

# PERSPECTIVES

## Le paysage énergétique Belge : perspectives et défis à l'horizon 2050

Description d'un scénario de  
référence pour la Belgique

Octobre 2014

## Perspectives

L'une des principales missions du Bureau fédéral du Plan (BFP) est d'aider les décideurs à anticiper les évolutions futures de l'économie belge.

Ainsi, sous la responsabilité de l'ICN, le BFP établit deux fois par an, en février et septembre, des prévisions à court terme de l'économie belge, soit le *Budget économique* en vue, comme son nom l'indique, de la confection du budget de l'Etat et de son contrôle. A la demande des partenaires sociaux, le BFP publie en mai des *Perspectives économiques à moyen terme* dans un contexte international. Dans la foulée sont élaborées, en collaboration avec des institutions régionales, des *Perspectives économiques régionales*. *Nime Outlook* décrit, une fois par an, des perspectives d'évolution à moyen terme de l'économie mondiale. Tous les trois ans, le BFP élabore des *Perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique*. Tous les trois ans également, il réalise, en collaboration avec le SPF Mobilité et Transports, des *Perspectives à long terme de l'évolution des transports en Belgique*. Enfin, le BFP élabore annuellement, en collaboration avec la DGSIE, des *Perspectives de population* de long terme.

Reproduction autorisée, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source.

Éditeur responsable : Philippe Donnay - Dépôt légal : D/2014/7433/20

# Le paysage énergétique belge : perspectives et défis à l'horizon 2050

Description d'un scénario de  
référence pour la Belgique

Octobre 2014



**Bureau  
fédéral du Plan**

Analyses et prévisions économiques

## Contributions

Cette publication a été réalisée par Danielle Devogelaer (dd@plan.be) et Dominique Gusbin (dg@plan.be).

**Bureau fédéral du Plan**

Avenue des Arts 47-49, 1000 Bruxelles

tél. : +32-2-5077311

fax : +32-2-5077373

e-mail : [contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)

<http://www.plan.be>

# Table des matières

<b>Synthèse.....</b>	<b>1</b>
<b>1. Introduction.....</b>	<b>10</b>
<b>2. Méthodologie .....</b>	<b>12</b>
2.1. Description du scénario de référence	12
2.2. Modèle utilisé	13
<b>3. Hypothèses et cadre politique .....</b>	<b>15</b>
3.1. Hypothèses macroéconomiques et démographiques	16
3.2. Prix internationaux de l'énergie	18
3.3. Politiques et mesures	20
3.4. Autres hypothèses	22
<b>4. Résultats.....</b>	<b>25</b>
4.1. Consommation finale d'énergie	25
4.1.1. Industrie	28
4.1.2. Secteur résidentiel	33
4.1.3. Secteur tertiaire	36
4.1.4. Transport	37
4.2. Production d'électricité	43
4.2.1. Énergie appelée	43
4.2.2. Importations nettes	44
4.2.3. Production d'électricité	45
4.2.4. SER-E	47
4.2.5. Capacité de production	48
4.2.6. Investissements	50
4.2.7. Quelques indicateurs	51
4.2.8. Coût de la production électrique	53
4.3. Sources d'énergie renouvelables	55
4.4. Consommation intérieure brute d'énergie	56
4.5. Émissions de gaz à effet de serre	60
4.5.1. Émissions de CO <sub>2</sub>	61
4.5.2. Émissions de GES autres que le CO <sub>2</sub>	63
4.5.3. Émissions totales de GES	64
4.6. Coût du système énergétique	66

<b>5. Analyses complémentaires .....</b>	<b>68</b>
5.1. Adéquation de la production d'électricité	68
5.1.1. Méthodologie	68
5.1.2. Évolution de la charge de pointe	69
5.1.3. Évolution de la capacité de production	70
5.1.4. Analyse de l'adéquation de la production	72
5.1.5. Conclusion	74
5.2. Énergie et compétitivité	75
5.2.1. Cadre de l'analyse	76
5.2.2. Coût des consommations intermédiaires énergétiques	78
5.2.3. Coût unitaire de l'énergie	82
5.2.4. Conclusion	84
<b>6. Analyses de sensibilité.....</b>	<b>86</b>
6.1. Introduction	86
6.2. Évolution du PIB	86
6.2.1. Hypothèse alternative	86
6.2.2. Résultats	88
6.2.3. Conclusion	99
6.3. Évolution des prix énergétiques	99
6.3.1. Hypothèse alternative	99
6.3.2. Résultats	101
6.3.3. Conclusion	111
<b>7. Références .....</b>	<b>113</b>

## Liste des tableaux

Tableau 1	Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique .....	17
Tableau 2	Évolution des prix du carbone dans les secteurs ETS .....	20
Tableau 3	Taux d'actualisation (en termes réels) utilisés dans PRIMES .....	23
Tableau 4	Contribution des différents secteurs à la consommation finale d'énergie .....	28
Tableau 5	Indicateurs relatifs à la production d'électricité .....	51
Tableau 6	Évolution du taux d'utilisation de différents types de centrales.....	52
Tableau 7	Consommation d'énergie primaire et indicateurs y afférents.....	59
Tableau 8	Évolution des émissions de gaz à effet de serre .....	64
Tableau 9	Évolution de la (structure de la) capacité nette de production.....	70

Tableau 10	Hypothèses macroéconomiques dans les variantes de PIB et comparaison avec le scénario de référence.....	88
Tableau 11	Coût des enchères dans les secteurs ETS : scénario de référence vs. variantes de PIB .....	98
Tableau 12	Impact des variantes de prix sur le coût unitaire de l'énergie .....	105
Tableau 13	Coût des enchères pour les secteurs ETS : scénario de référence vs. variantes de prix .....	111

## Liste des graphiques

Graphique 1	Évolution des prix des combustibles fossiles .....	20
Graphique 2	Évolution de la consommation finale d'énergie par forme d'énergie .....	26
Graphique 3	Évolution sectorielle de la consommation finale d'énergie.....	27
Graphique 4	Consommation finale énergétique de l'industrie par branche .....	29
Graphique 5	Taux de croissance annuel moyen de la consommation énergétique des branches industrielles : décomposition entre l'effet activité et l'effet intensité énergétique, période 2010-2030 sur le graphique de gauche et période 2030-2050 sur le graphique de droite.....	29
Graphique 6	Consommation finale énergétique de l'industrie par forme d'énergie.....	31
Graphique 7	Évolution des coûts énergétiques de l'industrie .....	32
Graphique 8	Évolution et décomposition du coût unitaire de l'énergie dans l'industrie .....	33
Graphique 9	Consommation finale d'énergie du secteur résidentiel par forme d'énergie, 2010-2050 .....	33
Graphique 10	Composition des coûts énergétiques dans le secteur résidentiel .....	35
Graphique 11	Évolution et décomposition du coût unitaire de l'énergie dans le secteur résidentiel .....	35
Graphique 12	Consommation finale d'énergie du secteur tertiaire par forme d'énergie .....	36
Graphique 13	Composition des coûts énergétiques dans le secteur tertiaire .....	37
Graphique 14	Évolution et décomposition du coût unitaire de l'énergie dans le secteur tertiaire .....	37
Graphique 15	Consommation finale d'énergie du transport, par type de transport .....	38
Graphique 16	Évolution comparative de l'activité de transport et de sa consommation finale d'énergie ....	38
Graphique 17	Consommation finale d'énergie du transport, par forme d'énergie.....	39
Graphique 18	Structure du parc de voitures selon le type de motorisation (à gauche) et la forme d'énergie (à droite).....	41
Graphique 19	Évolution du parc de voitures selon le type de motorisation .....	42
Graphique 20	Indicateurs relatifs au transport en voiture .....	42
Graphique 21	Énergie appelée en Belgique.....	43
Graphique 22	Importations nettes d'électricité en Belgique.....	44
Graphique 23	Importations nettes d'électricité en provenance des pays voisins .....	45
Graphique 24	Évolution (du mix) de la production nette d'électricité .....	46
Graphique 25	Production nette d'électricité à partir de SER .....	47
Graphique 26	Capacité de production installée.....	48

Graphique 27	Capacité de production installée ventilée en unités existantes et investissements (à gauche) et classification des investissements (à droite) .....	50
Graphique 28	Évolution de la durée d'utilisation moyenne annuelle des centrales au gaz naturel .....	52
Graphique 29	Évolution du coût moyen de la production électrique .....	54
Graphique 30	Indicateurs SER .....	55
Graphique 31	Évolution du PIB, de la CIB et de l'intensité énergétique .....	57
Graphique 32	Composition de la consommation intérieure brute d'énergie .....	58
Graphique 33	Dépendance énergétique .....	58
Graphique 34	Importations nettes par forme d'énergie .....	59
Graphique 35	Consommation d'énergie primaire en Belgique .....	60
Graphique 36	Évolution des émissions de CO <sub>2</sub> énergétique, totales et sectorielles .....	62
Graphique 37	Évolution des gaz à effet de serre en fonction du polluant .....	65
Graphique 38	Évolution des émissions de gaz à effet de serre : ETS vs. non ETS .....	65
Graphique 39	Évolution du coût du système énergétique .....	66
Graphique 40	Évolution de la charge de pointe et de l'énergie appelée .....	69
Graphique 41	Évolution de la capacité nette de production .....	70
Graphique 42	Évolution de la capacité fiable disponible et de la capacité indisponible, 2010-2030 (à gauche) et 2010-2050 (à droite) .....	71
Graphique 43	Évolution de la capacité résiduelle .....	72
Graphique 44	Comparaison entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve (à gauche) et entre la demande et l'offre (à droite) .....	73
Graphique 45	Évolution de l'importance relative des branches en termes de valeur ajoutée .....	77
Graphique 46	Coût des consommations intermédiaires énergétiques de la branche chimie .....	78
Graphique 47	Coût des consommations intermédiaires énergétiques de la branche métallurgie de base .....	80
Graphique 48	Coût des consommations intermédiaires énergétiques de la branche alimentation, boisson, tabac .....	81
Graphique 49	Coût des consommations intermédiaires énergétiques de la branche fabrications métalliques .....	81
Graphique 50	Coût unitaire de l'énergie et facteurs explicatifs, chimie .....	82
Graphique 51	Coût unitaire de l'énergie et facteurs explicatifs, métallurgie de base .....	83
Graphique 52	Coût unitaire de l'énergie et facteurs explicatifs, industrie alimentaire (à gauche) et fabrications métalliques (à droite) .....	84
Graphique 53	Évolution alternative du PIB dans les analyses de sensibilité .....	87
Graphique 54	Évolution de la consommation finale totale d'énergie, scénario de référence vs. variantes de PIB .....	88
Graphique 55	Consommation finale d'énergie de l'industrie dans les variantes de PIB .....	89
Graphique 56	Demande finale d'énergie du secteur résidentiel dans les variantes de PIB .....	90
Graphique 57	Demande finale d'énergie du secteur tertiaire dans les variantes de PIB .....	91
Graphique 58	Consommation finale d'énergie du transport dans les variantes de PIB .....	91



