terme, régionalisation

Acknowledgements – Les auteurs remercient Marie-Astrid Deuxant de l'IBGE pour le suivi attentif de l'étude ainsi que les membres du comité d'accompagnement pour leurs remarques constructives.

Avant-propos

En 2004, le Bureau fédéral du Plan a publié deux rapports sur les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique (PP95 et WP19-04). Ces rapports fournissent uniquement des perspectives au niveau national et non pas au niveau régional. Cependant, dès lors qu'un grand nombre de problématiques liées à l'énergie sont de la compétence des Régions, un éclairage sur les perspectives énergétiques régionales est indispensable, et ce d'autant plus qu'à côté d'une politique énergétique de court terme, les Régions se doivent de disposer d'une vision de politique énergétique à plus long terme. Dans ce contexte il n'est pas étonnant que la Région de Bruxelles-Capitale ait souhaité pouvoir disposer de telles perspectives énergétiques. C'est donc à la demande de la Région de Bruxelles-Capitale que le Bureau fédéral du Plan (BFP) a procédé à une régionalisation des scénarios énergétiques décrits dans les deux rapports sus mentionnés.

Il convient de souligner que les perspectives énergétiques régionales présentées dans ce Working Paper sont basées sur les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique publiées en 2004. Depuis lors, le BFP a élaboré de nouvelles perspectives énergétiques à long terme dans le cadre de deux études réalisées en 2006 : une étude sur la politique climatique post-2012 pour le ministre fédéral de l'Environnement, monsieur B. Tobback (BFP, juillet 2006) et des scénarios énergétiques à l'horizon 2030 pour la Commission Energie 2030 instituée par le ministre fédéral de l'Energie, monsieur M. Verwilghen (BFP, septembre 2006). Ces nouvelles perspectives énergétiques pour la Belgique feront l'objet d'un Planning Paper qui sera publié fin 2007.

Parallèlement aux perspectives énergétiques à long terme, le BFP étudie également l'évolution à moyen terme de la demande d'énergie dans le cadre de la publication annuelle du BFP sur les perspectives économiques pour les cinq années à venir, réalisées avec le modèle macrosectoriel HERMES. La dimension régionale est également étudiée dans ce contexte. En effet, un nouveau projet (le projet HERMREG) a été lancé, en collaboration avec les Régions, en octobre 2005. Le but du projet est de construire un modèle macrosectoriel régional qui soit cohérent avec le modèle macrosectoriel national HERMES.

Avertissement :

Les hypothèses et les résultats présentés dans ce Working Paper n'engagent que le Bureau fédéral du Plan.

Résumé des résultats

Les principaux résultats de l'étude, en terme de perspectives énergétiques pour la Région de Bruxelles-Capitale, sont énumérés ci-dessous. Ils sont présentés par scénario ou groupe de scénarios.

Le scénario de référence

La consommation finale énergétique dans la Région de Bruxelles-Capitale augmente au rythme moyen de 0,4% par an sur la période 2000-2030, soit une augmentation de quelque 280 ktep, équivalente à un peu moins de 14% de la consommation de 2000. Ce taux de croissance est légèrement inférieur au taux de croissance annuel moyen pour la Belgique qui s'établit à 0,5% par an.

L'industrie et le secteur tertiaire enregistrent des taux de croissance supérieurs au 0,4% cité ci-dessus (respectivement 1,4% et 1,1%) tandis que le secteur résidentiel et les transports voient leur consommation finale énergétique progresser plus lentement et même reculer pour le secteur résidentiel (respectivement -0,1% et 0,2%). Ces chiffres sont à mettre en perspective avec la part relative des différents secteurs dans la consommation d'énergie finale totale de la Région: 4% pour l'industrie, 28% pour le tertiaire, 43% pour le résidentiel et 25% pour le transport en 2000.

Le secteur « transformation d'énergie » est très réduit en Région de Bruxelles-Capitale. De plus, on fait l'hypothèse, dans le scénario de référence, que la production de l'incinérateur de déchets reste stable par rapport au niveau de 2005 jusqu'en 2030 et que le développement de la cogénération est très limité. Dès lors, l'évolution de la consommation d'énergie primaire est comparable à celle de la consommation finale énergétique : 0,5% par an en moyenne sur la période 2000-2030.

Les scénarios alternatifs du PP95

Des prix du gaz plus élevés que ceux envisagés dans le scénario de référence (scénario PEG) entraînent une diminution de la consommation finale énergétique, par rapport au scénario de référence, de 0,8% en 2020 et de 1,3% en 2030. La réduction concerne principalement les secteurs résidentiel et tertiaire. Un autre effet est une substitution entre le gaz naturel, d'une part, et les produits pétroliers et l'électricité, d'autre part. La consommation de produits pétroliers et d'électricité progresse mais sans excès (maximum +1,4%). Par contre, la consommation de gaz naturel se voit réduite de respectivement 3 et 4% en 2020 et 2030. La demande d'énergie primaire est réduite des mêmes pourcentages que la demande d'énergie finale.

Un développement soutenu de la cogénération à partir de moteurs à gaz dans le tertiaire (scénario SER+COG) modifie considérablement les perspectives énergétiques de la Région de Bruxelles-

les-Capitale tant au niveau du poste « transformation d'énergie » du bilan énergétique que de celui de la consommation d'énergie primaire. Les perspectives relatives à la production d'électricité indiquent une production d'environ 2100 GWh en 2030, soit six fois plus que la production actuelle. En conséquence, la consommation de gaz naturel de ce secteur est multipliée par 14 entre 2005 et 2030. En 2030, cela représente près de 30% de la consommation finale de gaz naturel. Ces développements entraînent une augmentation de la consommation d'énergie primaire de 5% par rapport au scénario de référence, et ce en dépit d'une diminution des achats d'électricité (« importations ») dans les deux autres Régions.

Un rééquilibrage intermodal au détriment du transport routier et de meilleurs taux d'occupation ou de charge des véhicules (scénario transport) a un effet significatif sur la consommation finale d'énergie du transport et en particulier de produits pétroliers : un repli de l'ordre de -10% est évalué en 2010-2030. L'impact au niveau de la demande d'énergie finale totale et de la demande d'énergie primaire est une baisse qui s'échelonne entre 2 et 3%.

Le scénario « Demande maîtrisée d'électricité »

Une meilleure gestion de la demande électrique telle que décrite dans le scénario « Demande maîtrisée d'électricité », permet de réduire la consommation de 8% en 2020 par rapport au scénario de référence. Sur la période 2000-2020, le taux de croissance de la consommation finale d'électricité s'établit alors à 0,8% par an en moyenne, comparé à 1,2% dans le scénario de référence. Les économies d'électricité s'élèvent à quelque 450 GWh en 2020, elles sont surtout réalisées dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

Table des matières

1. Objectif de l'étude	1
2. Méthodologie	2
2.1. Bilans énergétiques	2
2.1.1. Le bilan énergétique national	2
2.1.2. Diversité des bilans énergétiques en Belgique	3
2.1.3. Projection des bilans énergétiques	3
2.2. Adaptation des bilans régionaux (étape 1)	4
2.2.1. Méthodes	4
2.2.2. Les bilans originaux	6
2.2.3. Les bilans régionaux intermédiaires	8
2.2.4. Le bilan énergétique intermédiaire pour la Belgique	15
2.2.5. Les bilans régionaux adaptés	15
2.3. Elaboration des perspectives énergétiques régionales (étape 2)	17
2.3.1. Consommation finale énergétique	17
2.3.2. Consommation finale non énergétique, pertes de distribution et autoconsommation	28
2.3.3. Production d'électricité et de vapeur	29
2.3.4. Autres transformations	34
2.3.5. Niveau de désagrégation	35
3. Scénario de référence	36
3.1. Consommation finale d'énergie	36
3.2. Consommation d'énergie primaire	38
4. Scénarios alternatifs du PP95	41
4.1. Brève description	41
4.2. Principales hypothèses et caractéristiques des scénarios alternatifs	41
4.2.1. Le scénario PEG	41
4.2.2. Le scénario SER+COG	42
4.2.3. Les scénarios Nuc1 et Nuc2	42
4.2.4. Le scénario transport	43
4.3. Résultats	43
5. Scénario " Demande maîtrisée d'électricité "	47
5.1. Introduction	47
5.2. Méthodologie	48
5.3. Résultats	49
5.4. Les politiques et mesures pour promouvoir les économies d'électricité	51
Annexe 1 : Structure d'un bilan énergétique	52
Annexe 2 : Comparaison des bilans énergétiques pour l'année 2000	53
Annexe 3 : Les modifications successives du bilan énergétique pour l'année 2000 (demande finale d'énergie)	55
Annexe 4 : Perspectives détaillées d'évolution de la consommation finale énergétique dans le scénario de référence	56
Annexe 5 : Résultats détaillés pour les scénarios alternatifs	58
Annexe 6 : Brève description du modèle PRIMES	61
Annexe 7 : Hypothèses générales du PP95	63
Bibliographie	67

Liste des tableaux

Tableau 1 :	Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 selon le bilan énergétique d'Eurostat (en PJ)	6
Tableau 2 :	Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 : somme des bilans régionaux (en PJ)	7
Tableau 3 :	Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 : écart entre le bilan national d'Eurostat et la somme des bilans régionaux (en PJ)	7
Tableau 4 :	Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000: écart entre le bilan national d'Eurostat et la somme des bilans régionaux (en %)	8
Tableau 5 :	Consommation énergétique de la sidérurgie en Flandre (en PJ)	9
Tableau 6 :	Bilan énergétique (partiel) intermédiaire de la Région de Bruxelles-Capitale, 2000 (en PJ)	12
Tableau 7 :	Bilan énergétique (partiel) intermédiaire de la Région flamande, 2000 (en PJ)	13
Tableau 8 :	Bilan énergétique (partiel) intermédiaire de la Région wallonne, 2000 (en PJ)	14
Tableau 9 :	Clés de répartition pour calculer la consommation finale énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale dans le bilan adapté, 2000 (en %)	16
Tableau 10 :	Taux de croissance annuels moyens de la valeur ajoutée de l'industrie pour l'ensemble de la Belgique et les trois Régions (en %)	22
Tableau 11 :	Perspectives démographiques pour l'ensemble de la Belgique et les trois Régions, 2000-2030	24
Tableau 12 :	Perspectives démographiques ; taux de croissance annuels moyens, 2000-2030 (%)	25
Tableau 13 :	Régionalisation du transport routier privé de personnes	27
Tableau 14 :	Production brute et parts relatives de la cogénération en Flandre et en Wallonie, 2000-2030	31
Tableau 15 :	Parts relatives des différents moyens de production en Flandre, 2000-2030	32
Tableau 16 :	Parts relatives des différents moyens de production en Wallonie, 2000-2030	33
Tableau 17 :	Correspondance entre les secteurs de PRIMES et les codes NACE	35
Tableau 18 :	Évolution du bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale selon le scénario de référence	39
Tableau 19 :	Demande finale énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale dans le scénario PEG, changements par rapport au scénario de référence (en ktep et en %)	44
Tableau 20 :	Demande d'énergie primaire en Région de Bruxelles-Capitale, changements par rapport au scénario de référence en 2030 (en %)	46
Tableau 21 :	Évolution de la consommation d'électricité par secteur en Région de Bruxelles-Capitale dans les scénarios de référence et MDE	50
Tableau A 1 :	Structure d'un bilan énergétique de type 'Eurostat'	52
Tableau A 2 :	Comparaison entre les chiffres 2000 d'Eurostat utilisés dans le PP95 et les chiffres publiés aujourd'hui sur NewCronos	53
Tableau A 3 :	Comparaison entre les bilans régionaux publiés et les bilans régionaux adaptés de la Région de Bruxelles-Capitale pour l'année 2000	54

Tableau A 4 :	Modifications successives du bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale pour l'année 2000	55
Tableau A 5 :	Perspectives détaillées de la consommation finale d'énergie en Région de Bruxelles-Capitale dans le scénario de référence	56
Tableau A 6 :	Scénario PEG pour la Région de Bruxelles-Capitale (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)	58
Tableau A 7 :	Scénario SER+COG pour la Région de Bruxelles-Capitale (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)	59
Tableau A 8 :	Scénario transport pour la Région de Bruxelles-Capitale (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)	60
Tableau A 9 :	Évolution du PIB et des valeurs ajoutées sectorielles à prix constants (en %)	65

Liste des graphiques

Graphique 1 :	Schéma de l'élaboration des perspectives énergétiques régionales de long terme à partir du PP95	4
Graphique 2 :	Évolution de la consommation finale d'énergie en Région de Bruxelles-Capitale, par secteur (ktep)	37
Graphique 3 :	Production et importations nettes d'énergie primaire en Région de Bruxelles-Capitale (ktep)	38
Graphique 4 :	Évolution de la demande totale d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale dans les scénarios de référence et MDE (GWh)	49

1. Objectif de l'étude

En 2004, le Bureau fédéral du Plan a publié deux rapports intitulés respectivement « Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 »¹ (PP95) et « Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020 »² (DME). Ces rapports se concentrent sur la Belgique et ne détaillent pas les perspectives énergétiques par Région. Dans ce contexte, l'objectif de la présente étude est de régionaliser, pour la Région de Bruxelles-Capitale, les scénarios énergétiques décrits dans ces deux rapports et de comparer les résultats de la régionalisation pour l'année 2000 avec les chiffres du bilan énergétique régional.

La régionalisation est réalisée pour les différents scénarios décrits dans les publications citées ci-dessus, à savoir :

- le scénario de référence
- la variante de prix énergétiques
- le scénario « Energies renouvelables et cogénération »
- les deux scénarios « Retour à l'énergie nucléaire »
- le scénario « Rééquilibrage intermodal dans les transports »
- le scénario « Demande maîtrisée d'électricité ».

La régionalisation porte sur les secteurs de transformation de l'énergie, l'industrie, le secteur tertiaire, le secteur résidentiel et les transports. Elle concerne tant la demande primaire d'énergie, la production d'électricité que la demande finale énergétique et non énergétique et couvre les principales catégories de formes d'énergie (combustibles solides, produits pétroliers, combustibles gazeux, électricité, vapeur et sources d'énergie renouvelables).

Le rapport est subdivisé en quatre chapitres. Le premier chapitre décrit la méthodologie développée dans le cadre de cette étude ainsi que les hypothèses sous-jacentes à l'élaboration des perspectives énergétiques régionales. Le deuxième chapitre présente les résultats détaillés de la régionalisation pour le scénario de référence. Les troisième et quatrième chapitres sont quant à eux consacrés aux scénarios alternatifs.

¹ Bureau fédéral du Plan, Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030, D. Gusbin, B. Hoornaert, PP 95, janvier 2004.

² Bureau fédéral du Plan, Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020, D. Gusbin, WP 19-04, octobre 2004.

2. Méthodologie

Les perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 décrites dans le PP95 ont été élaborées avec le modèle énergétique PRIMES. PRIMES est un modèle européen qui représente, en les distinguant, les systèmes énergétiques des différents états membres de l'Union européenne (UE25). Il ne permet donc pas de réaliser des perspectives énergétiques régionales. Par ailleurs, la régionalisation des perspectives énergétiques nationales réalisées avec PRIMES n'est pas évidente en raison notamment de différences méthodologiques qui subsistent entre les bilans énergétiques régionaux et le bilan énergétique national publié par Eurostat et sur lequel repose le modèle PRIMES.

Comme l'objectif de l'étude consiste à régionaliser les perspectives énergétiques nationales du PP95 réalisée avec PRIMES, il faut s'assurer qu'à tout moment (2000, 2005, ...2030) la somme des bilans énergétiques régionaux est bien égale au bilan énergétique belge dans chaque scénario du PP95. Dans ce contexte, une méthodologie spécifique a été mise au point, qui a été appliquée pour chacune des Régions. Cette méthodologie consiste, d'une part, à adapter les bilans énergétiques régionaux pour l'année de base 2000 et, d'autre part, à poser une série d'hypothèses pour déterminer les évolutions des bilans énergétiques régionaux à l'horizon 2030. Elle est décrite ci-dessous.

2.1. Bilans énergétiques

Un bilan énergétique est établi chaque année. Il permet d'évaluer la situation énergétique d'une entité géographique donnée (pays, région). Le bilan énergétique décrit les flux énergétiques qui sont produits, importés, transformés et consommés dans l'entité géographique au cours d'une année déterminée. Les statistiques donnent à la fois la consommation énergétique par forme d'énergie (combustibles solides, combustibles liquides, gaz naturel, gaz de cokerie, gaz de hauts fourneaux, électricité, etc.) et par secteur (secteurs du transport, tertiaire, résidentiel, industrie) de même que la consommation non énergétique. Un bilan énergétique constitue aussi une information essentielle¹ pour mener à bien une politique énergétique et environnementale.

2.1.1. Le bilan énergétique national

Le Tableau A 1 (annexe 1) reprend la structure d'un bilan énergétique, lequel transpose les flux énergétiques d'un pays (ou d'une région) dans un cadre comptable fixe. Ce tableau présente verticalement les différentes formes d'énergie possibles utilisées dans l'économie et horizontalement les différentes transformations et consommations de l'énergie.

¹ Les coûts sont une autre composante essentielle d'une telle politique, les bilans énergétiques n'englobent pas de données de coûts.

Le bilan énergétique est scindé en trois parties, (1) la disponibilité des formes d'énergie, (2) la transformation des formes d'énergie et (3) la consommation finale énergétique.

La première partie traite de la production primaire, du solde de la balance commerciale et des variations de stock. Cette partie présente l'approvisionnement et la consommation énergétique totale d'une entité géographique. La partie relative à la transformation des formes d'énergie donne les entrées et sorties de transformations physiques et chimiques et assure l'équilibre entre la première et la dernière partie du bilan énergétique. La partie relative à la consommation finale d'énergie englobe à la fois la consommation finale énergétique et non énergétique, l'autoconsommation du secteur énergétique et les pertes de distribution.

2.1.2. Diversité des bilans énergétiques en Belgique

En Belgique, les bilans énergétiques sont réalisés à deux niveaux d'organisation politique par cinq instances différentes: des bilans nationaux sont élaborés et publiés par le SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie, par Eurostat et par l'AIE (l'Agence internationale de l'énergie) ; des bilans régionaux sont élaborés par le VITO en Flandre et par l'ICEDD pour la Wallonie et la Région de Bruxelles-Capitale. On peut constater des différences substantielles entre, d'une part, les différents bilans nationaux, et d'autre part, entre les bilans nationaux et la somme des bilans régionaux. Dans le cadre de nos travaux, une première étape consistera donc à examiner les divergences et à les éliminer là où c'est nécessaire.

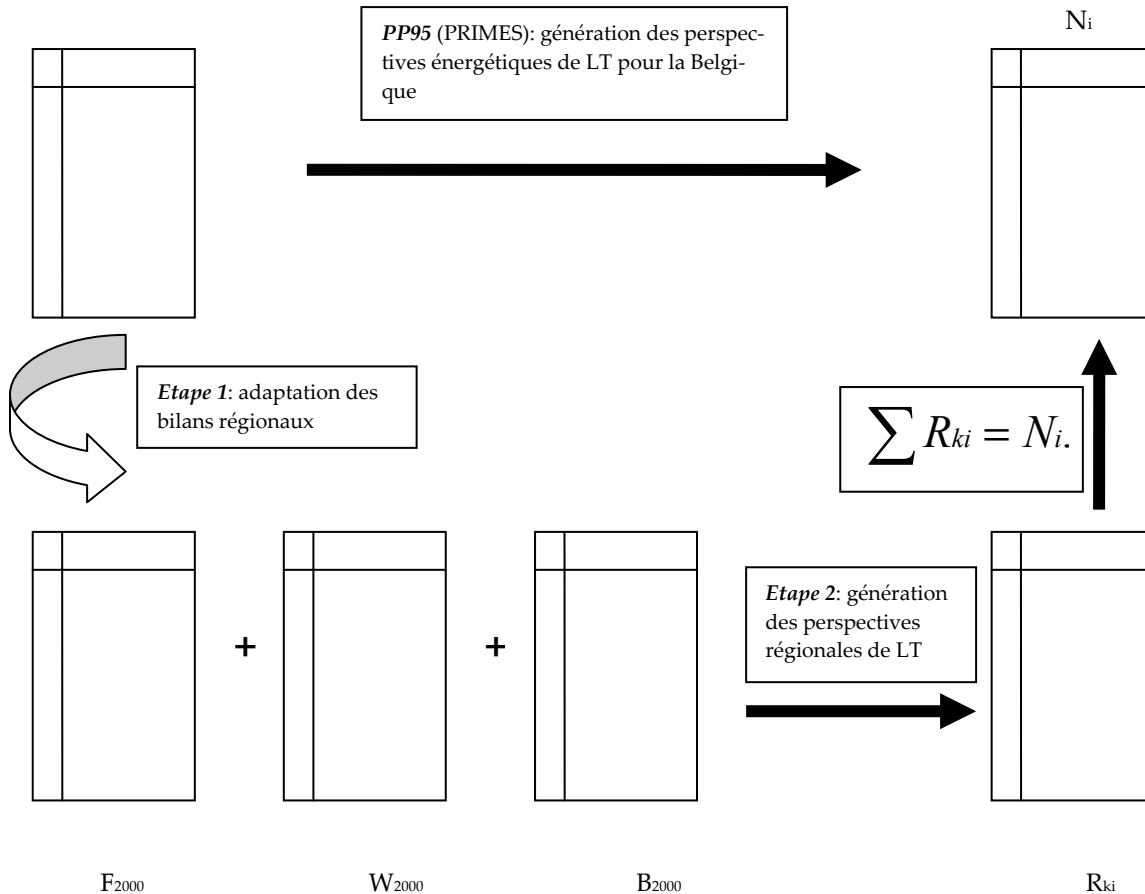
A cet égard, la proposition de rapport final de l'étude "Energiebalans België 1999, Vergelijking tussen de balans van het Ministerie van Economische Zaken en de samen-voeging van de gewestelijke balansen" (2002), commanditée par le SPF Economie, s'avère intéressante. Cette étude examine dans quelle mesure la somme des bilans régionaux, tels que réalisés pour les trois Régions, diverge du bilan énergétique fédéral, tel qu'élaboré par le SPF Economie. Elle propose également des pistes en vue d'éliminer les incohérences.

