

L'avenir énergétique

La Belgique peut à la fois sortir du nucléaire
et réduire l'effet de serre



Daniel Comblin

Ingénieur industriel, Eco-conseiller
Spécialiste des problèmes énergétiques

Avec la collaboration des Asbl
Les Amis de la Terre-Belgique, APERe, Grappe, Nature et Progrès Belgique

Sommaire

Résumé	3
Contexte de l'analyse	6
Objectifs de l'étude	8
Synthèse des résultats	10
Situation actuelle des réacteurs nucléaires belges	12
Les pistes pour sortir du nucléaire	14
Les économies d'électricité	19
Développement des filières « énergies renouvelables »	22
Développement des installations de cogénération	25
Synthèse des différents scénarios	27
Réduction globale des émissions de CO ₂ même en sortant du nucléaire ...	40

Annexes

1. Les nouveaux usages de l'électricité	45
2. Politique d'aide au développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité	48
3. Situation du nucléaire dans les pays de l'Union européenne	54
4. Tableaux des différents scénarios	55
5. Détails relatifs aux différentes filières des énergies renouvelables	61

La diffusion de ce document est autorisée et vivement encouragée. Toute reproduction ou diffusion **d'une partie du document sera obligatoirement accompagnée de la source :**

DANIEL COMBLIN, *L'avenir énergétique : la Belgique peut à la fois sortir du nucléaire et réduire l'effet de serre*, Les Amis de la Terre-Belgique, APERe, Grappe, Nature et Progrès Belgique, avril 2011.

Résumé

Après les évènements tragiques survenus tout récemment au Japon, la question n'est plus, aujourd'hui, de savoir s'il faut sortir du nucléaire. Un consensus politique se dessine clairement dans cette voie, tant au niveau belge qu'au niveau européen.

La question est désormais de savoir comment et surtout quand ; le plus vite possible serait le mieux quand on voit les risques encourus. Le délai de cette sortie sera d'autant plus rapide que les politiques seront plus volontaristes pour développer les moyens de production renouvelables et alternatifs.

La sortie du nucléaire ne peut se dissocier de la question plus générale qui est : ***Comment maîtriser la consommation d'électricité et quels moyens de production pour répondre à la demande, tout en permettant la sortie progressive du nucléaire, et en veillant parallèlement à réduire les émissions de gaz à effet de serre ?***

Ainsi, la présente étude analyse deux fois trois scénarios, chacun des trois scénarios de consommation étant combiné avec chacun des deux scénarios de production :

- trois scénarios en termes de ***maîtrise*** et de ***réduction de la consommation d'électricité*** :
 - un scénario « ***Tendancier*** » dont l'évolution de la consommation d'électricité suit la tendance de l'évolution durant la période 1998-2008 ; on observe alors une augmentation globale de 16 % de la consommation d'électricité en 2030 par rapport à 2009 ;
 - un scénario « ***Stabilisation*** », prenant en compte une stabilisation de la consommation jusque 2015 et ensuite une légère diminution de 0,5 % par an ; on observe alors une réduction globale de 7 % de la consommation d'électricité en 2030 par rapport à 2009 ; ce scénario suit sensiblement la tendance de l'évolution durant la période 2000-2009 ;
 - un scénario « ***Réduction*** » visant globalement une réduction de la consommation d'électricité de 24 % en 2030 par rapport à l'année 2009.

L'étude montre notamment que les scénarios « officiels » (SPF économie, Bureau du Plan et Groupe GEMIX) ne prennent étonnamment pas en compte l'évolution à la baisse de la consommation entre 2004 et 2009, période durant laquelle on observe une diminution globale de la demande de plus de 8 %.

- deux scénarios en termes d'augmentation progressive des unités de production utilisant les **énergies renouvelables** ou fonctionnant en **cogénération** chaleur-électricité :
 - un scénario appelé « **Extrapolation des Objectifs Nationaux** », prévoyant une production des énergies renouvelables sur base de l'objectif belge défini récemment pour 2020 et extrapolé pour la période 2020-2030, combinée à une augmentation progressive de la cogénération représentant en 2030 environ 60 % du potentiel technico-économique ;
 - un scénario appelé « **Pro-actif** » plus ambitieux et plus volontariste ; il est basé sur les objectifs revendiqués pour 2020 par les acteurs des filières renouvelables (Edora) avec extrapolation entre 2020 et 2030, combinée à une augmentation plus importante de la cogénération (80 % du potentiel).

L'analyse constate ainsi que la substitution de l'ensemble de la production nucléaire, fin 2025, tout en respectant les objectifs de réduction des gaz à effet de serre (-20 % en 2020) sera :

- très difficile pour le scénario « Tendancier » combiné avec le scénario « Extrapolation Objectifs Nationaux », moyennant d'importants nouveaux investissements en TGV, ceci impliquant une augmentation des émissions de CO₂ (+6 % en 2030 par rapport à 1990) ;
- difficile pour le scénario « Tendancier » combiné avec le scénario « Pro-actif-Extrapolation Edora » ainsi que le scénario « Stabilisation » combiné avec le scénario « Extrapolation Objectifs Nationaux », moyennant des investissements environ moitié moins importants que dans le premier scénario, tout en respectant largement l'objectif 2020 en terme de réduction de CO₂, mais en voyant les émissions augmenter entre 2020 et 2030 ;
- moins difficile pour le scénario « Réduction » combiné avec le scénario « Extrapolation Objectifs Nationaux », moyennant très peu de nouveaux investissements TGV tout en respectant largement les objectifs de réduction de CO₂ tant en 2020 qu'en 2030 ;
- possible pour le scénario « Stabilisation » combiné avec le scénario « Pro-actif-Extrapolation Edora », moyennant très peu de nouveaux investissements TGV tout en respectant largement les objectifs de réduction de CO₂ tant en 2020 qu'en 2030 et en permettant également la sortie de la filière charbon ;

- totalement possible pour le scénario « Réduction » combiné avec le scénario « Pro-actif-Extrapolation Edora », moyennant très peu de nouveaux investissements TGV tout en respectant largement les objectifs de réduction de CO₂ tant en 2020 qu'en 2030 et en permettant également la sortie de la filière charbon, ainsi que de la filière gaz (hors cogénération) en fin de période.

La présente étude montre clairement que le scénario de sortie prévu par la loi de 2003 reste plausible, soit en limitant la durée de vie des centrales à 40 ans comme prévu initialement. Pour ce faire, il s'agit non seulement d'accroître les efforts de développement des moyens de production renouvelables et alternatifs, mais aussi d'être plus volontariste en terme de maîtrise et de réduction de la consommation d'électricité.

Cette analyse montre aussi qu'il est même envisageable d'arrêter certaines unités quelques années plus tôt que prévu par la loi de 2003, en combinant un développement volontariste des renouvelables et de la cogénération avec un objectif de réduction de la consommation de 25 % d'ici 20 ans. Un tel niveau de consommation ne paraît pas utopique, car on retrouverait un niveau comparable à celui de 1990 mais avec un confort probablement supérieur.

Le scénario idéal devrait également s'inscrire dans une perspective de plus long terme, visant un objectif 100 % renouvelable en 2050, qui intègre à la fois la sortie du nucléaire, mais aussi la sortie de toute utilisation d'énergie fossile pour produire l'électricité.

C'est également l'orientation donnée à cette étude.

*Daniel COMBLIN,
Ingénieur industriel, Eco-conseiller,
Spécialiste des problèmes énergétiques*

Avril 2011

Contexte de l'analyse

En janvier 2003, le Parlement fédéral adoptait la « **Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité** », concrétisant ainsi l'accord gouvernemental de juillet 1999. La loi impose notamment la fermeture progressive des centrales nucléaires après 40 années de fonctionnement, ce qui laisse une marge de temps suffisante pour réaliser à grande échelle des installations utilisant des sources d'énergie renouvelables et propres. Par ailleurs, le Gouvernement fédéral a également adopté le Plan fédéral pour un développement durable, plan qui concrétise notamment la politique énergétique belge : les trois piliers en sont la réduction de la consommation d'énergie, l'augmentation des énergies propres ou renouvelables et la sortie du nucléaire.

Néanmoins, depuis le vote de la loi, le débat politique a évolué : on prend de plus en plus en compte les enjeux liés à la réduction des émissions des gaz à effet de serre (respect des engagements relatifs au Protocole de Kyoto et post-Kyoto) et le Gouvernement a décidé en octobre 2009 — sous la pression du lobby nucléaire — de porter la durée de vie des centrales nucléaires de 40 à 50 ans.

Si les engagements découlant des accords de Kyoto s'inscrivent dans une perspective de court terme (réduction des émissions de 7,5 % par rapport à 1990 en moyenne sur la période 2008-2012), la fermeture prévue des unités nucléaires belges s'échelonnera entre 2015 et 2025, soit après la période cible du protocole de Kyoto. Il faut cependant également tenir compte des nouveaux engagements « post-Kyoto », notamment ceux définis par l'Union européenne (- 20 % en 2020) : en effet, la communauté scientifique estime qu'une **réduction mondiale de 50 à 70 % des gaz à effet de serre est nécessaire** pour limiter les changements climatiques et l'augmentation de la température moyenne de la Terre à 0,1°C par décennie ; un tel objectif devrait pouvoir être atteint entre 2030 et 2050¹.

¹ Certains pays européens ont déjà pris des résolutions allant dans ce sens en se prononçant pour des réductions d'émissions importantes :

- Royaume-Uni : début 2003, le gouvernement britannique a publié un « Livre blanc sur l'énergie », préconisant une économie sobre en carbone et **la réduction de ses émissions de CO₂ de 60 % d'ici 2050** ; il a par ailleurs également annoncé sa volonté de réduire ses émissions de CO₂ de 20 % d'ici 2010 et ainsi d'aller plus loin que l'objectif assigné par Kyoto (-12,5 % de réduction par rapport à 1990).
- Allemagne : le Parlement allemand s'est prononcé pour une réduction de 40 % des émissions d'ici 2020 (objectif Kyoto : -21 %).
- Pays-Bas : Les Pays-Bas ont fixé un objectif de réduction des émissions de CO₂ de 40 à 60 % pour 2030 (objectif Kyoto : -6 %).
- France : le projet de loi d'orientation sur les énergies prévoit une réduction des émissions de 75 % d'ici 2050 (objectif Kyoto : 0 %).

Pour rencontrer de tels objectifs en 2050, tous les secteurs de consommation d'énergie devront contribuer aux efforts de réduction des émissions. La contribution de certains secteurs sera sans doute plus difficile que d'autres, les spécialistes s'accordant à reconnaître que c'est le secteur électrique où cela sera le plus facile.

Ainsi, pour de plus en plus de spécialistes, l'objectif est de décarboner complètement le parc électrique pour 2050, ce qui implique qu'un objectif d'un parc électrique 100 % renouvelable en 2050 est désormais envisagé très sérieusement au niveau européen. Ceci signifie que certaines technologies présentées dans le présent document (TGV, Cogénération fossile, ...) ne doivent être considérées que comme transitoires.

C'est dans ce sens qu'a été édictée la Directive européenne du 23 avril 2009² relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources d'énergies renouvelables qui fixe notamment un objectif à atteindre par pays à l'échéance 2020, l'objectif étant fixé à 13 % pour la Belgique, tous secteurs énergétiques confondus (chaleur, électricité, transports).

En application de cette Directive européenne, La Belgique vient de déposer le « Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables »³. Ce plan fixe un objectif de 20,9 % d'énergies renouvelables pour le secteur électrique en 2020, objectif calculé sur base d'une consommation d'électricité supposée largement supérieure à celle observée aujourd'hui⁴.

Par ailleurs, les revendications des producteurs belges d'électricité à partir des énergies renouvelables vont dans un sens plus volontariste : elles s'élèvent à 28 % d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables en 2020 pour la Belgique⁵, mais sur base d'une consommation électrique de l'ordre du scénario tendanciel présenté ci-après.

Ainsi, pour l'après 2030, de manière à atteindre un objectif d'un parc électrique 100 % renouvelable en 2050, il faudra faire appel à des technologies qui en sont encore aujourd'hui au stade de développement et probablement aussi recourir à des importations d'électricité renouvelable (géothermie profonde, éolien offshore lointain,...).

Les scénarios proposés et les échéanciers doivent donc s'inscrire dans ces perspectives à plus long terme.

² Directive européenne 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

³ Plan d'action national belge en matière d'énergies renouvelables, Novembre 2010.

⁴ Voir aussi les commentaires sur ces hypothèses présentés en page 12 ci-après.

⁵ Les revendications des acteurs s'élèvent à 28 % d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables en 2020 pour la Belgique, in « National Renewable Energy Source Industry Roadmap Belgium », Edora, février 2010.

Objectifs de l'étude

La sortie du nucléaire ne peut se dissocier de la question plus générale qui est :

Comment maîtriser la consommation d'électricité et quels moyens de production pour répondre à la demande, tout en permettant la sortie progressive du nucléaire conformément à la loi, et en veillant parallèlement à réduire les émissions de gaz à effet de serre ?

Ainsi, la présente étude analyse deux fois trois scénarios, chaque scénario de consommation étant combiné avec chacun des deux scénarios de production.

D'une part en termes de maîtrise et de réduction de la consommation d'électricité :

- un scénario « **Tendanciel** », c'est-à-dire dont l'évolution de la consommation d'électricité suit la tendance de l'évolution durant la période 1998-2008 (donc sans prendre en compte la réduction importante de la consommation observée durant l'année 2009) ; on observe alors une augmentation globale de 16 % de la consommation d'électricité en 2030 par rapport à 2009 ;
- un scénario « **Stabilisation** », prenant en compte une stabilisation de la consommation jusque 2015 et ensuite une légère diminution de 0,5 % par an ; on observe alors une réduction globale de 7 % de la consommation d'électricité en 2030 par rapport à 2009 ; ce scénario suit sensiblement la tendance de l'évolution durant la période 2000-2009 ;
- un scénario « **Réduction** » visant globalement une réduction de la consommation d'électricité de 24 % en 2030 par rapport à l'année 2009.

D'autre part en termes d'augmentation progressive des unités de production utilisant les énergies renouvelables ou fonctionnant en cogénération chaleur-électricité :

- un scénario appelé « **Extrapolation des Objectifs Nationaux** », prévoyant une production des énergies renouvelables sur base de l'objectif belge⁶ défini pour 2020 et extrapolé pour la période 2020-2030, combinée à une augmentation progressive de la cogénération représentant en 2030 environ 70 % du potentiel technico-économique :
 - couverture des besoins à partir des énergies renouvelables en 2030 : de 41,1 %⁷ à 62,5 % suivant le scénario de consommation pris en compte,
 - couverture des besoins à partir d'unités en cogénération en 2030 : de 14,5 % à 22 % suivant le scénario de consommation pris en compte ;
- un scénario appelé « **Pro-actif** » plus ambitieux et plus volontariste ; il est basé sur une évaluation réaliste du potentiel technico-économique de chaque filière ainsi que sur les objectifs revendiqués par les acteurs⁸ des filières renouvelables pour 2020 avec extrapolation (mais atténuée) entre 2020 et 2030 :
 - couverture des besoins à partir des énergies renouvelables en 2030 : de 51,8 % à 78,7 %⁹ suivant le scénario de consommation pris en compte,
 - couverture des besoins à partir d'unités en cogénération en 2030 : de 19,4 % à 29,5 % suivant le scénario de consommation pris en compte.

La fin de la période analysée est 2030 (2026 étant l'année qui suit celle prévue pour la fermeture de la dernière unité nucléaire).

⁶ « Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables conformément à la Directive 2009/28/CE », Belgique, novembre 2010.

⁷ Les pourcentages sont calculés par rapport à la consommation totale de l'année 2030.

⁸ Les revendications des acteurs s'élèvent à 28% d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables en 2020 pour la Belgique, in « National Renewable Energy Source Industry Roadmap Belgium », Edora, février 2010.

⁹ Les pourcentages de ce scénario paraissent très élevés ; il faut cependant tenir compte que la consommation totale de l'année 2030 est, dans le scénario « réduction », de près de 24% plus faible que dans le premier scénario.

Synthèse des résultats

Scénario de consommation	Evolution des besoins en 2030 par rapport à 2009	Couverture des besoins en 2030			
		Extrapolation Objectifs Nationaux		Pro-actif – Extrapolation Objectifs Edora	
		Energies renouvelables	Cogénération	Energies renouvelables	Cogénération
Tendanciel	+16 %	41,1 %	14,5 %	51,8 %	19,4 %
Stabilisation	-7 %	51,3 %	18,1 %	64,6 %	24,2 %
Réduction	-24 %	62,5 %	22 %	78,7 % ¹⁰	29,5 % ¹⁰

Scénario de consommation	Extrapol. Object. Nationaux	Pro-actif – Extrapol. Object. Edora
		Product suppl. entre 2025 et 2009 SER + Cogen = +30.049 GWh
Tendanciel	<i>Substitution très difficile</i>	<i>Substitution difficile</i>
Besoins suppl. à couvrir en 2025 : 55.565 GWh (46.100 GWh + 9.465 GWh)	<ul style="list-style-type: none"> • maintien de 70 % du parc charbon • maintien de 100 % du parc gaz • nouvelles unités TGV pour 2.300 MW • production fossile en 2026 : 40,5 % • importation durant 11 ans • émission CO₂ / 1990 : -25 % en 2020 ; +6 % en 2030 	<ul style="list-style-type: none"> • maintien de 70 % du parc charbon • maintien de 100 % du parc gaz • nouvelles unités TGV pour 1.760 MW • production fossile en 2026 : 30 % • importation durant 7 ans • émission CO₂ / 1990 : -39 % en 2020 ; -5,6 % en 2030
Stabilisation	<i>Substitution difficile</i>	<i>Substitution possible</i>
Besoins suppl. à couvrir en 2025 : 42.176 GWh (46.100 GWh - 3.924 GWh)	<ul style="list-style-type: none"> • maintien de 50 % du parc charbon • maintien de 100 % du parc gaz • nouvelles unités TGV pour 1.250 MW • production fossile en 2026 : 29,6 % • importation durant 13 ans • émission CO₂ / 1990 : -46 % en 2020 ; -26 % en 2030 	<ul style="list-style-type: none"> • sortie du parc charbon dès 2019 • maintien de 60 % du parc gaz • nouvelles unités TGV pour 750 MW • production fossile en 2026 : 17,7 % • solde exportateur sur 1 an • émission CO₂ / 1990 : -68% en 2020 ; -55 % en 2030
Réduction	<i>Substitution moins difficile</i>	<i>Substitution possible</i>
Besoins suppl. à couvrir en 2025 : 33.486 GWh (46.100 GWh - 12.614 GWh)	<ul style="list-style-type: none"> • maintien de 25 % du parc charbon • maintien de 70 % du parc gaz • nouvelles unités TGV pour 300 MW • production fossile en 2026 : 20,9 % • importation durant 6 ans • émission CO₂ / 1990 : -64 % en 2020 ; -40 % en 2030 	<ul style="list-style-type: none"> • sortie du parc charbon dès 2018 • sortie du parc gaz dès 2029 • nouvelles unités TGV pour 700 MW • production fossile en 2026 : 10,2 % • solde exportateur sur 6 ans • émission CO₂ / 1990 : -68 % en 2020 ; -72 % en 2030

¹⁰ Dans ce scénario, la somme des productions renouvelables et de cogénération dépasse 100% ; ceci signifie qu'il y aura une exportation d'électricité.

On constate ainsi que la substitution de l'ensemble de la production nucléaire, fin 2025, tout en respectant les objectifs de réduction des gaz à effet de serre (-20 % en 2020) sera :

- très difficile pour le scénario « Tendancier » combiné avec le scénario « Extrapolation Objectifs Nationaux », moyennant d'importants nouveaux investissements en TGV, ceci impliquant notamment une augmentation des émissions de CO₂ (+6 % en 2030 par rapport à 1990) ;
- difficile pour le scénario « Tendancier » combiné avec le scénario « Pro-actif-Extrapolation Edora » ainsi que le scénario « Stabilisation » combiné avec le scénario « Extrapolation Objectifs Nationaux », moyennant des investissements environ moitié moins importants que dans le premier scénario, tout en respectant largement l'objectif 2020 en terme de réduction de CO₂, mais en voyant les émissions augmenter entre 2020 et 2030 ;
- moins difficile pour le scénario « Réduction » combiné avec le scénario « Extrapolation Objectifs Nationaux », moyennant très peu de nouveaux investissements TGV tout en respectant largement les objectifs de réduction de CO₂ tant en 2020 qu'en 2030 ;
- possible pour le scénario « Stabilisation » combiné avec le scénario « Pro-actif-Extrapolation Edora », moyennant très peu de nouveaux investissements TGV tout en respectant largement les objectifs de réduction de CO₂ tant en 2020 qu'en 2030 et en permettant également la sortie de la filière charbon ;
- totalement possible pour le scénario « Réduction » combiné avec le scénario « Pro-actif-Extrapolation Edora », moyennant très peu de nouveaux investissements TGV tout en respectant largement les objectifs de réduction de CO₂ tant en 2020 qu'en 2030 et en permettant également la sortie de la filière charbon, ainsi que de la filière gaz (hors cogénération) en fin de période.