Graphique 59	Énergie appelée dans les variantes de PIB, 2010-2050 .....	92
Graphique 60	Production nette d'électricité dans les variantes de PIB .....	93
Graphique 61	Mix de production dans les variantes de PIB, différence par rapport au REF .....	93
Graphique 62	Classification des investissements nécessaires dans les variantes de PIB.....	94
Graphique 63	Coût de la production d'électricité dans les variantes de PIB en 2030 (à gauche) et 2050 (à droite) .....	95
Graphique 64	Consommation intérieure brute d'énergie dans les variantes de PIB .....	95
Graphique 65	Évolution du prix du CO <sub>2</sub> dans les secteurs ETS (à gauche) et émissions totales de GES dans les variantes de PIB .....	97
Graphique 66	Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans les variantes de PIB : ETS vs. non ETS ..	98
Graphique 67	Évolution alternative des prix énergétiques dans le scénario de référence et les variantes de prix .....	100
Graphique 68	Évolution de la consommation finale totale d'énergie, scénario de référence vs. variantes de prix.....	101
Graphique 69	Consommation finale d'énergie de l'industrie dans les variantes de prix .....	102
Graphique 70	Consommation finale d'énergie du secteur résidentiel dans les variantes de prix .....	103
Graphique 71	Consommation finale d'énergie du secteur tertiaire dans les variantes de prix .....	104
Graphique 72	Consommation finale d'énergie du transport dans les variantes de prix .....	104
Graphique 73	Énergie appelée dans les variantes de prix .....	105
Graphique 74	Mix de production dans les variantes de prix, différence par rapport au REF .....	106
Graphique 75	Mix de production dans le scénario de référence et les variantes de prix en 2030 (à gauche) et 2050 (à droite) .....	106
Graphique 76	Coût de la production d'électricité dans les variantes de prix en 2030 (à gauche) et 2050 (à droite) .....	107
Graphique 77	Consommation intérieure brute d'énergie dans les variantes de prix, .....	108
Graphique 78	Évolution du prix du CO <sub>2</sub> dans les secteurs ETS (à gauche) et émissions totales de GES dans les variantes de prix .....	110
Graphique 79	Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans les variantes de prix : ETS vs. non ETS .....	110
Graphique 80	Coût du système énergétique en % du PIB dans les variantes de prix .....	111



# Synthèse

## Le contexte

Tous les trois ans, le Bureau fédéral du Plan (BFP) publie un volumineux rapport décrivant les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique. La présente publication constitue déjà la cinquième de la série. Les perspectives énergétiques présentées simulent la mise en œuvre du paquet législatif européen Climat-Énergie pour la Belgique d'ici 2020. Toutefois, le rapport ne se limite pas à cet horizon et dresse l'évolution du système énergétique belge jusqu'en 2050, à l'instar des feuilles de route 2050 de la Commission européenne. Par ailleurs, il donne également les chiffres pour l'année 2030. L'analyse de ces perspectives permet d'évaluer, au niveau belge, la nécessité ou non d'adopter et l'ampleur des politiques et mesures supplémentaires compte tenu du cadre européen 2030 pour le Climat et l'Énergie, d'une part, et de la transition vers une société bas carbone en 2050, d'autre part.

Ce rapport s'inspire du scénario de référence pour la Belgique présenté dans la publication de la Commission européenne *EU Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050* (CE, 2013). Il diverge quelque peu de l'étude de la Commission en ce sens qu'il reprend quelques chiffres plus récents et certaines spécificités belges, d'une part, et qu'il se penche également sur quatre variantes construites autour du scénario de référence, d'autre part. Ces variantes illustrent la sensibilité du scénario de référence aux hypothèses d'évolution du produit intérieur brut et des prix des combustibles fossiles. Enfin, ce rapport fait également le point sur deux sujets d'actualité qui dominent le débat énergétique belge, à savoir l'adéquation du futur parc belge de production d'électricité et l'évolution des coûts énergétiques de quelques branches industrielles belges.

## L'approche suivie

Cette édition des perspectives énergétiques pour la Belgique diffère des rapports précédents tant en ce qui concerne l'horizon choisi qu'en ce qui concerne la portée de l'étude. Ainsi, l'horizon retenu dans le présent rapport est l'année 2050 (et donc pas 2020 et 2030 comme dans les publications précédentes) et le champ d'étude se limite à l'analyse d'un seul scénario, qu'on appelle scénario de référence (alors que les publications précédentes analysaient un scénario de référence et des scénarios alternatifs).

Le scénario de référence étudie l'évolution du système énergétique belge à politique inchangée. Les politiques mises en œuvre, les mesures approuvées et les tendances actuelles sont projetées sur un horizon de près de 40 ans. Quarante ans représentent une longue période. Aussi, établir des perspectives couvrant une telle durée semble très ambitieux. Le choix d'un horizon aussi long s'explique par le fait que le secteur énergétique présente, à l'instar de l'industrie et des bâtiments, des cycles d'investissement très longs. De ce fait, la plupart des investissements d'infrastructure et autres investissements de capacité entrepris à court terme seront toujours présents en 2030 (et par la suite). Par conséquent, avoir une idée du paysage énergétique futur (en tenant compte d'un certain nombre d'incertitudes) peut être très instructif pour les investisseurs et les parties concernées en général.

En ce qui concerne l'élaboration du scénario de référence, la mise en œuvre du paquet européen Climat-Énergie pour 2020 influence l'évolution des émissions de gaz à effet de serre et des sources

d'énergie renouvelables (SER). En d'autres termes, le scénario de référence part du principe que les objectifs spécifiques fixés dans le paquet législatif Climat-Énergie seront atteints. Pour élaborer les projections jusqu'en 2050, différentes modalités sont utilisées en fonction de l'horizon de temps retenu. Pour 2020, il s'agit des modalités décrites dans le paquet législatif Climat-Énergie, à savoir un objectif européen pour les secteurs ETS et 27 objectifs nationaux pour les secteurs non ETS. Pour l'après 2020, on suppose que le système ETS sera maintenu et que le facteur de réduction linéaire annuel de -1,74% continuera à être appliqué. En revanche, plus aucun objectif (national) n'est avancé pour le secteur non ETS. En ce qui concerne le volet SER du paquet Climat-Énergie, l'objectif national détermine l'ampleur des efforts à déployer. Pour les années postérieures à 2020, on suppose que l'objectif ne sera pas prolongé ni renforcé.

### Les principaux messages

Cette analyse véhicule essentiellement six messages qui sont résumés par thème ci-dessous. Ces messages sont également présentés de manière structurée dans un tableau repris à la fin de cette synthèse.

*Les mesures d'efficacité énergétique ne manquent pas leur cible et parviennent à limiter la croissance de la consommation énergétique. Toutefois, l'objectif indicatif d'efficacité énergétique (primaire) formulé par la Belgique ne serait pas atteint en 2020, mais bien en 2025.*

Un premier indicateur qui revêt une grande importance pour l'analyse des perspectives énergétiques nationales est la *consommation intérieure brute d'énergie*, c'est-à-dire la consommation totale d'énergie (aussi bien pour les besoins énergétiques qu'à des fins non énergétiques (lisez : comme matières premières)) par le pays. On constate que la consommation intérieure brute d'énergie recule de pas moins de 12% entre 2010 et 2050. Cette évolution s'explique par deux facteurs : l'efficacité énergétique et le fuel switch (substitution des formes d'énergie).

Les gains d'efficacité énergétique, tant dans les différents secteurs de la demande finale (industrie, services, transport et ménages) que dans le secteur de la transformation, entraînent une baisse de la consommation intérieure brute d'énergie. Quant au fuel switch, il signifie que, sur l'ensemble de la période de projection, on délaisse progressivement le pétrole et le charbon pour le gaz naturel (plus efficace), les sources d'énergie renouvelables et l'électricité.

La *consommation d'énergie primaire* se calcule en retranchant la consommation finale non énergétique de la consommation intérieure brute d'énergie. Cette consommation d'énergie primaire s'érode de 15% entre 2010 et 2050. Elle est un indicateur utilisé dans le cadre de l'objectif européen de 20% d'amélioration de l'efficacité énergétique d'ici 2020. Cet objectif n'est qu'indicatif et n'est donc pas repris en tant que tel dans le paquet législatif Climat-Énergie. Toutefois, l'article 3 de la Directive européenne 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique dispose qu'un objectif indicatif national doit être fixé. Dans ce contexte, la Belgique s'est assigné comme objectif de réduire sa consommation d'énergie primaire de 18% d'ici 2020 (par rapport au niveau projeté en 2020 dans le scénario de base PRIMES 2007, à savoir 53,3 Mtep). Cet objectif correspond à une consommation d'énergie primaire absolue de maximum 43,7 Mtep. Les résultats du scénario de référence indiquent que l'objectif belge ne sera pas réalisé en 2020, mais bien en 2025. En 2020, la consommation d'énergie primaire s'élève à 49,3 Mtep, ce qui représente toujours 5,6 Mtep de trop par rapport à l'objectif absolu. La consommation d'énergie

primaire continue toutefois à reculer entre 2020 et 2030, puis elle repart à la hausse, parallèlement à la consommation intérieure brute d'énergie, pour s'établir à 45,6 Mtep en 2050.

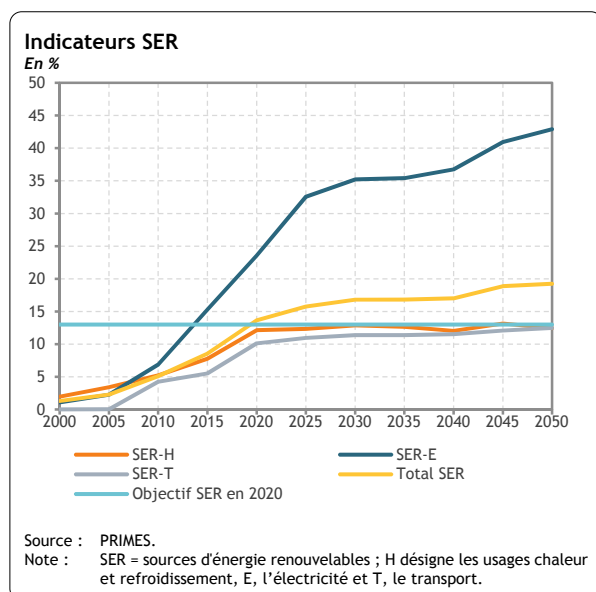
L'objectif d'efficacité énergétique comporte un deuxième volet. Ainsi, un objectif national est également fixé pour la consommation finale d'énergie (c'est-à-dire la consommation énergétique de l'industrie, des secteurs résidentiel et tertiaire et du transport). Conformément au même article 3 de la Directive européenne 2012/27/UE, la Belgique a communiqué à la Commission européenne un objectif indicatif de consommation finale d'énergie de 32,5 Mtep d'ici 2020. Si on compare le niveau estimé en 2020 (35 Mtep) à ce plafond, on constate un écart de 2,5 Mtep. Ce résultat démontre que la politique actuelle et les mesures mises en place ne sont pas suffisantes pour atteindre cet objectif.

*Les sources d'énergie renouvelables ont le vent en poupe grâce à la mise en œuvre de la Directive 2009/28/CE. Après 2020, leur essor est surtout à mettre à l'actif de l'électricité renouvelable dont la part dans la demande finale brute d'électricité atteint 43% en 2050.*

Les sources d'énergie renouvelables revêtent une très grande importance dans le mix énergétique futur. Même dans un scénario de référence où aucun objectif contraignant n'est fixé après 2020, la part des SER atteint un cinquième de la consommation finale brute d'énergie en 2050. En ce qui concerne l'électricité, la part des SER est encore plus spectaculaire : pas moins de 43% de la demande finale brute d'électricité est satisfaite par les SER en 2050.

La progression des SER se manifeste surtout au cours des deux premières décennies de ce siècle et s'explique essentiellement par l'introduction de l'objectif SER pour 2020. En 2020, la part des SER dans la demande finale brute d'énergie s'établit ainsi à 13,6% (contre un niveau minime de 1% en 2000 et 5% en 2010) et elle grossit encore pour atteindre 19,2% en 2050.

La consommation totale de SER peut être répartie entre trois applications : chauffage et refroidissement (SER-H), électricité (SER-E) et transport (SER-T). La part des SER dans le chauffage et le refroidissement est plutôt modeste : elle passe de 5,2% en 2010 à 12,1% en 2020 et 12,9% en 2030 pour finalement atteindre 12,5% en 2050.



La part des SER dans la demande finale brute d'électricité passe de 6,9% en 2010 à 23,6% en 2020, puis à 35,2% en 2030 et enfin à 42,9% en 2050. En termes de production nette d'électricité, la part des SER s'élève à 54% en 2050 et est ventilée comme suit : 34% pour l'éolien, 11% pour le solaire, 9% pour la biomasse et les déchets, 1% pour la géothermie et 0,4% pour l'énergie hydroélectrique (hors pompage-turbinage).

