

Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 dans un contexte de changement climatique

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) publie tous les trois ans un Planning Paper (PP) décrivant les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique. Ces perspectives en sont déjà à leur troisième édition (après le PP88 de Courcelle et Gusbin en 2001 et le PP95 du Gusbin et Hoornaert en 2004) ; elles s'inscrivent cette fois plus spécifiquement dans le contexte du changement climatique.

Le présent PP s'inspire en partie de trois études récemment publiées par le BFP : l'étude relative à la politique climatique post-2012 commanditée par le ministre fédéral de l'Environnement B. Tobbacq (BFP, 2006a), l'étude sur la politique énergétique belge à l'horizon 2030 réalisée pour la Commission Energie 2030 mise sur pied par le ministre fédéral de l'Energie M. Verwilghen (BFP, 2006b), et enfin, le Working Paper constituant la charnière entre les deux études susmentionnées et intitulé 'Eclairage sur des enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique' (Gusbin et Henry, 2007). Ces trois rapports partent du même scénario de référence mais proposent des scénarios alternatifs différents.

Le présent PP résume les différentes approches et les principaux enseignements à tirer. Il analyse aussi un nouveau scénario axé sur l'efficacité énergétique et les économies d'énergie.

Le scénario de référence

Le premier indicateur étudié concerne la structure de la demande d'énergie primaire en Belgique et plus particulièrement son évolution entre 2000 et 2030. Les besoins en charbon et en gaz naturel augmentent ainsi respectivement de 1,1 % et 1,3 % par an en moyenne, en raison notamment du déclasserement progressif des centrales nucléaires, et les sources d'énergie renouvelables font un bond spectaculaire en avant avec une progression de 4,2 % en moyenne par an. A la fin de la période de projection, ces dernières représentent 5,2 % de nos besoins énergétiques. L'intensité énergétique du PIB diminue sensiblement (en moyenne de 1,9 % par an entre 2000 et 2030) alors que dans le même temps l'économie croît au rythme annuel moyen de 1,9 % et que le taux de croissance de la population est de 0,2 % par an.

An niveau de la demande finale d'énergie, on observe une augmentation de 10 % sur la période 2000-2030 et des changements importants au niveau des formes d'énergie et des secteurs. Pour les formes d'énergie, les variations de consommation sont les suivantes : -43% pour les combustibles solides, +89 % pour la vapeur et les sources d'énergie renouvelables, +36 % pour l'électricité, +18 % pour le gaz et une stabilisation pour les produits pétroliers. Pour les secteurs, les changements les plus significatifs se situent au niveau du secteur tertiaire (+39% d'augmentation de sa con-

sommation) et des transports (+17 %).

Quant à la production électrique, elle progresse également : de 82,6 TWh en 2000 elle passe à 112 TWh en 2030. A la fin de la période de projection, la production est assurée principalement par des centrales thermiques brûlant des combustibles fossiles (99 TWh), le solde étant assuré par les sources d'énergie renouvelables (13 TWh), la dernière centrale nucléaire ferme en effet ses portes en 2025 conformément à la loi sur la sortie du nucléaire. L'électricité produite dans les centrales de cogénération et à partir de sources d'énergie renouvelables représente respectivement 18% et 12% de la production totale en 2030. Entre 2000 et 2030, on observe une augmentation de 50% des capacités de production électrique dont l'origine est triple : (1) une consommation électrique en progression (+1% en moyenne par an), (2) des importations nettes en diminution progressive, (3) une fraction plus importante de la capacité de production basée sur des sources d'énergie intermittentes (vent) et pour laquelle des capacités de secours sont nécessaires.

La traduction de ces perspectives énergétiques en termes d'émissions donne une augmentation des émissions de CO₂ énergétique de 25,2 millions de tonnes entre 2000 et 2030 (de 114,7 Mt en 2000 à 139,9 Mt en 2030), soit un rythme de croissance moyen de 0,7 %

par an. Pendant la première décennie, le développement des émissions est plutôt modéré (0,1 % par an). Il est par contre beaucoup plus important entre 2020 et 2030 (1,8 % par an) en raison notamment de remplacement des centrales nucléaires par des centrales au gaz naturel et au charbon. En 2030, les émissions de CO₂ énergétique sont 32% plus élevées que celles enregistrées en 1990, l'année de base¹ du protocole de Kyoto.

Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité étudient l'impact de prix plus élevés pour les hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) et d'une croissance économie plus modérée sur les résultats du scénario de référence. Cet impact se traduit par des changements au niveau du système énergétique et par des évolutions des émissions de CO₂ énergétique légèrement différentes de celles observées dans le scénario de référence. Ces analyses de sensibilité permettent de définir un intervalle (au lieu d'une projection unique donnée par le scénario de référence) à l'intérieur duquel les émissions évoluent ; en 2030, l'intervalle est le suivant : [133,6 ; 140,6] Mt de CO₂.