Situation actuelle des réacteurs nucléaires belges

La mise en service industrielle de réacteurs nucléaires en Belgique a débuté en 1975. La dernière unité installée l'a été en 1985. Si depuis cette date, la Belgique a appliqué un moratoire de fait, les électriciens belges ont cependant pris une part de 25 % dans la construction des unités B1 et B2 des centrales françaises de Chooz (véritable enclave française en territoire belge) qui ont été mises en service industriel en février 1997, mais qui ont néanmoins déjà connu de nombreux incidents plus ou moins graves.

La puissance totale développable nette des réacteurs nucléaires belges a néanmoins progressé de 5.415 MW en 1985 à 5.825 MW en 2007 (ceci démontrant que le moratoire n'a pas vraiment été respecté stricto sensu) ; elle représente 35,6 % du total des centrales belges (16.380 MW). La pointe de puissance produite au cours de cette même année a été de 13.320 MW, la capacité de réserve étant donc de 18,7 %.

L'énergie nette produite en 2007 par les centrales nucléaires s'élevait à 47.774 GWh, soit 55,1 % de la production belge (y compris 1.921 GWh représentant le solde entre la quote-part belge à Chooz et la quote-part française dans la centrale de Tihange 1 ; mais non compris le solde net d'électricité importée – 6.800 GWh, essentiellement de France, Chooz B et Tricastin).

Les réacteurs nucléaires sont essentiellement utilisés pour couvrir les besoins de base, c'est-à-dire les besoins dont les fluctuations sont faibles au cours d'une année. La pointe de puissance appelée sur l'année 2007, c'est-à-dire le moment où la demande d'électricité est la plus élevée, a été de 14.234 MW ; la différence par rapport à la pointe de puissance produite s'explique par l'apport de MW importés.

A noter encore que le minimum de puissance appelée était de l'ordre de 7.600 MW (durant les week-ends du mois d'août), cette puissance constituant la puissance dite de base du parc belge.

(N.B. Ces dernières données ne sont pas encore disponibles pour l'année 2009)

Réacteurs concernés par la loi de sortie

Seuls les réacteurs nucléaires situés sur le territoire belge sont concernés par la loi de sortie du nucléaire.

Ainsi, il sera paradoxal de constater qu'à la fin de la période de fermeture des centrales belges prévue dans la loi (soit après 40 ans de fonctionnement, soit au plus tard en 2026), la Belgique aura toujours une part de production nucléaire, par sa quote-part dans la production des centrales françaises de Chooz.

Calendrier de fermeture des réacteurs belges

Unité	Puissance (MWe)	Production estimée en 2007 (GWh)***	Date **** de construction	Date **** de connexion au réseau	Date ***** commerciale	Date d'arrêt prévue
DOEL 1	393	3.029	1-juil.-69	28-août-74	15-févr.-75	15-févr.-15
TIHANGE 1*	962	7.056	1-juin-70	7-mars-75	1-oct.-75	1-oct.-15
DOEL 2	433	3.483	1-sept.-71	21-août-75	1-déc.-75	1-déc.-15
DOEL 3	1006	7.697	1-janv.-75	23-juin-82	1-oct.-82	1-oct.-22
TIHANGE 2	1008	8.752	1-avr.-76	13-oct.-82	2-févr.-83	2-févr.-23
DOEL 4	1008	8.497	1-déc.-78	8-avr.-85	1-juil.-85	1-juil.-25
TIHANGE 3	1015	7.339	1-nov.-78	15-juin-85	1-sept.-85	1-sept.-25
TOTAL**	5825	45.853				

* La puissance totale de Tihange 1 est de 962 MW, mais 50% sont une quote-part française

** A ce total, théoriquement il faudrait déduire la quote-part française à Tihange 1 (50% soit 481 MW) et ajouter la quote-part belge (25%) dans la production de Chooz en France (soit environ 725 MW)

*** Production estimée sur base de 7.872 h de fonctionnement à puissance nominale (suivant statistique Elia 2007)

**** Source des dates mentionnées : IAEA Power Reactor Information System, as of 31/12/2001

***** Source des dates : loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, janvier 2003

Les pistes pour sortir du nucléaire

Pour permettre la sortie du nucléaire entre 2015 et 2025 et donc réorienter les moyens de production, il est essentiel d'évaluer quelle pourrait être la demande d'électricité à cette période, et donc d'étudier des scénarios d'évolution de la demande depuis aujourd'hui jusqu'en 2025-2030.

La demande d'électricité (énergie dite appelée) a été de 82.848 GWh en 2000, de 87.618 GWh en 2004, mais redescendue à 80.194 GWh en 2009 ; la consommation finale d'électricité (énergie appelée moins les pertes du réseau) ayant été de 79.166 GWh en 2000, de 83.642 GWh en 2004 et de 76.555 GWh en 2009, **soit une diminution moyenne annuelle de 0,35 % entre 2000 et 2009**. Cette diminution moyenne entre 2000 et 2009 est due d'une part aux légères diminutions observées entre 2004 et 2008 et d'autre part à la diminution importante observée au cours de l'année 2009. Cependant, notons qu'entre 2000 et **2008**, l'augmentation moyenne annuelle a été de 0,49 %, soit un taux nettement moins élevé que ceux pris en compte dans tous les scénarios « officiels » (SPF économie, Bureau du Plan et Groupe GEMIX).

Les variantes d'évolution de la demande sont actuellement étudiées par le SPF-Economie en collaboration avec le Bureau du Plan et avec avis de la CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz), dans le cadre de l'Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité pour la période 2008-2017¹¹.

Cinq scénarios sont décrits :

- scénario de référence : prévision d'une augmentation moyenne de 1,7 % par an entre 2005 et 2020, la production prend en compte la sortie du nucléaire telle que prévue par la loi de 2003 ;
- scénario Base_Nuc : idem scénario de référence, mais la durée de vie des centrales nucléaires est portée à 60 ans ;
- scénario Base-HiCV : idem scénario de référence, mais la valeur du carbone est revue à la hausse ;
- scénario LoGro : idem scénario de référence, mais demande d'électricité plus faible (croissance économique plus faible et mesures volontaristes d'économies d'énergie) ; prévoyant une augmentation moyenne de 0,7 % par an entre 2005 et 2020 ;
- scénario HiGro : idem scénario de référence, mais demande d'électricité plus élevée (croissance économique plus forte) ; prévoyant une augmentation moyenne de 1,8 % par an entre 2005 et 2020.

¹¹ « Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 », SPF Economie – Bureau du Plan, octobre 2009.

Pour faciliter la lecture des graphiques, seuls les scénarios « **Référence** » et « **LoGro** » sont présentés dans le graphique ci-après (la partie du graphique comprise entre 1990 et 2009 représente l'évolution des consommations réelles d'électricité en Belgique ; les parties comprises entre 2009 et 2030 représentent les scénarios étudiés par l'étude sur les perspectives).

Le scénario « Lo-Gro » suit en fait la tendance de l'évolution de la consommation durant la période 1998-2008 (donc non comprise la réduction importante de la consommation observée durant l'année 2009). Nous retiendrons ce scénario comme scénario « Tendancier », avec une augmentation moyenne de 0,7 % par an entre 2009 et 2030.

Face à ces scénarios, nous présentons deux scénarios « Alternatifs » :

- **le premier, appelé « Stabilisation »**, traduit une volonté politique visant à stabiliser la demande entre 2009 et 2015, pour ensuite réduire celle-ci à raison d'environ 0,5 % par an ; ce scénario est une extrapolation à l'ensemble de la Belgique des objectifs fixés par le Plan pour la maîtrise durable de l'énergie pour la Région wallonne, approuvé par le Gouvernement wallon en décembre 2003 ; le Plan wallon a fixé comme objectif de stabiliser la consommation finale entre 2003 et 2010 (ce qui s'est révélé exact) ; stabilisation que nous avons étendue jusqu'en 2015, pour ensuite entamer une diminution en termes réels de 1 % par an pour atteindre – 10 % en 2020.

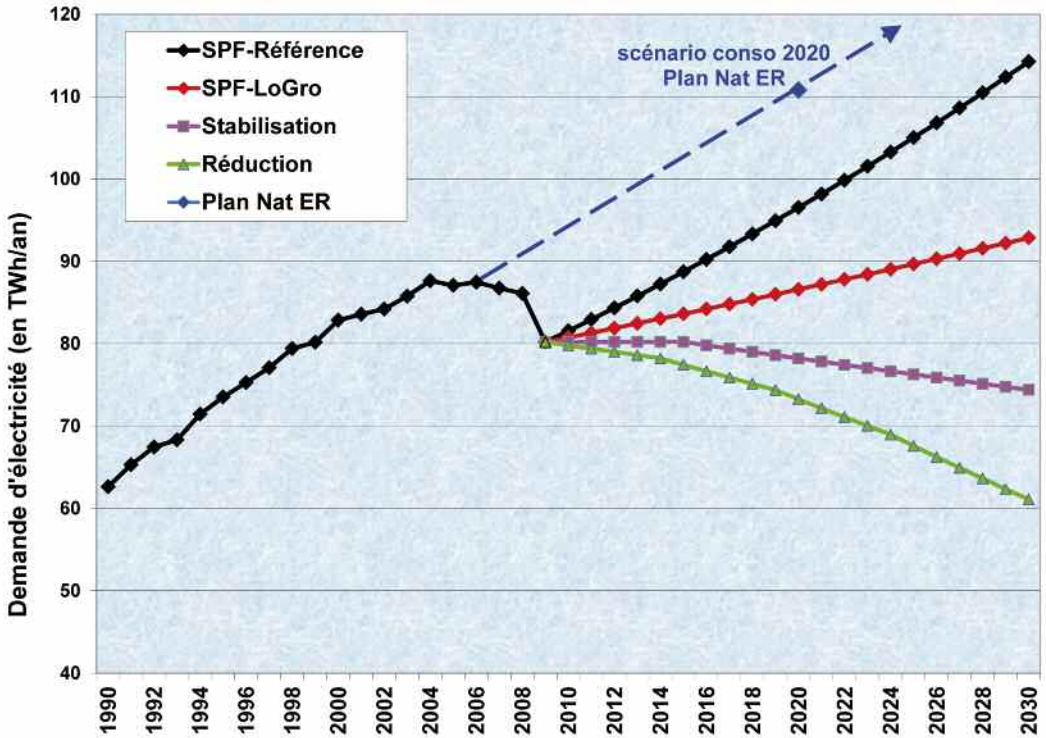
Notre scénario prend en compte une diminution de 1 % par an entre 2015 et 2030.

Néanmoins, il est apparu opportun d'intégrer l'augmentation prévisible de la consommation dû aux nouveaux usages de l'électricité tels qu'envisagés comme les véhicules électriques et les pompes à chaleur ; ainsi, l'augmentation prise en compte est de 0,5 % par an entre 2015 et 2030 (voir annexe 1) ; compte tenu de cette augmentation, la diminution réelle finale est de 0,5 % par an entre 2015 et 2030.

On observe une réduction globale de 7 % de la consommation d'électricité en 2030 par rapport à 2009 ; ce scénario suit sensiblement la tendance de l'évolution de la consommation durant la période 2000-2009 ;

- **le second, appelé « Réduction »**, traduit une volonté politique plus ambitieuse et plus volontariste ; il vise à réduire la demande de 0,5 % dès 2010 pour atteindre une réduction de 1 % par an à partir de 2015, 1,5 % par an à partir de 2020, 2 % par an à partir de 2025 et une réduction globale de 24 % en 2030 par rapport à 2009, le potentiel technico-économique étant évalué à 33 % sur 15 ans (voir le chapitre sur les économies d'électricité ci-après – page 19).

Scénarios d'évolution de la demande d'électricité en Belgique de 2010 à 2030

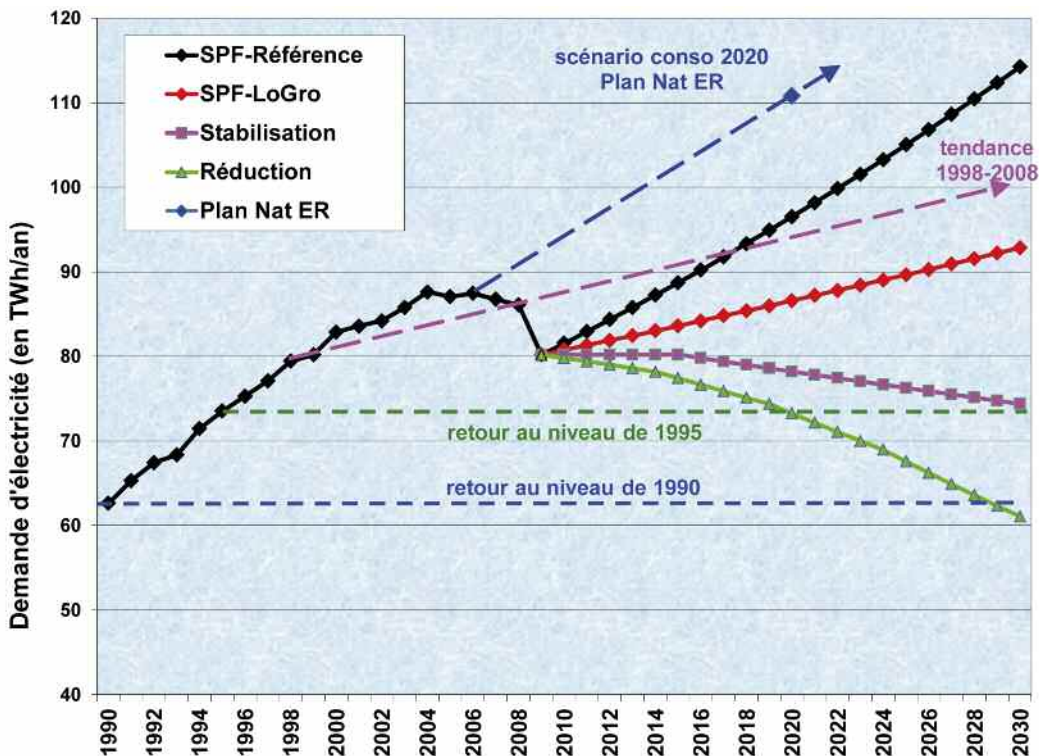


L'analyse de l'évolution des tendances permet de relever les éléments suivants :

- le tendancier 1998-2008 est déjà une amélioration de la tendance 1990-2000 en terme de maîtrise de la croissance de la consommation d'électricité, ceci démontrant l'impact – même modeste - des politiques menées par les gouvernements régionaux entre 1999 et 2008 ;
- le niveau atteint en 2030 dans le scénario « Stabilisation - Extrapolation Objectifs Nationaux » retrouve un niveau équivalent à la consommation de l'année 1995 ;

Scénarios d'évolution de la demande d'électricité en Belgique de 2010 à 2030

Avec ligne de tendance



- de façon tout à fait étonnante, le scénario d'évolution de la consommation envisagé dans le Plan National des énergies renouvelables pour 2020 (même en intégrant une évaluation de l'amélioration de l'efficacité énergétique) prévoit un taux de croissance identique à celui du scénario SPF-Référence, tout en gommant totalement les réductions de consommation observées entre 2006 et 2009 (à noter que dans ce Plan, le niveau de consommation 2020 envisagé sans efficacité énergétique serait à 116 TWh) ; au vu des graphiques présentés, l'aberration d'un tel scénario saute aux yeux de manière évidente ;
- le niveau atteint en 2030 dans le scénario « Réduction - Pro-actif » retrouve un niveau équivalent à la consommation de l'année 1990, année où le confort moyen des consommateurs n'était pas sensiblement différent de celui qu'ils connaissent aujourd'hui.

Les écarts entre les scénarios se creusent au fil des ans

On constate ainsi que, au cours du temps, les écarts se creusent entre les scénarios « SPF-Référence » + « SPF-LoGro » et les scénarios alternatifs ; ainsi en 2030, on atteint une consommation d'électricité représentant :

- 142 % de la consommation 2009 dans le scénario « SPF-Référence » ;
- 116 % de la consommation 2009 dans le scénario « SPF-LoGro », notre scénario « Tendancier » ;
- 93 % de la consommation 2009 dans le scénario « Stabilisation - Extrapol Objectifs Nationaux », soit une économie de 7 % par rapport à 2009 ;
- 76 % de la consommation 2009 dans le scénario « Réduction - Pro-actif », soit une économie de 24 % par rapport à 2009.

Les pistes pour permettre la sortie du nucléaire tout en satisfaisant la demande de manière optimale sont :

- **les économies d'électricité** à mettre en œuvre dans tous les secteurs de consommation ;
- **le développement des sources d'énergie renouvelables**, productions « décentralisées » par excellence; des politiques volontaristes sont mises en place tant en Régions wallonne et Bruxelloise qu'en Région flamande ;
- **le développement des installations de cogénération**, production décentralisée combinée de chaleur et d'électricité, principalement au départ du combustible gaz naturel ; comme pour les filières d'énergies renouvelables, des politiques volontaristes sont également mises en place tant en Régions wallonne et Bruxelloise qu'en Région flamande. Comme déjà évoqué en introduction, il doit être clair que ce type d'investissement à partir d'une énergie fossile (même si c'est le gaz qui émet le moins de CO₂) ne reste qu'une solution de transition de façon à permettre le développement de 100 % du parc en renouvelable d'ici 2050 ;
- **les améliorations technologiques des unités de production classiques.**

Les trois premières pistes sont développées dans les pages qui suivent.

Les économies d'électricité

Les scénarios « Alternatifs » intègrent la mise en œuvre d'économies d'électricité **dans tous les secteurs de consommation. Ces économies représentent la première piste permettant la sortie du nucléaire.**

Le potentiel d'économies d'électricité a été analysé de manière approfondie dans deux études.

1. Etude de l'Université d'Anvers

Dès 1995, une équipe de l'Université d'Anvers (STEM) a évalué à 35 % le potentiel d'économies d'électricité rentables et réalisables sur quinze années, dont le tableau qui suit est une synthèse mise à jour sur base des consommations 2009.

Economies potentielles d'électricité par secteur

(source : STEM, Université d'Anvers – Les consommations prennent en compte l'année 2009)

Consommation finale d'électricité en 2009 : 76.555 GWh (= énergie appelée : 80.194 GWh - pertes de 3.639 GWh)		
Secteur	Consommation 2009 en GWh ¹²	Economies potentielles d'électricité
Résidentiel et assimilé	18.833	<ul style="list-style-type: none">● Electroménagers : de 36 à 74 % (63 % en moy.)● Eclairage : de 50 à 80 % (68 % en moy.)● Chauffage et chauffe-eau électriques : cela représente une consommation comprise entre 5.500 et 6.000 GWh, soit 25 % de la consommation résidentielle totale ou 7,6 % de la consommation totale du pays Economie moyenne sur 15 ans : -45 % Soit 8.475 GWh
Industrie	34.833	<ul style="list-style-type: none">● Applications motrices (70 à 75 % de la consommation industrielle) : de 8 à 26 % pour les machines et de 41 à 73 % pour les pompes● Eclairage : de 50 à 85 %● Electrolyse : 16 % Economie moyenne sur 15 ans : -25 % Soit 8.708 GWh
Tertiaire	18.603	<ul style="list-style-type: none">● Eclairage (50 % de la consommation du secteur) : de 73 à 85 %● Ventilation et conditionnement d'air (20 % du secteur) : 72 à 82 % Economie moyenne sur 15 ans : -45 % Soit 8.371 GWh
Objectifs d'économies réalisables après 15 ans = 25.554 GWh par an <ul style="list-style-type: none">● 90 % du potentiel rentable d'économies● 80 % du remplacement des chauffages et chauffe-eau électriques existant Soit une moyenne de 33 % d'économies possibles sur 15 ans par rapport au scénario de base		

¹² Estimations 2009 calculées pour chaque secteur de consommation sur une base identique aux répartitions des différents secteurs pour l'année 2008.

2. Etude du Fraunhofer Institute

Plus récemment, en mai 2003, le Fraunhofer Institute (Allemagne) a publié l'étude « 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 », à la demande du Secrétaire d'Etat pour l'énergie et le développement durable ; cette étude indique, suivant deux scénarios, un potentiel de réduction de la consommation d'électricité :

	Année 2012	Année 2020
Scénario Benchmarking	-7.173 GWh	-10.333 GWh
Scénario économiquement justifié et techniquement faisable	-11.714 GWh	-18.818 GWh

Le scénario Benchmarking est plus volontariste que notre scénario « Stabilisation », celui-ci étant pris à l'horizon 2030 (-5.812 GWh en 2030 par rapport à 2009).

Le scénario « économiquement justifié et techniquement faisable » est proche de notre scénario « Réduction » pris à l'horizon 2030 (-19.107 GWh en 2030 par rapport à 2009).

Comment réduire les consommations d'électricité ?

Les moyens disponibles pour mener une politique d'efficacité énergétique visant une réduction des consommations doivent être mis en oeuvre, de manière complémentaire et intégrée aux différents niveaux institutionnels (fédéral, régional et communautaire).

Ces moyens sont les suivants :

- les mesures contraignantes (normes, règlements, tarification,...) ;
- les mesures d'incitation financière (fiscalité, TVA réduite, primes, aides aux investissements et aux entreprises...) ;
- les mesures en faveur de la recherche-développement (pour développer des produits plus performants et plus économes,...) ;
- les mesures d'information, de sensibilisation et de formation.