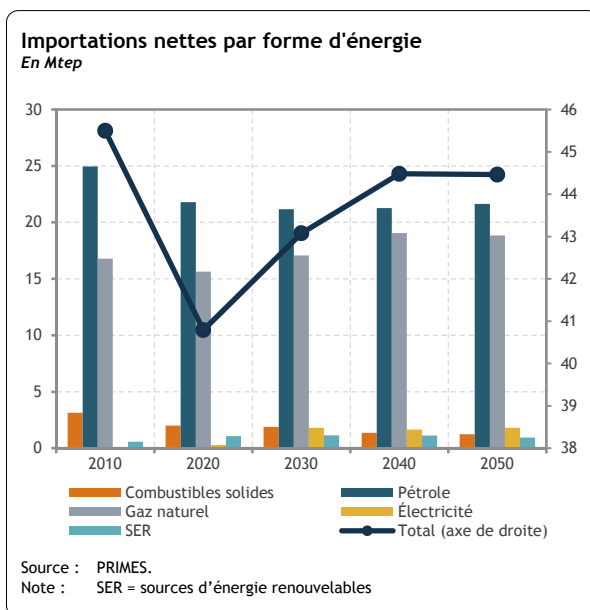
Quant à la part des SER-T, elle passe de 4,2% en 2010 à 10,1% en 2020, puis à 11,4% en 2030 pour atteindre 12,5% en 2050. Cet accroissement est dû à la pénétration continue des biocarburants et à la

percée modeste du transport routier électrique de passagers, surtout après 2030.

Le pourcentage global de 13,6% en 2020 (tout comme la part des SER-T de 10,1%) respecte (et est même légèrement supérieur à) l'objectif national d'énergies renouvelables de 13% (et l'objectif national d'énergies renouvelables dans le transport de 10%) fixé dans la Directive 2009/28/CE.

*La sécurité de l'approvisionnement énergétique est une expression qui recouvre de nombreuses acceptions. L'une d'elles est la dépendance énergétique de la Belgique qui s'accroît de neuf points de pourcentage entre 2010 et 2050. Une deuxième acception est l'adéquation de la capacité de production électrique : pour maintenir à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, il est nécessaire de déployer des investissements considérables dans le parc futur.*

La consommation intérieure brute d'énergie couvre toute consommation d'énergie, aussi bien celle produite en Belgique (comme l'énergie solaire) que celle importée de l'étranger (comme le gaz naturel). On constate que les importations nettes d'énergie diminuent jusqu'en 2020, qui est l'année où on dressera le bilan du paquet Climat-Énergie, mais elles se redressent par la suite pour atteindre 44,5 Mtep en 2050. Quant au rapport entre les importations nettes et la consommation intérieure brute d'énergie, qu'on appelle *dépendance énergétique*, on constate qu'il diminue en 2020 (75,1% contre 76,8% en 2010) puis repart à la hausse jusqu'à atteindre son niveau maximum en 2030 (88,2%). Ensuite, il connaît un léger fléchissement pour se stabiliser à un taux de 85,7% en 2050.



La composition des importations nettes montre clairement la prépondérance (des produits) du pétrole et, en second lieu, du gaz naturel dont la part s'accroît. Les importations nettes de pétrole diminuent de 13% sur l'ensemble de la période de projection, tandis que les importations de gaz naturel augmentent de 12%. Le charbon continue à céder du terrain : les importations de ce combustible chutent de 60%, la part du charbon dans les importations nettes passant ainsi de 6% en 2010 à 2% en 2050.

L'évolution des importations de combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon) a un impact sur la balance commerciale nationale. Ainsi,

on estime qu'il faudra consacrer 10 milliards EUR de plus (en termes réels) aux importations de combustibles fossiles en 2050 par rapport à la facture de 2010. Une ventilation par type de combustible indique que les dépenses baisseront de 0,1 milliard EUR pour le charbon et augmenteront de 6 milliards EUR pour le pétrole et de 4 milliards EUR pour le gaz naturel.

Par ailleurs, notre pays importe également une quantité relativement faible de SER (2% du total des importations nettes en 2050). Il s'agit de biomasse, principalement en provenance de l'UE. Ces importations progressent surtout entre 2010 et 2020 (elles sont pratiquement multipliées par deux) à la faveur de l'objectif SER à atteindre pour 2020, puis elles se stabilisent entre 2020 et 2050.

Une partie de l'électricité est également importée : alors que le niveau des importations nettes d'électricité est relativement faible en 2010, il gagne en importance après 2020 en raison de la sortie prévue du nucléaire, d'une part, et de l'intégration de nombreuses sources d'énergie renouvelables variables (comme le vent et le soleil) dans le système électrique futur, d'autre part.

Même si la Belgique importe de l'électricité, il va de soi qu'elle en produit également. Cela nous amène à une deuxième acception de la sécurité de l'approvisionnement énergétique : l'adéquation de la production électrique (*generation adequacy*). Pour garantir en permanence cette adéquation, de nombreux investissements devront impérativement être réalisés au cours des prochaines décennies. Ces investissements sont non seulement nécessaires pour répondre à la demande électrique croissante (surtout après 2030), mais également pour remplacer les unités obsolètes et démantelées et basculer progressivement d'un système où environ trois quarts de la capacité est 'fiable disponible' (*Reliable Available*) à un système où la moitié de la capacité est 'indisponible' (*Unavailable*).

On estime que, d'ici 2050, il faudra prévoir chaque année une capacité de production additionnelle d'environ 1 250 MW. Ce chiffre est toutefois une moyenne et ne tient pas compte des délais entre le moment où intervient la décision d'investir et le moment où l'investissement est opérationnel. Une analyse plus fine montre en effet que la période 2020-2025 durant laquelle la majeure partie du parc nucléaire sera démantelée est la plus critique, car un potentiel de production de pas moins de 5 000 MW disparaîtra à ce moment. En termes monétaires, ces investissements à réaliser d'ici 2050 représentent un montant total de 62 milliards EUR, dont une moitié à injecter avant 2030 et l'autre moitié entre 2030 et 2050.

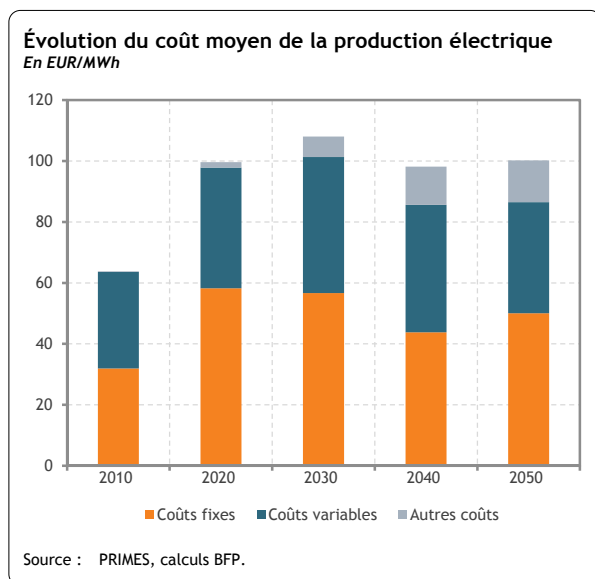
*La production d'électricité évolue vers un système bipolaire à forte intensité capitalistique. En 2050, les sources d'énergie renouvelables variables représenteront 44% de la production d'électricité, ce qui aura inévitablement des conséquences sur le fonctionnement du système électrique, sur le coût moyen de la production électrique et sur les investissements nécessaires pour continuer à garantir l'adéquation de la production.*

Alors que le mix énergétique repose principalement sur l'électricité d'origine nucléaire et fossile en début de projection, le paysage électrique connaît une profonde mue jusqu'en 2050 : le nucléaire disparaît, le charbon est délaissé, le gaz naturel recule avant d'enregistrer une progression spectaculaire et enfin, les sources d'énergie renouvelables prennent véritablement leur essor. En 2050, deux formes d'énergie sont incontournables : les sources d'énergie renouvelables qui représentent à elles seules 54% (dont environ quatre cinquièmes d'énergie renouvelable variable) de la production nette, et le gaz naturel qui assure 45% de cette production. Pour rappel : cette évolution découle d'un scénario de référence, donc sans tenir compte de politiques supplémentaires ou d'objectifs SER contraignants après 2020. La croissance des sources d'énergie renouvelables s'explique principalement par les prix relativement élevés des combustibles, la hausse du prix du carbone, la diminution du coût d'investissement des unités SER et l'hypothèse qu'une politique de facilitation est (et reste) mise en œuvre. Un tel mix entraîne une contraction d'un tiers de l'intensité en carbone de la production électrique : cette intensité passe de 197 tCO<sub>2</sub>/GWh en 2010 à 131 tCO<sub>2</sub>/GWh en 2050.

En ce qui concerne le fonctionnement du système électrique, deux évolutions sont inévitables : la baisse continue du *taux d'utilisation* du parc de production, surtout des centrales au gaz naturel, et un *cur-*

*tailment* (déconnexion de certaines unités SER) lorsque le solde entre la somme des unités incompressibles et des SER variables et la charge de base ne pourra être (totalement) exporté.

Ces développements ont un impact significatif sur les coûts, surtout à court et moyen terme. Au cours des deux premières décennies, le coût de la production électrique augmente sensiblement (de 64 à 108 EUR/MWh, soit + 69%) en raison de deux facteurs : le besoin important d'investissements pour remplacer de nombreuses installations obsolètes et/ou démantelées et pour garantir à tout moment l'adéquation de la production (*generation adequacy*), d'une part, et l'augmentation du coût des combustibles suite à la forte hausse du prix du gaz naturel, d'autre part. La hausse du coût de production s'explique également, dans une moindre mesure, par les dépenses exposées pour acheter des droits d'émissions dans le cadre du système ETS. Après 2030, la situation change grâce aux progrès technologiques et aux effets d'apprentissage qui contribuent à limiter le coût du capital. En ce qui concerne le coût des combustibles, deux facteurs sont à prendre en considération : d'une part, les avantages en termes d'économies de combustibles qui résultent des investissements de restructuration considérables au niveau de l'offre et d'autre part, le ralentissement (voire la quasi-stabilisation) (des hausses) du prix du gaz. Cette période se caractérise également par une hausse de la part des coûts qui représente l'achat de droits d'émissions. Cette part passe de 6% en 2030 à 14% en 2050. Le coût moyen de la production électrique s'établit à 100 EUR /MWh en 2050. Il convient de noter que l'évolution du coût moyen de la production électrique est répercutée sur le prix de l'électricité.



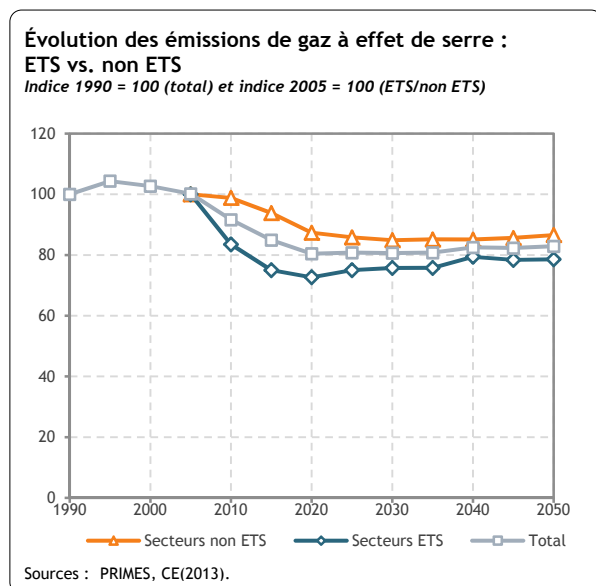
Outre le coût de production, il importe également de veiller à ce que le système électrique couvre en permanence la demande. L'évolution du parc de production électrique qui résulte du scénario de référence garantit (sur la base de l'approche déterministe d'ENTSO-E) à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande, aussi bien en termes de production qu'en termes de capacité. Cet équilibre est garanti dans des situations normales, même sans recourir aux importations. Et si un déficit de capacité devait survenir dans des situations exceptionnelles, ce déficit pourra être comblé par des importations d'électricité, dès lors que le déficit calculé est (nettement) inférieur à la capacité

d'importation actuelle (et future) de la Belgique. Par ailleurs, le stockage de l'électricité (sous quelque forme que ce soit) pourrait aussi constituer dans le futur une solution aux déficits ponctuels de capacité de production.