Scénarios de réduction des émissions de CO₂ et de gaz à effet de serre

Le thème central de ce PP est développé dans le chapitre 4 où est analysé un éventail de scénarios de réduction des émissions de CO₂ et de gaz à effet de serre. Les scénarios de réduction sont regroupés et présentés dans trois parties distinctes en fonction de la méthodologie ayant servi de base à leur construction.

La *première partie* se fonde sur un objectif de réduction fixé à l'échelle européenne et réparti entre les Etats membres selon un critère d'efficacité économique. Concrètement, on table sur une diminution de 30% des émissions européennes de gaz à effet de serre en 2030 par rapport au niveau observé en 1990. Cet objectif est en droite ligne des objectifs de réduction, définis par l'Union européenne en mars 2007, pour la période au-delà de 2012 : une baisse de 20% minimum des émissions européennes de gaz à effet de serre en 2020, toujours par rapport à leur niveau en 1990. Cette approche conduit à déterminer un coût marginal d'abattement ou valeur du carbone (de l'ordre de 200

€/t CO₂) identique pour tous les pays et tous les secteurs. La mise en oeuvre de cette valeur du carbone a des conséquences sur l'évolution du système énergétique belge et des émissions de gaz à effet de serre en raison des changements induits de comportement de consommation et de choix technologiques. Ces conséquences sont évaluées dans deux cadres politiques différents : avec et sans recours à l'énergie nucléaire. Ce sont donc deux scénarios de réduction qui sont étudiés. L'évaluation concerne la demande finale énergétique, la production d'électricité et la consommation d'énergie primaire. Au niveau de la demande finale d'énergie, les deux scénarios de réduction d'émissions conduisent à des économies d'énergie qui représentent 9% et 11% (avec et sans nucléaire) de la consommation finale énergétique calculée dans le scénario de référence pour l'année 2030. En sus des économies d'énergie, on observe également des substitutions entre formes d'énergie, principalement en faveur de l'électricité et des sources d'énergie renouvelables et au détriment du charbon. La production d'électricité enregistre aussi des changements importants dans les deux scénarios de réduction. La production électrique progresse à un rythme plus faible dans le scénario sans nucléaire (+0,9% en moyenne par an sur la période 2000-2030, contre +1% dans le scénario de référence) mais plus élevé dans le scénario avec nucléaire (+1,4% en moyenne par an). La structure de la production électrique est aussi bouleversée : dans le scénario sans nucléaire, les trois quarts de la production sont assurés, en 2030, par le gaz naturel et un quart par les sources d'énergie renouvelables ; dans le scénario avec nucléaire, 51% proviennent des centrales nucléaires, 27% des centrales au gaz naturel et 21% des sources d'énergie renouvelables. Les changements au niveau de la demande finale énergétique et de la production électrique, causés par la contrainte sur les émissions de GES en Europe, ont un impact sur le niveau et la structure de nos besoins et approvisionnement énergétique. Dans le scénario sans nucléaire, des substitutions ont lieu en faveur du gaz naturel et des sources d'énergie renouvelables mais au détriment du charbon. Dans le scénario avec nucléaire, le principal impact est une baisse des besoins en énergies fossiles en raison notamment du recul de la consommation de ces formes d'énergie dans le secteur électrique.

Dans la *deuxième partie*, l'objectif de réduction est défini au niveau de la Belgique et non plus au niveau européen et uniquement pour le CO₂ énergétique (soit une réduction des émissions de CO₂ énergétique en Belgique de 15% en 2030 par rapport à 1990). Ici enco-

1. Dans le protocole de Kyoto, l'année de base est 1990 pour le CO₂, le CH₄ et le N₂O et 1995 pour les gaz fluorés.

re, l'impact de l'objectif de réduction a été évalué pour différentes combinaisons d'options de politiques énergétiques dans le secteur électrique. Les trois combinaisons étudiées dans cette deuxième partie sont (1) le non recours au nucléaire et au captage et au stockage du CO₂ (Carbon Capture and Storage ou CCS), (2) le non recours au nucléaire mais la possibilité de recourir à la technologie CCS, et (3) le recours au nucléaire mais sans développement de la technologie CCS. A chacune de ces options correspond une valeur du carbone différente. Le principe de l'évaluation est le même que dans la première partie : objectif de réduction ► valeur du carbone ► changements de comportements des producteurs et consommateurs d'énergie (consommation, choix technologique) tels que l'objectif de réduction est atteint. Ici aussi, des modifications significatives sont à noter au niveau de la demande finale d'énergie, de la production d'électricité et de la demande d'énergie primaire. Tous les scénarios de réductions étudiés (avec ou sans recours au nucléaire et/ou à la technologie CCS) se caractérisent par des niveaux de demande finale énergétique inférieurs, sur toute la période de projection, à ceux enregistrés dans le scénario de référence. En 2030 et suivant le scénario, ils se situent 5 %, 8 % ou 19 % en-dessous de la valeur du scénario de référence. Dans le scénario sans nucléaire et sans CCS, le taux de croissance annuel moyen de la demande finale d'énergie est même négatif. Les changements structurels les plus importants par rapport au scénario de référence sont (1) une diminution et même une marginalisation des combustibles solides, (2) une progression de la part dévolue à l'électricité. En ce qui concerne la production d'électricité, elle progresse à un rythme identique à celui calculé dans le scénario de référence quand la technologie CCS est disponible (+1,0 % en moyenne par an), le rythme de croissance est par contre plus faible lorsque les options nucléaire et CCS ne sont pas retenues (+0,9 %) ou plus soutenu si le nucléaire peut être poursuivi (+1,4 %). Dans ce cas, l'électricité produite dans les centrales nucléaires représente un peu plus de la moitié de la production totale en 2030. La contrainte sur les émissions de CO₂ énergétique profite aux sources d'énergie renouvelables et ce quel que soit le scénario : leur part dans la production électrique est plus ou moins doublée par rapport au scénario de référence. L'impact au niveau de la demande d'énergie primaire est spectaculaire à plus d'un titre. Dans tous les scénarios de réduction, le charbon subit un revers cuisant et voit sa contribution aux besoins énergétiques du pays chuter de manière significative. Ce n'est que lorsque la technologie CCS est supposée disponible que la chute reste limitée. Dans ce cas, le charbon représente encore quelque 14