Cependant, quand on observe l'évolution des consommations électriques des pays industrialisés et de la Belgique en particulier, on constate qu'elles n'ont pas cessé d'augmenter (du moins jusqu'en 2004), tant dans les secteurs professionnels que résidentiels. Les ménages font en effet une utilisation de plus en plus massive d'appareils électroménagers ou électroniques en tous genres qui explique en grande partie la dérive des consommations alors que ces appareils ne cessent de se perfectionner et d'être plus efficaces. Il suffit de penser aux lampes à basse consommation qui consomment 5 fois moins d'électricité pour délivrer une même énergie lumineuse.

Comment expliquer ce paradoxe ?

Il faut savoir que le consommateur « moyen » est d'abord et avant tout préoccupé par sa facture d'électricité et pas vraiment par sa consommation. D'ailleurs, ce même consommateur connaît rarement cette dernière. Ce qu'il sait, c'est ce qu'il paie. Si le prix du kWh baisse, sa consommation aura tendance à augmenter et sa facture restera plus ou moins constante. Il suffira pour cela de s'acheter une deuxième télévision (basse consommation !!), d'éclairer le jardin toute la nuit (avec des lampes économiques !!) de s'acheter une mini chambre froide (A++ !!) pour garder le vin à la température idéale, etc... Les exemples sont très nombreux ; les économistes appellent ce phénomène l'effet rebond.

Si par contre, le prix du kWh augmente, les consommateurs et en particulier les consommateurs résidentiels chercheront à s'adapter pour consommer moins d'électricité et maintenir ainsi, de nouveau, leur facture plus ou moins constante.

Certains économistes¹³ ont montré qu'à long terme, l'élasticité de la demande d'électricité par rapport au prix (et même d'énergie en général) est proche de -1. Cela veut dire, qu'à long terme, si les prix (en termes réels) sont multipliés par deux, les consommations auront tendance à être divisées par deux.

Une solution, augmenter les prix de l'électricité ?

La conclusion semble donc s'imposer. Il faudrait augmenter les prix de l'électricité pour faire baisser les consommations, au moins pour le secteur résidentiel, les consommateurs professionnels étant soumis à d'autres contraintes économiques.

Mais une mesure de ce genre ne peut pas se prendre à la légère. Aujourd'hui déjà, de nombreux citoyens précarisés ont du mal à payer leur facture d'électricité. Il faut donc proposer que le prix des premières tranches de consommation, celles qui correspondent à des besoins de base des ménages soient bon marché. Par contre, plus on monte dans les tranches de consommation, plus il faut que le prix soit élevé.

On parle alors de tarification progressive. L'idée n'est pas de pénaliser l'usage raisonnable de l'électricité mais bien le mésusage, la consommation débridée et largement superflue de cette énergie.

Comme ce sont les ménages aux revenus les plus élevés qui sont les plus gros consommateurs d'électricité, l'Etat pourrait utiliser les revenus générés par ces hausses de prix sur les tranches supérieures de consommation pour aider les plus pauvres à s'équiper en appareils performants et peu consommateurs d'énergie.

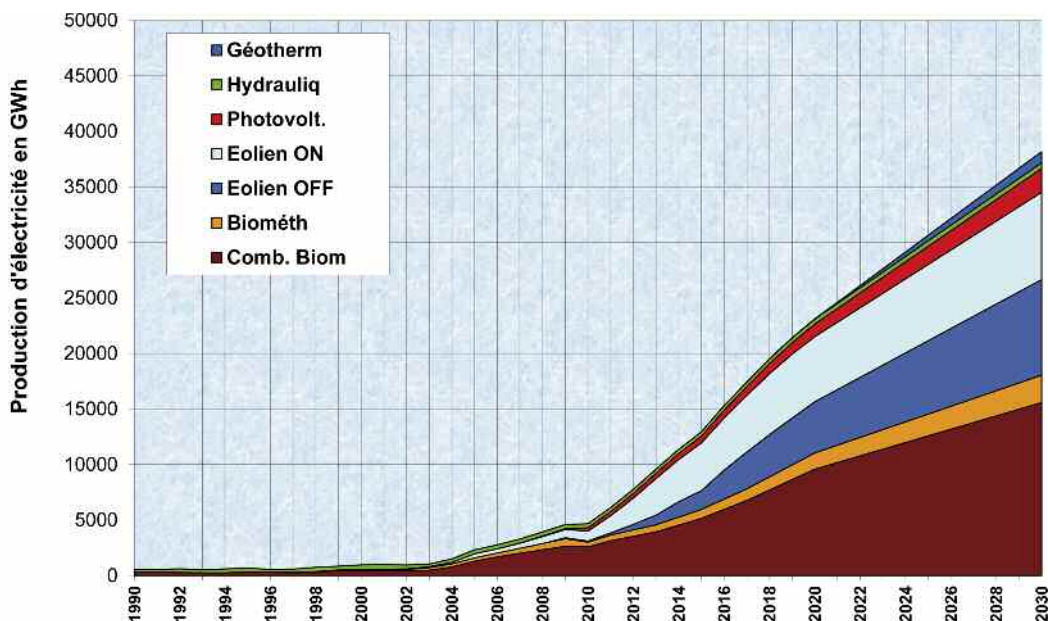
En plus d'être écologique, la tarification progressive peut être un mécanisme de redistribution des revenus.

¹³ Aviel VERBRUGGEN -De ware energie factuur - 2008

Développement des filières « énergies renouvelables »

Le scénario « *Extrapolation Objectifs Nationaux* » considère la concrétisation des objectifs fixés d'ici 2020 par le Plan National 2020, prévoyant un objectif pour l'électricité de 20,9 % en 2020, objectif fixé pour la Belgique dans le cadre de la Directive européenne relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable. Une extrapolation réaliste est réalisée pour la période 2020-2030.

Scénario d'évolution des énergies renouvelables en Belgique d'ici 2030 *Extrapolation Objectifs Nationaux*



Année	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
% conso. R	0,8	0,9	1,2	2,7	5,8	16,8	31,6	45,3	62,5
% conso. S	0,8	0,9	1,2	2,7	5,8	16,3	29,6	40,2	51,3
% conso. T	0,8	0,9	1,2	2,7	5,8	15,6	26,7	34,2	41,1

Les pourcentages "R" sont calculés par rapport à la consommation totale de l'année concernée du scénario "Réduction", "S" par rapport au scénario "Stabilisation" et "T" par rapport au scénario "Tendanciel".

On peut ainsi constater que :

- le point d'inflexion des courbes est clairement situé entre 2002 et 2003 : ceci démontre l'impulsion donnée par les politiques menées sous les législatures précédentes ;
- le scénario propose de retenir globalement, pour la période 2010-2020, une augmentation plus prononcée que pour la période 2003-2010, ceci surtout pour la biomasse et l'éolien, avec une augmentation un peu plus prononcée à partir

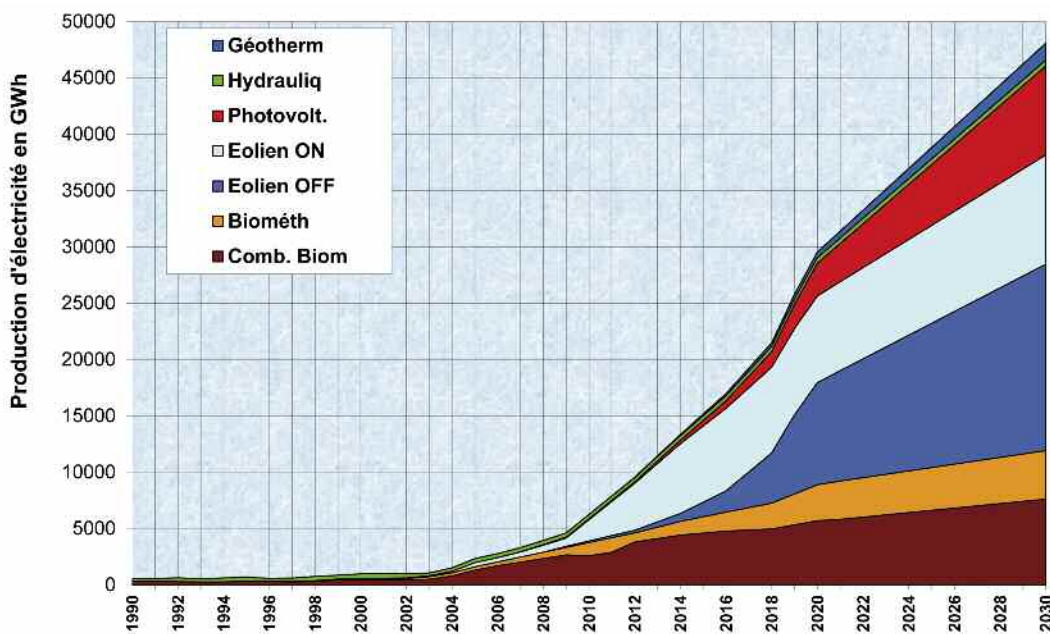
de 2015 pour l'éolien off-shore et la biomasse (pour cette dernière, le taux de croissance observé suppose une importation massive de matières premières), le photovoltaïque ne décollant légèrement qu'à partir de 2015 ;

- l'extrapolation réalisée entre 2020 et 2030 propose de poursuivre les tendances 2015-2020, à l'exception de la biomasse pour laquelle il n'apparaît pas réaliste de poursuivre avec le même taux de croissance (nous estimons même qu'il n'est pas souhaitable de dépendre d'importations massives de ce type de matières premières).

Le scénario « **Pro-actif** » propose d'envisager, dès 2010, une accélération des objectifs régionaux étant donné les perspectives d'évolutions technologiques et économiques réelles attendues notamment pour les filières photovoltaïque et l'éolien off-shore, pour atteindre, entre 2010 et 2020, l'évaluation des différentes filières d'énergies renouvelables de l'étude « REPAP » d'Edora¹⁴. Une extrapolation réaliste, en prolongeant la tendance 2010-2018, est proposée pour la période 2020-2030.

Scénario d'évolution des énergies renouvelables en Belgique d'ici 2030

Pro-actif - Extrapolation Objectifs Edora



Année	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
% conso. R	0,8	0,9	1,2	2,7	7,8	19,6	40,3	57,4	78,7
% conso. S	0,8	0,9	1,2	2,7	7,8	18,9	37,8	50,9	64,6
% conso. T	0,8	0,9	1,2	2,7	7,8	18,1	34,1	43,3	51,8

Les pourcentages "R" sont calculés par rapport à la consommation totale de l'année concernée du scénario "Réduction", "S" par rapport au scénario "Stabilisation" et "T" par rapport au scénario "Tendanciel".

¹⁴ Voir note 5 page 7

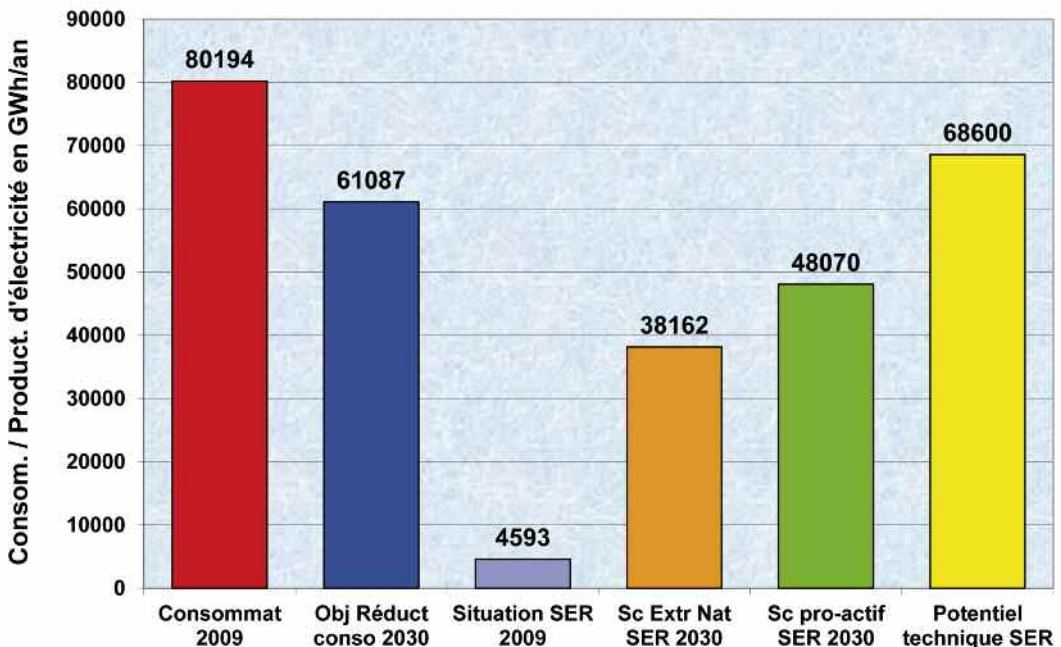
Notons les perspectives très réelles de développement de la production d'électricité d'origine éolienne en Mer du Nord (éolien off-shore). Ce potentiel a été estimé à 24.000 GWh pour l'espace maritime belge¹⁵, le scénario prenant en compte une production de 16.550 GWh en 2030.

Notons encore que, selon les experts, la production « géothermique » pourrait se développer de manière plus volontariste dès 2020, voire 2025 ; cette situation n'a pas été intégrée dans les scénarios, compte tenu de l'impact mineur sur l'évolution des scénarios de production d'ici 2025.

Dès 2015, la production « décentralisée » pourrait atteindre une couverture de l'ordre de 27-29 % de la demande ; il faut dès à présent être attentif au fait que cette situation risque de poser un problème de raccordement au réseau (tant réseau de distribution que de transport à moyenne tension) et qu'il sera donc nécessaire d'adapter celui-ci en conséquence.

Le potentiel technique d'utilisation des énergies renouvelables est cependant encore plus important comme le montre le graphique suivant :

Potentiel d'électricité d'origine renouvelable en Belgique



Les détails relatifs à chaque filière renouvelable sont donnés en annexe 5 page 61.

¹⁵ « Offshore wind energy in the North Sea », DEWI, Deutsches WindEnergie Institut, oct. 2000

Développement des installations de cogénération

Le Plan pour la maîtrise durable de l'énergie pour la Région wallonne, s'est fixé un objectif de couverture des besoins à partir des installations de cogénération de l'ordre de 15 % à l'horizon 2010 et de l'ordre de 30 % pour 2020.

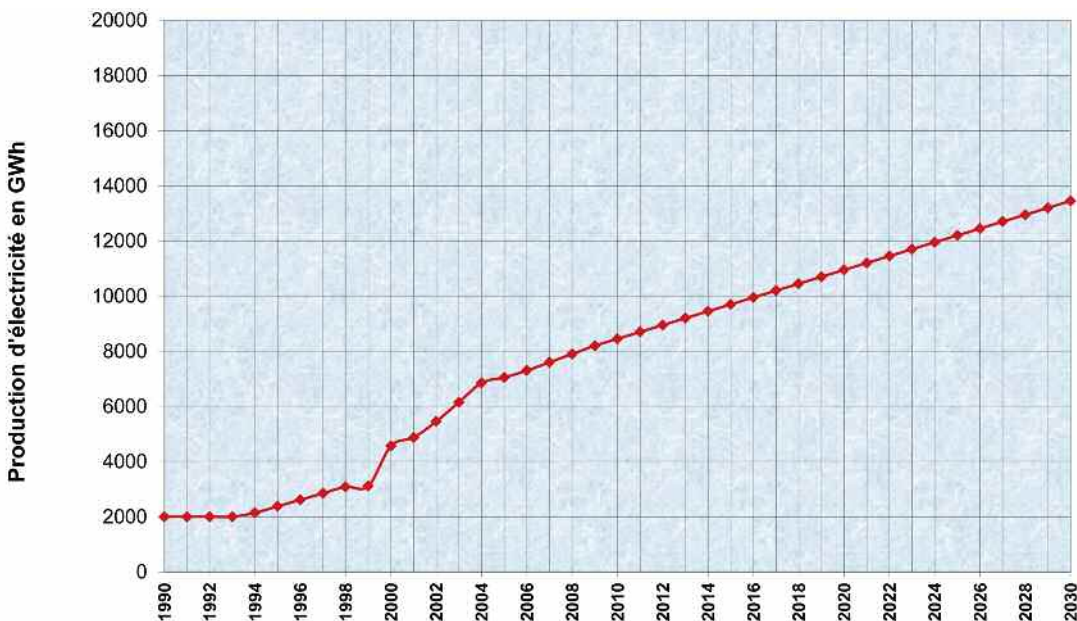
L'étude menée par STEM à l'Université d'Anvers a analysé de manière approfondie les perspectives de développement des installations de cogénération tant au niveau industriel qu'au niveau tertiaire.

L'évaluation totale de l'étude STEM situe le niveau de production (tout en étant économiquement rentable et en prenant en compte le réalisable à une échéance d'environ 15 ans) à un niveau compris entre 23.800 et 35.600 GWh.

L'étude du Fraunhofer Institute a évalué la capacité de développement à plus de 5.000 MW en 2020, soit une production annuelle d'au moins 22.000 GWh. Les perspectives de développement sont applicables de la même manière dans les trois Régions du pays. Le parc était de 1.700 MW en 2007.

Scénario d'évolution de la cogénération en Belgique d'ici 2030

Extrapolation Objectifs Régions



Année	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
% conso. R	3,2	3,2	5,5	8,1	10,6	12,5	14,9	18,1	22,0
% conso. S	3,2	3,2	5,5	8,1	10,5	12,1	14,0	16,0	18,1
% conso. T	3,2	3,2	5,5	8,1	10,5	11,6	12,6	13,6	14,5

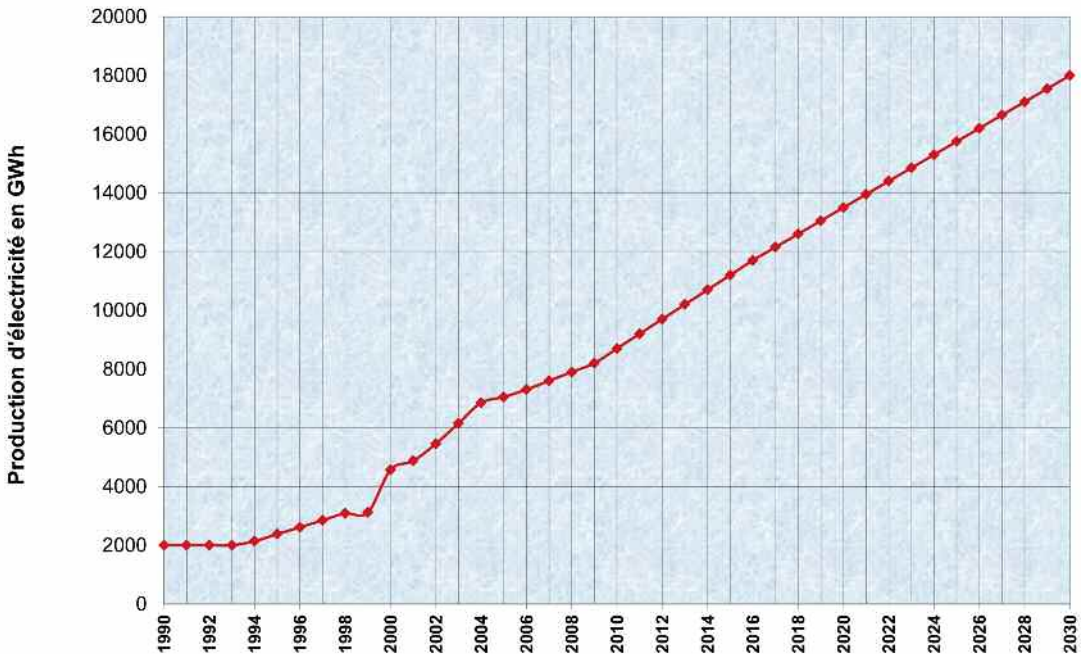
Les pourcentages "R" sont calculés par rapport à la consommation totale de l'année concernée du scénario "Réduction", "S" par rapport au scénario "Stabilisation" et "T" par rapport au scénario "Tendanciel".

Le scénario « **Extrapol. Objectifs Régions** » pour la production d'électricité en cogénération pour l'ensemble de la Belgique est proposé sur base de 40 % des objectifs initiaux wallons en 2020 étant donné que les objectifs prévus initialement étaient trop optimistes, ce qui correspond à poursuivre le tendancier observé sur la période 2004-2009 jusqu'en 2030, soit 13.450 GWh ou de 14,5 % à 22 % en 2030 suivant le scénario de consommation pris en compte :

Le scénario « **Pro-actif** » pour la production d'électricité en cogénération pour l'ensemble de la Belgique est proposé sur base des deux études de potentiel, ce qui correspond à poursuivre le tendancier observé sur l'ensemble de la période 2000-2009 jusque 2030, soit 18.000 GWh ou de 19,4 % à 29,5 % en 2030 suivant le scénario de consommation pris en compte .

Scénario d'évolution de la Cogénération en Belgique d'ici 2030

Extrapolation Objectifs Pro-actif



Année	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
% conso. R	3,2	3,2	5,5	8,1	10,9	14,5	18,4	23,3	29,5
% conso. S	3,2	3,2	5,5	8,1	10,8	14,0	17,3	20,7	24,2
% conso. T	3,2	3,2	5,5	8,1	10,8	13,4	15,6	17,6	19,4

Les pourcentages "R" sont calculés par rapport à la consommation totale de l'année concernée du scénario "Réduction", "S" par rapport au scénario "Stabilisation" et "T" par rapport au scénario "Tendancier".