*Après un affaissement sensible d'ici 2020 suscité par la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Énergie, les émissions de gaz à effet de serre de la Belgique se stabilisent quasiment sur la période 2020-2050. Cette évolution montre la nécessité de poursuivre les politiques et les efforts de réduction des émissions au niveau national/régional si la Belgique veut réussir sa transition énergétique vers une société pauvre en carbone.*



En 2020, date butoir du paquet législatif Climat-Énergie, les émissions totales de gaz à effet de serre se montent à 117,7 Mt équivalent CO<sub>2</sub>, soit 12% (resp. 20%) sous le niveau de 2010 (resp. 1990). Après 2020, les émissions totales de gaz à effet de serre stagnent jusqu'en 2030 puis progressent légèrement jusqu'à atteindre 121,3 Mt en 2050. Elles restent néanmoins bien en dessous des niveaux de 2010 (-10%) et de 1990 (-17%).



La réduction d'émission est plus marquée dans les secteurs ETS que dans les secteurs non ETS sur la période 2005-2020 (2005 est l'année de référence pour l'objectif non ETS). Ce résultat s'explique par la chute spectaculaire des émissions du secteur électrique (qui fait partie de l'ETS) due essentiellement à la montée en puissance des sources d'énergie renouvelables mais aussi à la progression de la cogénération. Ce faisant la part des secteurs ETS dans les émissions totales de gaz à effet de serre se contracte : de 48% en 2005, elle passe à 44% en 2020. Dans les secteurs non ETS, le niveau d'émission atteint en 2020 est compatible avec le quota alloué à la Belgique (66,7 Mt).

Au-delà de 2020, les émissions des secteurs ETS repartent à la hausse tandis que celles des secteurs non ETS se stabilisent. En 2050, elles se situent respectivement 21% et 13% sous le niveau de 2005. La tendance dans les secteurs ETS a pour origine l'arrêt de toutes les centrales nucléaires et un niveau accru de production électrique à partir de gaz naturel.

Le développement des émissions dans les secteurs ETS a des répercussions sur les coûts supportés par les entreprises qui en font partie. Les dépenses d'achat de droits d'émissions (ou le coût des enchères) passent de 158 millions EUR en 2020 à 3,8 milliards en 2050.

*L'évolution du système énergétique belge et des prix des énergies fossiles d'ici à 2050 a un impact sur les coûts énergétiques. Le coût du système énergétique rapporté au PIB et le coût unitaire de l'énergie pour l'industrie, le secteur résidentiel et le secteur tertiaire présentent à cet égard le même profil d'évolution : une forte augmentation jusqu'en 2020 suivie par un repli vers des niveaux comparables ou inférieurs (en termes réels) à ceux de 2010 en 2050.*

Deux indicateurs de coût énergétique ont fait l'objet d'une analyse particulière : le coût du système énergétique rapporté au PIB et le coût unitaire de l'énergie.

Le coût du système énergétique comprend les coûts d'investissement (production, transport, distribution et consommation d'énergie) et les dépenses d'achat d'énergie (combustibles, électricité et chaleur). Alors qu'il représentait 13,5% du PIB en 2010, le coût du système énergétique belge s'accroît sensiblement d'ici 2020 pour atteindre 16,4%. La progression est surtout tirée par les dépenses en capital dont la part dans le coût total passe de 22% en 2010 à 27% en 2020. Au-delà de 2020, le coût du système énergétique rapporté au PIB amorce une pente descendante jusqu'à retrouver en 2050 la même valeur

qu'en 2010 (13% du PIB). Toutefois la part des dépenses d'investissement continue de croître : elle s'établit à 38% du coût total en 2050.

Le coût unitaire de l'énergie mesure le coût des inputs énergétiques pour une unité de valeur ajoutée dans une branche (ou un agrégat de branches) de l'industrie manufacturière ou des services, ou dans les dépenses de consommation finale des ménages. Dans les trois secteurs que sont l'industrie, le résidentiel et le tertiaire, le coût unitaire de l'énergie connaît la même évolution sous la forme d'un U inversé. Il croît d'abord jusqu'en 2020 : la baisse régulière de l'intensité énergétique ne parvient pas à contrecarrer l'augmentation singulière des prix de l'énergie pendant cette période. Il décroît ensuite de 2020 à 2050 : la baisse constante de l'intensité énergétique domine alors l'effet prix de l'énergie.

Calculé au niveau des branches d'activité plutôt qu'au niveau de l'ensemble de l'industrie manufacturière, le coût unitaire de l'énergie permet de comparer l'importance relative des inputs énergétiques dans les différentes branches et par-là leur plus ou moins grande sensibilité à des variations des prix énergétiques. Un tel calcul a été effectué pour quatre branches particulières : la métallurgie de base, la chimie, l'industrie alimentaire et les fabrications métalliques. Les deux premières sont intensives en énergie : le coût de leurs consommations intermédiaires énergétiques représente aujourd'hui plus du quart de leur valeur ajoutée. Le profil d'évolution du coût unitaire de l'énergie dans les trois dernières branches de la liste est comparable à celui décrit ci-dessus pour l'industrie manufacturière. Il est par contre très différent pour la métallurgie de base : le coût unitaire de l'énergie croît jusqu'en 2030 puis amorce une pente descendante sans jamais toutefois retrouver le niveau de 2010.

### **Variantes**

Puisque l'activité économique détermine dans une large mesure la consommation d'énergie et qu'estimer la croissance économique future est chose malaisée, une analyse de sensibilité a également été réalisée pour confronter les résultats du scénario de référence à des hypothèses de PIB belge alternatives. Deux analyses ont été réalisées : une première où le PIB augmente plus vite qu'on ne le prévoit dans le scénario de référence (*High GDP*) et une seconde où la croissance économique est plus lente (*Low GDP*). Ainsi, le taux de croissance annuel moyen du PIB sur la période 2010-2050 est de 1,8% dans le scénario *High GDP*, 1,0% dans le scénario *Low GDP* et 1,6% dans le scénario de référence.

Un certain nombre d'indicateurs ont été passés au crible. Les chiffres de la variante *High GDP* sont toujours plus élevés que dans le scénario de référence et, inversement, ils sont toujours plus bas dans la variante *Low GDP*. Ainsi, on constate que, dans la variante *High (Low) GDP*, la consommation intérieure brute d'énergie est supérieure (inférieure) de 2% (2%), 3% (8%) et 10% (20%) à celle du scénario de référence en 2020, 2030 et 2050. Quant aux émissions de gaz à effet de serre, elles se situent 1% (2%), 1% (6%) et 6% (19%) au-dessus (en dessous) du scénario de référence.

Pour conclure, on peut dire que les hypothèses alternatives de PIB ont surtout un impact sur le niveau des différents indicateurs (consommation finale d'énergie, production d'électricité, émissions de gaz à effet de serre, etc.), mais moins sur la composition. En d'autres termes, le mix des différentes formes d'énergie n'est que modérément influencé par les hypothèses alternatives (l'effet est un peu plus marqué dans la production d'électricité). C'est surtout la valeur absolue de l'indicateur qui change : à la hausse dans la variante *High GDP*, à la baisse dans la variante *Low GDP*.

Les prix internationaux de l'énergie ont également un impact important sur la consommation d'énergie. Toutefois, il n'est guère évident de déterminer l'évolution future des prix de l'énergie vu que de nombreux facteurs influencent la formation des prix. En outre, un certain nombre de phénomènes récents (dont la découverte du gaz de schiste, l'essor des sources d'énergie renouvelables, etc.) contribuent à complexifier davantage la formation des prix. Pour tenir compte de cette incertitude, nous avons simulé deux variantes se basant sur des évolutions divergentes des prix. La variante *High (Low) Price* se base sur une évolution des prix du gaz naturel, du pétrole et du charbon telle qu'ils se situent 40% (32%), 22% (20%) et 27% (28%) au-dessus (en dessous) des prix du scénario de référence en 2050.

En général, on peut dire que, si les prix de l'énergie augmentent, la consommation finale d'énergie diminue, mais il n'en va pas ainsi pour la consommation d'électricité. Celle-ci est légèrement plus (moins) importante dans la variante *High (Low) Price* vu que les combustibles fossiles sont (partiellement) remplacés par l'électricité. Si on se penche sur la consommation intérieure brute d'énergie, on constate que, dans la variante *High (Low) Price*, elle est inférieure (supérieure) de 1%, 2% et 3% à celle du scénario de référence en 2020, 2030 et 2050. Les émissions de gaz à effet de serre se situent 1% (0%), 4% (3%) et 6% (3%) en dessous (au-dessus) du scénario de référence.

Le fil rouge de cette analyse est que, si on se base sur des hypothèses de prix différentes, non seulement le niveau de l'indicateur change, mais également (et surtout) la composition. Le mix des différentes formes d'énergie est sensiblement influencé par l'augmentation (la diminution) du prix des combustibles vu qu'il existe des possibilités de substitution. Ainsi, on consomme typiquement plus (moins) de gaz naturel et moins (plus) de sources d'énergie renouvelables lorsque les prix diminuent (augmentent).

#### Synthèse des principaux résultats du scénario de référence

	2010	2020	2030	2050	Objectif paquet C-E en 2020
Consommation d'énergie primaire (en Mtep)	53,9	49,3	42,2	45,6	43,7 (indicatif)
Consommation finale d'énergie (en Mtep)	36,4	35,0	34,7	37,9	32,5 (indicatif)
Émissions GES non ETS (en Mt éq-CO <sub>2</sub> )	75,2	66,5	64,6	65,9	66,7 (contraignant)
Part des SER dans la CFBE (en %)	5,0	13,6	16,8	19,2	13,0 (contraignant)
Dépendance énergétique (en %)	76,8	75,1	88,2	85,7	
Coût du système énergétique (en % du PIB)	13,5	16,4	15,9	13,4	
Coût unitaire de l'énergie dans l'industrie (en % de la VA)	15,7	17,4	16,7	13,5	
Intensité en carbone du secteur électrique (en tCO <sub>2</sub> /GWh)	197	129	176	131	
Émissions GES ETS (en Mt éq-CO <sub>2</sub> )	58,9	51,3	53,4	55,5	
Coût moyen de la production électrique (en EUR/MWh)	63,8	99,6	108,0	100,2	
Part des SER dans la production nette d'électricité (en %)	8,6	25,9	46,3	54,0	
Coût des investissements dans la capacité de production électrique <sup>(*)</sup> (en milliards EUR)	-	18,9	12,3	31,0	

Note : paquet C-E = paquet Climat-Énergie ; GES = gaz à effet de serre ; SER = sources d'énergie renouvelables ; CFBE = consommation finale brute d'énergie ; ETS = Emission Trading System.

(\*) indique que les valeurs mentionnées ne représentent pas des chiffres annuels, mais des valeurs cumulées pour les périodes 2010-2020, 2020-2030 et 2030-2050 respectivement.

# 1. Introduction

L'année 2014, et plus particulièrement le cadre européen 2030 pour le climat et l'énergie présenté par la Commission européenne le 22 janvier dernier, constitue un nouveau moment clé pour la politique énergétique et environnementale menée par l'Union européenne et ses États membres. En effet, le cadre européen 2030 comprend un large éventail de textes sur différents thèmes énergétiques et climatiques<sup>1</sup>, parmi lesquels la proposition visant à réduire de 40% les émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'ici 2030 et à atteindre une part des sources d'énergie renouvelables dans la demande finale brute d'énergie de l'Union européenne d'au moins 27%. S'il est accepté et adopté par le Conseil européen (en octobre 2014 normalement), ce cadre aura donc un impact certain sur l'évolution du système énergétique européen en général et de celui de la Belgique en particulier.

Toutefois, la stratégie 2030 ne constitue qu'une étape d'un processus visant à remodeler le système énergétique européen à long terme (2050). Depuis 2009, année de l'adoption du paquet européen Climat-Énergie pour 2020, la Commission européenne a en effet proposé diverses initiatives en ce sens. Deux d'entre elles méritent une attention particulière : la Feuille de route pour une économie européenne compétitive à faible intensité de carbone en 2050 (mars 2011) et la Feuille de route sur l'énergie à l'horizon 2050 (décembre 2011).