2.1.3. Projection des bilans énergétiques

Le modèle PRIMES, qui génère des perspectives énergétiques à long terme à l'échelle nationale, se base sur les bilans énergétiques belges d'Eurostat. Comme l'objectif de l'étude consiste à régionaliser les perspectives énergétiques nationales du PP95 réalisée avec PRIMES, il faut s'assurer qu'à tout moment (2000, 2005, ...2030) la somme des bilans énergétiques régionaux est égale au bilan énergétique belge d'Eurostat. Comme les bilans d'Eurostat ne sont pas totalement cohérents avec les bilans régionaux publiés, il s'avère nécessaire, dans un premier temps, d'adapter les bilans régionaux pour l'année de base (2000) afin de retrouver en les sommant le bilan énergétique belge d'Eurostat. Les bilans régionaux ainsi adaptés sur base d'Eurostat pourront alors être utilisés pour la génération des perspectives énergétiques régionales à long terme (horizon 2030).

Dans un tel exercice, la cohérence avec les perspectives énergétiques nationales (présentées dans le Graphique 1 comme N_i) doit aussi être assurée pour les années de la période de projection: la somme des perspectives énergétiques régionales (soit R_{ki} , k étant la région et i l'année) doit toujours être égale aux perspectives énergétiques nationales, ou $\sum R_{ki} = N_i$.

Graphique 1 : Schéma de l'élaboration des perspectives énergétiques régionales de long terme à partir du PP95



2.2. Adaptation des bilans régionaux (étape 1)

2.2.1. Méthodes

De manière générale et abstraction faite des contraintes spécifiques à cette étude, trois méthodes peuvent être envisagées pour établir une cohérence entre les bilans régionaux et le bilan national d'Eurostat. Elles sont décrites succinctement ci-après et classées selon leur influence sur les bilans régionaux.

Méthode 1: elle consiste à adapter les chiffres du bilan d'Eurostat en vue d'approcher le montant de la somme des bilans régionaux. Cette option sera choisie si on souhaite privilégier la méthodologie et les chiffres des bilans régionaux et lorsque la cohérence avec le bilan d'Eurostat n'est pas primordiale. Cette méthode implique de modifier tant la consommation finale totale que la consommation par secteur et par forme d'énergie du bilan d'Eurostat. Ce faisant, il faut répercuter les modifications introduites au niveau de la demande sur l'offre de manière à garantir la cohérence du bilan. Ensuite, la consommation adaptée de chaque forme d'énergie par chaque secteur est distribuée entre les Régions sur base des bilans énergétiques régionaux.

Méthode 2: elle consiste à diviser le bilan énergétique d'Eurostat sur base de la part relative de chaque Région dans la somme des bilans énergétiques régionaux. Plusieurs possibilités peuvent être envisagées:

- Ventiler le total du bilan d'Eurostat en fonction de la distribution régionale par secteur et par forme d'énergie. Les bilans régionaux sont rééchelonnés en fonction du ratio entre le total d'Eurostat et le total régional. La consommation énergétique par forme d'énergie et par secteur est différente de celle du bilan d'Eurostat, seul le total reste identique.
- Ventiler la consommation par secteur du bilan d'Eurostat en fonction de la distribution régionale par forme d'énergie. Pour chaque secteur, le chiffre du bilan d'Eurostat reste inchangé mais la part relative de chaque forme d'énergie est déterminée à partir des bilans régionaux. Par conséquent, la consommation énergétique totale par forme d'énergie est différente de celle du bilan d'Eurostat. Ensuite, la consommation adaptée de chaque forme d'énergie par chaque secteur est distribuée entre les Régions sur base des bilans énergétiques régionaux.
- Ventiler la consommation par forme d'énergie d'Eurostat en fonction de la distribution régionale par secteur. Pour chaque forme d'énergie, le montant du bilan d'Eurostat reste inchangé mais la part relative de chaque secteur est déterminée à partir des bilans régionaux. La consommation totale par secteur est donc différente de celle du bilan d'Eurostat. Ensuite, la consommation adaptée de chaque forme d'énergie par chaque secteur est distribuée entre les Régions sur base des bilans énergétiques régionaux.

Méthode 3: il s'agit ici d'adapter les chiffres des bilans régionaux en vue d'approcher les résultats du bilan d'Eurostat. La consommation de chaque forme d'énergie par chaque secteur du bilan d'Eurostat est ensuite distribuée entre les Régions sur base des bilans régionaux adaptés. Cela implique que tous les totaux, tant par forme d'énergie que par secteur, et évidemment le total général du bilan d'Eurostat, restent inchangés. C'est la clé de répartition régionale même qui évolue.

L'objectif et la nature même de l'exercice, à savoir la régionalisation des perspectives énergétiques du PP95 réalisées avec le modèle PRIMES, induisent le recours à la méthode 3. En effet, le PP95 étant basé sur les chiffres d'Eurostat, il est logique de sélectionner la méthode qui n'affecte pas les bilans d'Eurostat tant au niveau des totaux généraux que des totaux par forme d'énergie et par secteur. Par ailleurs, même si cela n'a pas constitué un critère de sélection, la méthode 3

assure la cohérence avec d'autres études réalisées au Bureau fédéral du Plan (par exemple le WP 05-05).

Le choix de la méthode 3 ne se fonde en aucun cas sur des critères qualitatifs – ainsi, aucun a priori n'est posé quant à la fiabilité relative des deux types de bilans - mais sur la nécessité de respecter le cadre de travail décrit dans l'introduction.

La mise en oeuvre de la méthode 3 conduit, pour l'année 2000, à la création de bilans régionaux intermédiaires, lesquels sont ensuite utilisés pour construire des bilans régionaux adaptés. Enfin, ces derniers servent de point de départ à la génération des perspectives énergétiques régionales. Les perspectives énergétiques sont réalisées par pas de cinq ans (2005, 2010, ...2030).

2.2.2. Les bilans originaux

Les bilans intermédiaires sont basés sur les bilans originaux (c'est-à-dire ceux publiés par les Régions et Eurostat). Le Tableau 1 présente une partie du bilan énergétique national, tel que publié par Eurostat, et le Tableau 2 montre une partie du bilan énergétique obtenu par l'addition des différents bilans régionaux tels que publiés par les Régions. La comparaison de ces deux tableaux révèle certaines différences entre les bilans. Le Tableau 4 met en exergue les différences constatées, elles sont en l'occurrence exprimées en pourcentage des bilans régionaux.

Tableau 1 : Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 selon le bilan énergétique d'Eurostat (en PJ)

	Comb. solides	Produits pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Autres	Electricité	Total
Cons. finale d'énergie	142,0	678,0	395,7	8,0	15,9	34,3	279,3	1552,8
Industrie	133,2	59,5	193,0	8,0	15,9	28,1	143,6	580,8
Transport	0,0	399,5	0,0	0,0	0,0	0,0	10,9	410,4
Rail	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	10,9	13,4
Route	0,0	327,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	327,5
Aérien/fluvial	0,0	69,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	69,5
Résidentiel, tertiaire	8,8	219,0	202,7	0,0	0,0	6,3	124,8	562,0
Services	4,2	36,0	64,9	0,0	0,0	0,0	48,2	153,3
Résidentiel	4,6	156,6	137,8	0,0	0,0	6,3	75,8	381,1
Agriculture	0,0	26,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	27,6

Source : Eurostat/NewCronos, 2006.

Tableau 2 : Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 : somme des bilans régionaux (en PJ)

	Comb. solides	Produits pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Autres	Electricité	Total
Cons. finale d'énergie	152,0	644,3	367,3	7,5	-3,7	117,5	275,6	1560,4
Industrie	140,0	63,0	168,4	7,5	-3,7	109,9	144,5	629,6
Transport	0,0	344,4	1,1	0,0	0,0	0,0	6,0	351,5
Rail	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	8,1
Route	0,0	332,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	332,4
Aérien/fluvial	0,0	10,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1
Résidentiel, tertiaire	11,9	236,9	197,7	0,0	0,0	7,6	125,1	579,2
Services	0,0	39,2	54,9	0,0	0,0	1,7	59,8	155,6
Résidentiel	11,0	170,8	138,4	0,0	0,0	4,8	62,8	387,9
Agriculture	0,9	26,9	4,4	0,0	0,0	0,0	2,5	34,7

Source : VITO, ICEDD, 2004 et propres calculs.

Tableau 3 : Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 : écart entre le bilan national d'Eurostat et la somme des bilans régionaux (en PJ)

	Comb. solides	Produits pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Autres	Electricité	Total
Cons. finale d'énergie	-10,0	33,7	28,4	0,5	19,6	-83,2	3,7	-7,6
Industrie	-6,9	-3,5	24,7	0,5	19,6	-81,9	-0,8	-48,8
Transport	0,0	55,1	-1,1	0,0	0,0	0,0	4,9	58,8
Rail	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	5,3
Route	0,0	-4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4,9
Aérien/fluvial	0,0	59,6	-1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,5
Résidentiel, tertiaire	-3,2	-17,9	5,0	0,0	0,0	-1,3	-0,3	-17,3
Services	4,2	-3,2	10,0	0,0	0,0	-1,7	-11,7	-2,4
Résidentiel	-6,4	-14,2	-0,7	0,0	0,0	1,5	13,0	-6,8
Agriculture	-0,9	-0,5	-4,4	0,0	0,0	0,0	-1,7	-7,0

Source : propres calculs.

Tableau 4 : Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000: écart entre le bilan national d'Eurostat et la somme des bilans régionaux (en %)

	Comb. solides	Produits pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Autres	Electricité	Total
Cons. finale d'énergie	-6,60	5,23	7,74	6,77	-531,62	-70,78	1,33	-0,49
Industrie	-4,91	-5,62	14,66	6,77	-531,62	-74,48	-0,57	-7,75
Transport	0,00	16,00	-100,00	0,00	0,00	0,00	80,91	16,74
Rail	0,00	18,81	0,00	0,00	0,00	0,00	80,91	64,76
Route	0,00	-1,46	-100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,47
Aérien/fluvial	0,00	598,45	-100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	528,88
Résidentiel, tertiaire	-26,41	-7,55	2,52	0,00	0,00	-17,15	-0,27	-2,98
Services	14185,71	-8,17	18,30	0,00	0,00	-100,00	-19,50	-1,51
Résidentiel	-58,20	-8,31	-0,48	0,00	0,00	30,94	20,68	-1,75
Agriculture	-100,00	-1,76	-100,00	0,00	0,00	0,00	-66,49	-20,26

Source : propres calculs.

2.2.3. Les bilans régionaux intermédiaires

Il ressort du Tableau 3 et du Tableau 4 que ces différences peuvent s'avérer importantes. Etant donné que l'exercice nécessite des bilans cohérents avec les totaux d'Eurostat, des modifications sont apportées aux bilans originaux des Régions en vue d'accroître la compatibilité des deux bilans (bilan national et somme des bilans régionaux).

Les adaptations nécessaires à l'élaboration d'un bilan intermédiaire sont énumérées ci-après.

Pour Bruxelles,

- la consommation d' « autres produits pétroliers » du sous-secteur du transport routier et des ménages est affectée à la consommation de GPL.

Pour la Flandre,

- la consommation d'énergie de la sidérurgie, telle que renseignée dans le bilan énergétique de la Flandre, a été adaptée en vue d'une harmonisation avec la convention d'Eurostat. Celle-ci consiste à déduire l'équivalent en coke de la production de gaz de hauts fourneaux des quantités de coke consommées dans la sidérurgie. Cette quantité est considérée comme une entrée en transformation des hauts fourneaux alors que la sortie de transformation constitue une même quantité de gaz dérivés. Une partie de ces gaz dérivés (ou gaz de hauts fourneaux) sert à produire de l'électricité (entrée en transformation des centrales thermiques). Le solde est émis sur le site (il s'agit en fait de pertes de transformation) et est considéré par Eurostat comme une consommation de la sidérurgie. Pour pouvoir réaliser ces adaptations, il est essentiel de connaître la production totale de gaz de hauts fourneaux. Le bilan énergétique de la Flandre mentionne seulement les quantités brûlées dans les centrales électriques (11,6 PJ). D'après des renseignements complémentaires obtenus auprès du VITO, ces quantités constituent 63,3% de la production totale de gaz de hauts fourneaux. On a ainsi pu déduire la quantité de coke consommée par la sidérurgie (=11,6/0,633 PJ) et estimer la consommation (fictive) de gaz de hauts fourneaux de la sidérurgie (=11,6/0,633*0,367 PJ). Cette opération garantit la cohérence avec le bilan d'Eurostat. A cet égard, il est important de rappeler que cette adaptation ne modifie en rien la consommation totale d'énergie de la sidérurgie dans le bilan énergétique de la Flandre. Tel qu'il ressort du Tableau 5, seule la ventilation de la consommation des combustibles solides et gazeux change.

Tableau 5 : Consommation énergétique de la sidérurgie en Flandre (en PJ)

	Charbon	Coke	Total solides	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Total gaz	Total
Bilan énergétique de la Flandre	17,80	43,70	61,50	11,90	5,40	-11,60	5,70	67,20
Convention Eurostat	17,80	25,37	43,17	11,90	5,40	6,73	24,03	67,20

Source : propres calculs.

- les soutes internationales de l'aviation (kérosène) ont été ajoutées au sous-secteur du transport aérien/fluvial (comme dans la proposition de rapport final du VITO-IW pour 1999). Cette adaptation garantit la cohérence avec le bilan énergétique Eurostat/PRIMES dont le sous-secteur « soutes internationales » ne contient que les soutes internationales de la marine ;
- en ce qui concerne la consommation de gaz naturel par le secteur agricole, elle est imputée au secteur tertiaire étant donné qu'Eurostat ne fait pas de distinction entre les deux catégories ;
- la consommation de gaz naturel pour le transport par pipelines est affectée aux « autres industries » car la catégorie transport par pipelines n'existe pas dans Eurostat.

Pour la Wallonie,

- la consommation de coke par le sous-secteur des produits minéraux non métalliques est attribuée au sous-secteur « autres industries » étant donné que le bilan énergétique d'Eurostat ne mentionne aucune consommation de coke pour le premier sous-secteur mais bien pour le second ;
- dans le sous-secteur de la chimie, la consommation d' « autres produits pétroliers » est déplacée vers la consommation de kérosène ;
- toujours dans le sous-secteur de la chimie, la consommation de houille est ajoutée à celle de coke ;
- le bilan énergétique de la Wallonie ne ventile pas, dans le secteur « agriculture, ménages et tertiaire », la consommation totale de produits pétroliers entre les différents types de combustibles. Des clés de répartition ont dès lors été calculées sur base des rapports identifiés dans le bilan énergétique d'Eurostat ;
- dans le sous-secteur « autres industries », la consommation d' « autres produits pétroliers » est ajoutée à celle de GPL ;
- dans le sous-secteur du transport aérien/fluviail, les « autres produits pétroliers » sont affectés à la catégorie fuel oil résiduel ;
- la consommation d' « autres produits pétroliers » du sous-secteur des produits minéraux non métalliques est déplacée vers le sous-secteur « autres industries » car le bilan énergétique d'Eurostat ne mentionne aucune consommation de cette forme d'énergie pour le premier sous-secteur mais bien pour le second ;
- la consommation de kérosène par le sous-secteur des fabrications métalliques (aéronautique) est posée égale à zéro étant donné qu'Eurostat ne rapporte pas une telle consommation.

Pour les trois Régions,

- l'ensemble de la consommation de houille du secteur « agriculture, ménages et tertiaire » est affecté aux ménages. En effet, les bilans énergétiques d'Eurostat ne mentionnent pas de consommation de houille ni dans l'agriculture, ni dans le tertiaire.

En marge de l'énumération de ces adaptations, deux remarques doivent être formulées. Premièrement, les adaptations et hypothèses listées ci-dessus sont des propositions du Bureau fédéral du Plan, qui ont été soumises à l'approbation des Régions car les ventilations basées sur les observations réelles sont à préférer aux hypothèses.

Deuxièmement, il apparaît qu'en dépit des adaptations proposées, une petite partie de la consommation d'énergie reprise dans le bilan d'Eurostat reste non allouée entre les Régions. En effet, certains chiffres du bilan d'Eurostat correspondent, dans les trois bilans régionaux, à une consommation nulle d'une forme d'énergie particulière dans un secteur déterminé. Il s'agit de 38 ktep de houille, de 4 ktep de kérosène et de 13 ktep de déchets dans le sous-secteur des « autres industries », de 24 ktep de houille dans le sous-secteur du papier et enfin de 166 ktep d' « autres produits pétroliers » dans la sidérurgie. Compte tenu de l'absence d'informations pour

réaliser une ventilation régionale objective, il a été décidé de ne pas distribuer ces consommations. Même si cette consommation non allouée n'est pas substantielle, elle engendre néanmoins une différence (certes marginale) avec le bilan d'Eurostat (d'une valeur de 245 ktep, 10,25 PJ ou 1,2% du total). Cette petite différence devra être prise en compte lorsqu'il s'agira d'évaluer les résultats finaux.

Les bilans régionaux intermédiaires¹ pour l'année 2000 sont présentés ci-dessous pour la partie relative à la consommation finale énergétique ; les adaptations ayant été réalisées sont mises en avant par des cellules colorées.

¹ Source : propres calculs.

2.2.4. Le bilan énergétique intermédiaire pour la Belgique

Une fois les adaptations susmentionnées réalisées, un bilan intermédiaire peut être généré au niveau belge. Le bilan national intermédiaire est obtenu en faisant la somme des bilans régionaux intermédiaires.

2.2.5. Les bilans régionaux adaptés

Enfin, des clés de répartition sont calculées en fonction de la part des bilans régionaux intermédiaires (par forme d'énergie et secteur) dans le bilan national intermédiaire. Ces clés sont ensuite appliquées au bilan d'Eurostat afin de créer trois bilans régionaux adaptés, lesquels serviront de base pour l'élaboration des perspectives énergétiques régionales.

Le Tableau 9 ci-après contient les clés de répartition calculées pour la Région de Bruxelles-Capitale et ce pour l'année 2000. Ce tableau montre, par exemple, que la consommation de gasoil du secteur des services en Région de Bruxelles-Capitale représente, en 2000, 12,3% de la consommation de gasoil du secteur des services pour l'ensemble de la Belgique.

L'ensemble de l'exercice de transformation des bilans de l'énergie finale est synthétisé dans l'annexe 3. Sont présentés successivement : le bilan énergétique d'origine (i.e. publié), le bilan énergétique intermédiaire, et enfin, le bilan adapté.

Pour information, le lecteur trouvera dans l'annexe 2 des tableaux montrant explicitement les différences, pour l'année 2000, entre le bilan régional adapté et le bilan régional d'origine.

Enfin, le processus d'élaboration des bilans énergétiques n'est pas statique. Les bilans sont adaptés (mis à jour) quelques années après leur première publication. Les bilans d'Eurostat n'échappent pas à la règle. On constate ainsi des différences entre les bilans 2000 utilisés dans le PP95 et les bilans actuellement disponibles sur NewCronos (Eurostat). Ces différences sont mises en avant dans l'annexe 2.

2.3. Elaboration des perspectives énergétiques régionales (étape 2)

Les bilans énergétiques régionaux adaptés de l'année 2000 ne suffisent pas pour l'élaboration des perspectives énergétiques régionales, ils ne constituent qu'un point de départ. Pour générer de telles perspectives, des hypothèses et méthodes de calcul sont nécessaires. Elles peuvent varier selon le secteur pour lequel les perspectives doivent être élaborées. Ainsi l'approche pour le secteur de l'industrie sera différente de celle pour la production d'électricité.