Synthèse des différents scénarios

Les différentes pistes évoquées ci-dessus en combinaison avec les scénarios de consommation peuvent être synthétisées comme suit, sous forme de graphiques (les détails des tableaux se trouvant en annexes) ; cette synthèse comprend également des hypothèses de réductions d'utilisation des énergies fossiles (charbon, fioul et gaz), par une transformation progressive en unités de cogénération.

Hypothèses retenues pour l'ensemble des scénarios

- A la fin de la période de fermeture des centrales belges, il subsiste une production nucléaire « belge » de l'ordre de 5.700 GWh, correspondant à la quote-part belge dans les unités françaises de Chooz ; cette quote-part n'a cependant pas été prise en compte dans la production proprement dite.
- Le choix a également été fait de minimiser les importations et de ne les réaugmenter que les années où cela s'avère nécessaire durant un court laps de temps et à un niveau le plus faible possible ; ces importations permettent notamment de limiter les investissements qui ne seraient pas utilisés sur le long terme.
- Dès 2010, les unités au fioul sont mises « sous cocon », c'est-à-dire mises provisoirement à l'arrêt et susceptibles moyennant transformations d'être réintroduites dans le parc de production en utilisant d'autres types de combustible.
- Afin de diversifier les sources d'approvisionnement, le choix a été fait de maintenir en activité les plus grosses unités au charbon, compte tenu que des améliorations technologiques sont attendues en ce qui concerne à la fois le rendement de production et la captation des émissions atmosphériques (dont le CO₂) ; progressivement, certaines de ces unités seront transformées soit en unités de cogénération, soit en unités utilisant de la biomasse.

Fin 2025, la production nucléaire à compenser prise en compte est de 46.100 GWh.

Fin 2025, le total des productions renouvelables et cogénération s'établit comme suit :

- Scénario « Extrapolation Objectifs Nationaux » : 42.842 GWh
- Scénario « Pro-actif – Extrapolation Edora » : 54.550 GWh

On constate ainsi que ce dernier scénario permet une substitution totale de la production nucléaire dès la fin du scénario de sortie prévu par la loi de 2003. Ceci ne nécessite pas d'autres investissements que ceux prévus pour le développement des renouvelables et de la cogénération, mais la consommation doit être stabilisée voire réduite.

Scénario « Tendancier »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Extrapolat. Objectifs Nationaux »

Les montées en puissance progressives et conjointes des renouvelables et de la cogénération ne permettent pas seules une substitution totale du parc nucléaire actuel dès 2025 (soit à l'échéance ultime prévue dans la loi de sortie du nucléaire) ; en effet, fin 2025, le supplément des productions renouvelables + cogénération devrait atteindre 30.049 GWh (face aux 46.100 GWh à compenser + 9.465 GWh d'augmentation de consommation) ; il est donc nécessaire de prévoir la construction de nouvelles unités de type TGV.

Pour les centrales au charbon :

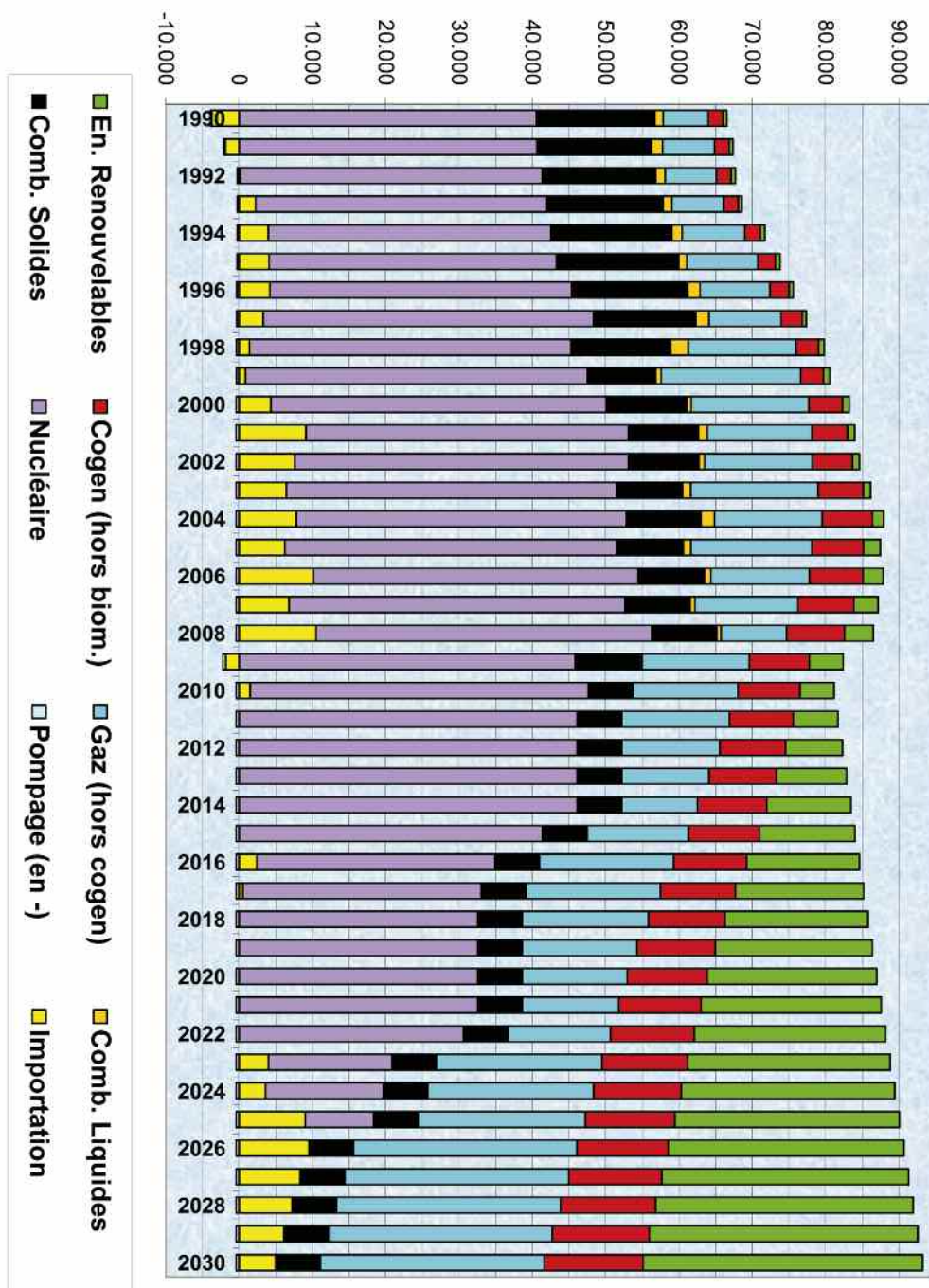
- dès 2010, environ 30 % du parc sera transformé en biomasse ou en cogénération ;
- jusqu'en 2030, il sera nécessaire de maintenir environ 800 MW (ce qui pourrait correspondre aux sites de Genk et de Ruien) fonctionnant encore au charbon.

Pour les centrales au gaz :

- dès 2010 et jusqu'en 2015, les unités utilisant du combustible gazeux seront progressivement transformées en unités de cogénération ;
- entre 2015 et 2026, il sera nécessaire de construire de nouvelles unités TGV pour une puissance totale de 2.300 MW (400 MW en 2015 + 500 MW en 2016 + 500 MW en 2023 + 900 MW en 2026).

De plus, entre 2015 et 2030, il sera nécessaire de recourir à de l'importation d'électricité au cours de 11 années (sur les 21 de la période), le maximum atteignant même une proportion de 10,5 % (en 2026), soit 9.500 GWh, ce qui est inférieur aux importations réalisées en 2006 et 2008.

Production d'électricité en GWh



Scénario « Tendanciel »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Pro-actif – Extrapolat. Edora »

Les montées en puissance progressives et conjointes des renouvelables et de la cogénération ne permettent pas seules une substitution totale du parc nucléaire actuel dès 2025 (soit à l'échéance ultime prévue dans la loi de sortie du nucléaire) ; en effet, fin 2025, le supplément des productions renouvelables + cogénération devrait atteindre 41.757 GWh (face aux 46.100 GWh à compenser + 9.465 GWh d'augmentation de consommation) ; il est donc nécessaire de prévoir la construction de nouvelles unités, mais environ deux fois moins que dans le scénario précédent.

Pour les centrales au charbon :

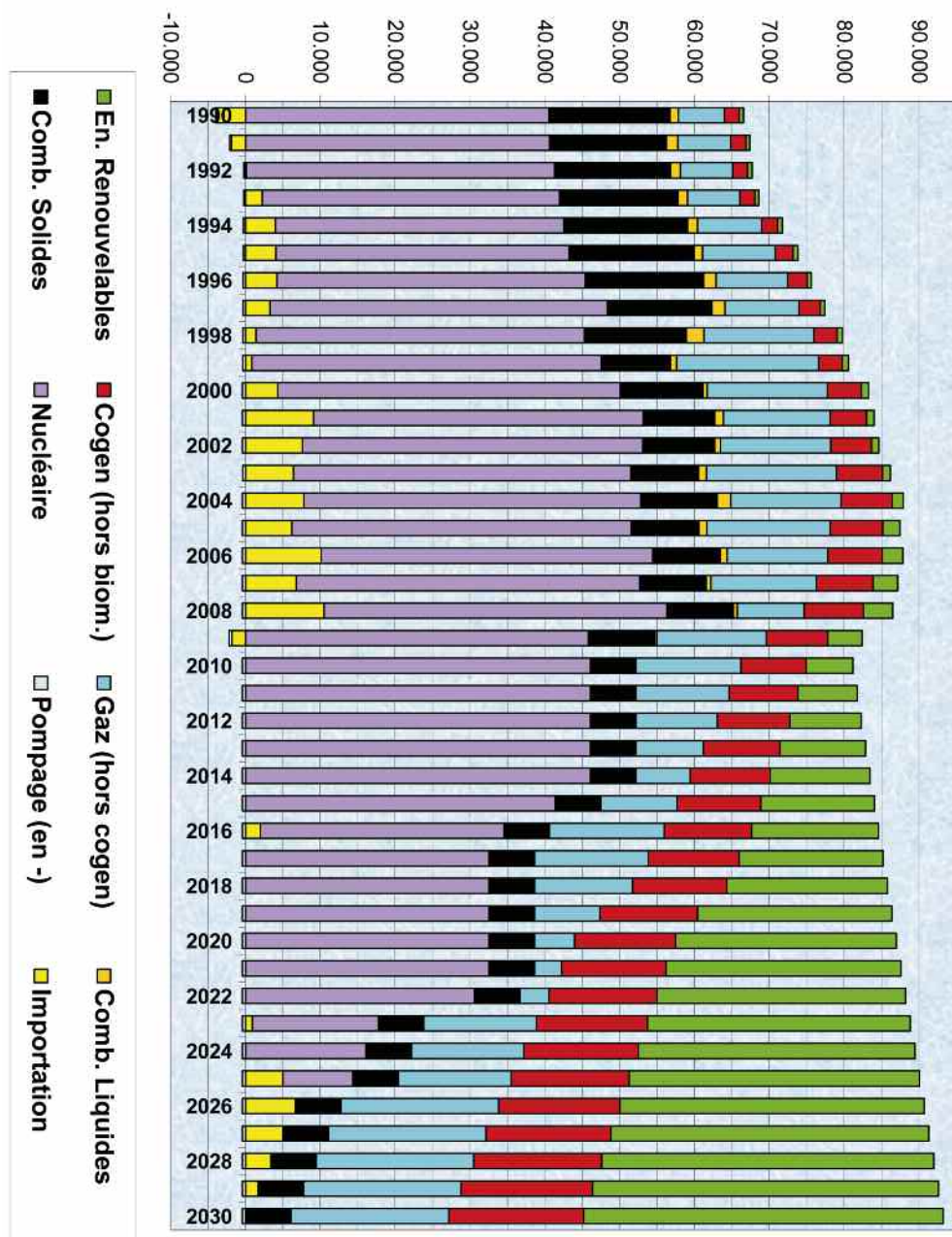
- dès 2010, environ 30 % du parc sera transformé en biomasse ou en cogénération ;
- jusqu'en 2030, il sera nécessaire de maintenir environ 800 MW (ce qui pourrait correspondre aux sites de Genk et de Ruien) fonctionnant encore au charbon.

Pour les centrales au gaz :

- dès 2010 et jusqu'en 2015, environ 50 % des unités utilisant du combustible gazeux seront progressivement transformées en unités de cogénération ;
- entre 2015 et 2026, il sera nécessaire de construire de nouvelles unités TGV pour une puissance totale de 1.760 MW (375 MW en 2015 + 635 MW en 2016 + 750 MW en 2026).

De plus, entre 2015 et 2030, il sera nécessaire de recourir à de l'importation d'électricité au cours de 7 années (sur les 21 de la période), le maximum atteignant une proportion de 7,4 % (en 2026), soit 6.700 GWh, ce qui est inférieur aux importations réalisées en 2006 et 2008.

Production d'électricité en GWh



Scénario « Stabilisation »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Extrapolat. Objectifs Nationaux »

Les montées en puissance progressives et conjointes des renouvelables et de la cogénération ne permettent pas seules une substitution totale du parc nucléaire actuel dès 2025 ; en effet, fin 2025, le supplément des productions renouvelables + cogénération devrait atteindre 30.049 GWh (face aux 46.100 GWh à compenser - 3.924 GWh de diminution de consommation) ; il est donc nécessaire de prévoir la construction de nouvelles unités, mais deux fois moins que dans le scénario tendanciel.

Pour les centrales au charbon :

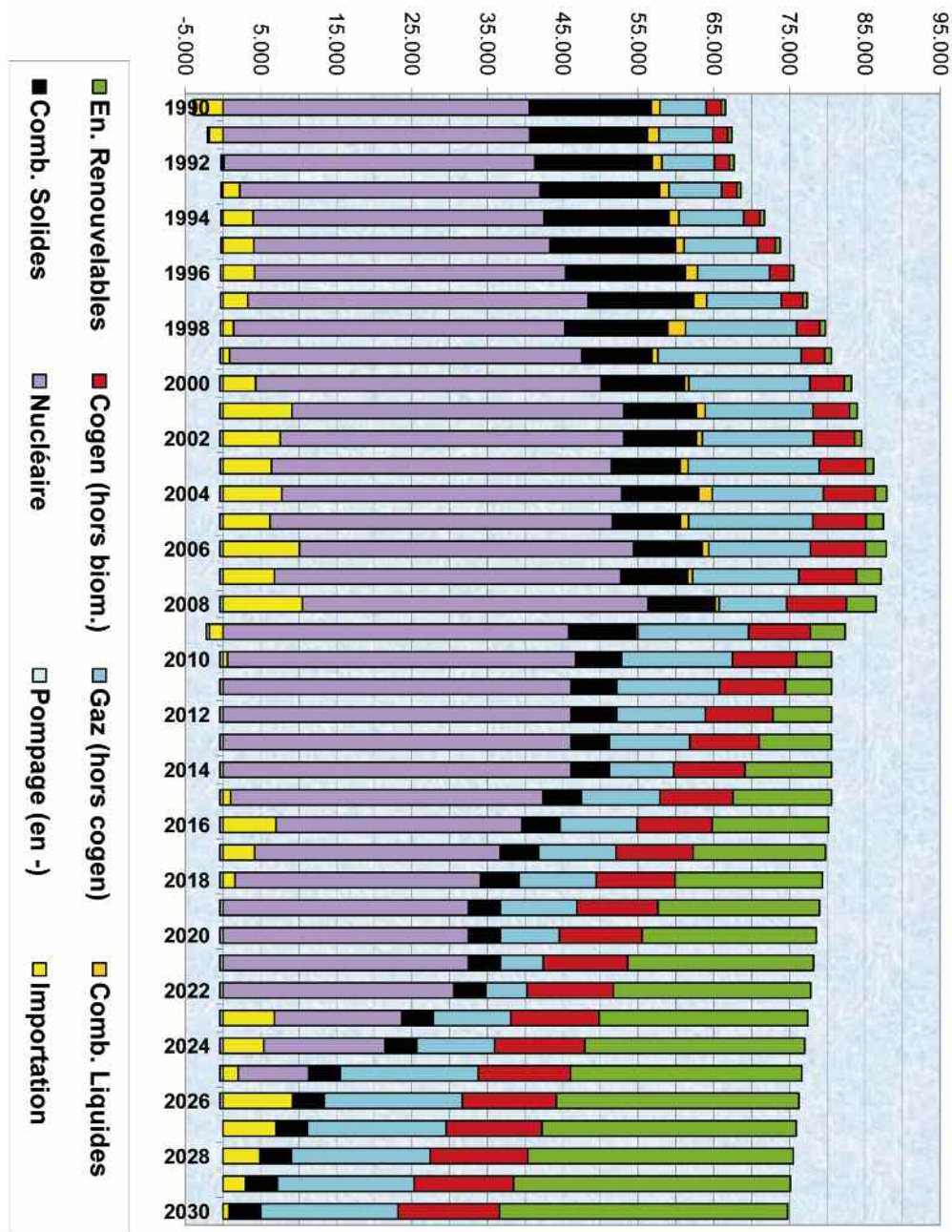
- dès 2010, environ 30 % du parc sera transformé en biomasse ou en cogénération + 11 % en 2013 + 10 % en 2019;
- de 2019 jusqu'en 2030, il sera nécessaire de maintenir environ 520 MW (ce qui pourrait correspondre au seul site de Genk) fonctionnant encore au charbon.

Pour les centrales au gaz :

- dès 2010 et jusqu'en 2015, environ 40 % des unités utilisant du combustible gazeux seront progressivement transformées en unités de cogénération ;
- entre 2015 et 2026, de nouvelles unités TGV seront nécessaires pour une puissance de 1.250 MW (250 MW en 2015 + 1.000 MW en 2025).

De plus, entre 2015 et 2030, il sera nécessaire de recourir à de l'importation d'électricité au cours de 13 années (sur les 21 de la période), le maximum atteignant une proportion de 12 % (en 2026), soit 9.200 GWh, ce qui est inférieur aux importations réalisées en 2006 et 2008.

Production d'électricité en GWh



Scénario « Stabilisation »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Pro-actif – Extrapolat. Edora »

Les montées en puissance progressives et conjointes des renouvelables et de la cogénération permettent une substitution totale du parc nucléaire actuel dès 2025 ; en effet, fin 2025, le supplément des productions renouvelables + cogénération devrait atteindre 41.757 GWh (face aux 46.100 GWh à compenser - 3.924 GWh de diminution de consommation).

Pour les centrales au charbon :

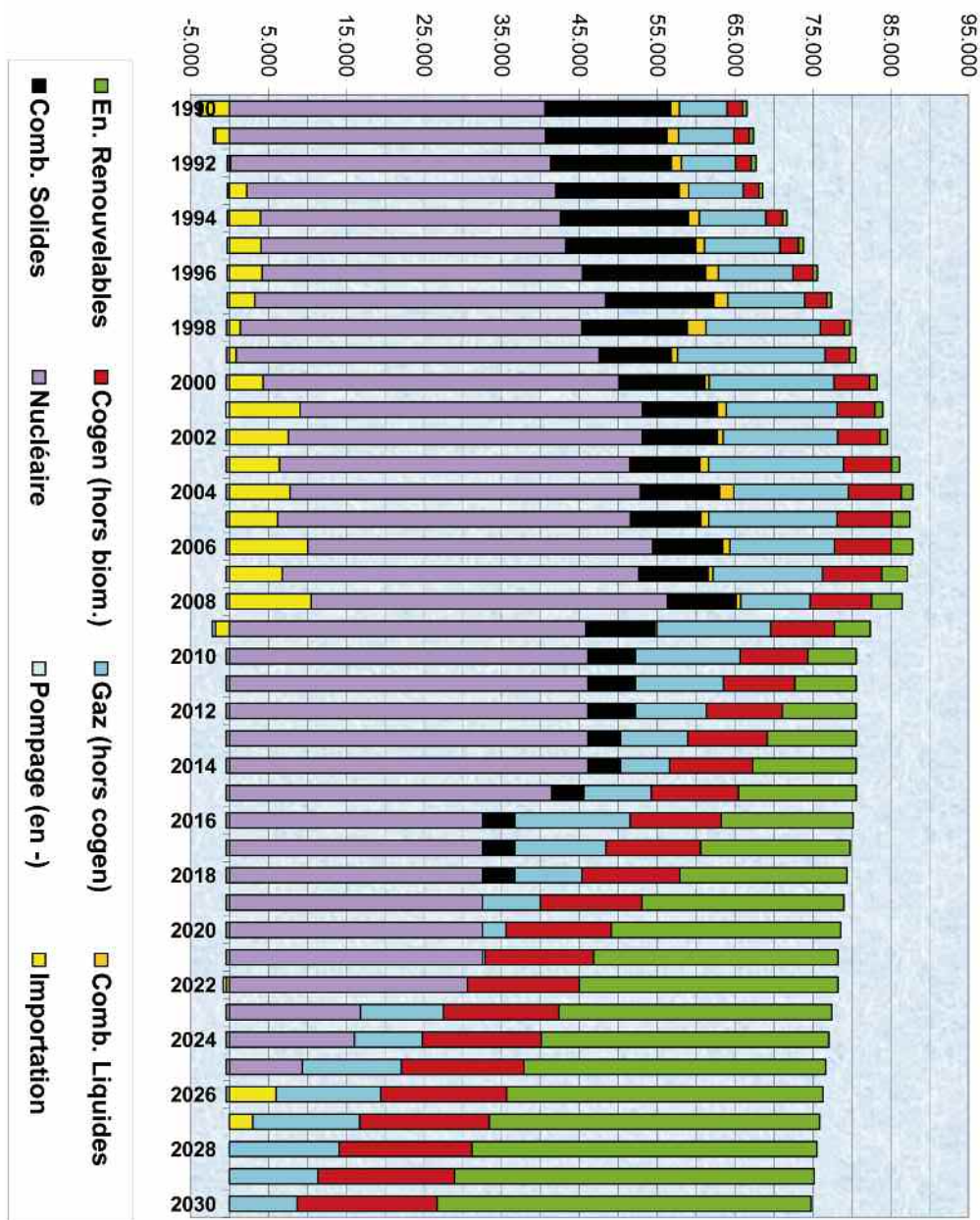
- dès 2010, environ 30 % du parc sera transformé en biomasse ou en cogénération ; 21 % le seront dès 2013 et le solde dès 2019.