Les trajectoires de réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'ici 2050, qui ont été analysées par la Commission européenne, nécessitent des changements profonds quant aux systèmes énergétiques mis en place dans les États membres. Or, ces changements dépendent également des choix opérés dans le domaine énergétique à l'échelle nationale et régionale. En Belgique, la confirmation (et la révision) par le Parlement de l'agenda de fermeture des centrales nucléaires fin 2013 détermine dans une large mesure l'avenir du paysage énergétique belge, mais les plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique, le mécanisme de soutien des (nouvelles) centrales au gaz naturel et le refus (jusqu'à présent) d'octroyer une autorisation pour la construction de nouvelles centrales au charbon ont également une influence non négligeable. Parallèlement, on constate des changements majeurs au niveau de la demande d'énergie avec des initiatives innovantes en matière de gestion de la demande et le développement d'un certain nombre d'applications électriques nouvelles, parmi lesquelles l'électromobilité et les pompes à chaleur.

Dans ce contexte, le Bureau fédéral du Plan (BFP) entend clarifier une multitude de facteurs et dégager des tendances claires en quantifiant l'évolution de notre système énergétique national compte tenu de l'application du paquet législatif Climat-Énergie en 2020. Pour la période postérieure à 2020, on part du principe que la politique suivie reste inchangée. De ce point de vue, la présente publication peut contribuer utilement au débat au niveau belge, notamment en ce qui concerne les initiatives futures liées à la Directive sur l'efficacité énergétique, mais aussi pour la préparation de dossiers internationaux comme la détermination de la position belge dans le contexte du cadre européen 2030 et en vue du sommet climatique de Paris fin 2015.

---

<sup>1</sup> Dont la Communication de la Commission sur les *Energy prices and costs in Europe* et le rapport *Energy Economic Developments in Europe*.

Traditionnellement, le BFP publie tous les trois ans une étude sur les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique. La présente publication, qui est la cinquième de la série (cf. Courcelle et Gusbin, 2001, Gusbin et Hoornaert, 2004, Devogelaer et Gusbin, 2007, Devogelaer et Gusbin, 2011), vise essentiellement à décrire un scénario de référence (et uniquement ce scénario). Ces perspectives se fondent dans une large mesure sur la publication " EU Energy, Transport and GHG emissions. Trends to 2050 " de la Commission européenne (CE, 2013) ainsi que sur des données et analyses nationales spécifiques.

La présente publication est divisée en cinq parties. La première est consacrée à la méthodologie, la deuxième partie décrit les principales hypothèses formulées dans le cadre de la modélisation, et les trois autres parties se penchent sur les résultats obtenus. Plus précisément, la troisième partie (chapitre 4) traite les résultats du scénario de référence à l'aide d'un certain nombre d'indicateurs typiques décrivant le système énergétique national et les émissions de gaz à effet de serre. La quatrième partie (chapitre 5) analyse également des résultats, mais en focalisant sur quelques thèmes bien précis. Ainsi, deux analyses complémentaires sont présentées dans ce chapitre : la première concerne l'adéquation de la production électrique future et la deuxième l'évolution des coûts énergétiques dans certaines branches de l'industrie belge. Enfin, la dernière partie est totalement consacrée à l'analyse de quatre scénarios alternatifs illustrant la sensibilité du scénario de référence à des hypothèses liées au PIB, d'une part, et au prix des combustibles fossiles, d'autre part.

## 2. Méthodologie

Le scénario de référence pour la Belgique à l'horizon 2050 s'inspire donc largement de l'étude de la Commission européenne (CE) *EU Energy, Transport and GHG emissions. Trends to 2050* (CE, 2013). Dans cette publication, la Commission s'est appliquée à élaborer un scénario de référence pour l'UE-28 en présentant des résultats distincts et détaillés pour chacun des États membres. Analyser un scénario s'inspirant de la publication *Trends to 2050* présente l'avantage d'intégrer la dimension européenne qui est essentielle pour établir des perspectives énergétiques pour la Belgique. En revanche, il peut y avoir des différences avec certaines données nationales spécifiques et/ou plus récentes en raison notamment des exigences de conformité<sup>2</sup>. Pour remédier (partiellement) à cet inconvénient, nous proposons d'élaborer dans la présente publication un scénario de référence adapté qui se fonde essentiellement sur le scénario belge de (CE, 2013), tout en tenant compte de quelques statistiques et chiffres récents propres à la Belgique. Ainsi, par rapport à la publication *Trends to 2050* de la Commission, on relève des différences notamment en ce qui concerne l'évolution de la production du parc nucléaire belge, les statistiques sur la capacité et la production des panneaux solaires photovoltaïques ou encore une révision du potentiel de biomasse (domestique et importée).

### 2.1. Description du scénario de référence

Le scénario de référence présente l'évolution du système énergétique belge sur un horizon de près de 40 ans, compte tenu des politiques et des mesures approuvées ainsi que des tendances actuelles. Le choix d'un horizon aussi long n'est pas vraiment surprenant. En effet, un nombre croissant d'études (inter)nationales publiées au cours des derniers mois et années ont pris l'année 2050 comme horizon de travail (BFP, ICEDD, VITO, 2012 ; CE, 2013 ; Climact, VITO, 2013). Ce choix s'explique essentiellement par le fait que le secteur énergétique présente, à l'instar de l'industrie et des bâtiments, des cycles d'investissement très longs. De ce fait, la plupart des investissements d'infrastructure et autres investissements de capacité entrepris à court terme seront toujours présents en 2030 (et par la suite). C'est pourquoi il importe, pour les parties concernées, de se faire une idée du paysage énergétique futur (en tenant compte d'un certain nombre d'incertitudes).

À court et moyen terme, des investissements considérables doivent être consentis dans le système énergétique belge et, par extension, européen (voir infra). Ces investissements sont absolument nécessaires, indépendamment de toute décision prise en matière de transition énergétique<sup>3</sup>. Aussi, il importe de caractériser les investissements à réaliser (en d'autres termes, de déterminer comment le système évoluera) pour éviter autant que possible des investissements non rentables voire non récupérables.

La mise en œuvre du paquet européen Climat-Énergie pour 2020 influence également l'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) et des sources d'énergie renouvelables (SER). En d'autres termes, le scénario de référence part du principe que les objectifs spécifiques fixés dans le paquet légi-

---

<sup>2</sup> Ces différences s'expliquent par le fait que la source utilisée pour un certain nombre de statistiques est Eurostat et non pas les bilans énergétiques établis par les trois Régions, par exemple.

<sup>3</sup> Il va de soi que les investissements nécessaires seront plus importants si on se lance dans une transition énergétique.

slatif Climat-Énergie seront atteints. Pour calculer cette évolution, différentes modalités sont utilisées en fonction de l'horizon de temps retenu. Pour 2020, il s'agit des modalités décrites dans le paquet législatif Climat-Énergie, à savoir un objectif européen pour les secteurs ETS (à savoir les secteurs couverts par le système européen d'échange de droits d'émissions (Ang. : *Emission Trading System*)) et 27 objectifs nationaux pour les secteurs non ETS. Dans ce dernier secteur, les États membres peuvent toutefois recourir à des mécanismes de flexibilité pour atteindre leur objectif. Pour l'après 2020, on suppose que le système ETS sera maintenu et que le facteur de réduction linéaire annuel de -1,74%<sup>4</sup> continuera à être appliqué. En revanche, aucun objectif n'est avancé pour les secteurs non ETS.

En ce qui concerne le volet SER du paquet Climat-Énergie, les objectifs nationaux déterminent l'ampleur des efforts à déployer, compte tenu d'un recours possible mais néanmoins limité aux mécanismes de flexibilité intra-UE.

## 2.2. Modèle utilisé

Pour élaborer des perspectives énergétiques et d'émissions pour la Belgique à l'horizon 2050, on a recouru au modèle PRIMES. Il s'agit d'un modèle développé dans le cadre de projets de recherche financés par le programme Joule de la Commission européenne. PRIMES est un modèle énergétique d'équilibre partiel : il détermine un équilibre de marché entre l'offre et la demande d'énergie (« équilibre »), sans toutefois en évaluer les conséquences sur le système économique (« partiel »)<sup>5</sup>. L'équilibre est atteint lorsque le prix de chaque forme d'énergie est tel que l'offre à laquelle aspirent les producteurs équivaut à la demande souhaitée par les consommateurs.

Le modèle PRIMES reflète non seulement le comportement de différents acteurs (producteurs d'électricité, ménages, etc.), mais aussi les technologies de production et de consommation d'énergie et celles susceptibles de réduire certaines substances polluantes. L'équilibre est calculé pour chaque période en tenant compte de la période précédente et des relations dynamiques reliant les équilibres entre les différentes périodes. Le système économique est exogène au modèle et repose sur des perspectives d'évolutions macrosectorielles cohérentes définies sur la base de modèles d'équilibre général ou économétriques.

PRIMES génère des perspectives énergétiques et d'émissions à long terme (perspectives sur 40 années) au niveau supranational (européen) et national (belge) par étape de cinq ans. Depuis plusieurs années déjà, la Commission européenne utilise le modèle PRIMES pour élaborer les perspectives énergétiques de l'Union européenne (UE-15, UE-28) et de chaque État membre et pour étudier les répercussions de scénarios et politiques au niveau (multi)national, comme l'étude d'impact de la communication sur le cadre européen 2030, celle du paquet Climat-Énergie, etc. Le développement et la gestion du modèle PRIMES sont assurés par le laboratoire E3M de la NTUA (National Technical University of Athens). Pour certaines hypothèses, ce laboratoire fait appel aux données fournies par d'autres modèles, uni-

<sup>4</sup> *The application of the linear reduction factor (LRF) under the European Union Emission Trading Scheme (EU ETS) consists in the rule that in 2014 and in each subsequent year, the total quantity of allowances determined for 2013 on the basis of Article 9 and 9a of Directive 2003/87/EC decreases linearly by 1,74% from 2010.*

<sup>5</sup> Cela n'est possible qu'en recourant à un modèle d'équilibre général. Contrairement à un modèle d'équilibre partiel, un modèle d'équilibre général examine non seulement les conséquences sur le marché où la mesure politique est appliquée, mais également les effets sur tous les autres marchés (notamment le marché du travail).

## PERSPECTIVES

versités ou instituts scientifiques, comme les prix de l'énergie sur les marchés internationaux (provenant du modèle PROMETHEUS).

Les émissions calculées par le modèle PRIMES portent sur les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique et celles liées aux processus industriels. Les possibilités de réduction des émissions de GES autres que le CO<sub>2</sub> en fonction de la valeur du carbone sont chiffrées grâce aux courbes de coût marginal d'abattement calculées par le modèle GAINS (Höglund-Izaksson et al., 2013). Les courbes de coûts sont définies par type de GES (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O et gaz F) et par pays.



### 3. Hypothèses et cadre politique

Le scénario de référence décrit l'évolution du paysage énergétique belge en considérant que les politiques menées ou approuvées et les tendances actuelles se poursuivront sur un horizon de 40 ans. Il donne donc une image cohérente de l'évolution à long terme du système énergétique belge à politique inchangée. En outre, on part de l'hypothèse que les objectifs contraignants (GES et SER) du paquet Climat-Énergie seront atteints en 2020<sup>6</sup>. Plus précisément, le scénario de référence simule l'impact des politiques mises en œuvre et approuvées en Belgique jusqu'en avril 2012 et des tendances actuelles sur le système énergétique et sur les émissions de gaz à effet de serre, compte tenu de l'évolution des déterminants de l'offre et de la demande d'énergie.

Le scénario de référence constitue également un point de repère pour évaluer d'autres scénarios, dès lors qu'il permet de déterminer l'impact quantitatif de mesures politiques alternatives. La présente publication n'exposera toutefois que le scénario de référence, à l'instar de (CE, 2013). Des scénarios alternatifs seront analysés dans une prochaine publication.