Pour l'examen des méthodes nécessaires à l'élaboration des perspectives énergétiques régionales, une première subdivision est faite entre la consommation finale énergétique, les autres composantes de la demande finale (consommation non énergétique, pertes de distribution et autoconsommation de la branche énergie), la production d'électricité et les autres transformations. Pour ces quatre catégories, les déterminants qui influencent respectivement la consommation, la production et la transformation, doivent être identifiés. L'examen de l'évolution future de ces déterminants donne la clé qui permettra de développer les perspectives énergétiques régionales.

2.3.1. Consommation finale énergétique

Deux méthodes sont décrites : la méthode des intensités énergétiques et une méthode ad hoc basée sur des informations régionales spécifiques pour certains secteurs. Le choix de l'une des deux méthodes est, entre autres, fondé sur la disponibilité de ces informations sectorielles spécifiques.

a. Méthodes des intensités énergétiques

En ce qui concerne la partie « consommation finale énergétique » du bilan d'énergie, il est proposé de régionaliser les perspectives énergétiques par le biais de l'évolution des intensités éner-

gétiques¹. Les intensités énergétiques sont utilisées comme inputs dans une équation d'évaluation dont l'output est l'évolution de la consommation régionale d'énergie.

Pour ce faire, une méthode top-down a été mise en œuvre qui permet de répartir la valeur ajoutée de chaque branche entre les différentes Régions².

La méthode part des perspectives énergétiques pour la Belgique. Celles-ci prévoient une certaine évolution de l'intensité énergétique à l'échelle nationale dont on peut déduire l'évolution des intensités régionales et enfin le taux de croissance de la consommation énergétique régionale.

A l'échelle nationale, l'intensité énergétique est donnée par:

$ENER_{ij}/QVO_i$ pour les branches d'activité;

$ENER_{hj}/\#mén$ pour les ménages;

où

$ENER_{ij}$ = la consommation énergétique par la branche i de la forme d'énergie j

$ENER_{hj}$ = la consommation énergétique par les ménages de la forme d'énergie j

QVO_i = la valeur ajoutée de la branche i à prix constants

$\#mén$ = le nombre de ménages dans l'entité géographique en question (ici : la Belgique)

Suite à l'application de la méthode 3 (voir section 2.2.1), la consommation des branches d'activité par forme d'énergie et la consommation des ménages par forme d'énergie ont été ventilées par Région pour l'année 2000. Les intensités énergétiques régionales en 2000 sont dès lors calculées comme suit:

$ENER_{ijr}/QVO_{ir}$ pour les branches d'activité;

$ENER_{hjr}/\#mén_r$ pour les ménages;

avec r = la Région (flamande, wallonne, de Bruxelles-Capitale)

On part de l'hypothèse que l'évolution de l'intensité énergétique des branches par forme d'énergie ainsi que l'évolution de l'intensité énergétique des ménages par forme d'énergie est la même dans les trois Régions:

$d\ln(ENER_{ijr}/QVO_{ir}) = d\ln(ENER_{ij}/QVO_i)$ pour les branches d'activité;

¹ La seule exception est constituée par le sous-secteur de la sidérurgie.

² Références : Bureau fédéral du Plan, *Regionalisering van de middellangetermijnvooruitzichten voor de toegevoegde waarde : eerste ramingen*, F. Bossier & F. Vanhorebeek, note ADDG 6486, 2003 et Bureau fédéral du Plan, *Regionalisation des perspectives de moyen terme de valeur ajoutée: actualisation*, D. Bassilière & F. Bossier, note ADDG 6565, 2004.

$$\ln(\text{ENER}_{hjr}/\#\text{mén}_r) = \ln(\text{ENER}_{hj}/\#\text{mén}) \quad \text{pour les ménages;}$$

avec r = la Région

L'évolution de la consommation d'énergie dans la Région r peut être calculée comme suit :

$$(1) \ln(\text{ENER}_{ijr}) = \ln(\text{ENER}_{ij}/\text{QVO}_i) + \ln(\text{QVO}_{ir}) \quad \text{pour les branches d'activité}$$

$$(2) \ln(\text{ENER}_{hjr}) = \ln(\text{ENER}_{hj}/\#\text{mén}) + \ln(\#\text{mén}_r) \quad \text{pour les ménages}$$

avec r = la Région

Pour obtenir une régionalisation complète des perspectives nationales de consommation d'énergie, ce calcul doit être réalisé pour les différentes branches et les ménages, et pour chaque forme d'énergie. Les perspectives régionales de consommation finale énergétique générées par cette méthode sont, par construction, cohérentes avec les perspectives réalisées avec PRIMES et décrites dans le PP95.

Encadré 1 : Intensité énergétique des ménages

L'intensité énergétique des ménages peut se définir de différentes façons : (1) comme le rapport entre la consommation d'énergie et le revenu disponible des ménages, (2) comme le rapport entre la consommation d'énergie des ménages et le nombre total d'habitants, ou encore (3) comme le rapport entre la consommation d'énergie des ménages et le nombre de ménages. C'est ce dernier indicateur qui a été retenu car il présente deux avantages par rapport aux deux autres. Tout d'abord, nous disposons de perspectives démographiques régionales individuelles et par ménage, ce qui n'est pas le cas pour le revenu disponible ; seules des projections au niveau belge existent. Ensuite s'agissant de discriminer entre le nombre d'habitants et le nombre de ménages, il nous a semblé que ce dernier paramètre était un meilleur substitut au nombre de logements qui, avec le revenu disponible, est un déterminant clé de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel.

b. Autres éléments

D'autres éléments qui ne peuvent être appréhendés par le biais des intensités énergétiques, entrent également en ligne de compte pour l'élaboration des perspectives régionales, comme par exemple les projets d'ouverture et de fermeture de sites de production (hauts fourneaux, etc.), les perspectives d'évolution démographique contrastées entre Régions, ou encore le degré de saturation du réseau de transport routier. Ces éléments sont pris en compte soit directement pour élaborer les perspectives, soit au terme de la première simulation en vue d'affiner certains résultats ou de réaliser des analyses de sensibilité.

c. Perspectives régionales des déterminants de la consommation énergétique

Pour pouvoir calculer les équations (1) et (2), il faut disposer de perspectives régionales d'évolution de la valeur ajoutée des différentes sous-branches d'activité économique et du nombre de ménages (cf. deuxième terme du membre de droite des équations). Dans le premier cas, force est de constater que de telles perspectives n'existent pas ; il s'avère donc nécessaire de formuler des hypothèses pour les évolutions régionales de la valeur ajoutée. Dans le second cas, il existe par contre des perspectives régionales d'évolution du nombre de ménages sur lesquelles nous avons pu nous baser (voir infra).

S'agissant de l'équation (1) deux hypothèses relatives à la croissance régionale de la valeur ajoutée¹ des différentes (sous-) branches sont présentées et discutées ci-dessous.

Evolution de la valeur ajoutée dans les différentes régions : première hypothèse

Il est supposé que les taux de croissance, à l'échelle fédérale, de la valeur ajoutée des branches sur lesquels s'appuie le PP95 sont les mêmes au niveau régional. Cela signifie qu'une même branche se développe au même rythme, qu'elle soit située en Flandre, en Wallonie ou à Bruxelles:

$$d\ln(QVO_{ir}) = d\ln(QVO_i) \quad \text{pour les branches;}$$

où

QVO_i = la valeur ajoutée de la branche i à prix constants

r = la Région

Cette hypothèse implique que la somme des valeurs ajoutées régionales projetées équivaille toujours à leur valeur nationale dans PRIMES. Les éventuels écarts de croissance économique entre Régions s'expliquent ici uniquement par des différences dans la structure économique.

Evolution de la valeur ajoutée dans les différentes régions : deuxième hypothèse

Une hypothèse plus sophistiquée consiste à tabler sur des différences de taux de croissance sectorielle par Région. Cette hypothèse se fonde sur l'observation, entre 1995 et 2002, d'écarts de croissance sectorielle entre Régions.

Dans cette approche, des projections régionales sont réalisées à partir d'équations linéaires. Pour chaque branche, la valeur ajoutée régionale est régressée sur la valeur ajoutée nationale (période 1995-2002). Il est ainsi tenu compte du lien observé avec les agrégats nationaux:

$$QVO_{ir} = a_r + b_{ir} * QVO_i \quad \text{pour les branches;}$$

Cette approche a pour avantage que, pour chaque branche, le terme constant 'a' équivaut à zéro et 'b' à un de sorte que les résultats régionaux demeurent cohérents avec les chiffres de PRIMES. Cette équation est évaluée en valeurs réelles et pas en taux de croissance, ce qui peut entraîner un glissement de valeur pour la première année de simulation. Cette approche pose par contre question sur le plan méthodologique dans la mesure où les équations économétriques ci-dessus sont estimées sur la base d'un nombre très restreint d'observations (huit observations en tout).

¹ En collaboration avec les trois Régions, le Bureau fédéral du Plan réalise une étude (le projet Hermreg) dont l'objectif est de produire, sur une base régulière, des perspectives économiques de moyen terme au niveau régional.

Quelle hypothèse?

Plusieurs éléments peuvent influencer le choix entre ces deux hypothèses, certains sont présentés succinctement ci-après.

La deuxième hypothèse semble, à première vue, coller davantage à la réalité. Nonobstant la remarque d'ordre méthodologique faite plus haut, elle se prête davantage à la production de perspectives de moyen terme plutôt que de long terme. Une période de prévision plus courte est plus sensible aux tendances d'un passé récent, alors que d'autres éléments peuvent jouer un rôle à un horizon de temps plus éloigné.

Un deuxième élément qui entre en ligne de compte est le degré de désagrégation du modèle. Ainsi, le modèle PRIMES utilisé dans le PP95 est plus détaillé au niveau de l'industrie que le modèle de moyen terme HERMES, ce dernier se fondant sur des agrégats plus volumineux. Par contre, le modèle HERMES est plus détaillé au niveau des services. Dans HERMES le secteur de l'industrie est subdivisé en quatre sous-secteurs¹ alors que PRIMES distingue neuf sous-secteurs². Dès lors, PRIMES permet de rendre compte plus précisément des grandes différences sectorielles entre la Wallonie et la Flandre. Il met davantage en évidence les différences régionales dans la structure industrielle.

Enfin, les deux hypothèses présentées ci-dessus ont été confrontées et comparées dans une étude du Bureau fédéral du Plan³. Dans cet exercice de compilation de perspectives régionales pour les émissions de CO₂, CH₄ et N₂O, deux scénarios ont été définis qui se basent sur les deux hypothèses ci-dessus. L'analyse des deux scénarios montre que les résultats des projections ne varient que de manière marginale: seuls des écarts de moins de 1% sont observés.

Les trois éléments décrits ci-dessus nous ont amené à choisir la première hypothèse (taux de croissance identiques pour les trois Régions) pour élaborer les perspectives énergétiques régionales des secteurs de l'industrie et du tertiaire (services et agriculture).

Encadré 2 : Illustration du calcul du taux de croissance de la consommation régionale d'énergie dans l'industrie

Un exemple d'application de la méthode des intensités énergétiques à des chiffres concrets permet de mieux comprendre la méthodologie : pour calculer la croissance annuelle de la consommation de gaz naturel par l'industrie du papier en Flandre pour la période 2005-2010, deux éléments doivent être additionnés (cf. équation (1)). Il s'agit, d'une part, du taux de croissance de l'intensité en gaz naturel du secteur du papier à l'échelle nationale au cours de la période étudiée (-0,43%), et d'autre part, de la croissance de la valeur ajoutée de l'industrie du papier dans la Région flamande pour la période 2005-2010. Cette dernière est supposée égale à la croissance de la valeur ajoutée de l'industrie du papier à l'échelle nationale (1,80%) compte tenu du choix de l'hypothèse 1. Ce qui donne $-0,43 + 1,80 = 1,37$. Ce pourcentage de 1,37% constitue la croissance annuelle moyenne de la consommation de gaz naturel par l'industrie flamande du papier sur la période 2005-2010.

¹ Fabrication de biens intermédiaires, fabrication de biens d'équipement, fabrication de biens de consommation et construction.

² Sidérurgie, métaux non ferreux, chimie, minéraux non métalliques, papier, alimentation, fabrications métalliques, textile et autres industries.

³ Bureau fédéral du Plan, *Regionale emissievooruitzichten*, I. Bracke & G. Vandille, WP 05-05 (pp. 65-73), 2005.

Il est important de signaler que l'hypothèse de taux de croissance identiques pour les trois Régions est appliquée aux neuf sous-secteurs industriels, tels qu'ils apparaissent dans les bilans énergétiques, et non pas à l'agrégat global de l'industrie. Cette hypothèse a pour corollaire que l'évolution de la valeur ajoutée de l'industrie peut varier dans les trois Régions compte tenu de différences dans la structure des tissus industriels respectifs. Tableau 10 met en évidence, pour trois décennies successives, les différences entre les chiffres pour l'ensemble de la Belgique et les chiffres pour les trois Régions.

Tableau 10 : Taux de croissance annuels moyens de la valeur ajoutée de l'industrie pour l'ensemble de la Belgique et les trois Régions (en %)

VA industrie	10//00	20//10	30//20
Belgique	2,26	1,76	1,49
Région de Bruxelles-Capitale	2,34	1,84	1,53
Région flamande	2,27	1,76	1,49
Région wallonne	2,21	1,73	1,46

Source : PP95, propres calculs.

Ménages

Le deuxième terme du membre de droite de l'équation (2) a trait à la variation du nombre de ménages dans chacune des Régions. Etant donné que des perspectives d'évolution du nombre de ménages sont disponibles pour les trois Régions, il a été décidé de se baser sur de telles perspectives plutôt que de supposer un taux de croissance identique dans chacune des Régions, égal au taux de croissance national. Dans le cadre du projet MOBIDIC¹, des perspectives démographiques ont été élaborées partant des observations au 1er janvier 2002. Elles reposent sur les mêmes hypothèses (fécondité, mortalité, migrations internes et internationales) que la dernière projection démographique publiée par l'INS et le BFP (2001). Les projections démographiques se déclinent de deux manières : en nombre d'habitants et en nombre de ménages.

Pour la Région de Bruxelles-Capitale et suivant la proposition de l'IBGE, il a été décidé de s'écarter quelque peu des projections démographiques par ménage établies dans le cadre du projet MOBIDIC et de tabler sur une stabilisation de la taille moyenne des ménages à 2,05 personnes sur la période 2010-2030. Cette hypothèse se justifie en raison de l'urbanisation de cette région² et au regard des extrapolations relatives au passé récent. Par contre, nous utilisons les projections démographiques individuelles du projet MOBIDIC pour les trois régions.

Afin de garantir qu'à tout moment de la période de projection la somme du nombre de ménages dans les trois Régions est égale au nombre de ménages au niveau national tel que défini dans le PP95, on procède en trois étapes. Tout d'abord, on calcule pour chaque année (2010,

¹ Projet financé par la politique scientifique fédérale dans le cadre du PADD II. Les partenaires du projet sont le Bureau fédéral du Plan (coordinateur), le GRT des FUNDP et le GÉDAP de l'UCL. Le rapport final du projet est disponible sur le site www.belspo.be.

² Référence : Bureau fédéral du Plan, *Stedelijke woondynamiek van de Belgische bevolking en haar gezinnen*, D. Devogelaer, WP 13-02, 2002.

2015, etc.) le nombre de ménages en Région de Bruxelles-Capitale à partir des projections démographiques individuelles de MOBIDIC et de l'hypothèse sur la taille moyenne des ménages dans cette Région. Ensuite, on soustrait du nombre total de ménages en Belgique donné dans le PP95, le nombre de ménages calculé dans la première étape pour Bruxelles et on obtient un solde pour les deux autres Régions. Enfin, on alloue ce solde entre les Régions flamande et wallonne en fonction de la répartition donnée dans les perspectives démographiques par ménage du projet MOBIDIC. A partir de là, on peut déduire - même si cette information n'est pas utilisée dans notre exercice - l'évolution de la taille moyenne des ménages flamands et wallons.

Pour chaque Région, les chiffres calculés pour la croissance régionale du nombre de ménages doivent ensuite être additionnés à l'évolution de l'intensité énergétique nationale des ménages afin de déterminer l'évolution de la consommation énergétique régionale du secteur résidentiel. L'encadré 3 donne un exemple.

Encadré 3 : Exemple chiffré pour le calcul de la croissance régionale de la consommation d'énergie des ménages

Pour connaître la croissance annuelle de la consommation de gaz naturel des ménages bruxellois sur la période 2025-2030, les données du Tableau 12 doivent être combinées avec les données relatives à l'intensité en gaz naturel des ménages à l'échelle nationale. Il s'avère que le nombre de ménages à Bruxelles croît, sur base annuelle, de 0,30% sur la période 2025-2030. L'évolution du ratio de la consommation nationale d'énergie du secteur résidentiel et du nombre de ménages en Belgique (ou l'intensité énergétique nationale) est de -0,55% pour la même période pour le vecteur gaz naturel. L'addition de ces deux chiffres donne -0,25%, ce qui signifie que la consommation de gaz naturel par les ménages bruxellois diminuerait de 0,25% chaque année sur la période 2025-2030.

En marge de la méthode générale des intensités énergétiques, quelques sous-secteurs font l'objet d'un traitement spécifique. En effet, des hypothèses sectorielles spécifiques ont été formulées pour la sidérurgie, le secteur tertiaire en Région de Bruxelles-Capitale et le secteur des transports.

Tableau 11 : Perspectives démographiques pour l'ensemble de la Belgique et les trois Régions, 2000-2030

	2000 (INS, 2005)	2000 (PP95)	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Belgique</i>								
Population (milliers)	10296,1	10246	10403,2	10509,9	10606,4	10704,0	10800,2	10880,9
Nb. de ménages (milliers)	4278	4234	4427	4610	4778	4956	5094	5229
Taille moyenne des ménages	2,40	2,42	2,35	2,28	2,22	2,16	2,12	2,08
<i>Région de Bruxelles-Capitale</i>								
Population (milliers)	967,2	962,5	986,2	996,9	1014,2	1030,5	1047,1	1062,9
Nb. de ménages (milliers)	473	476	488	495	502	510	518	526
Taille moyenne des ménages	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
<i>Région flamande</i>								
Population (milliers)	5960,8	5931,8	6021,9	6070,2	6104,6	6133,0	6157,1	6169,9
Nb. de ménages (milliers)	2414	2421	2506	2617	2713	2813	2883	2950
Taille moyenne des ménages	2,45	2,45	2,40	2,32	2,25	2,18	2,14	2,09
<i>Région wallonne</i>								
Population (milliers)	3368,1	3351,7	3395,1	3441,0	3487,9	3540,8	3596,4	3648,4
Nb. de ménages (milliers)	1391	1402	1432	1498	1593	1633	1692	1753
Taille moyenne des ménages	2,39	2,39	2,37	2,30	2,23	2,17	2,13	2,08

Source : INS, 2005 ; PP95 ; projet MOBIDIC, 2006 ; propres calculs.

Tableau 12 : Perspectives démographiques ; taux de croissance annuels moyens, 2000-2030 (%)

	05//00	10//05	15//10	20//15	25//20	30//25
<i>Belgique</i>						
Population	0,30	0,20	0,18	0,18	0,18	0,15
Nb. de ménages	0,90	0,81	0,72	0,73	0,55	0,52
Taille moyenne des ménages	-0,59	-0,60	-0,53	-0,55	-0,37	-0,37
<i>Région de Bruxelles-Capitale</i>						
Population	0,39	0,26	0,30	0,32	0,32	0,30
Nb. de ménages	0,49	0,26	0,30	0,32	0,32	0,30
Taille moyenne des ménages	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Région flamande</i>						
Population	0,20	0,16	0,11	0,09	0,08	0,04
Nb. de ménages	1,01	0,87	0,73	0,72	0,50	0,46
Taille moyenne des ménages	-0,70	-0,70	-0,61	-0,62	-0,42	-0,42
<i>Région wallonne</i>						
Population	0,16	0,27	0,27	0,30	0,31	0,29
Nb. de ménages	0,84	0,91	0,84	0,89	0,72	0,70
Taille moyenne des ménages	-0,58	-0,63	-0,56	-0,58	-0,40	-0,41

Source : INS, 2005 ; PP95 ; projet MOBIDIC, 2006 ; propres calculs.

Sidérurgie

L'évolution de la consommation d'énergie dans la sidérurgie a été déterminée sur base de deux données: d'une part, l'évolution à l'échelle fédérale, telle que calculée avec PRIMES et publiée dans le PP95, et d'autre part, la fermeture en 2005 et 2009 de deux hauts fourneaux dans la région liégeoise et l'impact de ces fermetures sur la consommation d'énergie du secteur. Plus particulièrement, l'évolution de la consommation de combustibles par les hauts fourneaux en Flandre est calculée comme la différence entre l'évolution à l'échelle de la Belgique et l'évolution de la consommation future en Wallonie (compte tenu des fermetures programmées).

Ces hypothèses et les résultats y afférents ont ensuite été comparés aux chiffres du Groupement de la Sidérurgie. Il en ressort que l'évolution de la consommation d'énergie des hauts fourneaux en Flandre, telle que calculée sur base de l'hypothèse décrite ci-dessus, est cohérente avec l'évolution récente de la production de cette branche en Flandre (entre 2000 et 2004).