% de la consommation d'énergie primaire, contre 21 % dans le scénario de référence et moins de 3% dans les deux autres scénarios de réduction (sans CCS). S'agissant du gaz naturel, l'impact le plus considérable est à noter dans les scénarios de réduction où les centrales nucléaires sont déclassées après 40 ans de fonctionnement. Il voit alors sa contribution aux besoins énergétiques augmenter fortement. Lorsqu'il n'est pas possible de recourir à la technologie CCS, le gaz naturel couvre même presque 50 % de ces besoins. Enfin, l'objectif de réduction est favorable, dans tous les cas, aux sources d'énergie renouvelables. Elles représentent entre 7 et 11 % de la demande d'énergie primaire, contre 5 % dans le scénario de référence.

Dans *la troisième et dernière partie*, les réductions d'émissions sont abordées sous un angle différent. On s'y interroge sur le rôle particulier des économies d'énergie, de l'efficacité énergétique et de la maîtrise de la demande conformément à la devise « une énergie qui n'est pas consommée ne doit pas être produite et ne pollue donc pas ». Agir sur la consommation d'énergie n'est pas chose aisée car, à côté des effets prix, de nombreux autres facteurs entrent en ligne de compte. L'inertie du système énergétique, combinée avec le comportement des agents économiques vis-à-vis des décisions d'investissement, fait que les potentiels d'économie d'énergie ne sont réalisés que très progressivement et de manière très fragmentée. Des politiques et mesures ciblées sont donc aussi nécessaires. C'est dans ce contexte qu'un scénario axé sur l'efficacité énergétique a été défini et étudié. Ce scénario table sur la mise en œuvre rigoureuse des différentes directives européennes sur ce thème. D'un point de vue technique, les taux d'actualisation des différents agents économiques sont assouplis, ce qui modifie leur perception des coûts et les encourage à opter plus rapidement pour des achats plus efficaces sur le plan de l'énergie et des coûts. Ici donc, aucun objectif de réduction n'est fixé au préalable, le modèle calcule l'impact des politiques et mesures considérées sur nos besoins énergétiques et les émissions de CO₂.

L'objectif premier des politiques en matière d'efficacité énergétique est de réduire la consommation d'énergie. Le scénario étudié a donc tout d'abord un impact sur la demande finale d'énergie. Celle-ci est réduite de 13 % par rapport au niveau calculé dans le scénario de référence pour l'année 2030. Au niveau sectoriel, les pourcentages de réduction sont plus élevés dans les secteurs tertiaire et résidentiel que dans l'industrie et les transports. Le scénario « efficacité énergétique » est, parmi tous les scénarios alternatifs étudiés dans ce PP,

celui qui enregistre le taux de croissance de la demande finale électrique le plus faible, à savoir +0,4 % en moyenne par an entre 2000 et 2030. Puisque la demande d'électricité est significativement plus basse que dans le scénario de référence (-18 % en 2030), la production électrique se réduit aussi, ce qui implique une extension moins importante de la capacité de production. De plus, à long terme, des technologies de production plus efficaces sont mises en œuvre (comme la cogénération). Les modifications observées au niveau de la demande finale d'énergie et de la production d'électricité ont un impact sur les besoins d'énergie primaire. Toutes les formes d'énergie voient leur consommation diminuer mais la réduction la plus significative concerne le charbon, suivie par celle du gaz naturel. Le recul de la demande d'énergie, combinée à une baisse sensible de l'utilisation du charbon dans le secteur électrique, provoque une nette diminution des

émissions de CO₂ énergétique. Par rapport à 1990, les émissions de CO₂ énergétique sont environ de 3 % supérieures en 2030. En comparaison avec le scénario de référence, cela se traduit par une baisse de 22%.

Planning Paper 102

Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 dans un contexte de changement climatique,

D. Devogelaer et D. Gusbin,

La publication peut être commandée, consultée et téléchargée via le site www.plan.be.

Pour plus d'informations:

D. Gusbin, dg@plan.be, 02/507 74 27