Pour élaborer le scénario de référence, nous nous sommes basés sur les perspectives établies pour la Direction générale Énergie (DG ENER), la Direction générale Action pour le climat (DG CLIMA) et la Direction générale Mobilité et Transports (DG MOVE) de la Commission européenne (CE, 2013). On relève toutefois plusieurs différences entre le scénario de référence étudié dans la présente publication et le scénario de référence décrit dans (CE, 2013). Ces différences portent sur les éléments suivants : actualisation des statistiques et de l'évolution récente de la production et de la capacité du solaire photovoltaïque<sup>7</sup>, un potentiel un peu plus limité d'énergie hydroélectrique, le potentiel maximum de biomasse domestique et importée et des hypothèses divergentes quant à l'évolution du nombre de ménages belges et quant à la fermeture du parc nucléaire en Belgique (conformément à la loi du 18 décembre 2013<sup>8</sup>).

Le scénario de référence s'appuie sur une série d'hypothèses étayées relatives au contexte démographique et économique (croissance démographique, activité des secteurs, etc.) et sur les mesures politiques existantes ou adoptées dans les domaines de l'énergie, des transports et de l'environnement.

Les principales hypothèses retenues pour élaborer le scénario de référence sont décrites ci-dessous.

---

<sup>6</sup> En d'autres termes, on suppose implicitement que des politiques additionnelles sont menées pour atteindre ces deux objectifs.

<sup>7</sup> La situation décrite ici est celle connue à la mi-2013, période où les hypothèses ont été formulées pour le scénario de référence.

<sup>8</sup> Moniteur belge (2013), *Loi modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité et modifiant la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales*, 24 décembre 2013.

### 3.1. Hypothèses macroéconomiques et démographiques

L'énergie est vitale pour l'économie belge, non seulement pour le fonctionnement des entreprises, mais également dans notre vie quotidienne en tant que consommateurs d'électricité, d'essence et de gaz naturel. Par conséquent, il convient de tenir compte d'un certain nombre de facteurs pour estimer la demande future d'énergie. L'activité économique et la (composition de la) population ne sont que quelques-uns de ces facteurs. Le tableau 1 reprend un certain nombre d'indicateurs qui y font référence et qui servent de base aux projections énergétiques.

Les perspectives de PIB et de population sont exogènes au modèle. Les séries temporelles historiques (de 1995 à 2010) ont été mises à jour sur la base des statistiques publiées par Eurostat. Les indicateurs économiques rendent donc compte de la récession, la crise économique et financière ayant éclaté en 2008.

Les perspectives de PIB pour la Belgique reposent sur deux sources : les perspectives publiées par la DG ECFIN, complétées et, au besoin, adaptées sur la base des perspectives de croissance à moyen terme publiées par le Bureau fédéral du Plan (BFP, 2012). Les perspectives de croissance à long terme suivent le scénario de référence de l'Ageing Report 2012 (EPC/DG ECFIN, 2012) qui a été élaboré par la DG ECFIN et le Comité de politique économique avec le concours des experts des différents États membres, puis approuvé par le Conseil ECOFIN. Le modèle GEM-E3 a ensuite été utilisé pour estimer la structure de l'économie et la valeur ajoutée brute produite par les différentes branches d'activité<sup>9</sup>, et ce de manière cohérente avec les perspectives de PIB.

La démographie influence l'évolution de l'économie à long terme et constitue dès lors un déterminant essentiel de l'évolution de la consommation d'énergie. Ainsi, la population et le nombre de ménages ont un impact direct sur la consommation d'énergie du secteur résidentiel, car ils déterminent le nombre d'appareils ménagers et la superficie habitée totale devant être chauffée et éclairée. De plus, ils ont une influence sur l'utilisation des services de transport et sur la taille du parc automobile. Par ailleurs, la population et le nombre de ménages sont des facteurs qui déterminent la superficie immobilière nécessaire à l'activité du secteur tertiaire.

Par souci de cohérence avec les perspectives d'évolution du PIB, les perspectives de population sur lesquelles repose le scénario de Référence, se fondent sur les scénarios de convergence EUROPOP2012 d'Eurostat qui ont servi de base à l'Ageing Report 2012. Elles sont reprises dans le tableau 1. Depuis, des projections plus récentes ont vu le jour. Les dernières en date sont les perspectives démographiques 2013-2060 publiées par le BFP et le SPF Économie (DGSIE) en avril 2014 (BFP et al., 2014). Force est de constater que des écarts existent entre les deux exercices de projection. La principale raison de cette différence vient des hypothèses en matière de migration internationale. Dans les perspectives démographiques de 2014, l'immigration a été revue à la baisse suite, notamment, à la modification en 2011 de la législation relative au regroupement familial, avec pour conséquence une progression moins rapide de la population. En 2030 (resp. 2050), l'écart entre les deux projections est de quelque 300 000 (resp. 770 000) habitants.

---

<sup>9</sup> En tenant compte, dans la mesure du possible, des perspectives de croissance des valeurs ajoutées sectorielles de (BFP, 2012).

Les perspectives démographiques (BFP et al., 2014) présentent non seulement des perspectives de population mais aussi des perspectives de ménages. En rapportant les premières aux secondes, on en déduit une évolution de la taille moyenne d'un ménage en Belgique.

Tout en partant des perspectives de population EUROPOP2012, les perspectives de ménages utilisées dans (EC, 2013) ont été revues pour tenir compte de ces projections plus récentes. Ainsi, l'évolution du nombre de ménages dans le scénario de Référence a été calculée en divisant les perspectives de population EUROPOP2012 par la taille moyenne des ménages évaluée dans (BFP et al., 2014).

**Tableau 1 Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique**

	2010	2020	2030	2040	2050	10//30	30//50
Population (en millions)	10,840	11,593	12,204	12,718	13,126	0,6%	0,4%
Nombre de ménages (en millions)	4,7	5,1	5,4	5,8	6,0	0,7%	0,5%
Taille moyenne d'un ménage (nombre de personnes par ménage)	2,30	2,28	2,24	2,20	2,18	-0,1%	-0,1%
PIB (en milliards EUR de 2010)	355	409	475	563	669	1,5%	1,7%
Valeur ajoutée brute (en milliards EUR de 2010)							
Industrie	40,8	47,6	54,4	63,7	74,1	1,4%	1,6%
Sidérurgie	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	0,2%	0,1%
Métaux non ferreux	0,8	1,0	1,1	1,2	1,2	1,8%	0,2%
Chimie	10,0	12,0	13,3	14,8	16,4	1,4%	1,1%
Minéraux non métalliques	2,6	3,0	3,5	3,9	4,2	1,6%	1,0%
Papier	3,3	3,9	4,9	5,7	6,4	2,0%	1,3%
Alimentation, boissons, tabac	6,4	7,1	8,0	9,5	11,3	1,2%	1,7%
Fabrications métalliques	9,4	12,0	14,7	19,0	24,1	2,3%	2,5%
Textile	1,9	1,7	1,4	1,2	1,2	-1,6%	-0,8%
Autres	4,1	4,6	5,1	6,0	6,9	1,1%	1,6%
Construction	18,0	20,8	23,1	26,2	30,0	1,3%	1,3%
Tertiaire	245,3	283,3	331,1	395,7	472,6	1,5%	1,8%
Services marchands	133,1	159,9	192,2	234,6	286,9	1,9%	2,0%
Services non marchands	69,8	76,3	84,9	97,6	111,4	1,0%	1,4%
Commerce	40,2	44,7	51,6	61,1	71,8	1,3%	1,7%
Agriculture	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	0,3%	0,0%
Secteur de l'énergie	11,7	12,7	13,8	15,4	17,1	0,8%	1,1%

Source : CE (2013), BFP et SPF Économie (DGSIE) (2014), calculs BFP.

Note : // : taux de croissance annuel moyen.

Le tableau 1 présente tant les valeurs absolues que les taux de croissance annuels de quelques variables clés de l'économie belge. La partie supérieure du tableau donne les projections de la population belge totale ainsi que l'évolution de la taille moyenne des ménages pour la période 2010-2050.

Entre 2010 et 2050, le nombre d'habitants de la Belgique devrait connaître une augmentation d'environ 2 287 000 personnes. Par conséquent, la population totale devrait atteindre 13 126 000 personnes en 2050, ce qui représente une croissance moyenne de 0,5% par an. La taille moyenne des ménages détermine également la consommation future d'énergie. Au cours des prochaines décennies, le nombre de personnes par ménage devrait encore diminuer. Cette tendance, conjuguée à l'accroissement démographique, devrait se traduire par une augmentation significative du nombre de ménages.

Le tableau présente ensuite le PIB et les valeurs ajoutées par (sous-)branche. Au cours de la période 2010-2050, l'économie belge devrait afficher une croissance annuelle moyenne de 1,6%. On constate que la période 2010-2020 se caractérise encore par un taux de croissance légèrement moins élevé en raison de la crise (1,4%), mais un redressement devrait s'opérer les décennies suivantes avec un taux de croissance annuel moyen de 1,5% entre 2020 et 2030 et de 1,7% entre 2030 et 2050.

### 3.2. Prix internationaux de l'énergie

Les prix internationaux de l'énergie constituent également un facteur important dès lors qu'ils influencent la consommation d'énergie de manière considérable. Les prix mentionnés dans la présente publication se fondent sur le modèle stochastique pour le marché mondial de l'énergie PROMETHEUS : ils tiennent compte des réserves de gaz de schiste (voir encadré 1) et d'autres hydrocarbures non conventionnels, des développements économiques mondiaux et des engagements pris lors des sommets climatiques de Copenhague et Cancun. Ces engagements sont intégrés dans le modèle au travers des prix du carbone et de mesures politiques spécifiques et influencent ainsi la demande mondiale d'énergie, ce qui a à son tour un impact sur les prix de l'énergie.

L'estimation des prix des combustibles a été finalisée en janvier 2012. D'importantes révisions à la hausse ont été opérées en ce qui concerne la disponibilité au niveau mondial de réserves de gaz et de pétrole conventionnels (selon USGS, BGR, AIE) et, pour les ressources de gaz non conventionnel (gaz de schiste, gaz de couche et gaz de réservoirs sableux compacts), il a été tenu compte des estimations de l'AIE. Ces changements impliquent une multiplication des ressources de gaz naturel par un facteur supérieur à 2,5, ce qui a d'importantes répercussions sur les prix.

Jusqu'en 2035, les prix du pétrole correspondent dans une large mesure aux évolutions du World Energy Outlook de 2012 (WEO, 2012). À court terme, la hausse des prix indique que la capacité de production n'est pas en mesure de croître au même rythme que la demande (soutenue par le redressement économique aux États-Unis et dans l'UE et par la croissance continue sur les marchés émergents). La situation s'améliore légèrement vers 2020 avant que la baisse des ratios ressources-production n'entraîne une nouvelle hausse des prix.

À long terme, les prix du gaz ne suivent pas la hausse des prix du pétrole. Cela s'explique dans une large mesure par l'importante quantité supplémentaire de ressources non découvertes prises en compte dans les estimations, dont les ressources de gaz non conventionnel. Mais il importe surtout de signaler que les prix du gaz naturel se stabilisent à un niveau qui est encore suffisamment élevé pour garantir la viabilité économique des projets liés au gaz non conventionnel.