Pour les centrales au gaz :

- dès 2010 et jusqu'en 2015, environ 56 % des unités utilisant du combustible gazeux seront progressivement transformées en unités de cogénération ;
- en 2016, il sera nécessaire de construire une (ou deux) nouvelle unité TGV pour une puissance totale de 750 MW ; entre 2016 et 2026, le parc sera progressivement mis sous cocon, puis réactivé en fonction des besoins ;
- dès 2019, le gaz sera le seul combustible fossile qui restera utilisé ;
- en 2030, 60 % du parc « gaz » (hors cogénération) est maintenu en activité.

De plus, entre 2015 et 2030, à l'exception de deux années (2026 et 2027 à raison d'un maximum de 7,9 %), toute importation d'électricité sera supprimée. L'année 2022 verra même une exportation d'électricité.

Production d'électricité en GWh



Scénario « Réduction »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Extrapolat. Objectifs Nationaux »

Les montées en puissance progressives et conjointes des renouvelables et de la cogénération ne permettent pas seules une substitution totale du parc nucléaire actuel dès 2025 ; en effet, fin 2025, le supplément des productions renouvelables + cogénération devrait atteindre 30.049 GWh (face aux 46.100 GWh à compenser - 12.614 GWh de diminution de consommation) ; il est donc nécessaire de prévoir la construction de nouvelles unités, mais en nombre très limité.

Pour les centrales au charbon :

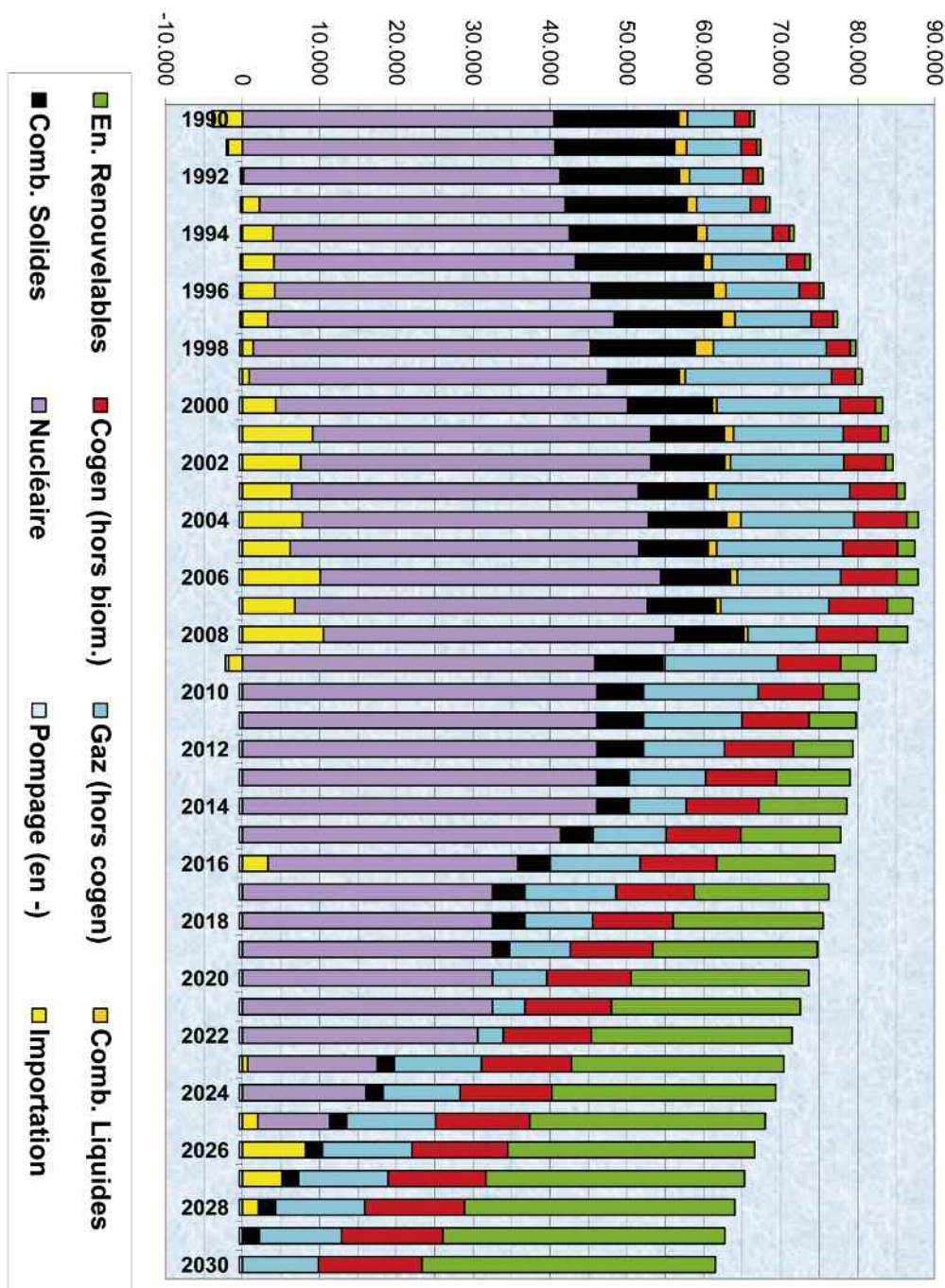
- dès 2010, environ 30 % du parc sera transformé en biomasse ou en cogénération ; 20 % le seront dès 2013 et 25 % dès 2019 ;
- à partir de 2019, seuls 25 % du parc « charbon » subsistera.

Pour les centrales au gaz :

- dès 2010 et jusqu'en 2015, environ 40 % des unités utilisant du combustible gazeux seront progressivement transformées en unités de cogénération ;
- en 2016, il sera nécessaire de construire une nouvelle unité TGV pour une puissance totale de 300 MW ;
- le parc « gaz » sera maintenu entre 2023 et 2028, puis recommencera une nouvelle reconversion à partir de 2029.

De plus, entre 2015 et 2030, il sera nécessaire de recourir à de l'importation d'électricité au cours de 6 années (sur les 21 de la période), le maximum atteignant une proportion de 12 % (en 2026), soit 8.200 GWh, ce qui est inférieur aux importations réalisées en 2006 et 2008.

Production d'électricité en GWh



Scénario « Réduction »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Pro-actif – Extrapolat. Edora »

Les montées en puissance progressives et conjointes des renouvelables et de la cogénération **permettent une substitution totale du parc nucléaire actuel dès 2025** ; en effet, fin 2025, le supplément des productions renouvelables + cogénération devrait atteindre 41.757 GWh (face aux 46.100 GWh à compenser - 12.614 GWh de diminution de consommation).

Pour les centrales au charbon :

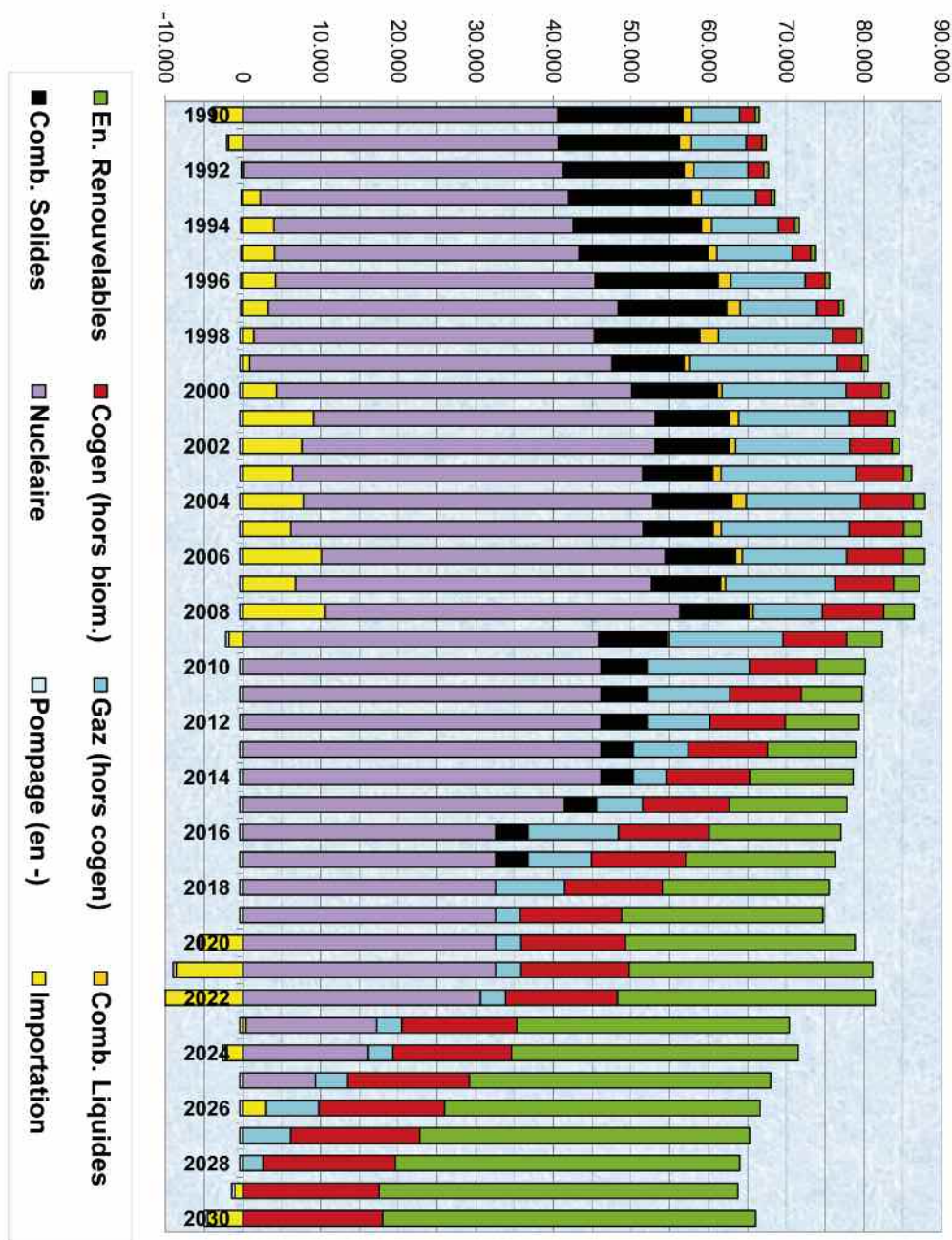
- dès 2010, environ 30 % du parc sera transformé en biomasse ou en cogénération ; 21 % le seront dès 2013 et le solde dès 2018.

Pour les centrales au gaz :

- dès 2010 et jusqu'en 2015, environ 60 % des unités utilisant du combustible gazeux seront progressivement transformées en unités de cogénération ;
- en 2016, il sera nécessaire de construire une (ou deux) nouvelle unité TGV pour une puissance totale de 700 MW ; entre 2016 et 2028, le parc sera progressivement mis sous cocon, puis réactivé en fonction des besoins ;
- dès 2018, le gaz sera le seul combustible fossile qui restera utilisé. On cessera de l'utiliser dès 2029.

Dès 2020, le maintien en activité des derniers réacteurs nucléaires entre clairement en compétition avec le développement des renouvelables et de la cogénération, de sorte que 6 années voient un solde exportateur d'électricité (avec un maximum de 14 % en 2022) ; seuls deux années (2023 et 2026) nécessitent une importation qui reste néanmoins très limitée (maximum 4,5 %), soit 3.000 GWh.

Production d'électricité en GWh



Réduction globale des émissions de CO₂ même en sortant du nucléaire

Il convient de noter que la production d'électricité a connu une progression de + 20 % entre 1990 et 2000, ceci dans une situation de stabilisation de la production nucléaire, tout en émettant 8 % de CO₂ de moins (ceci uniquement en modernisant le parc de production). On peut donc considérer que le secteur de production d'électricité respecte déjà aujourd'hui l'objectif fixé par le Protocole de Kyoto pour 2010.

Sur base des différents scénarios d'évolution de la consommation et de la production d'électricité, l'évolution des émissions de CO₂ du secteur électrique se ferait comme suivant les graphiques présentés dans les trois pages qui suivent.

On peut constater que le scénario « Tendanciel » ne permet pas d'atteindre, en fin de période, un niveau des émissions qui s'inscrive dans une perspective de réduction plus importante à l'avenir, de type post-Kyoto.

Le scénario « Stabilisation » permet d'atteindre, tant en 2020 qu'en 2030, un niveau des émissions intermédiaire compatible avec des réductions post-Kyoto et même au-delà.

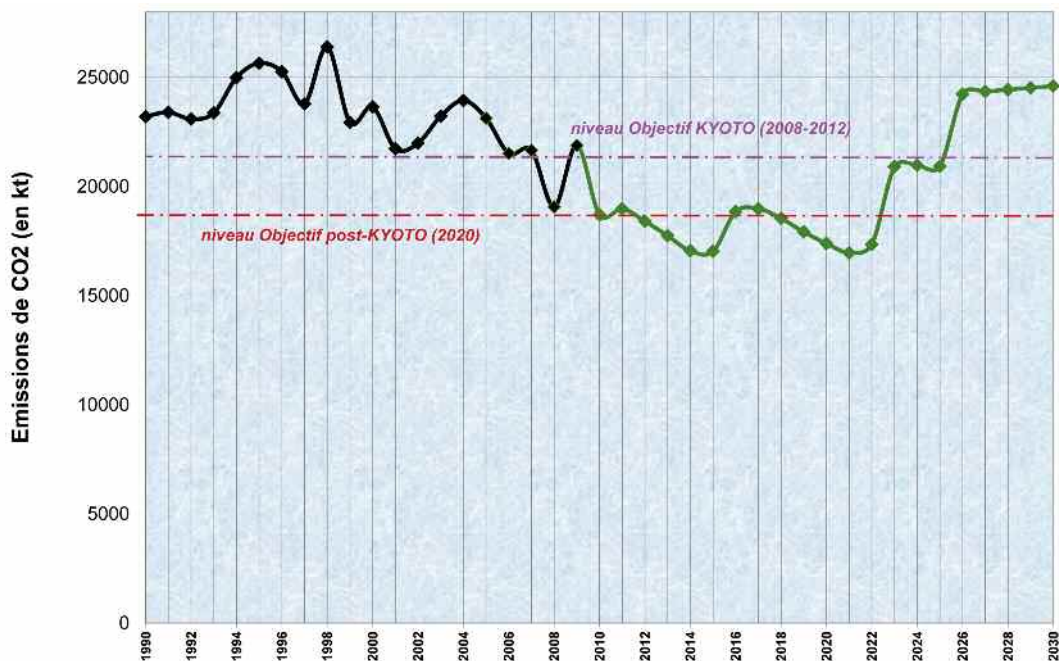
Le scénario « Réduction » permet d'atteindre, tant en 2020 qu'en 2030, un niveau des émissions compatible avec les perspectives de réduction supplémentaire des émissions de gaz à effet de serre préconisée par la communauté scientifique.

Evolution des émissions de CO₂ des centrales électriques belges par rapport à leurs émissions de l'année de référence 1990

Scénario	Extrapolation Objectifs Nationaux		Pro-actif – Extrapolation Objectifs Edora	
	2020	2030	2020	2030
Tendanciel	-25 %	+6 %	-39 %	-6 %
Stabilisation	-46 %	-26 %	-68 %	-55 %
Réduction	-64 %	-40 %	-68 %	-72 %

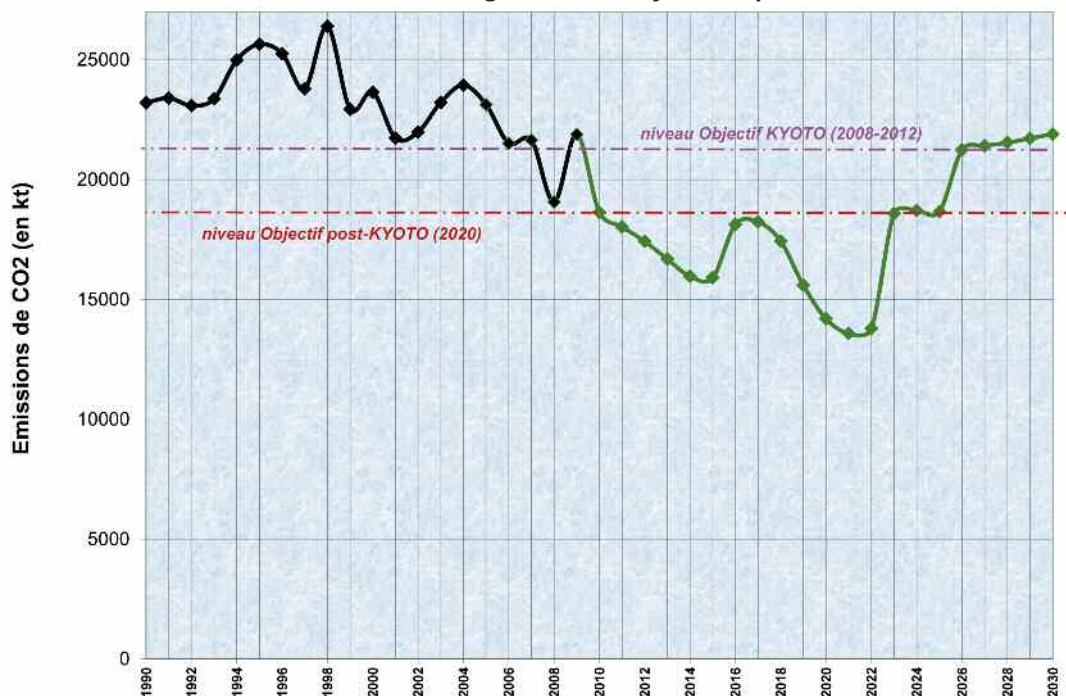
Scénario « Tendanciel »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Extrapolat. Objectifs Nationaux »



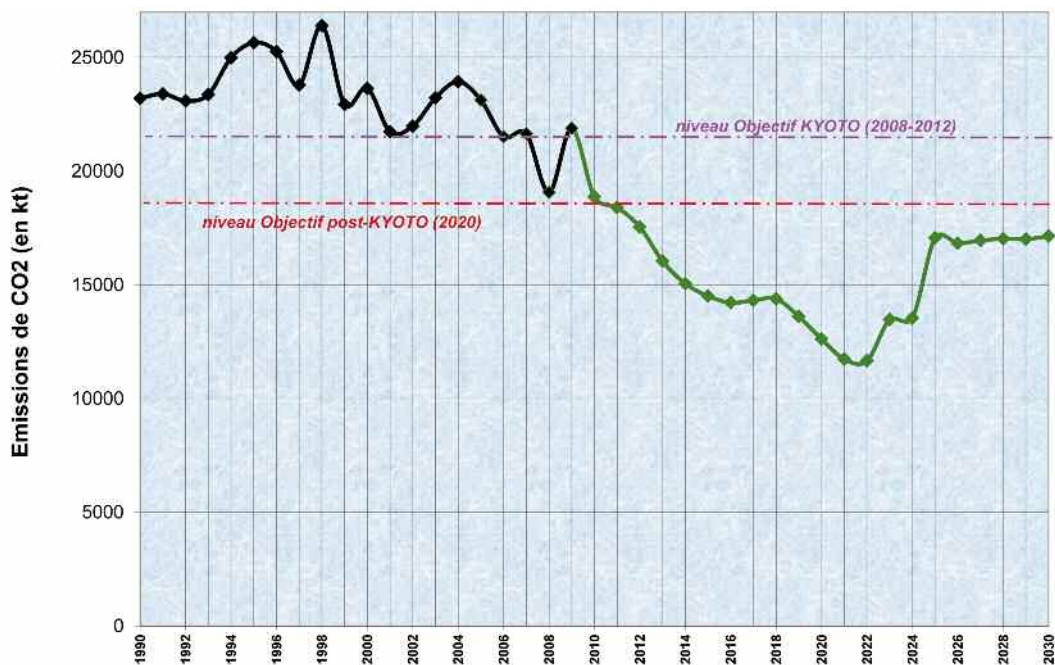
Scénario « Tendanciel »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Pro-actif – Extrapolat. Edora »