L'évolution de la consommation énergétique de la filière électrique pour la production d'acier est supposée identique dans les deux Régions et correspond à l'évolution mentionnée dans le PP95.

Le secteur tertiaire dans la Région de Bruxelles-Capitale

L'application stricto sensu de la méthode des intensités énergétiques au secteur tertiaire de la Région de Bruxelles-Capitale conduit à des évolutions de la consommation énergétique incompatibles avec les caractéristiques de la Région dont on attend une expansion limitée du parc de bureaux en rapport avec la superficie disponible. Ainsi, sans contrainte sur le développement

de ce secteur, on arriverait à une augmentation de plus de 70% de la consommation énergétique du secteur tertiaire à Bruxelles, ce qui est gigantesque d'autant que cette évolution tient compte d'améliorations de l'efficacité énergétique des bâtiments et des appareils électriques.

Pour calculer les perspectives énergétiques du secteur tertiaire à Bruxelles, nous nous sommes basés sur des informations fournies par l'IBGE et qui tiennent compte de la surface disponible pour les bureaux. Selon ces informations, la consommation d'énergie du secteur tertiaire dans son ensemble ne devrait pas dépasser respectivement 709, 761 et 795 ktep en 2010, 2020 et 2030. Ces seuils tiennent compte d'une progression de la consommation énergétique dans les commerces et autres telle que ces sous-secteurs maintiennent leurs parts relatives dans la consommation totale du secteur sur la période 2000-2030.

En pratique, nous avons appliqué la méthode des intensités énergétiques sauf pour les années où le résultat conduisait à des consommations supérieures aux seuils définis ci-dessus. Pour ces années-là nous avons adapté le taux de croissance pour que la consommation reste en deçà des limites fixées. Des adaptations ont ainsi été réalisées pour les années 2020, 2025 et 2030.

La différence entre les perspectives énergétiques du secteur tertiaire à Bruxelles ainsi calculées et celles qui découlent de l'application pour cette Région de la méthode des intensités énergétiques sur toute la période a ensuite été répartie entre les Régions flamande et wallonne en fonction de la part de chacune dans la consommation totale d'énergie du secteur en 2000 (à savoir 70% pour la Flandre et 30% pour la Wallonie).

Il convient de souligner que si les adaptations réalisées pour Bruxelles ont pour effet de réduire jusqu'à 20% la consommation énergétique calculée initialement, elles ont un impact relativement limité sur la consommation des autres Régions de l'ordre de 5% au plus.

Transports

Les transports englobent les transports par route (transport privé et autre), les transports ferroviaires, les transports aériens et fluviaux. L'évolution de l'activité totale de transport est influencée par de nombreux facteurs dont la capacité et la saturation du réseau. Des différences régionales importantes peuvent apparaître au niveau de ces paramètres. Pour formuler des hypothèses spécifiques à une Région reflétant ces différences, il convient de disposer de données relatives à l'activité de transport sur le réseau régional spécifique (exprimées en passagers-kilomètres et en tonnes-kilomètres). A notre connaissance, des telles données ne sont disponibles que pour le transport privé par route de personnes. C'est pourquoi seule cette évolution a pu être régionalisée, les autres modes ou activités de transport étant supposés suivre l'évolution nationale.

Les hypothèses formulées portent uniquement sur la partie transport privé de personnes par route. L'équation (1) est alors adaptée comme suit:

$$(3) \quad d\ln(\text{ENER}_{jt}) = d\ln(\text{ENER}_j/\text{pkm}) + d\ln(\text{pkm}_t)$$

où

pkm = nombre de passagers-kilomètres réalisés par les voitures et les motos

r = la Région

Le deuxième terme du membre de droite de l'équation (3) est calculé sur base d'hypothèses fondées sur l'évolution historique récente (1990-2003) du nombre de passagers-kilomètres: les taux de croissance pour les trois Régions sont identiques pour la période 2000-2005 et 2005-2010. A partir de 2010, on part du principe que le taux de croissance du nombre de passagers-kilomètres dans la Région de Bruxelles-Capitale ne peut dépasser 1% compte tenu de la saturation du réseau dans la capitale. Dans les deux autres Régions, les taux de croissance sont supposés identiques et sont tels que la somme des passagers-kilomètres réalisés avec des véhicules privés est égale à tout moment aux perspectives d'évolution de cette activité au niveau belge.

Tableau 13 : Régionalisation du transport routier privé de personnes

<i>Activité en milliards de passagers-kilomètres</i>	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Belgique	107,4	110,2	114,9	124,0	135,2	146,4	158,1
Région Bruxelles-Capitale	3,5	3,6	3,7	3,9	4,1	4,3	4,6
Région flamande	60,1	61,6	64,3	69,4	75,7	82,1	88,7
Région wallonne	43,8	45,0	46,9	50,7	55,3	59,9	64,8

<i>Taux de croissance annuel moyen en %</i>	00-05	05-10	10-15	15-20	20-25	25-30
Belgique	0,52	0,85	1,54	1,73	1,61	1,55
Région Bruxelles-Capitale	0,52	0,85	1,00	1,00	1,00	1,00
Région flamande	0,52	0,85	1,55	1,76	1,62	1,57
Région wallonne	0,52	0,85	1,55	1,76	1,62	1,57

Source : SPF Mobilité et Transports, PP95, propres calculs.

Un exemple chiffré aide à clarifier la situation (encadré 4).

Encadré 4 : Illustration du calcul de l'évolution de la consommation régionale d'énergie dans les transports

Pour déterminer la croissance de la consommation de diesel pour le transport privé par route de personnes en Flandre et en Wallonie sur une période bien déterminée, les données du tableau ci-dessus doivent être combinées à des données relatives à la croissance du ratio entre la consommation nationale de diesel et le nombre total de passagers-kilomètres parcourus en Belgique pour ce type de transport. Il ressort du tableau ci-dessus que le nombre de passagers-kilomètres parcourus en Flandre et en Wallonie sur la période 2010-2015 devrait progresser de 1,55%. Sur la même période, l'intensité énergétique du secteur du transport privé par route devrait diminuer de 2,09%. La somme de ces deux chiffres 1,55 + (-2,09) donne une diminution de -0,54%. En d'autres termes, la consommation de diesel en Flandre et en Wallonie par les transports routiers privés de personnes devrait se réduire de 0,54% par an au cours de la période 2010-2015.

2.3.2. Consommation finale non énergétique, pertes de distribution et autoconsommation

La méthode des intensités énergétiques est particulièrement adaptée aux secteurs de demande finale d'énergie. En effet, l'évolution de la consommation énergétique dans ces secteurs peut être raisonnablement reliée à l'évolution de l'activité économique (comme la valeur ajoutée) et de l'intensité énergétique. Ce lien est moins évident pour d'autres catégories de consommation du bilan énergétique, à savoir la consommation finale non énergétique, les pertes de distribution et l'autoconsommation de la branche énergie, où d'autres facteurs sont prépondérants. Nous avons donc procédé de manière différente pour régionaliser ces « lignes » du bilan énergétique.

a. Consommation finale non énergétique

En ce qui concerne la consommation finale non énergétique, aucune adaptation n'a été apportée aux bilans régionaux. Les clés de répartition de la consommation entre les Régions ont été calculées sur base des bilans régionaux publiés. Ces calculs ont été réalisés pour trois grandes catégories de combustibles (solides, liquides, gazeux) compte tenu de l'absence d'informations plus détaillées pour la Région de Bruxelles-Capitale et la Région wallonne. Ces clés de répartition ont ensuite été appliquées aux données d'Eurostat pour l'année 2000. Enfin, les taux de croissance de la consommation nationale (tels que calculés par le modèle PRIMES) ont été appliqués aux consommations régionales pour l'année 2000 pour calculer l'évolution de la consommation non énergétique dans les trois Régions. Cette hypothèse est compatible avec la méthode des intensités énergétiques utilisée pour déterminer l'évolution de la consommation d'énergie dans le secteur chimique, qui est le plus grand consommateur de produits pétroliers et de gaz naturel comme matières premières.

b. Pertes de distribution

Les pertes de distribution sont calculées proportionnellement à la consommation finale dans chaque Région. Le pourcentage est calculé sur base de la consommation finale et des pertes de distributions nationales.

c. Consommation de la branche énergie (ou autoconsommation)

Tout comme pour la consommation finale non énergétique, les bilans régionaux n'ont pas été adaptés en ce qui concerne la consommation énergétique de la branche énergie, à une exception près. Les montants relatifs aux pertes de gaz naturel sur le réseau wallon ont été attribués à la branche énergie pour laquelle aucun chiffre n'était mentionné. En d'autres termes, ils ont été interprétés comme une consommation des stations de compression des gazoducs. Il convient, d'ailleurs, de souligner que les bilans d'Eurostat ne rapportent aucune perte de distribution pour le gaz naturel mais uniquement pour l'électricité. Les clés de répartition de la consommation nationale entre les Régions ont ensuite été calculées pour chaque forme d'énergie et appliquées aux chiffres d'Eurostat pour l'année 2000. Les taux de croissance de la consommation na-

tionale tirés du PP95 ont ensuite été utilisés pour déterminer l'évolution de l'autoconsommation de la branche énergie dans les trois Régions. En calculant les clés de répartition à un niveau très désagrégé (pour les différentes formes d'énergie), il est possible de prendre en considération les spécificités régionales. Ainsi, il s'avère que la consommation de combustibles liquides par la branche énergie est pratiquement le fait unique de la Flandre. Cette consommation est principalement destinée à l'autoconsommation des raffineries toutes situées en Flandre.

Outre la consommation finale d'énergie, il est également nécessaire de régionaliser la production d'électricité et de vapeur et les autres transformations. Etant donné que la méthode de l'intensité énergétique est ici moins appropriée, des méthodologies spécifiques sont proposées. La section 2.3.3 ci-dessous est axée sur la régionalisation de l'évolution de la production d'électricité et de vapeur et la section 2.3.4 sur les autres transformations.

2.3.3. Production d'électricité et de vapeur

a. Régionalisation de la production

La régionalisation de l'évolution de la production d'électricité est principalement fonction de la structure régionale du parc de production, des plans d'investissement et de la politique régionale en matière de sources d'énergie renouvelables et de cogénération. Vraisemblablement, la production d'électricité dans une région déterminée sera également influencée par la demande locale, mais il est difficile de tenir compte de cet aspect. En effet, le réseau belge de transmission est très maillé de sorte que l'électricité produite dans une région donnée n'est pas toujours destinée à répondre à la demande dans cette même région.

Les sources qui ont été consultées en vue de la régionalisation de la production d'électricité sont le rapport FPE pour l'année 2000, les plans régionaux en matière d'énergie et d'environnement, les études du VITO et d'Aminal (le ministère de la Communauté flamande). Les rapports de la FPE fournissent des informations sur le parc de production existant et sur les projets prévus ou en cours dans les Régions. Les plans régionaux précisent les réglementations en matière d'émissions de polluants et tout ce qui a trait aux sources d'énergie renouvelables et à la cogénération.

Le document élaboré par le ministère de la Communauté flamande (2005) « *Assumptions for a national energy scenario 2000-2020 ('with measures scenario') in the framework of the NEC review and as input for the reporting under the monitoring mechanism directive* » constitue un apport important pour l'exercice. Dans cette publication, l'évolution du parc de production d'électricité dans chacune des Régions est décrite jusqu'en 2020. Dans le cadre de notre étude, ces données (rassemblées dans le tableau 5.3 de cette publication) sont exploitées pour générer la production régionale brute d'électricité des centrales thermiques classiques, des centrales TGV, de la cogénération, des turbines/moteurs à gaz et des centrales basées sur des sources d'énergie renouvelables.

Etant donné que les catégories de centrales électriques définies dans la publication du ministère de la Communauté flamande ne correspondent pas tout à fait aux catégories de PRIMES et afin de pouvoir évaluer l'évolution du parc de production après 2020 (l'horizon temporel de la publication précitée étant 2020), de nouvelles hypothèses ont été formulées. Les principales hypothèses relatives à l'évolution de la production d'électricité dans les Régions sont énumérées ci-dessous:

- la première et principale hypothèse est que la part de la production des Régions dans la production nationale totale reste stable sur l'ensemble de la période de projection. En d'autres termes, on suppose qu'il ne devrait pas y avoir de changements marqués dans la localisation de la production d'électricité et que les parts historiques des deux Régions¹ dans la production d'électricité ne devraient pas évoluer de manière significative à l'avenir. Ainsi, la part relative de la Flandre s'établirait entre 58 et 60% sur la période 2000-2030, contre respectivement 42 et 40% pour la Wallonie ;
- en ce qui concerne la production nucléaire, la production des Régions est calculée, jusqu'en 2015, sur base de leur part dans la production totale en 2000. Au-delà de 2020, les parts produites à Doel et Tihange sont soustraites du total en fonction du calendrier de fermeture des différentes unités au cours de la période étudiée². En 2020, Doel 1 et 2 et Tihange 1 auront cessé de produire ; en 2025, ce sera au tour de Doel 3 et de Tihange 2. En 2030, la production nucléaire est complètement arrêtée dans les deux Régions³;
- la production hydroélectrique est typiquement wallonne.
- s'agissant de la production à partir des éoliennes, les clés de répartition de 2020 sont maintenues sur l'ensemble de la période 2020-2030 (respectivement 30% pour la Wallonie et 70% pour la Flandre) ;
- les autres sources d'énergie renouvelables utilisées pour produire l'électricité (cellules photovoltaïques) sont réparties selon la clé générale 60-40 respectivement pour la Flandre et la Wallonie, cette clé reflète la part respective des deux Régions dans la production totale d'électricité (voir ci-dessus). Les implications de l'application d'une telle clé sont limitées étant donné que cette source ne représente que 0,03% de la production totale. Le choix d'une autre clé n'apporte pas de changements notables ;
- la production électrique dans les unités de cogénération est calculée, jusqu'en 2020, sur base de la formule suivante :

$$P_{cog}^B = P_{cog}^{VI} + P_{cog}^W$$

$$P_{cog}^B = \alpha P_{tot}^{VI} + \beta P_{tot}^W$$

¹ Flandre et Wallonie. La production d'électricité dans la Région de Bruxelles-Capitale est marginale.

² Conformément à la loi du 31 janvier 2003 relative à la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, voir Moniteur belge, 28 février 2003.

³ Nous sommes conscients du fait que les chiffres de production nucléaire issus de PRIMES et les chiffres calculés sur base du calendrier de fermeture du nucléaire ne coïncident pas exactement. Cela s'explique par le fait que dans PRIMES on suppose que pendant l'année où la fermeture doit avoir lieu, la production reste complète (l'arrêt de la production n'est considéré que l'année suivante). Ce faisant les chiffres de production calculés avec PRIMES sont systématiquement supérieurs pendant l'année de fermeture.

$$\text{où } \alpha = \frac{\alpha P_{cog}^B}{\alpha P_{tot}^{VI} + \beta P_{tot}^W} \text{ et } \beta = \frac{\beta P_{cog}^B}{\alpha P_{tot}^{VI} + \beta P_{tot}^W}$$

avec

P_{cog}^X = la production de type cogénération dans l'entité géographique X

P_{tot}^X = la production totale dans l'entité géographique X

X = Belgique, Flandre ou Wallonie

Les valeurs de α et β sont tirées du document du ministère de la Communauté flamande précité (tableau 5.3 – « % share CHP Flanders ; % share CHP Walloon region »). Pour la période 2020-2030, les valeurs de α et β en 2020 (respectivement 20,3 et 16,7) sont maintenues constantes. Le tableau ci-dessous reprend les valeurs de α et β et présente les perspectives d'évolution de la cogénération tant en Région wallonne que flamande, en termes de production électrique et en parts dans la production électrique régionale totale.

Tableau 14 : Production brute et parts relatives de la cogénération en Flandre et en Wallonie, 2000-2030

	2000	2010	2020	2030
α	7,6	17,7	20,3	20,3
Production en Flandre (PJ)	10,8	18,3	29,0	31,4
Part en Flandre (%)	6,3	8,9	12,6	12,1
β	3,0	11,7	16,7	16,7
Production en Wallonie (PJ)	3,1	8,3	16,9	17,0
Part en Wallonie (%)	2,5	5,9	10,3	9,9

Source : publication du Ministère de la Communauté flamande, 2005 et propres calculs.

- au cours de la période 2010-2020, les turbines gaz-vapeur (TGV) attirent la part du lion des investissements en nouvelle capacité de production. L'évolution régionale est calculée de manière telle que les parts des deux Régions (flamande et wallonne) dans la production totale restent inchangées (+/-60-40) ;
- dans la période qui suit (2020-2030), ce sont les centrales supercritiques au charbon qui gagnent du terrain (par rapport aux TGV). Les investissements dans ce type de centrales interviennent principalement en fin de période de projection. La production électrique de ces centrales est ventilée entre les deux Régions de telle manière que les parts des Régions dans la production totale restent stables (cf. première hypothèse ci-dessus). Jusqu'en 2020, il a été tenu compte du poids historique de la Flandre dans la production d'électricité à partir du charbon¹, la clé de répartition entre les deux Régions est celle de 2000 (quelque 80% pour la Flandre et 20% pour la Wallonie). Au-delà - période 2025-2030

¹ La présence de ports en Flandre lui assure un accès privilégié au charbon.

- la part de la Wallonie dans la production électrique à partir du charbon augmente jusqu'à près de 33% lorsque l'on table sur un maintien de la part de la Région wallonne dans la production totale d'électricité. La fermeture des centrales nucléaires est à l'origine d'une diminution de l'offre, qui est susceptible d'être (partiellement) comblée par le charbon. Ces fermetures favorisent la diversification de la production d'électricité en Wallonie.
- pour les petites turbines au gaz, les productions électriques régionales sont calculées sur base de la publication du ministère de la Communauté flamande (voir ci-dessus). Selon cette publication, la clé de répartition est de 3/4 - 1/4 pour la Flandre - Wallonie jusqu'en 2015. A partir de 2020, les rapports évoluent: 2/3 - 1/3 respectivement pour la Flandre et la Wallonie.
- les tableaux ci-dessous rassemblent les pourcentages donnant la part des différentes centrales dans la production d'électricité en Flandre et en Wallonie pour la période 2000-2030. Certains éléments attirent l'attention: la sortie du nucléaire, l'augmentation de la production éolienne et surtout le prédominance des unités thermiques en 2030. En 2030, les TGV prévalent, suivies par les centrales supercritiques au charbon.

Tableau 15 : Parts relatives des différents moyens de production en Flandre, 2000-2030

	2000	2010	2020	2030
Centrales nucléaires	49%	40%	28%	0%
Centrales hydrauliques (hors pompage)	0%	0%	0%	0%
Eolien et solaire photovoltaïque	0%	0,6%	0,6%	2%
Centrales thermiques	51%	60%	72%	98%
<i>dont cogénération¹</i>	6,3%	8,9%	12,6%	12,1%
Unités classiques à cycle ouvert (y incluse la biomasse)	36%	11%	5%	3%
Centrales supercritiques au charbon	0%	0%	0%	41%
TGV et turbines au gaz	15%	49%	67%	54%

Source : PP95, propres calculs.

¹ Les pourcentages correspondent à la part de la cogénération dans la production totale des centrales thermiques, quelles que soient les technologies et y inclus les autoproducteurs.

Tableau 16 : Parts relatives des différents moyens de production en Wallonie, 2000-2030

	2000	2010	2020	2030
Centrales nucléaires	72%	61%	39%	0%
Centrales hydrauliques (hors pompage)	1%	1%	1%	1%
Eolien et solaire photovoltaïque	0%	0,3%	0,3%	2%
Centrales thermiques	27%	38%	60,0%	97%
<i>dont cogénération¹</i>	2,5%	5,9%	10,3%	9,9%
Unités classiques à cycle ouvert (y incluse la biomasse)	14%	5%	2%	2%
Centrales supercritiques au charbon	0%	0%	0%	30%
TGV et turbines au gaz	13%	33%	58%	65%

Source: PP95, propres calculs.

b. Régionalisation des inputs pour la production d'électricité et de vapeur

Outre la production, les inputs, qui en fin de compte servent à produire l'électricité et la vapeur, doivent également être régionalisés. Un tel exercice n'est pas évident étant donné que certaines centrales électriques fonctionnent avec plus d'un combustible. Par conséquent, il n'est pas facile d'établir un lien entre les entrées (combustibles) et les sorties (production). Une méthode de calcul a été mise en oeuvre qui a permis, autant que faire ce peut, d'apporter une solution au problème. Nous sommes partis du principe que les rendements des différents types d'unités de production doivent être cohérents, d'une part, avec les rendements considérés dans PRIMES, et d'autre part, avec la littérature disponible (voir par exemple la publication du ministère de la Communauté flamande, tableau 5.7 Efficienciers and occupancy rate of installations).