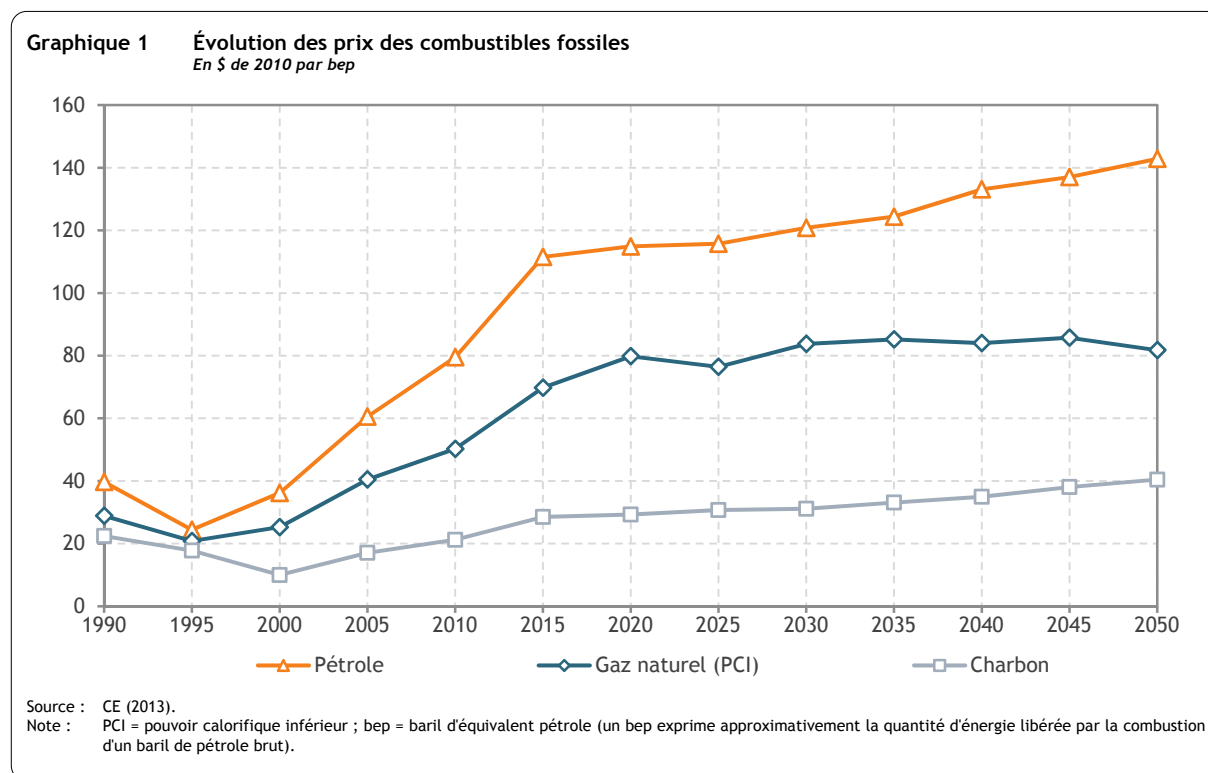
### Encadré 1 Gaz de schiste

Bien que l'expression gaz de schiste semble définir un type de gaz exotique, il ne s'agit en réalité que de gaz naturel emprisonné dans une couche de schiste ou de pierre naturelle provenant d'argile comprimée. Pour extraire ce gaz naturel, les producteurs ont recours à une technique appelée 'fracturation hydraulique'. Cette technique consiste à injecter sous haute pression de l'eau, du sable et des produits chimiques dans la roche jusqu'à ce que celle-ci se fissure. L'ajout de sable ou de petites particules céramiques et d'une certaine quantité de produits chimiques sert à élargir le canal par lequel le gaz (ou le pétrole, dans ce cas on parle de pétrole de schiste) peut s'échapper. Dès que les fissures sont créées, on arrête l'injection et les liquides ruissellent vers la surface avec le gaz et le pétrole.

Des forages horizontaux permettent de trouver des gisements de gaz et de pétrole à des centaines de mètres du puits de forage initial. La technique de la fracturation horizontale est appliquée en différents endroits, parfois tous les 100 mètres, en injectant à chaque fois du sable, de l'eau et des produits chimiques dans une partie spécifique du bras de forage (horizontal). Le fait de travailler en différents endroits permet d'accroître sensiblement le taux de récupération (pourcentage pouvant être extrait des roches sédimentaires par rapport à la quantité totale d'hydrocarbures). Les forages horizontaux ne sont pas nouveaux. Cette technique a été utilisée pour la première fois à Texon (Texas) en 1929. C'est la conjonction du processus de fracturation hydraulique et des forages horizontaux qui a donné naissance à cette technique révolutionnaire d'extraction du gaz de schiste. Cette méthode est également appliquée pour le pétrole de schiste. Compte tenu de la plus grande viscosité du pétrole (le gaz s'échappe plus facilement via les fissures des formations rocheuses), le taux de récupération est assez faible (de 3 à 7%). Mais les progrès technologiques devraient permettre d'améliorer ce taux dans le futur. Le taux de récupération obtenu lors de l'extraction d'un gisement de pétrole conventionnel fluctue entre 10% et 50% (mais le recours à la fracturation hydraulique horizontale permet, ici aussi, d'améliorer ce taux). En ce qui concerne le gaz de schiste, le taux de récupération varie entre 25% et 30%.

Aux États-Unis, l'industrie pétrolière connaît une deuxième jeunesse grâce à la révolution suscitée par le pétrole et le gaz de schiste. Suite à la baisse des recettes générées à partir des gisements de gaz et de pétrole conventionnels, la production journalière de gaz et de pétrole aux États-Unis avait en effet reculé en passant d'un peu moins de 20 millions de barils d'équivalent pétrole à un creux de 15 millions de barils au cours de la période 1980-2005. Cette tendance s'est poursuivie au cours des dernières années. Mais depuis 2005, ce fléchissement a été plus que compensé par la hausse de la production à partir de gisements de gaz et de pétrole non conventionnels, notamment le gaz et le pétrole de schiste. Ainsi, le gaz de schiste a littéralement métamorphosé les États-Unis en un 'îlot gazier' où le gaz est présent en abondance à des prix peu élevés. Les États-Unis sont ainsi devenus le premier producteur de gaz naturel au monde, devant la Russie.

D'après KBC, *Amerikaanse schalierevolutie met wereldwijde gevolgen*, Economische Berichten, n° 10, 24 septembre 2013.



### 3.3. Politiques et mesures

Le scénario de référence tient compte des politiques et mesures qui ont été mises en œuvre jusqu'au printemps 2012. En outre, toutes les politiques, mesures et dispositions légales (y compris sur les objectifs contraignants) acceptées ou convenues au niveau européen au cours du premier semestre 2012 et sur lesquelles il ne plane pratiquement aucun doute quant à leur adoption réelle sont également prises en considération dans le scénario de référence. On pense notamment à la directive sur l'efficacité énergétique (Ang. : *Energy Efficiency Directive* ou EED) qui depuis a fait l'objet d'un accord politique.

Le prix du CO<sub>2</sub> (ou du carbone) dans les secteurs ETS n'est pas arbitraire ni fixé a priori. Il résulte des calculs réalisés et a donc été déterminé de manière endogène de façon à atteindre le plafond ETS cumulé. Vu que le nombre de permis disponibles diminue constamment<sup>10</sup> et que l'important excédent de permis ne devrait reculer qu'après 2020, tout porte à croire que le prix des permis n'augmentera que lentement jusqu'en 2025, avant de connaître une progression plus marquée par la suite. Les prix du carbone ainsi obtenus sont présentés dans le tableau 2.

**Tableau 2** Évolution des prix du carbone dans les secteurs ETS  
En EUR de 2010/tCO<sub>2</sub>

	2010	2020	2030	2040	2050
Prix du carbone dans les secteurs ETS	11,2	10,0	35,0	78,0	100,0

Source : CE (2013).

<sup>10</sup> Voir note de bas de page n° 4.

En ce qui concerne les secteurs non ETS, on remarque que les objectifs nationaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2020 (dont l'objectif de 15% pour la Belgique par rapport au niveau de 2005) sont atteints dans le scénario de référence sans qu'un prix de carbone ne soit nécessaire<sup>11</sup>.

S'agissant des sources d'énergie renouvelables, en sus des politiques de soutien mises en œuvre dans les Régions et au niveau fédéral, le scénario de référence table sur la réalisation de l'objectif belge d'arriver à une part des SER dans la consommation finale brute d'énergie de 13% en 2020. De plus, pour répartir cet objectif entre les différents usages spécifiés dans la directive 2009/28/CE<sup>12</sup>, le scénario de référence tient également compte des trajectoires d'évolution des SER par usage reprises dans le plan national belge d'action en matière d'énergies renouvelables (2010).

Les politiques de promotion fédérales et régionales des SER ont beaucoup évolué ces dernières années. Parmi ces changements, on pointera la diminution sensible du soutien au solaire photovoltaïque tant en Flandre qu'en Wallonie. Comme le scénario de référence de l'étude (CE, 2013) s'appuie sur les politiques et mesures connues au printemps 2012 et que celles relatives au solaire photovoltaïque ont été profondément modifiées en 2013 et en 2014, il est apparu nécessaire de les adapter en conséquence.

Cette mise à jour a nécessité de poser plusieurs hypothèses pour traduire les aides régionales en chiffres au niveau national (le modèle PRIMES est un modèle national) et pour déterminer le montant des aides en une année donnée alors que le niveau du soutien aux SER a parfois changé plusieurs fois au cours d'une même année. Le résultat de ces calculs est le suivant : le niveau de soutien moyen au solaire photovoltaïque en Belgique passe de 390 EUR/MWh en 2010 à 40 EUR/MWh en 2013 et pour les années suivantes. Comme PRIMES modélise les aides directes aux SER par le biais d'un tarif de rachat (Ang. : *feed-in tariff*), les niveaux de soutien calculés sont traduits pour correspondre à un système de tarif de rachat équivalent.

Pour un aperçu complet des mesures législatives européennes reprises dans le scénario de référence, nous renvoyons le lecteur à la publication (CE, 2013), p. 20-23.

S'agissant de l'énergie nucléaire, il a été décidé de travailler dans le cadre de la nouvelle loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité qui a été adoptée le 18 décembre 2013<sup>13</sup>. Cette loi confirme la date de fermeture des centrales nucléaires Doel 1 et 2 (en 2015) et prolonge de dix ans la durée d'exploitation de Tihange 1.

En outre, une contrainte a été imposée dans le secteur électrique quant à la possibilité d'investir dans de nouvelles centrales au charbon. Cette hypothèse correspond au choix actuel de renoncer aux investissements dans ce type de centrales dès lors qu'ils vont à l'encontre des politiques menées au niveau local. Ce choix s'inspire du refus d'octroyer un permis environnemental, refus signifié récemment pour une nouvelle centrale au charbon qui devait être implantée dans une zone jugée intéressante pour ce

<sup>11</sup> Il convient toutefois de préciser que le scénario de référence tient compte d'une certaine flexibilité entre les États membres afin de refléter l'application d'options économiquement efficaces pour atteindre les objectifs fixés.

<sup>12</sup> À savoir la production d'électricité, la production de chaleur et de froid et les carburants pour le transport.

<sup>13</sup> Moniteur belge (2013), *Loi modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité et modifiant la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales*, 24 décembre 2013.



type d'investissement (le port d'Anvers). Notons que ce refus a été signifié pour des raisons liées à la qualité de l'air.

Le captage et stockage du carbone (CSC) n'a pas été intégré dans le scénario de référence belge parce que le développement de cette technologie (et la courbe des coûts y afférente) s'avère bien plus lent qu'on ne l'avait initialement imaginé. En outre, la capacité de stockage est limitée et peut servir à d'autres utilisations comme le stockage du gaz naturel. Enfin, le développement du CSC est également entravé et ralenti par les difficultés liées à son acceptation<sup>14</sup> par l'opinion publique.

### 3.4. Autres hypothèses

- Les perspectives énergétiques se basent sur la dernière année statistique disponible publiée par Eurostat au moment de la modélisation (année 2010). Le solaire photovoltaïque constitue une exception, en ce sens que l'évolution la plus récente (2011 et 2012) est prise en considération.
- Cela vaut également pour le parc de production électrique : le parc électrique belge de départ est celui de 2010. En conséquence, les perspectives énergétiques ne tiennent pas compte des fermetures récentes et/ou annoncées (notamment pour des raisons de rentabilité).
- Les taxes énergétiques restent inchangées en termes réels.
- Le modèle PRIMES n'adopte pas l'approche d'un planificateur social ni celle d'une optimisation générale des coûts du système énergétique global à long terme. Les taux d'actualisation sociaux ne jouent ainsi aucun rôle dans la détermination des solutions du modèle. Le modèle PRIMES se fonde plutôt sur les décisions individuelles prises par les agents économiques demandant ou offrant de l'énergie et sur les interactions guidées par les prix sur les marchés. En effet, les taux d'actualisation liés aux agents individuels revêtent une grande importance dans les décisions qu'ils prennent. Normalement, les décisions économiques des agents se fondent sur le concept du coût du capital qui, selon le secteur, est soit le coût moyen pondéré du capital<sup>15</sup> (pour les grandes entreprises) soit le taux d'actualisation subjectif (pour les particuliers ou les petites entreprises). Dans les deux cas, le taux utilisé pour actualiser les produits et charges futurs inclut une prime de risque reflétant les habitudes des entreprises, les différents facteurs de risques voire le coût d'emprunt perçu. Le taux d'actualisation pour les particuliers intègre également un élément d'aversion au risque.