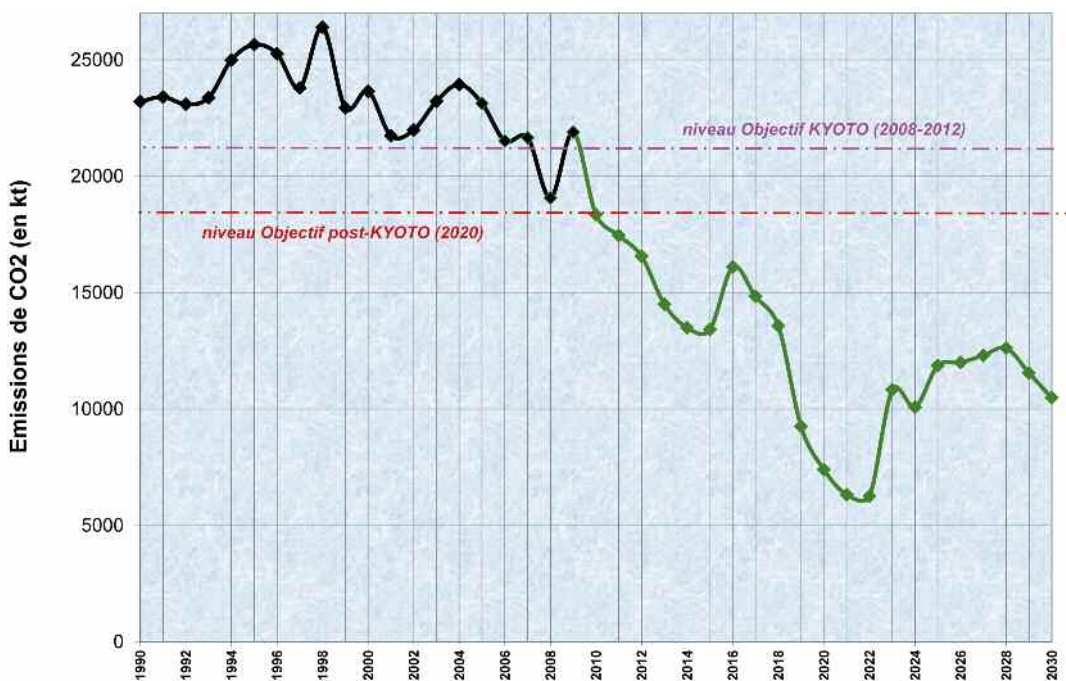
Scénario « Stabilisation »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Extrapolat. Objectifs Nationaux »



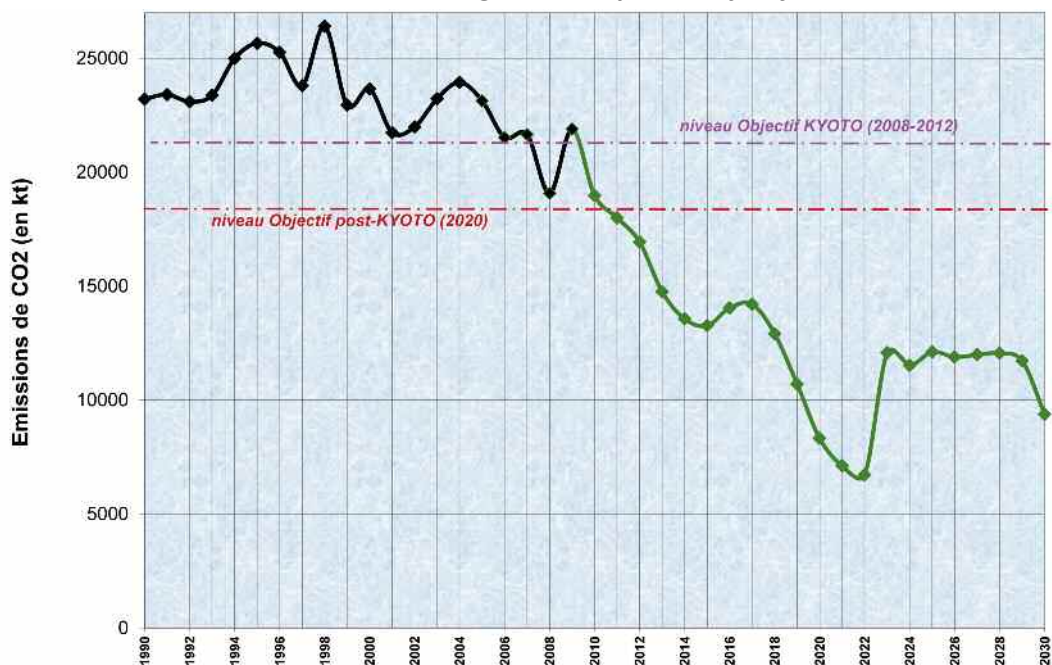
Scénario « Stabilisation »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Pro-actif – Extrapolat. Edora »



Scénario « Réduction »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Extrapolat. Objectifs Nationaux »

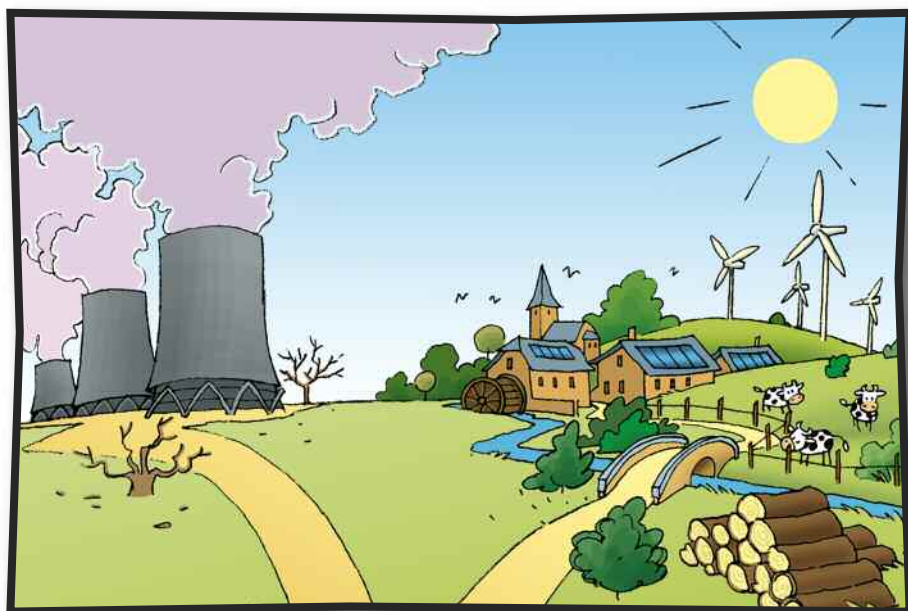


Scénario « Réduction »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Pro-actif – Extrapolat. Edora »



ANNEXES



1. Les nouveaux usages de l'électricité
2. Politique d'aide au développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité
3. Situation du nucléaire dans les pays de l'Union européenne
4. Tableaux des différents scénarios
5. Détails relatifs aux différentes filières des énergies renouvelables

Annexe 1 : Les nouveaux usages de l'électricité

L'électricité comme vecteur énergétique de remplacement

Il est clair qu'il est nécessaire aujourd'hui de maîtriser puis de faire baisser les consommations électriques et l'histoire nous apprend que les politiques mises en place jusqu'ici ont échoué dans cette tâche. Toutefois, il est possible voire souhaitable que pour certaines utilisations la consommation d'électricité augmente à l'avenir. Nous pensons particulièrement à la consommation de chauffage des ménages où des pompes à chaleur performantes peuvent efficacement se substituer à des consommations de mazout, de gaz naturel ou même de bois. De même, l'essor des voitures électriques régulièrement annoncé et sans cesse reporté pourrait effacer une partie de la consommation d'essence, de diesel et de LPG mais induire une consommation supplémentaire d'électricité. Notons toutefois que ces solutions n'ont de sens que si l'électricité est alors produite localement par des moyens renouvelables.

Le cas des voitures électriques

Une remarque s'impose d'emblée. Les industriels de l'automobile nous annoncent depuis de nombreuses années l'arrivée de la voiture électrique comme une solution de remplacement idéale qui nous permettra de nous passer de pétrole et d'avoir un impact sur l'environnement proche de zéro. A y regarder de plus près, on ne peut que rester sceptique devant de telles affirmations. L'ADEME, l'Agence (française) de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie a ainsi réalisé une étude testant les consommations des voitures électriques. Une Berlingo électrique est annoncée comme consommant 25 kWh/100 km ce qui correspond grosso modo à 2,5 litres de diesel / 100 km. Mais attention, pour produire ces 25 kWh/100 km il a fallu brûler dans une centrale électrique classique des combustibles fossiles correspondant à une quantité de 5 à 7,5 litres de gasoil, soit à peu près la consommation d'une Berlingo classique à essence ou au diesel. En gros, on n'a rien gagné si ce n'est une légère diminution de notre dépendance pétrolière.

Remplacer les moteurs thermiques par des moteurs électriques dans les voitures actuelles ne servira donc à rien sinon à permettre aux géants de l'automobile de continuer à faire comme si notre dépendance à la voiture n'était pas un de nos problèmes majeurs. Le passage aux voitures électriques ne sera réellement bénéfique que s'il s'accompagne d'une redéfinition des fonctions de la voiture et de sa conception technique. La fonction de la voiture est donc à redéfinir. Est-il bien raisonnable de continuer dans la voie sans issue de l'automobilité en augmentant le nombre de routes, d'autoroutes qui génèrent mécaniquement un supplément de

trafic et donc de consommation ? A terme l'usage de la voiture individuelle devra diminuer au profit des modes doux (vélo, marche à pied) et des transports en commun.

Mais il faut aussi redessiner fondamentalement les voitures de demain. Est-il bien raisonnable d'utiliser une voiture à 5 places qui pèse 1,5 tonne pour transporter un adulte qui pèse 75 kg, en général seul dans son véhicule ? Aujourd'hui, on constate même que les voitures ont tendance à prendre de plus en plus d'embonpoint pour de prétendues raisons de confort et de sécurité. A-t-on vraiment besoin d'une climatisation quand on roule en Europe du Nord ? On constate également que les Formule 1 qui dépassent les 300 km/h sont aussi légères que sécurisées pour leur pilote ?

Il est aussi frappant de constater que presque tous les constructeurs s'engouffrent aujourd'hui dans la voie des batteries au lithium alors même qu'on sait dès à présent que le matériau est rare. Il s'agit en plus de technologies extrêmement complexes qui nécessitent des spécialistes de plus en plus pointus alors que d'autres technologies plus simples et moins polluantes semblent à portée de main comme la voiture à air comprimé¹⁶ ou encore la voiture mue à la force du mollet avec une assistance électrique¹⁷ à l'instar des vélos électriques qui commencent à sortir de l'anonymat. Le point commun de tous ces véhicules ? Leur petite taille, leur faible poids permettant une puissance et des consommations réduites. Sans même en arriver à des modèles aussi novateurs et efficaces, on trouve déjà sur le marché des véhicules électriques du type de la REVA¹⁸ qui consomme de l'ordre de 10 kWh/100 km.

Cela étant, si ces véhicules légers se développent, ils induiront un supplément de consommation électrique qu'il faut anticiper. Ainsi si nous supposons que 50 % du parc de voitures de 2007 (estimé à 5 millions de voitures) étaient remplacés par des voitures électriques à faible consommation (de type REVA – 10 kWh/100 km) et que grâce à une politique de transfert vers d'autres formes de mobilité, ces mêmes voitures ne roulaient plus que 10.000 km par an au lieu des 15.000 km moyens actuels, le surcroît de consommation électrique ne serait que de 2.500 GWh soit à peu près 3 % de la consommation électrique belge de 2007.

Estimation du parc de voitures en 2007 en Belgique	5.000.000
Distance moyenne parcourue par une voiture par an	10.000
Part de voitures électriques dans le total (sur base du parc 2007)	50 %
Consommation de ces voitures électriques de type REVA (10 kWh/100 km) (GWh)	2.500

¹⁶ <http://mdi.lu> - l'air comprimé n'étant qu'un moyen très simple de stocker de l'énergie électrique.

¹⁷ <http://www.twike.com>

¹⁸ <http://www.reva-car.be>

Le cas du chauffage résidentiel par pompes à chaleur

Un raisonnement similaire peut être tenu dans le cas du secteur résidentiel où le chauffage par pompe à chaleur peut s'avérer être une bonne solution technique si l'isolation de la maison a été améliorée et si les performances de la pompe à chaleur sont élevées (coefficient de performance [COP] >3,5).

Le SPF Economie indique que la consommation de combustibles des ménages en 2007 a atteint 6.271 ktep (soit 73.000 GWh) pour un nombre de ménages égal à 4,5 millions soit 1,4 tep par ménage en moyenne (ou encore 16.000 kWh).

De nouveau, si nous supposons que 50 % de ces ménages réalisent d'abord d'importants travaux d'isolation qui permettent de diminuer leurs besoins thermiques par deux et qu'ils les satisfassent alors à l'aide de pompes à chaleur présentant un COP de 4, la surconsommation électrique induite s'élèverait à 4.558 GWh soit 5,4 % de la consommation électrique belge en 2007.

Nombre de ménages belges en 2007	4.500.000
Consommation totale de combustible des ménages belges en 2007 (GWh)	72.919
Part des ménages s'équipant de pompes à chaleur performante	50 %
Consommation électrique de ces pompes à chaleur (GWh)	4.558

Estimation de l'augmentation totale de la consommation d'électricité pour ces nouveaux usages

Le total pris en compte est de 8 % au bout de la période considérée, soit 2030.

L'augmentation moyenne prise en compte est ainsi de 0,5 % par an entre 2015 et 2030.

Annexe 2 : Politique d'aide au développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité

La réalisation du scénario le plus volontariste en matière de recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité (scénario pro-actif-Edora) nécessite la mise en œuvre des mécanismes d'incitation les plus performants. Le contexte politique actuel depuis l'adoption de la directive européenne de 2001 (2001/77/CE) modifiée par la directive de 2009 (2009/28/CE)¹⁹ relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, est certes plus favorable qu'auparavant et a entraîné les Etats membres dans une dynamique jusqu'alors très inégalement présente au sein de l'Union européenne. La Belgique et ses régions se trouvaient en queue de peloton. Les outils d'incitation mis en place ont permis le décollage des différentes filières (éolien, photovoltaïque, cogénération) mais il n'est pas évident qu'ils soient adaptés à la réalisation d'objectifs plus ambitieux comme celui envisagé par le scénario pro-actif.

Par ailleurs, le contexte européen reste globalement favorable à l'énergie nucléaire du fait de l'existence du traité Euratom. Celui-ci a favorisé le démarrage de l'industrie nucléaire dès son adoption en 1957. Il a aussi permis à cette industrie de perpétuer son emprise sur le secteur de la production d'électricité en biaisant en permanence le marché par l'allocation de subsides et de prêts préférentiels et en instaurant des législations particulièrement favorables lui permettant de n'assumer ni l'intégralité des risques d'accident ni les risques en routine pour l'environnement et la santé.

Il serait cohérent aujourd'hui, si on veut vraiment promouvoir les énergies renouvelables, d'abroger le traité Euratom et de lui substituer un traité Eurosol accordant à l'exploitation d'énergies renouvelables un statut qu'elles auraient dû avoir beaucoup plus tôt pour jouer le rôle prépondérant que leurs atouts justifient amplement.

Principaux mécanismes en faveur des énergies renouvelables

Ces mécanismes sont de 6 ordres :

- **subsides à la Recherche** et au Développement par les gouvernements régionaux, nationaux et l'Union européenne ;

¹⁹ La Directive 2009/28/CE est plus complète que la directive de 2001, en ce sens qu'elle vise non seulement le secteur de l'électricité, mais aussi ceux de la chaleur et du transport.

- **subsidés à l'investissement** sous forme de montants accordés par les différents niveaux de pouvoir représentant une part du coût d'investissement engagé ;
- **incitants fiscaux**, sous forme de crédits d'impôt ou d'abattement fiscal ;
- **prêts à faible taux** voire à taux nul accordés aux personnes ou aux collectifs ne disposant pas des fonds nécessaires à l'investissement ;
- **mécanismes de soutien à la production** récompensant financièrement les producteurs de manière à les rendre au minimum concurrentiels par rapport aux producteurs faisant appel aux énergies conventionnelles.
- **investissements d'adaptation du réseau** à une production décentralisée à partir des énergies renouvelables.

A. Subsidés à la Recherche-Développement

De manière à éviter une dispersion des moyens, il est judicieux de cibler les domaines de Recherche les plus prometteurs pour notre pays.

En ce qui concerne la Wallonie, la filière géothermie mérite un programme de Recherche ambitieux, vu les sites potentiels d'exploitation (Mons-Borinage, Verviers, ...) et les compétences universitaires disponibles.

L'exploitation des ressources géothermiques pour la production d'électricité en est à ce jour au niveau d'installations pilotes.

Un deuxième domaine de Recherche-Développement trop peu exploré est celui du stockage de l'électricité qui a fait l'objet de réalisations performantes en Allemagne et aux Etats-Unis. Le stockage de l'électricité est un impératif incontournable si on s'oriente vers un système de production électrique décentralisé basé sur les filières renouvelables.

B. Prêts à faible taux

Il s'agit d'un mécanisme d'incitation particulièrement adapté aux initiatives locales, lesquelles sont les plus aptes à s'inscrire dans une perspective d'autonomie énergétique.

C. Les mécanismes de soutien à la production

Les mécanismes en vigueur à ce jour dans l'Union européenne sont de deux types : le **mécanisme des prix garantis** et le **mécanisme des quotas**.

1. Le mécanisme des prix garantis

Le mécanisme consiste à fixer un prix par kWh spécifique à chaque technologie « renouvelable ». Le gestionnaire du réseau de distribution ou de transport est tenu de racheter toute l'électricité renouvelable produite à un prix supposé refléter le surcoût de l'électricité lié à la technologie mise en œuvre.

2. Les quotas

Ce mécanisme consiste à fixer l'évolution souhaitée de la contribution des différentes filières renouvelables dans la production d'électricité. Les valeurs de cette contribution ou quotas sont établies pour les années à venir.

Soit les autorités compétentes assument la responsabilité d'assurer l'installation des unités de production, soit elles contraignent les fournisseurs ou les producteurs d'électricité.

Cette seconde option a été choisie en Belgique par les Régions qui ont mis en œuvre le système de certificats verts.

2.a. Les appels d'offre

La première option qui met en œuvre un système d'appels d'offre est en principe intéressante en ce qu'elle donne aux pouvoirs publics une grande capacité de contrôle pour la réalisation de son objectif mais elle s'avère très lourde à concrétiser.

Ce mécanisme ne fonctionne à ce jour que pour de grands projets, comme l'éolien off shore (Danemark, France,...) pour lequel il paraît bien adapté.

2.b. Les certificats verts

Le système consiste à contraindre le fournisseur d'électricité à prouver qu'un certain pourcentage de sa production provient de ressources renouvelables (ou de cogénération à haut rendement). Le CV (certificat vert) est un titre transmissible représentant une quantité d'électricité verte, généralement égale à un MWh. Un certain nombre de CV est octroyé aux producteurs d'une telle électricité. Ils permettent à ceux-ci de percevoir, hormis les revenus de la vente ou l'usage personnel de l'électricité produite, des rentrées financières supplémentaires par la revente de ces titres aux fournisseurs. Ces derniers doivent en effet se procurer des CV pour répondre à leur obligation de quotas, CV qu'ils transmettent alors à un organisme compétent chargé du contrôle du respect desdits quotas. Les obligataires chercheront à acheter les CV au plus bas prix bien entendu, ce qui a pour effet de mettre en concurrence les producteurs pour la vente de ces derniers. Théoriquement, le système du marché des CV soutient prioritairement les technologies renouvelables les plus matures.

La Commission européenne a réalisé une analyse comparative des deux principaux mécanismes mis en œuvre sur base de cinq critères exprimés par les qualificatifs adaptable, simple, efficace, rassurant, efficient. Cette analyse comparative a été effectuée à 2 reprises, en 1999²⁰ et en 2008²¹.

²⁰ IE : SEC (1999) 470 final : Working Document de la Commission européenne : "Electricity from renewable energy sources and the internal electricity market".

²¹ IE : SEC (2008) 57: Commission Staff Working Document : "The support to electricity from renewable energy sources".

Les tableaux 1 et 2 ci-après résument l'analyse de la Commission.

Tableau 1 : Mécanismes des prix garantis

Caractéristique	O/N + réserve	Description
Adaptable	Non, mais	Le tarif de rachat ne découple pas l'aide financière en soi de la valeur de l'électricité produite. Les producteurs vendent cette énergie à un opérateur local au prix fixé. L'électricité renouvelable ne peut donc pas être échangée librement sur le marché boursier de l'électricité. Une solution est toutefois possible par le mécanisme des primes.
Simple	Oui	Le système nécessite peu de régulation bureaucratique. Le producteur vend son électricité à un prix fixe pendant une période fixe également.
Efficace	Oui	La production d'électricité de source renouvelable s'est développée de la manière la plus intensive dans les pays où un tel mécanisme a été mis en place.
Rassurant	Oui	Le système assure des rentrées financières fixes et est donc rassurant pour l'investisseur.
Efficient	Non en 1999	1999 : La Commission émet un avis qualitatif sur l'efficacité du mécanisme des prix. Elle est d'avis que le système ne fait pas entrer en compétition les sources d'énergie renouvelables entre elles ou avec les autres sources d'électricité et n'incite donc pas à une réduction des coûts par l'innovation. Le système manque de réactivité face aux possibles réductions de coût. Toute décision de changement de prix se prend en effet au niveau des autorités, d'une part et les producteurs ont tout intérêt à ce que les tarifs de rachat restent élevés, d'autre part.
	Oui en 2008	2008 : La Commission admet une efficacité prouvée dans la pratique de manière générale du mécanisme des prix puisqu'il permet aux énergies renouvelables de s'implanter à un faible coût relatif.