En outre, il s'est avéré nécessaire de formuler des hypothèses supplémentaires pour la régionalisation des inputs et leur évolution. Les principales hypothèses sont énumérées ci-après:

- la consommation de combustibles liquides est distribuée sur base de la clé de répartition régionale pour les combustibles liquides de l'année 2000.
- le gaz de cokerie est uniquement consommé en Région wallonne (voir également la publication du ministère de la Communauté flamande).
- la régionalisation de la consommation de gaz de hauts fourneaux est réalisée compte tenu des projets de fermeture des hauts fourneaux en Wallonie (en 2005 et 2009) et de la publication du ministère de la Communauté flamande, laquelle mentionne que la consommation dans les centrales thermiques en Région wallonne sera égale à zéro à partir de 2015. L'évolution de la consommation de gaz de hauts fourneaux en Flandre est calculée comme la différence entre l'évolution de la consommation nationale et l'évolution de la consommation en Wallonie.
- les inputs nucléaires sont régionalisés selon le volume de production des centrales nucléaires dans les Régions.

¹ Les pourcentages correspondent à la part de la cogénération dans la production totale des centrales thermiques, quelles que soient les technologies et y inclus les autoproducteurs.

2.3.4. Autres transformations

Le seul poste restant à régionaliser dans le bilan énergie concerne les autres transformations. Tel que précisé au début du rapport, la partie 'transformations' englobe les entrées et sorties de transformations physiques et chimiques. Dans une perspective de régionalisation, un certain nombre d'hypothèses de travail ont été définies.

a. Raffineries

Etant donné que toutes les raffineries sont situées en Flandre, la régionalisation des perspectives énergétiques nationales est simple: seul le bilan énergétique pour la Flandre présente une entrée pour ce type de transformation.

b. Production de nouveaux combustibles

Parmi les nouveaux combustibles figurent par exemple l'hydrogène et les biocarburants. Etant donné que leur production n'est pas liée à une structure régionale spécifique, il n'y a, a priori, pas de raison de supposer qu'une Région soit plus avancée dans la construction de telles unités de production. Il a dès lors été décidé d'utiliser une même clé de répartition pour les deux Régions: tant la Région wallonne que la Région flamande se voient allouer 50% de la production future et donc de la quantité d'input correspondante.

Des clés de répartition alternatives sont évidemment possibles. Une autre clé n'aura cependant pas d'impact sur les émissions de CO₂ puisque les nouveaux combustibles sont principalement produits à base de biomasse. Par contre, elle pourrait avoir un impact sur la consommation intérieure brute et la production primaire. Ainsi, une clé de 60% pour la Flandre et de 40% pour la Wallonie se traduira, en 2030, par une augmentation respectivement de 0,2% et 5,7% de la production primaire et de la consommation intérieure brute (en 2030, la production primaire représente quelque 3% de la consommation intérieure brute).

c. Cokeries

Les clés de répartition régionales de la consommation de charbon dans les cokeries sont calculées à partir des bilans régionaux. La consommation est calculée de manière à garantir la cohérence entre les entrées et les sorties (sur base des rendements) des cokeries, et ce dans chaque Région.

d. Hauts fourneaux

Les hauts fourneaux utilisent le coke comme combustible, le coke est donc un input des hauts fourneaux. Le gaz de hauts fourneaux constituent, quant à eux, une sortie des hauts fourneaux, ils sont utilisés dans les centrales électriques et dans la sidérurgie (dans ce cas ils constituent en fait une perte de transformation). Sur base d'une convention, l'entrée dans les hauts fourneaux (le coke) doit être égale à la sortie des hauts fourneaux (les gaz de hauts fourneaux). Des don-

nées sur les entrées pour la production d'électricité et les sorties des cokeries apportent donc des informations respectivement sur les sorties et entrées des hauts fourneaux.

2.3.5. Niveau de désagrégation

Le niveau de désagrégation de l'activité industrielle est le même dans PRIMES que dans Eurostat. Plus la désagrégation est poussée mieux elle permet de rendre compte des différences structurelles entre Régions. Dans PRIMES et Eurostat, on ne distingue pas moins de neuf secteurs dans l'industrie.

Pour information, le tableau ci-dessous présente la désagrégation de l'industrie et du secteur tertiaire dans le modèle PRIMES, avec les codes NACE correspondants.

Tableau 17 : Correspondance entre les secteurs de PRIMES et les codes NACE

Sous-secteurs PRIMES	Codes NACE
Industrie	
Sidérurgie	27.1, 27.2, 27.3, 27.51, 27.52
Métaux non-ferreux	27.4, 27.53, 27.54
Chimie	24
Minéraux non métalliques	26
Papier	21, 22
Alimentation	15, 16
Textile	17, 18, 19
Fabrications métalliques	28, 29, 30, 31, 32, 34, 35
Autres industrie	20, 25, 33, 36, 37, 45
Agriculture	01, 02, 05
Commerces et services publics	41, 50-52, 55, 63-67, 70-75, 80, 85, 90-93, 99

3. Scénario de référence

L'application, au scénario de référence du PP95, de la méthodologie décrite dans le chapitre précédent conduit aux perspectives énergétiques suivantes pour la Région de Bruxelles-Capitale.

3.1. Consommation finale d'énergie

La consommation finale énergétique dans la Région de Bruxelles-Capitale augmente au rythme moyen de 0,4% par an sur la période 2000-2030, soit une augmentation de quelque 280 ktep, équivalente à un peu moins de 14% de la consommation de 2000. Ce taux de croissance est légèrement inférieur au taux de croissance annuel moyen pour la Belgique qui s'établit à 0,5% par an. Par ailleurs, on constate un ralentissement de la croissance de la consommation finale énergétique : cette croissance est la plus forte entre 2000 et 2010 (0,8% par an) tandis qu'elle devient nulle entre 2020 et 2030.

a. Par secteur

L'analyse par secteur distingue l'industrie, le tertiaire, le résidentiel et les transports.

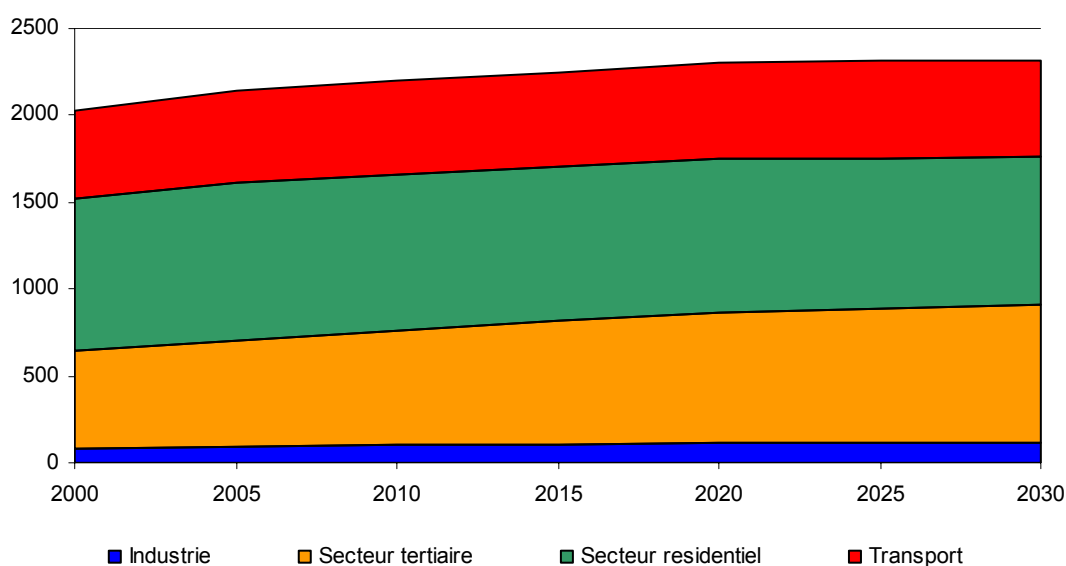
L'industrie est le secteur consommateur d'énergie le moins important de la Région de Bruxelles-Capitale. Elle représente moins de 5% de la consommation finale totale sur la période de projection. Cela dit, la consommation énergétique de l'industrie augmenterait de 1,4% en moyenne par an sur la période 2000-2030. Ce taux de croissance supérieur à celui de la consommation finale totale ne modifie cependant pas le caractère marginal de ce secteur dans le bilan énergétique bruxellois.

Le secteur tertiaire est, avec l'industrie, le secteur qui connaît la plus forte croissance en terme énergétique : 1,1% en moyenne par an sur la période 2000-2030. Il y a cependant une différence de taille entre ces deux secteurs dans la mesure où le secteur tertiaire a un poids beaucoup plus important que l'industrie dans la consommation finale énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale (environ 30% en 2000). L'évolution ci-dessus se traduit par une augmentation de 217 ktep de la consommation d'énergie du tertiaire entre 2000 et 2030. La croissance de la consommation énergétique du secteur tertiaire ralentit néanmoins progressivement : de 1,5% en moyenne entre 2000 et 2010, elle ne serait plus que de 0,4% entre 2020 et 2030.

Le secteur résidentiel est le plus gros consommateur d'énergie de la Région, il représentait plus de 40% de la consommation finale totale en 2000. Après une légère progression de la consommation d'énergie de ce secteur d'ici 2010 (0,3% par an), cette dernière est ensuite en recul constant. En 2030, la consommation d'énergie serait inférieure à celle de 2000 d'environ 20 ktep. Le taux de croissance annuel moyen sur la période 2000-2030 est donc négatif, il est de -0,1% et la part relative du secteur résidentiel passe de 43% en 2000 à 37% en 2030.

Les transports représentent environ un quart de la consommation finale d'énergie de la Région de Bruxelles-Capitale. Selon le scénario de référence, la consommation d'énergie de ce secteur progresserait au rythme de 0,2% en moyenne par an. Ce taux relativement bas s'explique, en partie, par les hypothèses relatives à l'évolution du transport routier privé de personnes qui traduisent une saturation progressive du réseau de transport routier dans la capitale. La consommation serait même en recul entre 2020 et 2030.

Graphique 2 : Évolution de la consommation finale d'énergie en Région de Bruxelles-Capitale, par secteur (ktep)



Source : PP95, propres calculs.

b. Par forme d'énergie

Les perspectives énergétiques par forme d'énergie pour Bruxelles reflètent les évolutions au niveau belge, à savoir une diminution de la consommation de produits pétroliers pour le chauffage et, à l'inverse, une augmentation de la consommation de gaz naturel et d'électricité. S'agissant des produits pétroliers, leur consommation diminuerait au taux de 0,3% par an. Quant au gaz naturel et à l'électricité, les taux de croissance seraient respectivement de 0,8% et 1% par an en moyenne sur la période 2000-2030.

Le charbon disparaîtrait complètement de la scène énergétique. Par contre, on note une progression sensible des sources d'énergie renouvelables (solaire thermique) dont la consommation augmenterait au rythme de 10,4% en moyenne sur la période 2000-2030. Cela dit, leur contribution à la demande finale totale resterait faible et en dessous du pourcent.

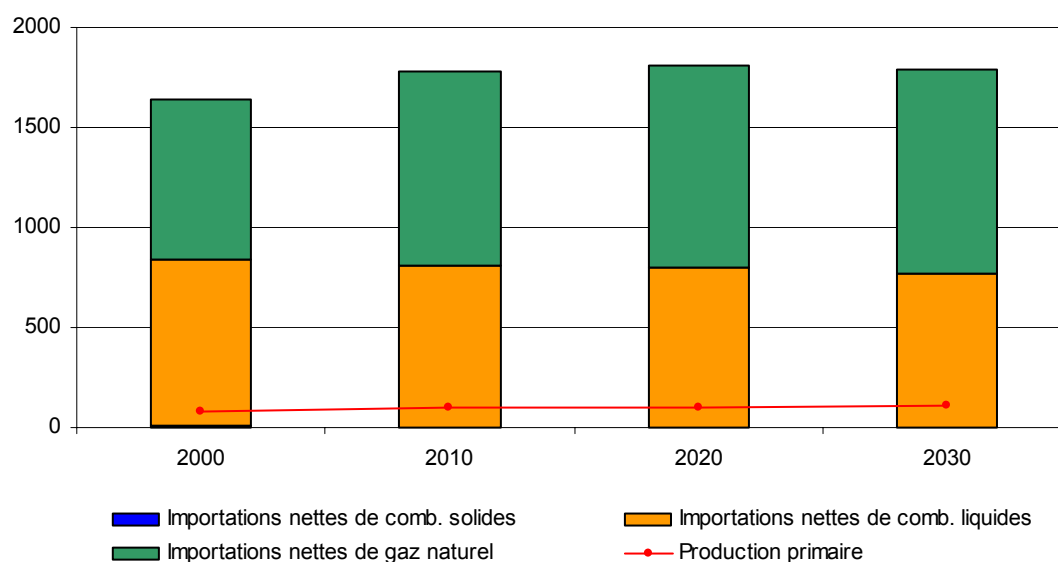
Les chiffres détaillés de consommation finale énergétique par secteur et par forme d'énergie sont donnés dans l'annexe 4.

3.2. Consommation d'énergie primaire

Etant donné l'absence d'entreprises de transformation d'énergie, mise à part l'incinération de déchets dont la production n'augmente que très faiblement, l'évolution de la consommation d'énergie primaire dans la Région de Bruxelles-Capitale est comparable à celle de la consommation finale énergétique : 0,5% par an en moyenne sur la période 2000-2030.

Comme le montre le Graphique 3 ci-dessous, la baisse de la consommation finale de produits pétroliers se traduit par une baisse équivalente des importations (nettes). A l'inverse, on observe une augmentation des importations de gaz naturel qui suit celle de la demande finale pour cette forme d'énergie. La production primaire reste stable, elle concerne principalement les déchets utilisés pour l'incinération.

Graphique 3 : Production et importations nettes d'énergie primaire en Région de Bruxelles-Capitale (ktep)



Source : PP95, propres calculs.

Pour conclure cette section, nous avons rassemblé dans un seul tableau l'évolution du bilan énergétique complet de la Région de Bruxelles-Capitale (de la production d'énergie primaire à la consommation finale énergétique) selon le scénario de référence du PP95.

Tableau 18 : Évolution du bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale selon le scénario de référence

Brussels	Baseline								Annual change %			00-30
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	
Primary production (ktoe)		78	100	100	101	102	104	105	2,6	0,2	0,3	1,0
Nuclear		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renewables (incl. waste)		78	100	100	101	102	104	105	2,6	0,2	0,3	1,0
Net imports (ktoe)		2053	2179	2238	2287	2337	2343	2342	0,9	0,4	0,0	0,4
Solid fuels		10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-8,0	-12,2
Liquid fuels		833	805	806	799	799	788	768	-0,3	-0,1	-0,4	-0,3
Natural gas		798	950	976	998	1013	1013	1019	2,0	0,4	0,1	0,8
Electricity		411	421	454	489	524	542	555	1,0	1,5	0,6	1,0
Gross inland consumption (ktoe)		2131	2279	2339	2388	2439	2447	2448	0,9	0,4	0,0	0,5
Solid fuels		10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-8,0	-12,2
Liquid fuels (1)		833	805	806	799	799	788	768	-0,3	-0,1	-0,4	-0,3
Natural gas		798	950	976	998	1013	1013	1019	2,0	0,4	0,1	0,8
Nuclear		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity		411	421	454	489	524	542	555	1,0	1,5	0,6	1,0
Renewables		78	100	100	101	102	104	105	2,6	0,2	0,3	1,0
Electricity generation (GWh)		274	341	341	341	341	341	341	2,2	0,0	0,0	0,7
Nuclear		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydro - renewables		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermal (incl. biomass and waste)		274	341	341	341	341	341	341	2,2	0,0	0,0	0,7
Fuel inputs in power/steam generation		82	120	120	120	120	120	120	3,8	0,0	0,0	1,3
Solid fuels		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels		1	1	1	1	1	1	1	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas fuels		4	20	20	20	20	20	20	17,2	0,0	0,0	5,4
Biomass+waste		78	99	99	99	99	99	99	2,5	0,0	0,0	0,8
Fuel inputs in other transformation processes		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Refineries		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
New fuels production (hydrogen, etc.)		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coke-ovens		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Blast furnaces		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energy Branch Consumption (ktoe)		3	4	4	4	5	5	5	1,8	1,3	1,4	1,5
Liquid fuels		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas fuels		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity		3	4	4	4	5	5	5	1,8	1,3	1,4	1,5
Distribution losses (ktoe)		20	22	23	23	24	24	24	1,2	0,3	0,2	0,6
Non Energy Uses (ktoe)		18	19	22	23	23	23	23	2,0	0,8	0,0	0,9
Solid fuels		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels		18	19	22	23	23	23	23	2,0	0,8	0,0	0,9
Gas fuels		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

WORKING PAPER 9-07

Final Energy Demand (ktoe)		2032	2146	2202	2251	2301	2310	2311		0,8	0,4	0,0	0,4
by fuel													
Solid Fuels		10	3	2	1	0	0	0		-17,2	-11,0	-8,0	-12,2
Liquid Fuels		815	785	784	776	775	764	744		-0,4	-0,1	-0,4	-0,3
Gas fuels		794	930	956	978	993	993	999		1,9	0,4	0,1	0,8
Steam		2	2	2	2	2	2	2		0,7	1,1	0,7	0,8
Electricity		411	425	456	491	525	542	555		1,0	1,4	0,6	1,0
New fuels (hydrogen etc.)		0	1	1	1	2	4	4		0,0	8,9	8,6	0,0
Biomass + Waste		0	0	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0
Other renewables		0	1	1	2	3	5	6		16,2	7,7	7,6	10,4
by sector													
Industry		80	90	100	107	111	115	120		2,3	1,1	0,8	1,4
Tertiary		570	612	660	711	753	770	787		1,5	1,3	0,4	1,1
Households		874	911	899	889	881	869	857		0,3	-0,2	-0,3	-0,1
Transports		508	532	543	543	555	556	547		0,7	0,2	-0,1	0,2

(1) : échanges et transferts non inclus.

Source : PP95, propres calculs.

4. Scénarios alternatifs du PP95

4.1. Brève description

A côté du scénario de référence, plusieurs scénarios alternatifs ont été élaborés et évalués, dans le PP95, par rapport au scénario de référence. Ces scénarios alternatifs sont décrits brièvement ci-dessous :

- une variante relative aux prix de l'énergie, où les prix internationaux du gaz naturel sont plus élevés que dans le scénario de référence (scénario PEG) ;
- un scénario « Sources d'énergie renouvelables et cogénération », où les objectifs régionaux pour 2010 relatifs à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et au développement de la cogénération sont pris en compte (scénario SER+COG) ;
- des scénarios « Retour à l'énergie nucléaire », où l'impact d'un allongement de la durée de vie des centrales nucléaires existantes est examiné seul (scénario Nuc1) ou en combinaison avec de nouveaux investissements possibles après 2020 (scénario Nuc2) ;
- un scénario « Ré-équilibre intermodal dans le transport », où sont simulés les effets de politiques visant à promouvoir les modes de transport alternatifs à la route et à augmenter le taux d'occupation ou de charge des véhicules (scénario Transport).

4.2. Principales hypothèses et caractéristiques des scénarios alternatifs

4.2.1. Le scénario PEG

L'histoire récente montre la grande incertitude qui entoure les projections de prix énergétiques et qui peut avoir différentes causes. L'évolution des prix internationaux du gaz naturel dans cette variante aborde un aspect de cette incertitude ; elle résulte de la double hypothèse d'une croissance plus forte de la demande de gaz naturel dans les pays d'Asie et de fournitures plus coûteuses en provenance de l'ancienne Union soviétique. Dans ce cas de figure, le prix du gaz naturel sur le marché européen atteindrait des niveaux comparables à ceux du pétrole brut entre 2015 et 2020 et puis supérieurs entre 2020 et 2030. Par rapport au scénario de référence, le prix du gaz naturel serait plus élevé de respectivement 18% et 32% en 2020 et 2030. En termes absolus, il s'établirait donc à 192,1 euro(2000)/tep en 2020 et à 243,7 euro(2000)/tep en 2030.

La méthodologie développée pour régionaliser le scénario de référence a été appliquée telle quelle au scénario PEG. Aucune hypothèse supplémentaire n'a été faite.

4.2.2. Le scénario SER+COG

Le scénario de référence ne tient compte que des politiques et mesures mises en place ou adoptées au 31 décembre 2001. A ce titre les politiques régionales plus récentes visant à promouvoir l'électricité verte et la cogénération, comme les systèmes de certificats verts, n'ont pas été introduites. Dès lors, le scénario « SER+COG » a pour objectif d'analyser l'impact, sur le système énergétique, du respect par les Régions des objectifs qu'elles se sont fixées en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de la cogénération. Ces objectifs découlent de la transposition en droit belge de la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité. Cette directive européenne fixe notamment des objectifs indicatifs pour chaque Etat membre pour la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en 2010. Pour la Belgique, cet objectif est de 6%.

La méthodologie qui a été développée pour régionaliser la production d'électricité dans le scénario de référence a été appliquée au scénario SER+COG en prenant en compte un certain nombre d'informations telles que les objectifs à atteindre dans chacune des régions ou encore les projets envisagés. En Région wallonne, l'objectif fixé est d'atteindre une production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables de 8% (ou 2000 GWh) à l'horizon 2010, en partant de 2,6% en 2000. Pour la cogénération, l'objectif est de produire 15% de la consommation d'électricité en 2010 (ou 3595 GWh).

Au-delà de 2010, la production d'électricité verte évolue en fonction des coûts relatifs de production mais ne peut être inférieure aux niveaux de 2010.

4.2.3. Les scénarios Nuc1 et Nuc2

Etant donnés les résultats du scénario de référence montrant une augmentation significative des importations de gaz naturel et l'impact induit sur la sécurité d'approvisionnement du pays et une croissance non moins significative des émissions de CO₂ due principalement à la production d'électricité sur la période 2020-2030, le PP95 a examiné l'impact sur le système énergétique belge d'un retour à l'énergie nucléaire selon deux modalités (ou scénarios).

Dans le premier scénario (Nuc1), le temps de vie des centrales existantes est prolongé jusqu'à soixante ans et aucune nouvelle centrale n'est construite d'ici 2030. Dans le second scénario (Nuc2), la durée de vie des centrales en activité est allongée jusqu'à soixante ans (comme dans le scénario Nuc1) mais cette fois l'option d'investir dans de nouvelles unités nucléaires est laissée ouverte à partir de 2020.

La méthodologie qui a été développée pour régionaliser la production d'électricité dans le scénario de référence a été appliquée aux scénarios Nuc1 et Nuc2 en supposant, dans le second scénario, une répartition identique de la production d'électricité d'origine nucléaire entre les Régions wallonne et flamande au-delà de 2020.

Les scénarios Nuc1 et Nuc2 sont décrits ici à titre d'information car ils n'ont pas d'impact sur les perspectives énergétiques de la Région de Bruxelles-Capitale.

4.2.4. Le scénario transport

Le scénario transport part des mêmes hypothèses générales que le scénario de référence. Par contre, si l'activité totale de transport (personnes et marchandises) est identique à celle du scénario de référence, son allocation entre les différents modes de transport est différente.

L'évolution jusqu'à 2010 des parts de marché des différents modes de transport est basée sur les chiffres de l'option C du Livre blanc La politique européenne des transports à l'horizon 2010 : l'heure des choix, avec la condition supplémentaire que la part de marché du transport ferroviaire de personnes devrait atteindre au minimum 7,6%¹ à l'horizon 2010. Au-delà de 2010, les parts du marché de tous les modes de transport évoluent en fonction des coûts relatifs des différents modes de transport et des habitudes de consommation des utilisateurs.

En ce qui concerne le découplage entre la croissance de l'activité du secteur des transports, exprimée en passagers- ou tonnes-kilomètres, et la croissance du trafic, exprimée en véhicules-kilomètres, il est pris en compte via une modification des taux d'occupation ou de chargement des différents types de véhicules. Dans le modèle PRIMES, ces taux de chargement, exprimés en nombre de voyageurs ou de tonnes par véhicule, sont des paramètres exogènes. Dans le scénario de référence, ils sont maintenus constants par rapport aux observations de 2000 sur l'ensemble de la période de projection. Dans le scénario transport, les valeurs historiques ont été majorées comme suit : à l'horizon 2010, +16% pour les trains de voyageurs, +13% pour les camions, +10% pour les bus, voitures et avions, et enfin, +9% pour les trains de marchandises et pour les péniches destinées à la navigation intérieure. Au-delà de 2010, les taux de chargement sont majorés de façon identique pour tous les modes de transport: +1,5% par rapport à 2010 pour la période 2010-2020 et +0,4% par rapport à 2020 pour la période 2020-2030.

4.3. Résultats

Les résultats les plus marquants sont décrits ci-après en distinguant les impacts sur la demande finale énergétique, la production d'électricité et la demande d'énergie primaire (production primaire et importations nettes). Ils sont illustrés par quelques tableaux et graphiques. Les résultats détaillés des différents scénarios alternatifs sont présentés dans l'annexe 5.

a. Consommation finale d'énergie

Le scénario PEG

Une hausse des prix du gaz naturel (toutes choses égales par ailleurs) entraîne, d'une part, une baisse de la consommation d'énergie dans tous les secteurs, et d'autre part, une substitution du

¹ Transport de personnes hors transport aérien.

gaz naturel principalement par les produits pétroliers et l'électricité. Le Tableau 19 donne la mesure des impacts les plus marquants¹. Les changements observés entre le scénario PEG et le scénario de référence sont exprimés en ktep et en %.

Tableau 19 : Demande finale énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale dans le scénario PEG, changements par rapport au scénario de référence (en ktep et en %)

	2020		2030	
	ktep	%	ktep	%
Total	-19	-0,8	-31	-1,3
Par combustible				
- Produits pétroliers	7	0,9	11	1,4
- Gaz naturel	-26	-2,6	-41	-4,1
- Electricité	2	0,3	5	1,0
Par secteur				
- Tertiaire	-11	-1,4	-11	-1,4
- Résidentiel	-7,0	-0,8	-17	-2,0

Source : PP95, propres calculs.

La diminution de la consommation concerne principalement les secteurs résidentiel et tertiaire, elle varie de 1 à 2% selon le secteur et l'année. La consommation de produits pétroliers et d'électricité progresse mais sans excès (maximum +1,4% sur toute la période). Par contre, la consommation de gaz naturel se voit réduite de respectivement 3 et 4% en 2020 et 2030.

Le scénario SER+COG

Par construction – le scénario SER+COG se focalise sur la production d'électricité et de chaleur – l'impact de ce scénario sur la demande finale énergétique est marginal, il est de l'ordre de 0,4%.

Le scénario transport

Le scénario transport se concentre aussi sur un secteur particulier. Les mesures qui y sont simulées n'ont pas d'impact sur les autres secteurs (leur consommation énergétique reste donc inchangée) et ont un effet uniquement sur les carburants ou formes d'énergie utilisées pour le transport (principalement les produits pétroliers et l'électricité).

Le glissement vers l'utilisation de modes de transport moins énergétivores et une augmentation du facteur de charge des véhicules entraînent des économies d'énergie de respectivement 67 ktep, 63 ktep et 48 ktep en 2010, 2020 et 2030. Au niveau de la demande finale totale, cela se traduit par une baisse de la consommation énergétique de quelque 3% en 2010 et 2020 et de 2% en 2030. Au niveau du secteur transport la réduction de la consommation est bien sûr plus importante, elle est de 12% en 2010, 11% en 2020 et 9% en 2030.

¹ Cela explique pourquoi la somme des effets par combustible ou par secteur n'est pas exactement égale à l'effet total.

Le secteur des transports consomme quelque 60% de la consommation totale de produits pétroliers en Région de Bruxelles-Capitale. On s'attend donc à un effet significatif des mesures simulées sur cette consommation : les résultats montrent en effet une réduction oscillant entre 7 et 9% selon l'année. A l'inverse, la valorisation des transports en commun entraîne une augmentation, quoique très limitée, de la consommation d'électricité. Cette augmentation varie entre 0,2 et 0,7%.

b. Production d'électricité et de chaleur

Un prix du gaz naturel plus élevé comparé aux hypothèses du scénario de référence et analysé dans le scénario PEG de même que les mesures relatives au transport étudiées dans le scénario transport n'ont pas d'impact sur la production d'électricité et de chaleur. Ce résultat découle de l'hypothèse selon laquelle le parc de production reste le même que dans le scénario de référence où la production est supposée rester stable. Dès lors, les changements de prix relatifs du gaz naturel n'affectent pas la production en Région de Bruxelles-Capitale et la légère augmentation de la consommation électrique dans le scénario transport est couverte par la production électrique dans les autres Régions (importations).

Par contre, le scénario alternatif SER+COG fournit une image sensiblement différente de celle du scénario de référence en ce qui concerne la production d'électricité et de chaleur en Région de Bruxelles-Capitale. Les hypothèses relatives au développement de la cogénération dans le secteur tertiaire se traduisent par une augmentation très marquée de la production électrique. De 340 GWh en 2005, cette dernière doublerait quasiment en 2010, serait multipliée par quatre en 2020 et par 6 en 2030 où elle atteindrait quelque 2100 GWh. Le rythme de croissance de la production électrique s'établirait ainsi à 7,1 % par an en moyenne entre 2000 et 2030.

Cette évolution a un impact tant sur le niveau et le mix des inputs pour la production d'électricité et de chaleur que sur les « importations » électriques à partir des deux autres Régions. En ce qui concerne les inputs, le gaz naturel supplante progressivement les déchets. En 2020, les déchets ne représentent plus que 37% des inputs et ce pourcentage tombe à 26% en 2030. La consommation de gaz naturel est multipliée par 14 entre 2005 et 2030. Elle s'élève à 276 ktep en 2030, soit près de 30% de la consommation finale de gaz naturel la même année.

c. Consommation d'énergie primaire

Les effets décrits ci dessus sur la demande finale énergétique et sur la production d'électricité et de chaleur se traduisent, pour chaque scénario alternatif, par des changements au niveau de la consommation d'énergie primaire, à la fois en niveau et en structure. Le Tableau 20 résume ces changements par scénario et pour l'année 2030.

Tableau 20 : Demande d'énergie primaire en Région de Bruxelles-Capitale, changements par rapport au scénario de référence en 2030 (en %)

	PEG	SER+COG	Transport
Total	-1,2	4,6	-2,0
Combustibles solides	-	-	-
Combustibles liquides	1,4	0,2	-6,8
Gaz naturel	-4,0	25,7	0,0
Electricité	1,0	-27,1	0,7

Source : PP95, propres calculs

Dans les scénarios PEG et transport, on observe une diminution de la demande d'énergie primaire en Région bruxelloise, qui résulte exclusivement de la baisse de la consommation finale d'énergie. Dans le premier cas, c'est la consommation de gaz naturel qui est touchée, dans le second c'est la consommation de produits pétroliers.

Dans le scénario SER+COG, la demande d'énergie primaire est, au contraire, plus élevée que dans le scénario de référence. Cette évolution vient cette fois des changements dans la production d'électricité et de chaleur. Le développement de la cogénération à partir de moteurs à gaz stimule les besoins en gaz naturel (+25,7%) mais réduit simultanément les achats d'électricité en dehors de la Région. L'effet net sur la demande d'énergie primaire est une augmentation de 4,6% en 2030.

5. Scénario " Demande maîtrisée d'électricité "

5.1. Introduction

A côté de la régionalisation des différents scénarios décrits dans le PP95, il a également été demandé au Bureau fédéral du Plan de régionaliser la projection de demande électrique décrite dans le Working Paper « Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020 »¹.

Un des résultats marquant du PP95 est la progression soutenue de la consommation électrique par rapport aux autres formes d'énergie. Dans le cadre de l'actualisation du programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014 et vu le rôle important que peut jouer la maîtrise de la demande d'électricité dans la réduction des émissions de CO₂ à l'horizon du programme indicatif mais aussi au-delà (2015-2019) lorsque les premières centrales nucléaires seront déclassées, le Bureau fédéral du Plan a construit, à la demande de la CREG, une projection alternative (dénommée ci-après scénario MDE) qui intègre cette dimension et qui est décrite dans le rapport cité ci-dessus. Deux exigences ont guidé ce travail :

1. la projection alternative doit être cohérente, dans ses hypothèses macro-économiques, avec le scénario de référence du PP95, et
2. la projection alternative doit s'appuyer sur le gisement d'économie d'électricité et les résultats du scénario « Benchmarking » de l'étude du Fraunhofer Institute².

Il convient de souligner que si le scénario MDE ne concerne que la demande électrique, le scénario « Benchmarking » qui est utilisé pour le construire considère toutes les formes d'énergie de même que leurs interactions. Ainsi, les économies d'électricité « négatives » (à savoir une augmentation de la demande d'électricité) observées dans le secteur des transports sont la conséquence d'une économie importante de produits pétroliers dans ce même secteur.

Enfin, par construction, le scénario MDE ne constitue pas un scénario alternatif, au sens classique du terme, au scénario de référence du PP95 car il n'est pas issu du même cadre méthodologique (modèle, hypothèses, etc.). Il ne prend pas en compte l'impact économique des politiques et mesures nécessaires pour réaliser les économies d'électricité. Par ailleurs, le scénario MDE ne couvre que la période 2000-2020.

¹ Bureau fédéral du Plan, *Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020*, D. Gusbin, WP 19-04, octobre 2004.

² Fraunhofer Institute for System Analysis and Innovation Research (FhG-ISI), *Gestion de la demande d'énergie dans le cadre des efforts à accomplir par la Belgique pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre/Beheer van de energievraag in het raam van de door België te leveren inspanningen om de uitstoot van broeikasgassen te verminderen*, final report (and annexes) for the Ministry of Economic Affairs, Belgium (revised version), 31 May 2003.

5.2. Méthodologie

Etant donné que l'étude du Fraunhofer Institute repose sur des hypothèses (perspectives démographiques, macroéconomiques, etc.) généralement différentes de celles utilisées dans le PP95, il est nécessaire d'adapter les potentiels d'économie d'électricité évalués dans la première étude au contexte macro-économique de la seconde. La méthodologie générale utilisée pour opérer cette adaptation se base sur les élasticités de la demande d'électricité à la valeur ajoutée et au revenu par ménage. Les valeurs ajoutées sectorielles, le revenu et le nombre de ménages sont les principaux déterminants communs aux deux exercices de projection. En effet, les prix des énergies n'interviennent pas dans la construction des deux scénarios de maîtrise de la demande d'énergie de l'étude du Fraunhofer Institute. Ces scénarios se basent sur des potentiels techniques d'économie d'énergie et non pas sur des potentiels économiques.

L'idée de la méthode est d'appliquer au scénario MDE les mêmes élasticités que celles du scénario « Benchmarking ». C'est le meilleur moyen d'assurer la cohérence entre les gisements d'économie d'électricité mis en oeuvre dans ce dernier scénario et les hypothèses de base du scénario de référence du PP95. Le lecteur trouvera une description détaillée de la méthodologie dans le papier précité.

On obtient ainsi une nouvelle projection de la demande électrique totale et par secteur qui prend en compte des politiques et mesures visant à réduire la consommation d'électricité. Cette projection est élaborée pour la Belgique dans son ensemble et une méthodologie spécifique doit être développée pour traduire cette projection en termes régionaux. La méthode choisie est très simple et se décompose en trois étapes :

1. la demande d'électricité en 2000 est répartie, sur base des bilans régionaux publiés, entre les trois Régions et, au sein de chaque Région, entre les quatre secteurs de la demande finale (industries, tertiaire, résidentiel et transport) ;
2. les taux de croissance annuels moyens (par secteur et par période) de la demande électrique dans le scénario MDE sont ensuite appliqués à la demande électrique régionale et sectorielle de l'année 2000 ;
3. lorsque ces taux sont supérieurs aux taux calculés pour le scénario de référence, ce sont ces derniers taux de croissance qui sont utilisés.

Cette méthode suppose implicitement que les efforts de maîtrise de la demande d'électricité conduisent à des évolutions comparables de cette consommation dans les trois Régions au niveau sectoriel. Cette hypothèse est sans conteste hardie car elle ne tient pas compte des conditions propres à chacune des Régions.

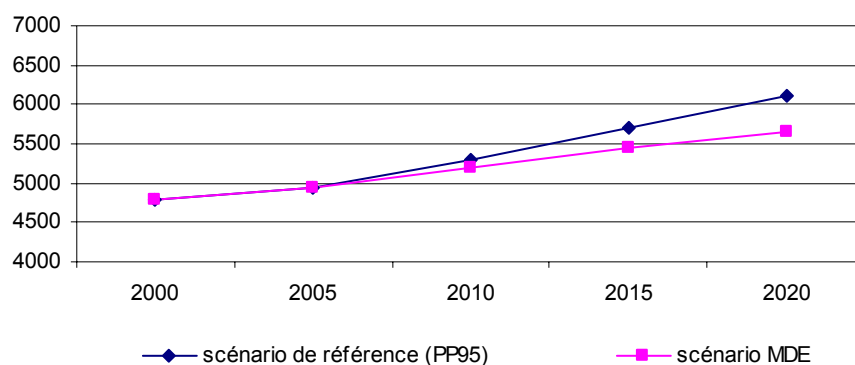
5.3. Résultats

Les évolutions contrastées de la demande d'électricité dans la Région de Bruxelles-Capitale selon le scénario de référence du PP95 et le scénario MDE sont schématisées sur le Graphique 4 et détaillées dans le Tableau 21. Les secteurs y sont définis différemment que dans le PP95. Les définitions adoptées ici sont cohérentes avec les statistiques de la FPE (c'était une demande de la CREG).

- Le secteur « industrie » correspond à la définition de la FPE selon laquelle la consommation d'électricité des cokeries intégrées est imputée à l'industrie (branche sidérurgie). Dans les bilans de l'énergie d'Eurostat, la consommation d'électricité des cokeries, qu'elles soient intégrées ou indépendantes, est reprise dans le secteur énergétique.
- Le secteur tertiaire comprend la consommation d'électricité haute tension du commerce, des services publics, de l'agriculture, des « autres transports » et la consommation en basse tension des bâtiments et de l'éclairage publics.
- Le secteur résidentiel reprend la consommation en basse tension pour les usages résidentiels et professionnels.
- Le secteur transport n'inclut que la consommation d'électricité pour les transports ferroviaires.

Sur la période 2000-2020, le taux de croissance de la consommation finale totale d'électricité est de 0,8% par an en moyenne dans le scénario MDE, comparé à 1,2% dans le scénario de référence. Cela correspond à une réduction de la consommation électrique de 8% en 2020 par rapport au scénario de référence, soit 457 GWh. Dans le scénario MDE, la consommation progresse de 18% (870 GWh) sur la période, contre 28% (1327 GWh) dans le scénario de référence.

Graphique 4 : Évolution de la demande totale d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale dans les scénarios de référence et MDE (GWh)



Source: WP 19-04, propres calculs.

Dans l'industrie, la demande d'électricité se voit réduite de 6% (ou 34 GWh) en 2010 et de 8% (ou 47 GWh) en 2020. Le taux de croissance de la demande s'établit à 1% par an en moyenne, comparé à 1,4% dans le scénario de référence.

Les économies d'électricité dans le secteur tertiaire sont de l'ordre de 3% (ou 82 GWh) en 2010 et de 6% (ou 181 GWh) en 2020. Le taux de croissance annuel moyen est de 1,3% dans le scénario MDE, soit 0,3 points de pourcentage en moins que dans le scénario de référence.

Pour le secteur résidentiel, les économies d'électricité sont surtout significatives en 2020 où elles représentent 12% ou 263 GWh. Le taux de croissance de la demande électrique n'est plus que de 0,2% en moyenne par an, comparé à 0,9% dans le scénario de référence.

Enfin, contrairement aux autres secteurs, la consommation d'électricité par les transports est plus élevée dans le scénario MDE que dans le scénario de référence : +14% (ou 35 GWh) en 2020.

Tableau 21 : Évolution de la consommation d'électricité par secteur en Région de Bruxelles-Capitale dans les scénarios de référence et MDE

	Consommation (GWh)			Variation 2000-2020 (%)	Taux de croissance annuel (%)		
	2000	2010	2020		10//00	20//10	20//00
Scénario de référence							
Industrie	453	542	601	33%	1,8%	1,0%	1,4%
Tertiaire	2277	2592	3110	37%	1,3%	1,8%	1,6%
Résidentiel	1818	1935	2155	18%	0,6%	1,1%	0,9%
Transport	232	233	242	4%	0,0%	0,4%	0,2%
<i>Total</i>	<i>4781</i>	<i>5303</i>	<i>6108</i>	<i>28%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,4%</i>	<i>1,2%</i>
Scénario MDE							
Industrie	453	508	554	22%	1,2%	0,9%	1,0%
Tertiaire	2277	2510	2929	29%	1,0%	1,6%	1,3%
Résidentiel	1818	1935	1892	4%	0,6%	-0,2%	0,2%
Transport	232	249	277	19%	0,7%	1,0%	0,9%
<i>Total</i>	<i>4781</i>	<i>5202</i>	<i>5651</i>	<i>18%</i>	<i>0,9%</i>	<i>0,8%</i>	<i>0,8%</i>

Source : WP 19-04, propres calculs.

5.4. Les politiques et mesures pour promouvoir les économies d'électricité

L'étude Fraunhofer de laquelle est tirée le scénario de « Benchmarking » donne quelques informations sur les mesures nécessaires pour la concrétisation des économies d'électricité mises en œuvre dans le scénario MDE.

Dans le secteur industriel, il s'agit des accords de branches, du marché des droits d'émission et des subventions publiques.

Les économies d'énergie réalisées dans les secteurs résidentiel et tertiaire sont principalement liées à l'achat d'appareils plus efficaces sur le plan énergétique et à une meilleure information des consommateurs. L'étude énumère également des mesures fiscales pour réaliser certaines économies, sans cependant préciser les modalités de ces mesures.