Tableau 2 : Mécanisme des quotas

Caractéristique	O/N + réserve	Description
Adaptable	Oui	Le système met en place un marché de CV séparé du marché de l'électricité, assurant un découplage de l'électricité et de l'aide et permettant aux producteurs de participer à la compétition sur le marché de l'électricité.
Simple	Non	Le système nécessite davantage de bureaucratie et de régulation.
Efficace	Non en 1999	1999 : La production d'électricité de source renouvelable s'est moins développée dans les pays utilisant ce mécanisme que dans les autres. Cependant, cela est principalement dû dans le cas du Royaume-Uni à des problèmes de planning quant à l'octroi des autorisations pour construire à tel ou tel endroit. Ces problèmes ont empêché les investisseurs ayant répondu aux appels d'offre et ayant été sélectionnés de mettre en œuvre la capacité de production prévue dans le contrat.
	Non mais en 2008	2008 : L'efficacité du système ne transparait pas du tout de manière générale bien qu'il soit démontré pour certaines filières dans certains pays (comme la petite hydraulique en Pologne).
Rassurant	Oui mais	Le système est a priori moins rassurant en ce qui concerne les rentrées financières que le mécanisme des prix fixes.
Efficient	Oui en 1999	1999 : Le système pousse à la compétitivité et incite ainsi à une réduction des coûts par l'innovation et la concurrence.
	Non en 2008	2008 : Les coûts sont généralement plus élevés dans les pays ayant un mécanisme de quotas en place.

La formulation diplomatique des commentaires de la Commission ne laisse pas de place au doute. Confrontée aux résultats affichés par les différents Etats membres, elle doit admettre que le mécanisme des prix garantis donne globalement de meilleurs résultats eu égard aux critères retenus. Il semble bien que le principal atout du mécanisme des quotas est sa meilleure adéquation aux choix politiques d'une Europe libérale où la compétitivité est le principal critère de qualité.

Nous pensons quant à nous que les deux critères essentiels pour évaluer les mécanismes d'aide au développement des filières renouvelables sont d'une part la vitesse de développement de ces filières et la capacité d'autonomisation des collectivités locales et régionales.

A cet égard, se libérer de l'emprise des grands acteurs de la production d'électricité semble bien décisif. En effet, ces grands acteurs ne peuvent, pour des raisons évidentes de rentabilité financière, privilégier les filières renouvelables alors qu'ils disposent d'un parc de production nucléaire dont les coûts d'investissement sont déjà amortis. Pour eux, ces filières doivent logiquement rester confinées dans une niche de production limitée ; le mécanisme des quotas est donc parfaitement adapté à leurs souhaits (c'est manifestement le cas de GDF-Suez-Electrabel en Belgique).

Comme le montre en outre l'analyse de la Commission européenne, la simplicité, le caractère rassurant et l'absence des limitations caractéristiques du mécanisme des prix garantis stimule les initiatives citoyennes et politiques locales. C'est la thèse défendue également par le président d'« *Eurosolar et du World Council for Renewable Energy* », Hermann Scheer, dans son brillant plaidoyer pour l'autonomie énergétique publié²² en 2005 et traduit en français en 2007.

En tout état de cause, les quotas actuellement en vigueur en Wallonie n'étaient définis — jusqu'à tout récemment — que jusqu'en 2012 (15,75 %). On constate par ailleurs depuis 2010 une diminution du prix moyen des certificats verts sur le marché ce qui correspond à une offre en excès par rapport à la demande, confirmant ainsi le caractère crucial pour le bon fonctionnement du mécanisme des quotas d'une bonne détermination (à long terme) de ceux-ci.

Conformément à l'arrêté du 30 novembre 2006, le Gouvernement wallon vient de fixer — fin février — les nouveaux quotas applicables à partir du 1 janvier 2013. L'augmentation est portée à 3,65 % par an jusqu'en 2016, ce qui portera le quota à 30,35 % en 2016, soit un niveau très proche de celui revendiqué par Edora. La décision va ainsi dans le bon sens.

Conclusion

Même si le mécanisme des certificats verts apparaît moins performant que celui des prix garantis, il est peu réaliste d'y renoncer en Belgique pour les années à venir.

Le mécanisme est en effet devenu familier après 10 ans de fonctionnement. Par contre, il est souhaitable, comme le propose la CWAPE de définir les quotas jusqu'en 2020 pour sécuriser les investisseurs et de restaurer un système de rachat des CV transparent et facile d'accès pour les investisseurs individuels et les collectivités locales (communes, coopératives citoyennes).

Après 2020, le passage aux prix garantis, système plus efficace, devrait être envisagé et devrait faire l'objet d'une évaluation préalable en 2015 au plus tard.

²² H.Scheer, « *L'autonomie énergétique* », Actes Sud, 2007.

Annexe 3 : Situation du nucléaire dans les pays de l'Union européenne

Il est intéressant de comparer la situation belge à la situation des autres pays de l'Union européenne. Pour des raisons d'évolution historique en termes de développement des unités de production d'électricité, la comparaison est limitée aux pays de l'Europe des 15.

A l'analyse, on constate que :

- sept pays sur quinze n'ont pas du tout d'électricité produite par des centrales nucléaires,
- la Belgique est, avec la France, le seul pays dont la part relative du nucléaire dépasse les 50 %,
- la part du nucléaire est en chute permanente au niveau de l'Europe des 15.

- Pays n'ayant jamais eu de centrales nucléaires : Autriche, Danemark, Grèce, Irlande, Luxembourg, Portugal.
- Pays ayant décidé l'arrêt de ses centrales : Italie.
- Pays ayant décidé un programme de sortie du nucléaire : Pays-bas, Suède, Allemagne, Belgique.
- Pays ayant décidé un moratoire provisoire (à échéance non définie) : Espagne.
- Pays gardant le choix nucléaire (avec arrêt momentané ou ralentissement des investissements dû notamment à une surcapacité) : Grande-Bretagne.
- Pays ayant la volonté de relancer la filière nucléaire : France, Finlande.

Part relative de nucléaire dans les pays d'Europe des 15

Source : Eurostat 2000, 2010 – IAEA 2005, 2009.

Pays	2000	2004	2008
France	76,5 %	78,1 %	76,2 %
Belgique	57,1 %	55,4 %	53,8 %
Suède	38,6 %	51,1 %	42,0 %
Allemagne	30,1 %	27,1 %	28,8 %
Espagne	27,8 %	22,7 %	18,3 %
Royaume-Uni	21,8 %	20,3 %	13,5 %
Finlande	32,1 %	26,5 %	29,7 %
Pays-Bas	4,3 %	3,7 %	3,8 %
Autres	0	0	0
EUR 15	33,1 %	32,1 %	28,8 %

Annexe 4 : Tableaux des différents scénarios

Scénario « Tendanciel »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Extrapolat. Objectifs Nationaux »

	Nucléaire	C. Solides	C. Liquides	C. Gazoux	Pompage	En. Rem.	Cogén.	Importat.	TOTAL
1990	40546	16169	1132	6136	-205	554	2000	-3724	62608
1991	40637	15606	1515	7090	-241	537	2000	-1847	65297
1992	41176	15514	1301	6962	-253	611	2000	128	67439
1993	39736	15853	1239	7009	-245	505	2000	2231	68328
1994	38533	16543	1347	8560	-262	599	2143	3983	71446
1995	39200	16669	1130	9703	-290	659	2378	4072	73521
1996	41197	15824	1655	9550	-306	559	2613	4191	75283
1997	45068	13970	1760	9879	-309	582	2848	3270	77068
1998	43889	13603	2378	14698	-358	736	3083	3270	79421
1999	46662	9283	798	19007	-375	841	3115	852	80183
2000	45746	11055	560	16038	-401	960	4565	4325	82848
2001	44005	9588	1168	14260	-420	992	4872	9106	83571
2002	45499	9629	766	14718	-404	953	5457	7588	84206
2003	45072	9038	1078	17365	-385	1041	6150	6411	85770
2004	45020	10189	1832	14707	-400	1497	6850	7795	87490
2005	45335	9038	1078	16459	-400	2315	7050	6200	87075
2006	44314	9038	896	13450	-400	2762	7300	10100	87460
2007	45853	8880	650	14080	-400	3286	7600	6800	86749
2008	45800	8880	542	8942	-400	3931	7900	10500	86095
2009	45800	8880	278	14643	-400	4593	8200	-1800	80194
2010	46100	6080	0	14357	-400	4664	8450	1500	80751
2011	46100	6080	0	14713	-400	6124	8700	0	81317
2012	46100	6080	0	13396	-400	7760	8950	0	81886
2013	46100	6080	0	11899	-400	9580	9200	0	82459
2014	46100	6080	0	10344	-400	11462	9450	0	83036
2015	41380	6080	0	13820	-400	13037	9700	0	83617
2016	32532	6080	0	18255	-400	15386	9950	2400	84203
2017	32532	6080	0	18362	-400	17518	10200	500	84792
2018	32532	6080	0	17201	-400	19523	10450	0	85386
2019	32532	6080	0	15654	-400	21417	10700	0	85983
2020	32532	6080	0	14302	-400	23121	10950	0	86585
2021	32532	6080	0	13177	-400	24602	11200	0	87191
2022	30592	6080	0	13968	-400	26112	11450	0	87802
2023	16850	6080	0	22564	-400	27622	11700	4000	88416
2024	16083	6080	0	22590	-400	29132	11950	3600	89035
2025	9347	6080	0	22790	-400	30642	12200	9000	89659
2026	0	6080	0	30504	-400	32152	12450	9500	90286
2027	0	6080	0	30581	-400	33657	12700	8300	90918
2028	0	6080	0	30568	-400	35157	12950	7200	91555
2029	0	6080	0	30553	-400	36662	13200	6100	92195
2030	0	6080	0	30549	-400	38162	13450	5000	92841

Scénario « Tendanciel »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Pro-actif – Extrapolat. Objectifs Edora »

	Nucléaire	C. Solides	C. Liquides	C. Gazaux	Pompage	En. Ren.	Cogén.	Importat.	TOTAL
1990	40546	16169	1132	6136	-241	554	0.9%	-3724	62608
1991	40637	15606	1515	7090	-205	537	0.9%	-1847	65297
1992	41176	15514	1301	6962	-253	611	0.8%	128	67439
1993	39736	15853	1239	7009	-245	505	0.7%	2231	68328
1994	38533	16543	1347	8560	-262	599	0.8%	3983	71446
1995	39200	16669	1130	9703	-290	659	0.8%	4072	73521
1996	41197	15824	1655	9550	-306	559	0.7%	4191	75283
1997	45068	13970	1760	9879	-309	582	0.6%	3270	77068
1998	43889	13603	2378	14698	-358	736	0.9%	1392	79421
1999	46662	9283	798	19007	-375	841	1.0%	852	80183
2000	45746	11055	560	16038	-401	960	1.2%	4325	82848
2001	44005	9588	1168	14280	-420	992	1.2%	9106	83571
2002	45499	9629	766	14718	-404	953	1.1%	7588	84206
2003	45072	9038	1078	17365	-385	1041	1.2%	6411	85770
2004	45020	10189	1832	14707	-400	1497	1.7%	7795	87490
2005	45335	9038	1078	16459	-400	2315	2.7%	6200	87075
2006	44314	9038	896	13450	-400	2762	3.2%	10100	87460
2007	45853	8880	650	14080	-400	3286	3.8%	6800	86749
2008	45800	8880	542	8942	-400	3931	4.6%	10500	86095
2009	45800	8880	278	14643	-400	4593	5.7%	-1800	80194
2010	46100	6080	0	14034	-400	6237	7.7%	0	80751
2011	46100	6080	0	12456	-400	7881	9.7%	0	81317
2012	46100	6080	0	10873	-400	9533	11.6%	0	81886
2013	46100	6080	0	9032	-400	11447	13.9%	0	82459
2014	46100	6080	0	7237	-400	13319	16.0%	0	83036
2015	41380	6080	0	10209	-400	15148	18.1%	0	83617
2016	32532	6080	0	15326	-400	16965	20.1%	2000	84203
2017	32532	6080	0	15204	-400	19226	22.7%	0	84792
2018	32532	6080	0	13098	-400	21476	25.2%	0	85386
2019	32532	6080	0	8737	-400	25984	30.2%	0	85983
2020	32532	6080	0	5342	-400	29531	34.1%	0	86585
2021	32532	6080	0	3644	-400	31385	36.0%	0	87191
2022	30592	6080	0	3890	-400	33240	37.8%	0	87802
2023	16850	6080	0	15041	-400	35095	39.7%	900	88416
2024	16083	6080	0	15022	-400	36950	41.6%	0	89035
2025	9347	6080	0	15082	-400	38800	43.3%	5000	89659
2026	0	6080	0	21051	-400	40655	45.0%	6700	90286
2027	0	6080	0	21078	-400	42510	46.8%	5000	90918
2028	0	6080	0	21015	-400	44360	48.6%	3400	91555
2029	0	6080	0	21050	-400	46215	50.1%	1700	92195
2030	0	6080	0	21091	-400	48070	51.6%	0	92841

Scénario « Stabilisation »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Extrapolat. Objectifs Nationaux »

	Nucléaire	C. Solides	C. Liquides	C. Gazoux	Pompage	En. Ren.	Cogén.	Importat.	TOTAL
1990	40546	16189	1132	6136	-205	554	2000	-3724	62608
1991	40637	15606	1515	7090	-241	537	2000	-1847	65297
1992	41176	15514	1301	6962	-253	611	2000	128	67439
1993	39736	15853	1239	7009	-245	505	2000	2231	68328
1994	38533	16543	1347	8560	-262	599	2143	3983	71446
1995	39200	16669	1130	9703	-290	659	2378	4072	73521
1996	41197	15824	1655	9550	-306	559	2613	4191	75283
1997	45068	13970	1760	9879	-309	582	2848	3270	77068
1998	43889	55.3%	13603	3.0%	14698	18.6%	358	-0.5%	79421
1999	46662	58.2%	9283	1.0%	19007	23.7%	375	-0.5%	80183
2000	45746	55.2%	11055	0.7%	16038	19.4%	401	-0.5%	82848
2001	44005	52.7%	9588	1.4%	14260	17.1%	420	-0.5%	83571
2002	45499	54.0%	9629	1.0%	14718	17.6%	404	-0.5%	84206
2003	45072	52.8%	9038	1.3%	17365	20.2%	385	-0.4%	85770
2004	45020	51.8%	10189	1.8%	14707	16.8%	400	-0.5%	87490
2005	45335	52.1%	9038	1.2%	16459	18.8%	400	-0.5%	87075
2006	44314	50.7%	9038	1.0%	13450	15.4%	400	-0.5%	87460
2007	45853	52.9%	8880	1.0%	14080	16.2%	400	-0.5%	86749
2008	45800	53.2%	8880	1.0%	14080	16.2%	400	-0.5%	86095
2009	45800	57.1%	8880	0.3%	14643	18.3%	400	-0.5%	80194
2010	46100	57.9%	6080	0.0%	14696	18.3%	400	-0.5%	80190
2011	46100	57.9%	6080	0.0%	13586	16.9%	400	-0.5%	80190
2012	46100	57.9%	6080	0.0%	11700	14.6%	400	-0.5%	80190
2013	46100	57.9%	5080	0.0%	10630	13.3%	400	-0.5%	80190
2014	46100	57.9%	5080	0.0%	8498	10.6%	400	-0.5%	80190
2015	41380	51.6%	5080	0.0%	10393	13.0%	400	-0.5%	80190
2016	32532	40.8%	5080	0.0%	10241	12.8%	400	-0.5%	79789
2017	32532	41.0%	5080	0.0%	10260	12.9%	400	-0.5%	79390
2018	32532	41.2%	5080	0.0%	10208	12.9%	400	-0.5%	78993
2019	32532	41.4%	4180	0.0%	10169	12.9%	400	-0.5%	78598
2020	32532	41.8%	4180	0.0%	7822	10.0%	400	-0.5%	78205
2021	32532	41.8%	4180	0.0%	5700	7.3%	400	-0.5%	77814
2022	30592	39.8%	4180	0.0%	5491	7.1%	400	-0.5%	77425
2023	16850	21.9%	4180	0.0%	10286	13.4%	400	-0.5%	77038
2024	16083	21.0%	4180	0.0%	10308	13.4%	400	-0.5%	76653
2025	9347	12.3%	4180	0.0%	18301	24.0%	400	-0.5%	76270
2026	0	0.0%	4180	0.0%	18306	24.1%	400	-0.5%	75888
2027	0	0.0%	4180	0.0%	18372	24.3%	400	-0.5%	75509
2028	0	0.0%	4180	0.0%	18344	24.4%	400	-0.5%	75131
2029	0	0.0%	4180	0.0%	18114	24.2%	400	-0.5%	74756
2030	0	0.0%	4180	0.0%	18190	24.6%	400	-0.5%	74382

Scénario « Stabilisation »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Pro-actif – Extrapolat. Objectifs Edora »

	Nucléaire	C. Solides	C. Liquides	C. Gazoux	Pompage	En. Ren.	Cogén.	Importat.	TOTAL
1990	40546	16169	1132	6136	-205	554	0.0%	2000	62608
1991	40637	15606	1515	7090	-241	537	0.0%	2000	65297
1992	41176	15514	1301	6962	-253	611	0.0%	2000	67439
1993	39736	15853	1239	7009	-245	505	0.0%	2000	68328
1994	38533	16543	1347	8560	-262	599	0.0%	2143	71446
1995	39200	16669	1430	9703	-290	659	0.0%	2378	73521
1996	41197	15824	1655	9550	-306	559	0.0%	2613	75283
1997	45068	13970	1760	9879	-309	582	0.0%	2848	77068
1998	43889	13603	1714	14698	-358	736	0.0%	3083	79421
1999	46662	9283	798	19007	-375	841	0.0%	3115	80183
2000	47446	11055	560	16038	-401	960	0.0%	4565	82848
2001	44005	9588	1168	14260	-420	992	0.0%	4872	83571
2002	45499	9629	766	14718	-404	953	0.0%	5457	84206
2003	45072	9038	1078	17365	-385	1041	0.0%	6150	85770
2004	45020	10189	1832	14707	-400	1497	0.0%	6850	87490
2005	45335	9038	1078	16459	-400	2315	0.0%	7050	87075
2006	44314	9038	896	13450	-400	2762	0.0%	7300	87460
2007	45853	8880	650	14080	-400	3286	0.0%	7600	86749
2008	45800	8880	542	0.6%	8942	3931	4.0%	7900	86095
2009	45800	8880	278	0.3%	14643	4593	5.7%	8200	80194
2010	46100	6080	0	0.0%	13473	6237	7.0%	8700	80190
2011	46100	6080	0	0.0%	11329	7881	9.0%	9200	80190
2012	46100	6080	0	0.0%	9177	9533	11.0%	9700	80190
2013	46100	4180	5.0%	0.0%	8663	11447	14.3%	10200	80190
2014	46100	4180	5.2%	0.0%	6291	13319	16.8%	10700	80190
2015	41380	4180	5.2%	0.0%	8682	15148	18.9%	11200	80190
2016	32532	4180	5.2%	0.0%	14832	16965	21.3%	11700	79789
2017	32532	4180	5.3%	0.0%	11702	19226	24.2%	12150	79390
2018	32532	4180	5.3%	0.0%	8605	21476	27.2%	12600	78993
2019	32532	0	0.0%	0.0%	7432	25984	33.1%	13050	78598
2020	32532	0	0.0%	0.0%	3042	29631	37.8%	13500	78205
2021	32532	0	0.0%	0.0%	347	31385	40.3%	13950	77814
2022	30592	0	0.0%	0.0%	0	33240	42.9%	14400	77425
2023	16850	0	0.0%	0.0%	10643	35095	45.8%	14850	77038
2024	16083	0	0.0%	0.0%	8720	36950	48.2%	15300	76653
2025	9347	0	0.0%	0.0%	12773	38800	50.9%	15750	76270
2026	0	0.0%	0.0%	0.0%	13433	40655	53.6%	16200	75888
2027	0	0.0%	0.0%	0.0%	13749	42510	56.3%	16650	75509
2028	0	0.0%	0.0%	0.0%	14071	44360	59.0%	17100	75131
2029	0	0.0%	0.0%	0.0%	11391	46215	61.8%	17550	74756
2030	0	0.0%	0.0%	0.0%	8712	48070	64.6%	18000	74382

Scénario « Réduction »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Extrapolat. Objectifs Nationaux »