Enfin, l'étude Fraunhofer précise comment atteindre les résultats dans le secteur des transports: le transport ferroviaire tant de marchandises que de voyageurs doit progresser de 6% sur la période 2005-2020. De plus, le nombre de voyageurs-kilomètres en train doit avoir progressé de 60% en 2010 et de 183% en 2020 par rapport à l'année de référence et le nombre de tonnes-kilomètres doit avoir augmenté de 10% en 2010 et de 86% en 2020.

Annexe 1 : Structure d'un bilan énergétique

Tableau A 1 : Structure d'un bilan énergétique de type 'Eurostat'

	Houille	Coke	Autres comb. solides	GPL	Essences	Kérosène	Naphta	Gasoil	Fuel oil résiduel	Autres prod. pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Biomasse	Déchets	Vapeur	Electricité	Total
Production primaire																		
Importations																		
Variations de stocks																		
Exportations																		
Soutes																		
Consommation intérieure brute																		
Entrées en transformation																		
Sorties de transformation																		
Consommation de la branche énergie																		
Pertes sur les réseaux																		
Consommation finale non énergétique																		
Consommation finale énergétique																		
Industrie																		
Sidérurgie																		
Métaux non ferreux																		
Chimie																		
Produits minéraux non métalliques																		
Alimentation, boisson, tabac																		
Textiles, cuir, habillement																		
Papier et imprimeries																		
Fabrications métalliques																		
Autres industries																		
Transport																		
Ferroviaires																		
Routiers																		
Aériens/fluviaux																		
Résidentiel, tertiaire																		
Résidentiel																		

Source : Eurostat

Annexe 2 : Comparaison des bilans énergétiques pour l'année 2000

Tableau A 2 : Comparaison entre les chiffres 2000 d'Eurostat utilisés dans le PP95 et les chiffres publiés aujourd'hui sur NewCronos

	Eurostat/PP95	Eurostat/NewCronos
Production primaire	13366	13464
Importations nettes	48651	48544
Consommation intérieure brute	57168	57159
Entrées en transformation	60614	60728
<i>Centrales</i>	19875	20014
<i>Autres</i>	40739	40714
Sorties de transformation	47999	47986
<i>Centrales</i>	7599	7599
<i>Autres</i>	40401	40387
Echanges, transferts	1283	1284
Consommation de la branche énergie	2370	2370
Pertes sur les réseaux	359	359
Disponible pour la consommation finale	43106	42972
Consommation finale non énergétique	5814	5724
Consommation finale énergétique	36931	36944
<i>Industrie</i>	13636	13657
<i>Transport</i>	9672	9662
<i>Foyers domestiques, etc.</i>	13624	13625

Source : Eurostat, NewCronos.

Tableau A 3 : Comparaison entre les bilans régionaux publiés et les bilans régionaux adaptés de la Région de Bruxelles-Capitale pour l'année 2000

(en ktep)	bilan régional adapté (1)	bilan regional publié (2)	Différence (ktep)	Différence (%)
Consommation intérieure brute	2124	2177	-53	-2%
Combustibles solides	10	9	1	10%
Produits pétroliers	833	843	-10	-1%
Gaz naturel	798	785	12	2%
Nucléaire	0	0	0	
Electricité	405	449	-44	-10%
Autres	78	90	-13	-14%
Production d'électricité	30	23	7	30%
Entrée en transformation centrales	82	96	-13	-14%
Combustibles solides	0	0	0	
Produits pétroliers	1	1	0	-3%
Gaz naturel + gaz dérivés	4	5	-1	-13%
Autres	78	90	-13	-14%
Entrées en transformation hors centrales	0	0	0	
Autoconsommation	3	3	0	1%
Consommation finale non énergétique	18	19	-1	-7%
Consommation finale énergétique	2032	2065	-33	-2%
<i>par forme d'énergie</i>				
Combustibles solides	10	9	1	10%
Produits pétroliers	815	825	-9	-1%
Gaz naturel + gaz dérivés	794	781	13	2%
Vapeur/chaleur	2	2	0	27%
Electricité	411	449	-38	-8%
Autres	0	0	0	
<i>par secteur</i>				
Industrie	80	88	-8	-10%
Domestique & équ.	1444	1475	-31	-2%
Transports	508	501	7	1%

Source : ICEDD, PP95, propres calculs.

- (1) : le *bilan régional adapté* est le résultat d'un calcul effectué par le BFP et décrit dans le chapitre 2.2. Ce calcul a pour objectif de faire en sorte que la somme des bilans régionaux (adaptés) est égale au bilan national publié par Eurostat.
- (2) : le *bilan régional publié* est le bilan officiel de la Région de Bruxelles-Capitale réalisé par l'ICEDD et publié par l'IBGE. Actuellement, la somme des bilans officiels des trois régions ne donne pas le bilan belge publié par Eurostat.

Annexe 3 : Les modifications successives du bilan énergétique pour l'année 2000 (demande finale d'énergie)

La terminologie utilisée ci-dessous (bilan intermédiaire, bilan adapté) est celle décrite dans le chapitre 2.2

Tableau A 4 : Modifications successives du bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale pour l'année 2000

<u>Bilan régional de Bruxelles-Capitale</u>								
	Solid Fuels	Liquid Fuels	Natural gas	Coke gas	Blast furn. gas	Other	Electricity	Total
Final Energy Demand (ktoe)	9	823	781	0	0	2	449	2064
Industry	0	8	41	0	0	0	39	88
Transports	0	477	1	0	0	0	23	501
train	0	2	0	0	0	0	23	25
road	0	470	1	0	0	0	0	471
air/water	0	5	0	0	0	0	0	5
Tertiary	9	339	739	0	0	1	386	1475
Services & agricult	0	105	246	0	0	1	271	624
Households	9	233	494	0	0	0	115	851

<u>Bilan régional intermédiaire</u>								
	Solid Fuels	Liquid Fuels	Natural gas	Coke gas	Blast furn. gas	Other	Electricity	Total
Final Energy Demand (ktoe)	9	823	781	0	0	2	449	2064
Industry	0	8	41	0	0	0	39	88
Transports	0	477	1	0	0	0	23	501
train	0	2	0	0	0	0	23	25
road	0	470	1	0	0	0	0	471
air/water	0	5	0	0	0	0	0	5
Tertiary	9	339	739	0	0	1	386	1475
Services & agricult	0	105	246	0	0	1	271	624
Households	9	233	494	0	0	0	115	851

<u>Bilan régional adapté</u>								
	Solid Fuels	Liquid Fuels	Natural gas	Coke gas	Blast furn. gas	Other	Electricity	Total
Final Energy Demand (ktoe)	10	815	794	0	0	2	411	2032
Industry	0	7	33	0	0	0	39	80
Transports	0	488	0	0	0	0	20	508
train	0	2	0	0	0	0	20	22
road	0	481	0	0	0	0	0	481
air/water	0	5	0	0	0	0	0	5
Tertiary	10	319	760	0	0	2	352	1444
Services & agricult	0	104	269	0	0	2	196	570
Households	10	215	492	0	0	0	156	874

Source : ICEDD, Eurostat, propres calculs.

Source : VITO, Eurostat, propres calculs.

Annexe 4 : Perspectives détaillées d'évolution de la consommation finale énergétique dans le scénario de référence

Tableau A 5: Perspectives détaillées de la consommation finale d'énergie en Région de Bruxelles-Capitale dans le scénario de référence

Brussels	Industry	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Annual change %			
									00-10	10-20	20-30	00-30
SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)		2909	3259	3665	4045	4398	4762	5121	2,3	1,8	1,5	1,9
iron and steel		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
non ferrous metals		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
chemicals		474	577	688	769	843	919	999	3,8	2,1	1,7	2,5
non metallic minerals		109	110	120	130	138	146	153	1,0	1,4	1,1	1,1
paper and pulp		574	636	696	759	824	886	939	1,9	1,7	1,3	1,7
food, drink and tobacco		438	481	534	583	623	663	689	2,0	1,5	1,0	1,5
textiles		150	155	159	161	162	162	163	0,6	0,2	0,0	0,3
engineering		1018	1142	1293	1454	1604	1766	1940	2,4	2,2	1,9	2,2
other industries		112	125	140	156	171	188	205	2,3	2,0	1,8	2,0
FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)		80	90	100	107	111	115	120	2,3	1,1	0,8	1,4
solid fuels		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
hard coal		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
coke		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
other solids		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
liquid fuels		7	8	8	9	10	11	12	1,0	1,5	2,5	1,7
diesel oil		6	7	8	9	9	11	12	2,2	1,9	2,7	2,3
residual fuel oil		1	1	1	0	0	0	0	-7,4	-4,2	-2,2	-4,6
other petroleum products		0	0	0	0	0	0	0	-1,6	0,3	0,8	-0,2
gas fuels		33	41	45	48	50	51	55	3,0	1,1	0,9	1,7
natural gas		33	41	45	48	50	51	55	3,0	1,1	0,9	1,7
derived gases		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
biomass		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
waste		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
steam		0	0	0	0	0	0	0	5,5	1,6	-1,9	1,7
electricity		39	42	47	50	52	53	53	1,8	1,0	0,3	1,0
energy intensity (final demand level)												
value added related (toe/ M Euro'00)		27	28	27	27	25	24	23	-0,1	-0,7	-0,8	-0,5
Brussels	Transport											
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30
FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)		508	532	543	543	555	556	547	0,7	0,2	-0,1	0,2
solid fuels		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
hard coal		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
coke		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
other solids		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
liquid fuels		488	511	522	521	532	532	523	0,7	0,2	-0,2	0,2
diesel oil		242	268	287	298	308	312	311	1,7	0,7	0,1	0,8
residual fuel oil		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
other petroleum products		246	243	235	223	224	220	212	-0,5	-0,5	-0,6	-0,5
gas fuels		0	0	0	0	1	1	1	0,0	5,2	1,7	0,0
natural gas		0	0	0	0	1	1	1	0,0	5,2	1,7	0,0
derived gases		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
biomass		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
waste		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
steam		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
electricity		20	20	20	20	21	20	19	0,0	0,4	-0,7	-0,1
Methanol-Ethanol		0	1	1	1	1	2	3	0,0	7,8	8,2	0,0
Hydrogen		0	0	0	0	1	1	1	0,0	11,5	9,4	0,0

Brussel	Services and agriculture								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)	37205	41636	46655	51414	56336	61521	67105	2,3	1,9	1,8	2,0	
FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)	570	612	660	711	753	770	787	1,5	1,3	0,4	1,1	
solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hard coal	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	104	81	81	83	85	87	89	-2,4	0,5	0,4	-0,5	
diesel oil	103	80	81	83	85	87	89	-2,4	0,5	0,4	-0,5	
residual fuel oil	1	0	0	0	0	0	0	-6,8	-6,3	-6,1	-6,4	
other petroleum products	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas fuels	269	333	354	376	398	407	416	2,8	1,2	0,4	1,5	
natural gas	269	333	354	376	398	407	416	2,8	1,2	0,4	1,5	
derived gases	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	2	2	2	2	2	2	2	0,5	1,1	0,8	0,8	
electricity	196	197	223	249	267	273	279	1,3	1,8	0,4	1,2	
Solar energy	0	0	0	0	0	0	0	1,9	1,2	2,0	1,7	
energy intensity (final demand level)												
value added related (toe/ M Euro'00)	15	15	14	14	13	13	12	-0,8	-0,6	-1,3	-0,9	

Brussel	Households								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
NUMBER OF HOUSEHOLDS (Mhouseholds)	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,51	0,52	0,4	0,3	0,3	0,3	
FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)	873	911	899	889	881	869	856	0,3	-0,2	-0,3	-0,1	
solid fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-8,0	-12,2	
hard coal	10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-8,0	-12,2	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	215	185	173	162	149	134	119	-2,2	-1,5	-2,2	-1,9	
diesel oil	212	183	171	160	147	133	118	-2,1	-1,5	-2,2	-1,9	
residual fuel oil	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other petroleum products	3	2	2	2	1	1	1	-4,3	-3,6	-4,2	-4,0	
gas fuels	492	557	557	553	544	534	528	1,3	-0,2	-0,3	0,2	
natural gas	492	557	557	553	544	534	528	1,3	-0,2	-0,3	0,2	
derived gases	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
electricity	156	166	166	172	185	196	203	0,6	1,1	0,9	0,9	
Solar energy	0	0	1	2	3	4	6	41,1	10,1	8,4	19,0	
energy intensity (final demand level)												
value added related (toe/ household)	1,846	1,879	1,831	1,783	1,739	1,688	1,639	-0,1	-0,5	-0,6	-0,4	

Source : PP95, propres calculs.

Annexe 5 : Résultats détaillés pour les scénarios alternatifs

Source : PP95, propres calculs.

Tableau A 6 : Scénario PEG pour la Région de Bruxelles-Capitale (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)

Région de Bruxelles-Capitale											
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Annual change %			
								00-10	10-20	20-30	00-30
Primary production	78	100	100	100	100	100	100	2,5	0,0	0,0	0,8
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renewables (incl. waste)	78	100	100	100	100	100	100	2,5	0,0	0,0	0,8
Net imports	2053	2183	2241	2268	2319	2320	2318	0,9	0,3	0,0	0,4
Solid fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,1	-10,8	-7,7	-12,0
Liquid fuels	833	803	806	803	806	796	778	-0,3	0,0	-0,3	-0,2
Natural gas	798	956	979	973	987	978	978	2,1	0,1	-0,1	0,7
Electricity	411	421	455	491	526	545	561	1,0	1,5	0,7	1,0
Gross inland consumption	2130	2283	2341	2368	2419	2420	2418	0,9	0,3	0,0	0,4
Solid fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,1	-10,8	-7,7	-12,0
Liquid fuels	833	803	806	803	806	796	778	-0,3	0,0	-0,3	-0,2
Natural gas	798	956	979	973	987	978	978	2,1	0,1	-0,1	0,7
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	411	421	455	491	526	545	561	1,0	1,5	0,7	1,0
Renewables	78	100	100	100	100	100	100	2,5	0,0	0,0	0,8
Electricity generation	274	341	341	341	341	341	341	2,2	0,0	0,0	0,7
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydro - renewables	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermal (incl. biomass and waste)	274	341	341	341	341	341	341	2,2	0,0	0,0	0,7
Fuel inputs in power/steam generation	82	119	119	119	119	119	119	3,8	0,0	0,0	1,2
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	1	0	0	0	0	0	0	-12,4	-14,7	-2,6	-10,1
Gas fuels	4	20	20	20	20	20	20	17,2	0,0	0,0	5,4
Biomass+waste	78	99	99	99	99	99	99	2,5	0,0	0,0	0,8
Fuel inputs in other transformation processes	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Refineries	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
New fuels production (hydrogen, etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coke-ovens	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Blast furnaces	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energy Branch Consumption	3	4	4	4	5	5	6	1,8	1,4	1,7	1,6
Liquid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	3	4	4	4	5	5	6	1,8	1,4	1,7	1,6
Electricity distribution losses	20	22	23	23	24	24	24	1,2	0,3	0,3	0,6
Non Energy Uses	18	19	22	23	24	24	24	2,0	0,9	0,1	1,0
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	18	19	22	23	24	24	24	2,0	0,9	0,1	1,0
Gas fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Final Energy Demand	2032	2151	2205	2231	2282	2283	2280	0,8	0,3	0,0	0,4
by fuel											
Solid Fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,1	-10,8	-7,7	-12,0
Liquid Fuels	815	784	784	780	782	772	755	-0,4	0,0	-0,4	-0,3
Gas fuels	794	936	959	953	967	958	958	1,9	0,1	-0,1	0,6
Steam	2	2	2	2	2	2	2	0,7	1,0	0,7	0,8
Electricity	411	425	457	493	527	545	560	1,1	1,4	0,6	1,0
New fuels (hydrogen etc.)	0	1	1	1	2	4	4	0,0	11,7	5,5	0,0
Biomass + Waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Other renewables	0	1	1	1	1	1	1	9,2	2,1	1,5	4,2
by sector											
Industry	80	90	100	106	110	114	119	2,3	1,0	0,7	1,3
Tertiary	570	613	659	702	742	759	776	1,5	1,2	0,4	1,0
Households	874	916	904	880	874	855	840	0,3	-0,3	-0,4	-0,1
Transports	508	532	542	542	555	555	546	0,6	0,2	-0,2	0,2

Tableau A 7 : Scénario SER+COG pour la Région de Bruxelles-Capitale (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)

Région de Bruxelles-Capitale	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Annual change %			00-30
								00-10	10-20	20-30	
Primary production	78	100	101	101	102	104	106	2,6	0,2	0,3	1,0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renewables (incl. waste)	78	100	101	101	102	104	106	2,6	0,2	0,3	1,0
Net imports	2053	2182	2266	2324	2410	2433	2456	1,0	0,6	0,2	0,6
Solid fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-7,9	-12,1
Liquid fuels	833	805	808	800	801	790	769	-0,3	-0,1	-0,4	-0,3
Natural gas	798	952	1027	1085	1168	1219	1281	2,6	1,3	0,9	1,6
Electricity	411	422	429	438	440	424	405	0,4	0,3	-0,8	-0,1
Gross inland consumption	2130	2282	2366	2425	2512	2537	2561	1,1	0,6	0,2	0,6
Solid fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-7,9	-12,1
Liquid fuels	833	805	808	800	801	790	769	-0,3	-0,1	-0,4	-0,3
Natural gas	798	952	1027	1085	1168	1219	1281	2,6	1,3	0,9	1,6
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	411	422	429	438	440	424	405	0,4	0,3	-0,8	-0,1
Renewables	78	100	101	101	102	104	106	2,6	0,2	0,3	1,0
Electricity generation	274	341	638	936	1332	1729	2126	8,8	7,6	4,8	7,1
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydro - renewables	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermal (incl. biomass and waste)	274	341	638	936	1332	1729	2126	8,8	7,6	4,8	7,1
Fuel inputs in power/steam generation	82	120	172	213	270	321	376	7,6	4,6	3,4	5,2
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	1	1	1	1	1	1	1	0,5	-0,2	-0,5	0,0
Gas fuels	4	20	72	113	171	221	276	33,3	9,0	4,9	15,1
Biomass+waste	78	99	99	99	99	99	99	2,5	0,0	0,0	0,8
Fuel inputs in other transformation processes	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Refineries	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
New fuels production (hydrogen, etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coke-ovens	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Blast furnaces	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energy Branch Consumption	3	4	4	4	5	5	5	1,8	1,2	1,4	1,5
Liquid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	3	4	4	4	5	5	5	1,8	1,2	1,4	1,5
Electricity distribution losses	20	22	23	23	24	24	24	1,2	0,4	0,2	0,6
Non Energy Uses	18	19	22	23	23	23	23	2,0	0,8	0,0	0,9
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	18	19	22	23	23	23	23	2,0	0,8	0,0	0,9
Gas fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Final Energy Demand	2032	2149	2203	2245	2309	2318	2322	0,8	0,5	0,1	0,4
by fuel											
Solid Fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-7,9	-12,1
Liquid Fuels	815	785	785	776	777	766	746	-0,4	-0,1	-0,4	-0,3
Gas fuels	794	932	955	972	998	997	1005	1,9	0,4	0,1	0,8
Steam	2	2	2	2	2	2	2	0,9	0,9	0,8	0,9
Electricity	411	426	457	491	527	544	558	1,1	1,4	0,6	1,0
New fuels (hydrogen etc.)	0	1	1	1	2	4	4	0,0	11,4	5,5	0,0
Biomass + Waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Other renewables	0	1	2	2	3	5	7	16,3	7,7	7,6	10,5
by sector											
Industry	80	89	94	100	107	112	117	1,6	1,3	0,9	1,3
Tertiary	570	613	660	709	753	769	786	1,5	1,3	0,4	1,1
Households	874	915	907	894	894	881	871	0,4	-0,1	-0,3	0,0
Transports	508	532	543	543	555	556	547	0,7	0,2	-0,1	0,2

Tableau A 8 : Scénario transport pour la Région de Bruxelles-Capitale (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)

Région de Bruxelles-Capitale	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Annual change %			00-30
								00-10	10-20	20-30	
Primary production	78	100	100	101	102	104	105	2,6	0,2	0,3	1,0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renewables (incl. waste)	78	100	100	101	102	104	105	2,6	0,2	0,3	1,0
Net imports	2053	2162	2171	2217	2272	2287	2294	0,6	0,5	0,1	0,4
Solid fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-8,0	-12,2
Liquid fuels	833	788	738	729	733	729	716	-1,2	-0,1	-0,2	-0,5
Natural gas	798	950	976	996	1013	1013	1019	2,0	0,4	0,1	0,8
Electricity	411	421	455	490	527	545	559	1,0	1,5	0,6	1,0
Gross inland consumption	2130	2261	2271	2318	2375	2391	2399	0,6	0,4	0,1	0,4
Solid fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-8,0	-12,2
Liquid fuels	833	788	738	729	733	729	716	-1,2	-0,1	-0,2	-0,5
Natural gas	798	950	976	996	1013	1013	1019	2,0	0,4	0,1	0,8
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	411	421	455	490	527	545	559	1,0	1,5	0,6	1,0
Renewables	78	100	100	101	102	104	105	2,6	0,2	0,3	1,0
Electricity generation	274	341	341	341	341	341	341	2,2	0,0	0,0	0,7
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydro - renewables	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermal (incl. biomass and waste)	274	341	341	341	341	341	341	2,2	0,0	0,0	0,7
Fuel inputs in power/steam generation	82	119	119	119	119	119	119	3,8	0,0	0,0	1,2
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	1	0	0	0	0	0	0	-12,7	-14,9	-1,4	-9,8
Gas fuels	4	20	20	20	20	20	20	17,2	0,0	0,0	5,4
Biomass+waste	78	99	99	99	99	99	99	2,5	0,0	0,0	0,8
Fuel inputs in other transformation processes	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Refineries	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
New fuels production (hydrogen, etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coke-ovens	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Blast furnaces	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energy Branch Consumption	3	4	4	4	5	5	5	1,8	1,4	1,4	1,5
Liquid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	3	4	4	4	5	5	5	1,8	1,4	1,4	1,5
Distribution losses	20	22	23	23	24	24	24	1,2	0,3	0,2	0,6
Non Energy Uses	18	19	22	23	23	23	23	2,0	0,8	0,0	0,9
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	18	19	22	23	23	23	23	2,0	0,8	0,0	0,9
Gas fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Final Energy Demand	2032	2129	2136	2181	2238	2255	2263	0,5	0,5	0,1	0,4
by fuel											
Solid Fuels	10	3	2	1	0	0	0	-17,2	-11,0	-8,0	-12,2
Liquid Fuels	815	769	717	706	709	706	693	-1,3	-0,1	-0,2	-0,5
Gas fuels	794	930	956	976	993	993	999	1,9	0,4	0,1	0,8
Steam	2	2	2	2	2	2	2	0,7	1,1	0,7	0,8
Electricity	411	424	457	492	528	545	559	1,1	1,5	0,6	1,0
New fuels (hydrogen etc.)	0	1	1	1	2	4	4	0,0	12,5	5,9	0,0
Biomass + Waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Other renewables	0	1	1	2	3	5	6	16,2	7,7	7,6	10,4
by sector											
Industry	80	90	100	107	111	115	120	2,3	1,1	0,8	1,4
Tertiary	570	612	660	709	753	770	787	1,5	1,3	0,4	1,1
Households	874	911	899	889	881	869	857	0,3	-0,2	-0,3	-0,1
Transports	508	516	476	475	492	501	500	-0,7	0,3	0,2	-0,1

Annexe 6 : Brève description du modèle PRIMES

Le modèle PRIMES a été développé dans le cadre de projets de recherche financés par le Programme Joule de la Commission européenne. Sa conception a été influencée par les modèles énergétiques de la génération antérieure (EFOM, MIDAS, MEDEE). Le modèle PRIMES a été conçu pour les perspectives énergétiques, la construction de scénarios et les analyses d'impact de politiques énergétiques. Il s'agit d'un modèle d'équilibre partiel dans le sens où seul le système énergétique est pris en compte et non le reste de l'économie. Le modèle PRIMES permet de simuler l'évolution de l'offre, de la demande, des prix et des émissions de polluants des différentes formes d'énergie étant donné l'entrée exogène des prix internationaux de l'énergie et de variables macro-économiques (PIB, revenu disponible, inflation, taux d'intérêt etc.). Dans le modèle PRIMES, les changements en matière d'offre d'énergie et de prix, les contraintes en matière d'émissions de polluants ne peuvent pas à leur tour affecter la sphère économique. Primes est un modèle de marché simulant simultanément un équilibre entre l'offre et la demande au niveau européen ainsi que pour 35 pays individuels (les 27 Etats membres et 8 autres pays européens). L'équilibre est obtenu lorsque les prix assurent l'adéquation de l'offre et la demande pour les différents vecteurs énergétiques. La convergence vers un équilibre se fait de manière itérative. A partir d'une estimation de prix des différents vecteurs énergétiques, PRIMES fournit une première approche de la demande. Cette première estimation de la demande détermine les capacités nécessaires et le niveau des différentes sources d'énergie. Le choix des technologies de production est ensuite déterminé de manière endogène sur base de la minimisation des coûts de production. PRIMES calcule les coûts de production qui, augmentés des taxes, fournissent une première estimation des prix à la consommation. Les prix sont alors comparés à ceux de l'itération précédente et lorsqu'ils sont suffisamment proches, le processus de convergence se termine. Dans le cas contraire, une nouvelle estimation de la demande est fournie et le processus de bouclage se poursuit.

La demande consiste en un système d'équations non linéaires. La modélisation de la demande finale énergétique est de type «bottom-up» (approche engineering) mais incorpore une minimisation des coûts des demandeurs d'énergie. La décomposition sectorielle du modèle est très fine et 24 formes d'énergie différentes sont considérées. En ce qui concerne l'industrie, le modèle est désagrégé en 9 branches d'activité. Dans chaque branche, différentes sous branches sont considérées (environ 30 sous-branches au total, incluant le recyclage) et, au niveau des sous-branches, différents usages énergétiques sont distingués en fonction des processus de production (hauts fourneaux, fours électriques, électrolyse, etc.). Au niveau du secteur résidentiel, cinq catégories différentes de biens immobiliers sont distinguées en fonction de l'équipement de chauffage utilisé (chauffage central, chauffage partiel, chauffage électrique, chauffage urbain, chauffage au gaz individuel). En plus du chauffage, trois autres types d'usages domestiques sont considérés : eau chaude, cuisson, usages spécifiques d'électricité. La demande des ménages dépend de plusieurs variables, parmi lesquelles figurent le revenu disponible des ménages, le

nombre de degrés-jours, le type d'équipement de chauffage ainsi que des paramètres reflétant l'état de la technologie et les caractéristiques en terme d'isolation des habitations. Au sein du secteur tertiaire, une distinction est faite entre le secteur marchand, non marchand et les services de commerce. Différents types d'usages énergétiques sont considérés en fonction des technologies utilisées. La consommation énergétique de l'agriculture est également isolée dans le modèle. PRIMES fait une distinction entre le transport de personnes et le transport de marchandises. Quatre moyens de transport sont étudiés (air, fer, route, navigation). En ce qui concerne le transport par route de voyageurs, une distinction est faite entre le transport public (bus) et le transport privé (voitures, motocyclettes). En ce qui concerne les voitures, les camions et les bus, 6 à 10 technologies différentes sont considérées dans le modèle. Pour le transport ferroviaire, aérien et la navigation, un nombre plus restreint de technologies est pris en compte. Le volume total de transport dépend de la croissance du revenu et du PIB. La répartition entre les différents moyens de transport dépend de leurs prix relatifs, eux même influencés par la technologie des nouveaux investissements et du parc existant.

L'offre d'énergie dans PRIMES consiste principalement en trois modules concernant : la production d'électricité et de vapeur, le raffinage pétrolier et les autres formes d'énergie. Le module de production d'électricité et de vapeur détermine, de manière à répondre aux courbes de charges provenant de la demande, le choix des filières de production d'électricité et de vapeur, les extensions et déclassements de moyens de production nécessaires, ainsi que les choix de combustibles. Un grand nombre de technologies de production d'électricité sont prises en compte dans le modèle (en combinant les différentes technologies, combustibles, taille et statut, un choix au sein de plus de 900 types de centrales est possible). Une attention particulière est portée à la cogénération, aux énergies renouvelables ainsi qu'aux nouvelles formes d'énergie. Les raffineries opèrent au niveau national mais les capacités, les parts de marché et les prix dépendent de la concurrence au niveau de l'Europe. En ce qui concerne les énergies primaires, le modèle détermine la part optimale des importations et de la production domestique de manière à satisfaire la demande. Le marché mondial du pétrole est considéré comme exogène par le modèle.

Au cœur du modèle, un module de tarification assure l'équilibre entre l'offre et la demande. Le modèle de tarification calcule le revenu nécessaire au secteur (basé sur le coût total ainsi que sur d'autres coûts comptables) et en alloue la charge entre consommateurs sur base du principe de tarification «Ramsey pricing ». Le prix au consommateur est ensuite dérivé en additionnant les coûts de distribution et de transport, les marges et les taxes.

Annexe 7 : Hypothèses générales du PP95

Dans cette annexe, nous rappelons brièvement les principales hypothèses sous-jacentes à l'élaboration des perspectives énergétiques de long terme publiées dans le PP95. Pour plus de détails, le lecteur pourra se référer au chapitre I de cette publication.

Hypothèses démographiques

Le PP95 se base sur les « Perspectives de population 2000-2050 » réalisées par l'INS et le BFP en décembre 2001. Selon ces perspectives, le nombre d'habitants en Belgique augmenterait légèrement entre 2000 et 2030 d'environ 642000 unités. En 2030, la Belgique compterait ainsi 10880933 habitants. En conséquence, le rythme de croissance de la population serait en moyenne de 0,2% par an sur cette période.

L'hypothèse relative à l'évolution de la taille moyenne des ménages belges est basée sur les projections des Nations Unies (United Nation Global Urban Observatory Unit of UN-HABITAT). Elle confirme les tendances passées : le nombre de personnes par ménage qui était de 2,42 en 2000 passerait à 2,08 en 2030. Cette hypothèse reflète les changements dans la structure d'âge de la population et de style de vie qui ont pour effet de réduire la taille moyenne des ménages. A titre de comparaison, les projections pour l'Europe des quinze sont de 1,97 personnes en moyenne par ménage en 2030.

Les perspectives de population combinées avec celles relatives à la taille moyenne des ménages conduisent à une augmentation importante du nombre de ménages (+24% sur la période de projection, soit 995000 ménages en plus).

Hypothèses climatiques

L'hypothèse adoptée dans le PP95 est de garder le nombre de degrés-jours égal au niveau de l'année 2000 sur toute la période de projection. Le nombre de degrés-jours 16,5/16,5 en 2000 était de 2097.

Les prix internationaux des combustibles

Le scénario de référence se base, en ce qui concerne les prix internationaux des combustibles, sur l'hypothèse qu'au niveau mondial les marchés énergétiques resteront suffisamment approvisionnés et à des prix raisonnables sur toute la période de projection. Les évolutions de prix dérivent du modèle énergétique mondial et de long terme POLES qui part, dans ce contexte, d'une vue optimiste concernant les découvertes futures de nouveaux champs de gaz et de pétrole et les progrès des technologies d'extraction. Ce sont les mêmes évolutions que celles qui ont été utilisées dans l'étude « Trends to 2030 ».

Il faut souligner ici que les évolutions de prix issues du modèle POLES indiquent une tendance à long terme cohérente avec la dynamique de l'offre et de la demande au niveau mondial. Elles ne prétendent pas jouer le rôle de prévisions précises quant aux prix des hydrocarbures. En particulier, les projections ne prennent pas en compte la composante géopolitique qui, très souvent par le passé, a eu un impact déterminant sur les niveaux de prix.

Pétrole brut

Les perspectives pour le prix du pétrole brut sont dans un premier temps (2000-2010) une baisse globale par rapport au niveau élevé de 2000 pour atteindre 20,1 USD (2000) en 2010, et ensuite une augmentation graduelle sur la période 2010-2030 jusqu'à atteindre 27,9 USD (2000) à la fin de la période de projection. Cette hausse est le résultat de coûts marginaux plus élevés pour exploiter les nouvelles sources de pétrole et les transporter jusqu'aux lieux de consommation. Le prix projeté pour 2030 est comparable au prix moyen du pétrole en 2000, en monnaie constante.

Gaz naturel

Le prix du gaz naturel continuerait à être partiellement indexé sur le prix du pétrole. En conséquence, les prix du pétrole et du gaz évolueraient encore dans la même direction. Cependant, à partir du milieu de la période de projection, il y aurait un découplage progressif entre les deux formes d'énergie reflétant d'une part une concurrence gaz-gaz de plus en plus forte suscitée par la réalisation du marché intérieur du gaz naturel et d'autre part par la disponibilité d'un plus grand nombre de sources de gaz naturel. En 2030, le prix du gaz sur le marché européen (23,3 USD (2000)/bep) serait 50% plus élevé qu'en 2000.

Charbon

Enfin, contrairement aux hydrocarbures, le prix du charbon resterait relativement stable et diminuerait même légèrement en monnaie constante (7 USD (2000)/bep en 2030, comparé à 7,4 USD (2000)/bep en 2000). Cette légère baisse de 6% sur trente ans reflète une baisse du coût marginal d'extraction du charbon hors Europe.

Hypothèses macroéconomiques

Le Tableau A 9 ci-dessous résume les hypothèses macroéconomiques et macrosectorielles utilisées dans le PP95.

Tableau A 9 : Évolution du PIB et des valeurs ajoutées sectorielles à prix constants (en %)

	00//90 ^a	10//00	20//10	30//20	30//00
Produit intérieur brut	2,2	2,2	1,8	1,6	1,9
Valeur ajoutée					
Industrie, dont	1,7	2,3	1,8	1,5	1,8
Sidérurgie	n.d.	-0,9	-1,0	-1,2	-1,0
Chimie	4,8	3,8	2,1	1,7	2,5
Minéraux non métalliques	0,5	1,0	1,4	1,1	1,1
Non ferreux	n.d.	2,5	1,8	1,3	1,9
Alimentation, boisson, etc.	0,0	2,0	1,5	1,0	1,5
Textiles, etc.	1,1	0,6	0,2	0,0	0,3
Papier et imprimerie	1,2	1,9	1,7	1,3	1,7
Fabrications métalliques	1,9	2,4	2,2	1,9	2,2
Autres	1,4	2,3	2,0	1,8	2,0
Tertiaire, dont	2,1	2,3	1,9	1,8	2,0
Agriculture	3,6	0,5	0,4	0,3	0,4
Services et commerce	2,0	2,3	1,9	1,8	2,0
Secteur énergétique	2,3	3,1	1,7	1,5	2,1
Dépenses de consommation finale des ménages	2,0	2,0	1,9	1,7	1,9

n.d.: non disponible

//: taux de croissance annuel moyen (%)

^a: Comptes nationaux, séries historiques, ICN, 2002

Source : EC-DG TREN, PP95.

Hypothèses relatives aux politiques énergétiques et environnementales

Le scénario de référence ne prend en compte que les mesures et politiques adoptées ou en place avant le 31 décembre 2001. Cela signifie notamment que l'objectif de réduction de la Belgique dans le Protocole de Kyoto et toutes les politiques et mesures additionnelles pour le respecter ne font pas partie du scénario de référence.

Le scénario de référence prend ainsi en compte :

- La désactivation des centrales nucléaires quarante ans après leur mise en service industriel, stipulée dans l'accord gouvernemental du 7 juillet 1999. Cette décision a fait depuis l'objet d'une loi, la « Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité », promulguée le 31 janvier 2003.
- La mise en place du marché intérieur de l'électricité et sa mise en œuvre complète à l'horizon 2010. L'impact sur les tarifs d'électricité d'ici 2010 d'une plus grande concurrence entre fournisseurs résultant de l'ouverture des marchés nationaux est évalué et pris en compte.
- Le mécanisme de soutien aux énergies renouvelables mis en place en 1995, à savoir une prime de rachat de l'électricité verte de 0,05 euro/kWh par les distributeurs d'électricité. Le scénario de référence ne prend donc pas en compte l'objectif indicatif pour la Belgique de la Directive européenne sur la promotion des énergies renouvelables pour la production d'électricité. En fait, les régions ont mis en place récemment un système de certificats

verts pour rencontrer cet objectif. Ce système est opérationnel depuis le 1er janvier 2002 en Flandre et le 1er juillet 2003 en Wallonie et remplace le mécanisme de prime de rachat.

- Les accords ACEA/KAMA/JAMA entre la Commission européenne et les constructeurs automobiles européens, coréens et japonais conclus en 1998 et 1999. L'industrie automobile s'y engage à réduire le taux d'émission de CO₂ des nouvelles voitures immatriculées en 2008/2009 à 140 g/km en moyenne (comparé à environ 180 g/km en 2000). Un objectif intermédiaire de 170 g/km est fixé pour 2003. Une extension des accords ACEA est en cours de discussion, elle aurait pour objectif d'atteindre 120 g/km en moyenne au plus tard en 2010. Cette extension n'étant pas encore adoptée, elle ne fait pas partie du scénario de référence.
- La réglementation en place pour limiter les émissions de polluants acides par les grandes installations de combustion et les véhicules.

Autres hypothèses

Quelques autres hypothèses ont été formulées :

- Les taxes énergétiques sont supposées rester inchangées en termes réels et sont compatibles avec la législation en vigueur en juillet 2002.
- Trois taux d'actualisation différents sont utilisés en fonction du secteur: (1) 8% pour les producteurs centralisés d'électricité, (2) 12% pour l'industrie et le secteur tertiaire, et (3) 17,5% pour le secteur résidentiel.
- Les projections énergétiques prennent en compte les extensions et les déclassements de capacité de production d'électricité décidés au 31 décembre 2001. Les extensions de capacité de production nécessaires pour répondre à la demande sont, quant à elles, endogènes et basées sur la minimisation des coûts (actualisés) de production de long terme.
- Les données relatives au potentiel des énergies renouvelables viennent du rapport AMPERE.

Bibliographie

- Bureau fédéral du Plan, *Régionalisation des perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, D. Devogelaer, D. Gusbin, L. Janssen, étude pour la Région wallonne, rapport final, 31 août 2006.
- Bureau fédéral du Plan, *Régionalisation des perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, D. Devogelaer, D. Gusbin, L. Janssen, étude pour la Région de Bruxelles-Capitale, rapport final, 30 juin 2006.
- Bureau fédéral du Plan, *Regionalisatie van de energievooruitzichten voor België tegen 2030*, D. Devogelaer, D. Gusbin, L. Janssen, studieopdracht voor het Vlaams Gewest, eindrapport, 30 juni 2005.
- Bureau fédéral du Plan, *Regionale emissievooruitzichten*, I. Bracke & G. Vandille, WP 05-05, 2005.
- Bureau fédéral du Plan, *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, D. Gusbin & B. Hoornaert, PP 95, janvier 2004.
- Bureau fédéral du Plan, *Demande maîtrisée d'électricité : Elaboration d'une projection à l'horizon 2020*, D. Gusbin, WP 19-04, octobre 2004.
- Bureau fédéral du Plan, *Régionalisation des perspectives de moyen terme de valeur ajoutée : actualisation*, D. Bassilière & F. Bossier, note ADDG 6565, 2004.
- Bureau fédéral du Plan, *Regionalisering van de middellangetermijnvooruitzichten voor de toegevoegde waarde: eerste ramingen*, F. Bossier & F. Vanhorebeek, note ADDG 6486, 2003.
- Bureau fédéral du Plan, *Stedelijke woondynamiek van de Belgische bevolking en haar gezinnen*, D. Devogelaer, WP 13-02, 2002.
- CREG, *Programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014*, 2005.
- Desmet R. et al. , *Démographie, géographie et mobilité : perspectives à long terme et politiques pour un développement durable (MOBIDIC)*, Bureau fédéral du Plan, Université catholique de Louvain (GÉDAP) et Facultés universitaires Notre-Dame de la Paix (GRT), rapport final pour la politique scientifique fédérale (PADD II), à paraître, 2006.
- Eurostat, *Energy: yearly statistics – Data 2002*.
- FPE, Fédération professionnelle des producteurs et distributeurs d'électricité de Belgique, *Annuaire statistiques 2000, 2001, 2002 et 2003*.
- Fraunhofer Institute for System Analysis and Innovation Research (FhG-ISI), *Gestion de la demande d'énergie dans le cadre des efforts à accomplir par la Belgique pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre*, Final report (and annexes) for the Ministry of Economic Affairs (revised version), 31 mai 2003.

Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement – IBGE/BIM, *Bilans énergétiques détaillés de la Région de Bruxelles-Capitale 1990-2002*, 2005.

Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement, communications bilatérales, 2006.

Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable asbl (2004), *Atlas Energétique de la Wallonie*, Namur

Institut wallon, VITO, *Energiebalans België 1999, Vergelijking tussen de balans van het Ministerie van Economische Zaken en de samenvoeging van de gewestelijke balansen*, Voorstel tot eindverslag, in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, 2002.

Institut wallon, *Bilans énergétiques de la Région de Bruxelles-Capitale 2000*, rapport pour l'IBGE-BIM, service énergie, 2002.

Institut wallon, *Recueil de statistiques énergétiques de la Région wallonne 1990-2000*, rapport pour le ministère de la Région wallonne DGTRE, 2002.

Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap, AMINAL, Cel Lucht, *Assumptions for a national energy scenario 2000-2020 ('with measures scenario') in the framework of the NEC review and as input for the reporting under the monitoring mechanism directive*, Brussel, 2005

Moniteur belge, *Loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité*, 28 février 2003, Ed 3, pp.9879.

VITO, *Energiebalans Vlaanderen 2000 – onafhankelijke methode*, 2004.

VITO, *Bilans énergétiques détaillés pour la Flandre 1990-2002*, 2003.