	Nucléaire	C. Solides	C. Liquides	C. Gazoux	Pompage	En. Ren.	Cogén.	Importat.	TOTAL
1990	40546	16169	1132	6136	-205	554	2000	-3724	62608
1991	40637	15606	1515	7090	-241	537	2000	-1847	65297
1992	41176	15514	1301	6962	-253	611	2000	128	67439
1993	39736	15853	1239	7009	-245	509	2000	2231	68328
1994	38533	16543	1347	8560	-262	599	2143	3983	71446
1995	39200	16669	1130	9703	-290	659	2378	4072	73521
1996	41197	15824	1655	9550	-306	559	2613	4191	75283
1997	45068	13970	1760	9879	-309	586	2848	3270	77068
1998	43889	13603	2378	14698	-358	732	3083	1392	79421
1999	46662	9283	798	19007	-375	841	3115	852	80183
2000	45746	11055	560	16038	-401	960	4865	4325	82848
2001	44005	9588	1168	14260	-420	992	4872	5106	83571
2002	45499	9629	766	14718	-404	953	5457	7588	84206
2003	45072	9038	1078	17365	-385	1041	6150	6411	85770
2004	45020	10189	1832	14707	-400	1497	6850	7795	87490
2005	45335	9038	1078	16459	-400	2315	7050	6200	87075
2006	44314	9038	896	13450	-400	2762	7300	10100	87460
2007	45853	8880	650	14080	-400	3286	7600	6800	86749
2008	45800	8880	542	8942	-400	3931	7900	10500	86095
2009	45800	8880	278	14643	-400	4593	8200	-1800	80194
2010	46100	6080	0	14895	-400	4664	8450	0	79789
2011	46100	6080	0	12786	-400	6124	8700	0	79390
2012	46100	6080	0	10503	-400	7760	8950	0	78993
2013	46100	4180	0	9938	-400	9580	9200	0	78598
2014	46100	4180	0	7413	-400	11462	9450	0	78205
2015	41380	4180	0	9526	-400	13037	9700	0	77423
2016	32532	4180	0	11701	-400	15386	9950	3300	76649
2017	32532	4180	0	11852	-400	17518	10200	0	75882
2018	32532	4180	0	8839	-400	19523	10450	0	75124
2019	32532	2180	0	7943	-400	21417	10750	0	74372
2020	32532	0	0	7054	-400	23121	10950	0	73257
2021	32532	0	0	4224	-400	24602	11200	0	72158
2022	30592	0	0	3322	-400	26112	11450	0	71076
2023	16850	2180	0	11357	-400	27622	11700	700	70009
2024	16083	2180	0	10014	-400	29132	11950	0	68959
2025	9347	2180	0	11611	-400	30642	12200	2000	67580
2026	0	2180	0	11646	-400	32152	12450	8200	66228
2027	0	2180	0	11667	-400	33657	12700	5100	64904
2028	0	2180	0	11619	-400	35157	12950	2100	63606
2029	0	2180	0	10692	-400	36662	13200	0	62334
2030	0	0	0	9875	-400	38162	13450	0	61087

Scénario « Réduction »

Combiné avec le scénario ER et Cogen « Pro-actif – Extrapolat. Objectifs Edora »

	Nucléaire	C. Solides	C. Liquides	C. Gazoux	Pompage	En. Ren.	Cogén.	Importat.	TOTAL
1990	40546	16189	1132	6136	-205	534	2000	-3724	62608
1991	40637	15606	1515	7090	-241	557	2000	-1847	65297
1992	41176	15514	1301	6962	-253	611	2000	128	67439
1993	39736	15853	1239	7009	-245	505	2000	2231	68328
1994	38533	16543	1347	8560	-262	599	2143	3983	71446
1995	39200	16669	1130	9703	-290	659	2378	4072	73521
1996	41197	15824	1655	9550	-306	559	2613	4191	75283
1997	45068	13970	1760	9879	-309	582	2848	3270	77068
1998	43889	13603	2378	14698	-358	736	3083	1392	79421
1999	46662	9283	798	19007	-375	841	3115	852	80183
2000	45746	11055	560	16038	-401	960	4565	4325	82848
2001	44005	9588	1168	14260	-420	992	4872	9106	83571
2002	45499	9629	766	14718	-404	953	5457	7588	84206
2003	45072	9038	1078	17365	-385	1041	6150	6411	85770
2004	45020	9189	1832	14707	-400	1497	6850	7795	87490
2005	45335	9038	1078	16489	-400	2315	7050	6200	87075
2006	44314	9038	896	13450	-400	2762	7300	10100	87460
2007	45853	8880	650	14080	-400	3286	7600	6800	86749
2008	45800	8880	542	8942	-400	3931	7900	10500	86095
2009	45800	8880	278	14643	-400	4593	8200	-1800	80194
2010	46100	6080	0	13072	-400	6237	8700	0	79789
2011	46100	6080	0	10529	-400	7881	9200	0	79390
2012	46100	6080	0	7980	-400	9533	9700	0	78993
2013	46100	4180	0	7071	-400	11447	10200	0	78598
2014	46100	4180	0	4306	-400	13319	10700	0	78205
2015	41380	4180	0	5915	-400	15148	11200	0	77423
2016	32532	4180	0	11672	-400	16965	11700	0	76649
2017	32532	4296	0	8194	-400	19226	12150	0	75882
2018	32532	4336	0	8916	-400	21476	12600	0	75124
2019	32532	4376	0	3206	-400	25984	13050	0	74372
2020	32532	4446	0	3294	-400	29631	13500	-5200	73257
2021	32532	4516	0	3291	-400	31385	13950	-8600	72158
2022	30592	4306	0	3244	-400	33240	14400	-10000	71076
2023	16850	2416	0	3214	-400	35095	14850	400	70009
2024	16083	2336	0	3226	-400	36950	15300	-2200	68959
2025	9347	1386	0	4083	-400	38800	16750	0	67580
2026	0	0	0	6773	-400	40655	16200	3000	66228
2027	0	0	0	6144	-400	42510	16650	0	64904
2028	0	0	0	2546	-400	44360	17100	0	63606
2029	0	0	0	0	-400	46215	17550	-1031	62334
2030	0	0	0	0	-400	48070	18000	-4583	61087

Annexe 5 : Détails relatifs aux différentes filières des énergies renouvelables

Les tableaux qui suivent présentent les deux scénarios de développement des énergies renouvelables pris en compte dans l'étude, ainsi que les tableaux des potentiels des différentes filières renouvelables.

Les documents de référence utilisés pour l'élaboration des scénarios sont les suivants :

- Commission Ampère, « Rapport de la Commission pour l'analyse des modes de production de l'électricité et le redéploiement des énergies (Ampère) au secrétaire d'Etat à l'énergie et au développement durable », octobre 2000.
- « Plan wallon de maîtrise durable de l'énergie », décembre 2003.
- « Memorandum pour les énergies renouvelables 2004-2009 », Apere, Belsolar, Edora et Valbiom, avril 2004.
- « Voortgangsrapport 2004 bij het Vlaams Klimaatbeleidsplan 2002-2005 », mai 2004.
- « Renewable energy – Evolution in Belgium 1974-2025 », SPSD II, Scientific Support Plan for a Sustainable Development Policy, juin 2004.
- CREG, Commission de régulation de l'électricité et du gaz, « Programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014 », janvier 2005.
- « Evaluation du potentiel des énergies renouvelables en Région wallonne et en Belgique », D. Comblin, Technologies Douces asbl, avril 2005.
- « Etude sur les perspective d'approvisionnement en électricité 2008-2017 », SPF Economie – Bureau du Plan, octobre 2009.
- « National Renewable Energy Source Industry Roadmap Belgium », Edora, février 2010.
- « Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables conformément à la Directive 2009/28/CE », Belgique, novembre 2010.

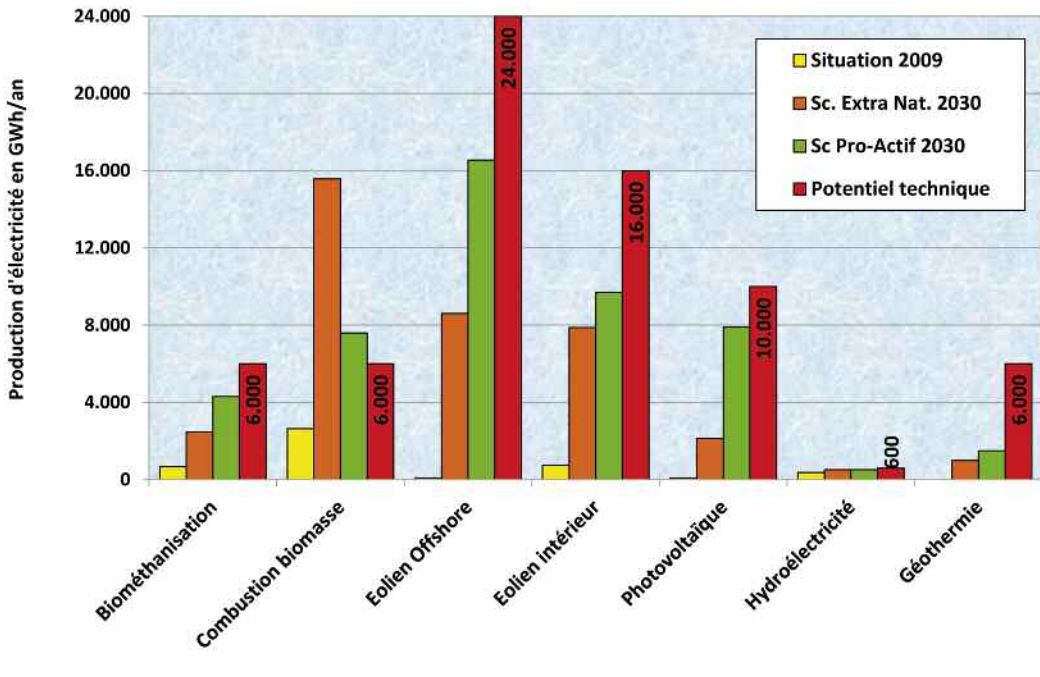
Scénarios Energies Renouvelables - Extrapolation Objectifs Nationaux

	Eolien OFF	Eolien ON	Eolien TOT	Biométh	Comb. Biom	BIOM. TOT	Hydrauliq	Photovolta.	Geoth.	TOTAL
1990		7,6	7,6		0	280	266	0	0	554
1991		7,6	7,6		0	300	229	0	0	537
1992		7,6	7,6		0	263	340	0	0	611
1993		7,6	7,6		0	243	254	0	0	505
1994		9	9		0	240	350	0	0	599
1995	9	9	9	10	300	310	340	0	0	659
1996	9	9	9	20	290	310	240	0	0	559
1997	9	9	9	30	240	270	303	0	0	582
1998	11	11	11	40	300	340	385	0	0	736
1999	13	13	13	70	420	490	338	0,1	0	841
2000	15	15	15	80	410	490	455	0,2	0	960
2001	34	34	34	103	420	523	435	0,3	0	992
2002	57	57	57	120	420	540	355	0,5	0	953
2003	88	88	88	230	480	710	242	0,7	0	1041
2004	133	133	133	280	770	1050	313	1	0	1497
2005	367	367	367	304	1286	1590	356	2	0	2315
2006	378	378	378	340	1680	2020	360	4	0	2762
2007	457	457	457	450	2000	2450	360	19	0	3286
2008	622	622	622	560	2320	2880	365	64	0	3931
2009	96	738	834	670	2640	3310	370	79	0	4593
2010	96	895	991	427	2580	3007	362	304	0	4664
2011	195	1550	1745	509	3132	3641	368	370	0	6124
2012	495	2371	2866	569	3534	4103	373	418	0	7760
2013	868	3304	4172	628	3937	4565	377	466	0	9580
2014	1381	3804	5281	718	4541	5259	384	538	0	11462
2015	1684	4304	6084	807	5145	5952	391	610	0	13037
2016	2603	4704	7403	927	5950	6877	400	706	0	15386
2017	3305	5704	8505	1046	6756	7802	409	802	0	17518
2018	3805	5481	9286	1186	7695	8881	419	915	22	19523
2019	4205	5770	9975	1325	8639	9960	429	1027	26	21417
2020	4605	5669	10474	1464	9575	11039	440	1139	29	23121
2021	5005	6069	11074	1564	10175	11739	450	1239	100	24602
2022	5405	6269	11674	1664	10775	12439	460	1339	200	26112
2023	5805	6469	12274	1764	11375	13139	470	1439	300	27622
2024	6205	6669	12874	1864	11975	13839	480	1539	400	29132
2025	6605	6869	13474	1964	12575	14539	490	1639	500	30642
2026	7005	7069	14074	2064	13175	15239	500	1739	600	32152
2027	7405	7269	14674	2164	13775	15939	505	1839	700	33657
2028	7805	7469	15274	2264	14375	16639	505	1939	800	35157
2029	8205	7669	15874	2364	14975	17339	510	2039	900	36662
2030	8605	7869	16474	2464	15575	18039	510	2139	1000	38162

Scénarios Energies Renouvelables - Pro-actif Extrapolation Objectifs Edora

	Eolien OFF	Eolien ON	Eolien TOT	Biométh	Comb. Biom	BIOM. TOT	Hydrauliq	Photovolta.	Geoth.	TOTAL
1990		7,6	7,6	0	280	280	266	0	0	554
1991		7,6	7,6	0	300	300	229	0	0	537
1992		7,6	7,6	0	263	263	340	0	0	611
1993		7,6	7,6	0	243	243	254	0	0	505
1994		9	9	0	240	240	350	0	0	599
1995		9	9	10	300	310	340	0	0	659
1996		9	9	20	290	310	240	0	0	559
1997		9	9	30	240	270	303	0	0	582
1998		11,1	11,1	40	300	340	385	0	0	736
1999		13	13	70	420	490	338	0,1	0	841
2000		15	15	80	410	490	455	0,2	0	960
2001		34	34	103	420	523	435	0,3	0	992
2002		57	57	120	420	540	355	0,5	0	953
2003		88	88	230	480	710	242	0,7	0	1041
2004		133	133	280	770	1050	313	1	0	1497
2005		367	367	304	1286	1590	356	2	0	2315
2006		378	378	340	1680	2020	360	4	0	2762
2007		457	457	450	2000	2450	360	19	0	3286
2008		622	622	560	2320	2880	365	64	0	3931
2009	96	738	834	670	2640	3310	370	79	0	4593
2010	146	1882	2028	1180	2560	3740	375	94	0	6237
2011	196	3026	3222	1290	2880	4170	380	109	0	7881
2012	236	4170	4406	804	3790	4594	381	123	29	9533
2013	468	5186	5654	1009	4095	5104	395	236	58	11447
2014	700	6203	6903	1215	4401	5616	406	307	87	13319
2015	1289	6770	8059	1449	4580	6029	420	495	145	15148
2016	1878	7337	9215	1686	4759	6445	430	672	203	16965
2017	3166	7479	10645	1990	4852	6842	450	1028	261	19226
2018	4455	7621	12076	2295	4946	7241	455	1384	320	21476
2019	7027	7660	14687	2742	5314	8056	480	2154	407	25784
2020	9060	7700	16760	3190	5683	8873	480	2924	494	29531
2021	9800	7900	17700	3400	5800	9200	485	3400	600	31385
2022	10550	8100	18650	3500	6000	9500	490	3900	700	33240
2023	11300	8300	19600	3600	6200	9800	495	4400	800	35095
2024	12050	8500	20550	3700	6400	10100	500	4900	900	36950
2025	12800	8700	21500	3800	6600	10400	500	5400	1000	38800
2026	13550	8900	22450	3900	6800	10700	505	5900	1100	40655
2027	14300	9100	23400	4000	7000	11000	510	6400	1200	42510
2028	15050	9300	24350	4100	7200	11300	510	6900	1300	44360
2029	15800	9500	25300	4200	7400	11600	515	7400	1400	46215
2030	16550	9700	26250	4300	7600	11900	520	7900	1500	48070

Synthèse du potentiel d'électricité d'origine renouvelable par filière en Belgique



Le potentiel technique est évalué à partir des différentes publications mentionnées page 61, et principalement de l'étude de l'auteur réalisée en avril 2005 pour l'asbl Technologies Douces.

Toutes les valeurs sont exprimées en GWh par an. Les valeurs retenues en 2020 pour les deux scénarios sont celles des objectifs nationaux et d'Edora.

Biométhanisation	Rég Wall.	Rég. Fl.	Belgique	Valeurs retenues 2020	
				Sc Obj. Nat.	Sc Pro-act
Objectifs Nation. 2020			1.464	1.464	
Objectifs EDORA 2020			3.190		3.190
SPSD – BAU 2025			2.000		
SPSD – PROA 2025			2.800		
Potentiel technique	3.200		6.000		
Valeurs retenues 2030				2.464	4.300

Combustion Biomasse	Rég Wall.	Rég. Fl.	Belgique	Valeurs retenues 2020	
				Sc Obj. Nat.	Sc Pro-act
Objectifs Nation. 2020			9.575	9.575	
Objectifs EDORA 2020			5.683		5.683
SPSD – BAU 2025			1.950		
SPSD – PROA 2025			3.900		
Potentiel technique	3.200		6.000		
Valeurs retenues 2030				15.575	7.600

Les deux scénarios considèrent une importation de biomasse, le scénario national déjà dès 2020 pour plus de 50 % du potentiel, mais de +160 % en 2030, le scénario Edora prenant en compte une importation nettement moindre (aucune en 2020 mais +25 % en 2030).

Eolien offshore	Rég Wall.	Rég. Fl.	Belgique	Valeurs retenues 2020	
				Sc Obj. Nat.	Sc Pro-act
Objectifs Nation. 2020			4.605	4.605	
Objectifs EDORA 2020			9.060		9.060
SPSD – BAU 2025			1.500		
SPSD – PROA 2025			8.016		
Potentiel technique	8.000		24.000		
Valeurs retenues 2030				8.605	16.550

Eolien intérieur	Rég Wall.	Rég. Fl.	Belgique	Valeurs retenues 2020	
				Sc Obj. Nat.	Sc Pro-act
Objectifs Nation. 2020			5.869	5.869	
Objectifs EDORA 2020			7.700		7.700
SPSD – BAU 2025			2.835		
SPSD – PROA 2025			4.075		
Potentiel technique	8.000		16.000		
Valeurs retenues 2030				7.869	9.700

Photovoltaïque	Rég Wall.	Rég. Fl.	Belgique	Valeurs retenues 2020	
				Sc Obj. Nat.	Sc Pro-act
Objectifs Nation. 2020			1.139	1.139	
Objectifs EDORA 2020			2.924		2.924
SPSD – BAU 2025			15		
SPSD – PROA 2025			1.040		
Potentiel technique	5.000		10.000*		
Valeurs retenues 2030				2.139	7.900

*potentiel estimé entre 10.000 et 20.000 GWh selon la Commission Ampère (rapport de synthèse p 102).

Hydraulique	Rég Wall.	Rég. Fl.	Belgique	Valeurs retenues 2020	
				Sc Obj. Nat.	Sc Pro-act
Objectifs Nation. 2020			440	440	
Objectifs EDORA 2020			480		480
SPSD – BAU 2025			600		
SPSD – PROA 2025			600		
Potentiel technique	600		600		
Valeurs retenues 2030				510	520

Géothermie	Rég Wall.	Rég. Fl.	Belgique	Valeurs retenues 2020	
				Sc Obj. Nat.	Sc Pro-act
Objectifs Nation. 2020			29	29	
Objectifs EDORA 2020			494		494
SPSD – BAU 2025			600		
SPSD – PROA 2025			600		
Potentiel technique	3.000		600		
Valeurs retenues 2030				1.000	1.500

TOTAUX	Rég Wall.	Rég. Fl.	Belgique	Valeurs retenues 2020	
				Sc Obj. Nat.	Sc Pro-act
Objectifs Nation. 2020			23.121	23.121	
Objectifs EDORA 2020			29.531		29.531
SPSD – BAU 2025			8.900		
SPSD – PROA 2025			20.431		
Potentiel technique	31.000		68.600		
Valeurs retenues 2030				38.162	48.070

Globalement, les scénarios de l'étude SPSP paraissent sous-évalués. On constate aussi que le scénario « pro-actif » prend en compte 70 % du potentiel technique en 2030 et le scénario « Objectif Nat. » 56 % en 2030.

L'avenir énergétique

Après les évènements tragiques survenus tout récemment au Japon, la question n'est plus, aujourd'hui, de savoir s'il faut sortir du nucléaire. Un consensus politique se dessine clairement dans cette voie, tant au niveau belge qu'au niveau européen.

La question est désormais de savoir comment et surtout quand ; le plus vite possible serait le mieux quand on voit les risques encourus. Le délai de cette sortie sera d'autant plus rapide que les politiques seront plus volontaristes pour développer les moyens de production renouvelables et alternatifs.

La sortie du nucléaire ne peut se dissocier de la question plus générale qui est : ***Comment maîtriser la consommation d'électricité et quels moyens de production pour répondre à la demande, tout en permettant la sortie progressive du nucléaire, et en veillant parallèlement à réduire les émissions de gaz à effet de serre ?***

Ainsi, la présente étude analyse deux fois trois scénarios, chacun des trois scénarios de consommation étant combiné avec chacun des deux scénarios de production.

Daniel Comblin

Rue de Perwez,90 - 5310 Liernu. Tél. 081/65.90.34

E-mail : daniel.comblin@skynet.be

Avril 2011

5 € + frais de port

Avec la collaboration de :

Asbl Les Amis de la Terre Belgique

Mundo-N, rue Nanon, 98

5000 Namur

Tél. 081/39.06.39

<http://www.amisdelaterre.be>

Asbl APERe

Rue Royale, 35

1000 Bruxelles

Tél. 02/218.78.99

<http://www.apere.org>

Asbl Grappe

Rue Basse-Marcelle, 26

5000 Namur

Tél. 081/23.09.69

<http://www.grappebelgique.be>

Asbl Nature et Progrès Belgique

Rue de Dave, 520

5100 Jambes

Tél. 081/32.30.69

<http://www.natpro.be>



Édité par les asbl les Amis de la Terre, APERe, Grappe, Nature et Progrès Belgique