Les taux d'actualisation varient selon le secteur et peuvent s'écarter sensiblement d'un taux d'actualisation social (habituellement 4 à 5%) utilisé pour des besoins de planification sociale à long terme. Dans la modélisation PRIMES, ils fluctuent entre 8% (en termes réels) pour les entreprises de transport public et les investissements régulés, comme les investissements dans le développement du réseau (sous la forme de WACC) et 17,5% pour les particuliers (ménages et transport privé de personnes). Pour certaines technologies nouvelles, on applique, durant les phases initiales du développement, des taux de prime de risque supplémentaires susceptibles d'influencer les coûts technologiques perçus.

Du fait de la mise en œuvre de la directive sur l'efficacité énergétique, on s'attend à une modification des décisions prises par les entreprises et les ménages en ce qui concerne la consommation

<sup>14</sup> De Tijd, 4 février 2014, *Rotterdamse CO<sub>2</sub>-installatie op de helling*.

<sup>15</sup> Ang. : *Weighted Average Cost of Capital* ou WACC.



énergétique. La directive EED entraînera le développement des entreprises de services énergétiques (Ang. : *Energy Service Companies* ou ESCO) ou d'organismes similaires, ainsi qu'une diminution des risques perçus par les clients potentiels. Cela peut susciter une baisse des taux d'actualisation perçus. Cet aspect est pris en considération dans le scénario de référence. La mise en œuvre de la directive EED et la véritable percée des entreprises de services énergétiques se reflètent dans la diminution du taux d'actualisation de l'ordre de deux points de pourcentage pour les services et jusqu'à 5,5 points de pourcentage pour les ménages. Les taux d'actualisation enregistreraient ainsi une baisse linéaire depuis leur niveau de 2010 jusqu'aux niveaux dictés par la politique à suivre d'ici 2020, puis ils se stabiliseraient jusqu'au terme de la période de projection. Les taux d'actualisation applicables aux ménages reculent donc dans le scénario de référence pour atteindre 14,7% en 2015 et 12% à partir de 2020 jusqu'à la fin de la période de projection. En ce qui concerne les services, le taux d'actualisation diminue progressivement pour atteindre 11% en 2015 et 10% à partir de 2020.

**Tableau 3 Taux d'actualisation (en termes réels) utilisés dans PRIMES**

	Taux d'actualisation standard	Taux d'actualisation adapté pour tenir compte de la Directive EED	
	2010	2015	2020-2050
Production d'électricité	9%	9%	9%
Industrie	12%	12%	12%
Tertiaire	12%	11%	10%
Transports en commun	8%	8%	8%
Camions et voies navigables intérieures	12%	12%	12%
Voitures particulières	17,5%	17,5%	17,5%
Ménages	17,5%	14,7%	12%

Source : CE (2013).

- Les degrés-jours, qui reflètent les conditions climatiques susceptibles d'avoir une influence considérable sur la consommation d'énergie, sont supposés rester constants et se maintenir à leur niveau de 2005. Ce niveau est inférieur à la moyenne à long terme (1980-2004) sans toutefois préjuger que cela reflète l'impact du réchauffement climatique. Les degrés-jours de 2000 sont comparables à ceux relevés en 2005. En revanche, l'année 2010 n'a pas été jugée représentative en termes de degrés-jours. Une telle approche facilite la comparaison des statistiques avec les chiffres de la projection qui se fondent sur les conditions climatiques au début de ce siècle. Cette simplification peut également se justifier par des soucis de consistance pour le développement du modèle. Une prise en compte sélective du réchauffement climatique dans certaines parties du modèle (degrés-jours), mais pas dans d'autres (impact sur l'agriculture, sur l'approvisionnement en eau, etc.) pourrait en effet entraîner des conclusions trompeuses.
- Toutes les valeurs monétaires mentionnées dans la présente publication sont exprimées en prix constants de 2010 (c'est-à-dire sans tenir compte de l'inflation). Par ailleurs, le taux de change avec le dollar fluctue au fil du temps : il s'élève à 1,39 USD/ EUR en 2009, puis on présuppose qu'il tombe à 1,30 USD/ EUR en 2012. On considère ensuite qu'il se maintient à ce niveau jusqu'au terme de la période de projection.
- En ce qui concerne l'intégration de la biomasse dans le scénario de référence, un plafond a été fixé sur la base du potentiel bioénergétique mondial estimé selon Haberl et al. (2010). Cette publication

cite une fourchette de 160 à 270 EJ<sup>16</sup>, calculée en fonction de critères de durabilité. Cette fourchette a ensuite été divisée par personne sur la base de la population mondiale future (source : projections des Nations unies, Département des affaires économiques et sociales). Pour la Belgique, cela revient à un potentiel de biomasse durable d'environ 300 PJ en 2050. Ensuite, une nouvelle subdivision a été réalisée entre production domestique (déchets non compris) et importations avec des plafonds respectifs de 2,4 Mtep<sup>17</sup> et 4,8 Mtep.

---

<sup>16</sup> EJ désigne des exajoules ou  $10^{18}$  joules, PJ désigne des pétajoules ou  $10^{15}$  joules.

<sup>17</sup> Mtep désigne des millions de tep ou  $10^6$  tonnes équivalent pétrole.

## 4. Résultats

Le scénario de référence (également appelé REF ci-après) reflète aussi bien les tendances actuelles dans les développements du système énergétique belge et européen et dans la demande et l'offre mondiale d'énergie que les effets des politiques (inter)nationales adoptées. Les paragraphes qui suivent sont consacrés à l'analyse des résultats obtenus suite à la mise en œuvre de ce scénario dans le modèle d'équilibre partiel PRIMES. Ces résultats font l'objet de six parties distinctes. La première partie décrit la consommation finale d'énergie, c'est-à-dire la consommation d'énergie par les utilisateurs finals. La deuxième partie étudiera toutes les facettes de la production d'électricité. Ensuite, on se penchera sur les sources d'énergie renouvelables en prêtant aussi bien attention à la réalisation de l'objectif à atteindre pour 2020 qu'à l'évolution attendue après cette année-clé. La quatrième partie examinera la consommation intérieure brute d'énergie et la consommation d'énergie primaire. Elle sera suivie d'une étude des émissions de gaz à effet de serre générées par ce système énergétique (et d'autres activités). Enfin, la sixième partie sera, quant à elle, consacrée au coût du système énergétique.

### 4.1. Consommation finale d'énergie

La consommation finale d'énergie représente l'énergie livrée à la porte des consommateurs finals pour toutes les utilisations énergétiques. Les consommateurs finals sont répartis en quatre groupes : l'industrie, le secteur résidentiel, le secteur tertiaire et les transports. L'industrie regroupe toutes les branches industrielles à l'exception de l'industrie de l'énergie (production d'électricité, raffinage, etc.). Le secteur résidentiel englobe la consommation<sup>18</sup> d'énergie des ménages, à l'exclusion de la consommation énergétique pour le transport individuel<sup>19</sup>. Le secteur tertiaire reprend toutes les autres consommations énergétiques, à savoir celles de la petite industrie, de l'artisanat, du commerce, des administrations publiques, des services (à l'exception des transports), de l'agriculture et de la pêche. Enfin, les transports couvrent tous les types de transport à l'exception de la navigation maritime<sup>20</sup>.

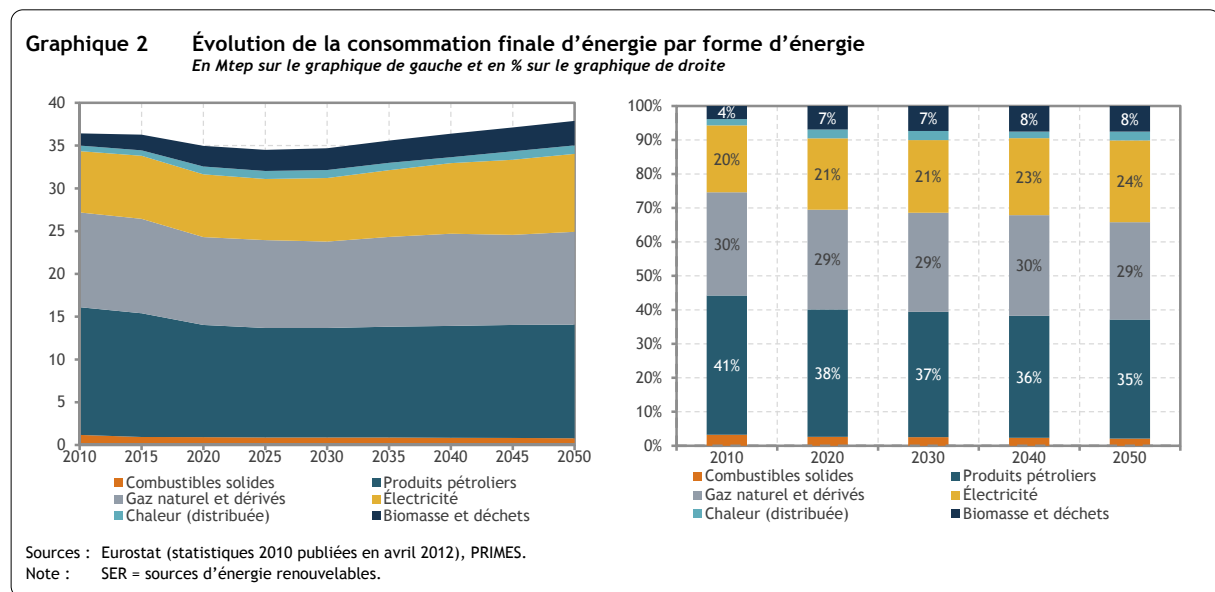
Comme le montre le graphique 2, la consommation finale d'énergie connaît une évolution qui a la forme d'un U dont le creux se situe entre 2020 et 2030. Elle passe de 36,4 Mtep en 2010 à 35,0 Mtep en 2020 et 34,7 Mtep en 2030 (soit une diminution de respectivement 4 et 5% par rapport à 2010) pour ensuite croître régulièrement et atteindre 37,9 Mtep (soit 4% au-dessus du niveau de 2010).

Les économies d'énergie réalisées d'ici 2030 sont la conséquence des politiques mises en œuvre en matière d'efficacité énergétique, du système ETS mais aussi de la hausse des prix de tous les combustibles fossiles (voir graphique 1) et de l'électricité (voir graphique 29) sur cette période. Après 2030, les politiques et mesures ne sont plus suffisantes pour compenser l'effet volume (croissance de la production industrielle, de la population, etc.). De plus, le prix du gaz naturel se stabilise ce qui réduit l'effet prix.

<sup>18</sup> Il s'agit bien de la consommation d'énergie. En effet, la production d'électricité grâce aux panneaux photovoltaïques placés sur les bâtiments résidentiels est reprise dans le secteur électrique (partie 4.2).

<sup>19</sup> Qui est reprise dans le secteur des transports.

<sup>20</sup> Par convention (Eurostat et AIE), les soutes maritimes utilisées par les navires ne sont pas comptabilisées dans la consommation finale énergétique à l'inverse des soutes aériennes et des carburants pour la navigation intérieure qui eux le sont.



Le scénario de référence ne présuppose pas la réalisation, en 2020, de l'objectif belge en matière d'efficacité énergétique, contrairement aux objectifs contraignants GES et SER qui, eux, sont supposés être atteints. En effet, le premier objectif est indicatif alors que les seconds sont contraignants. L'objectif belge en matière d'efficacité énergétique est en fait double, l'un concerne la consommation d'énergie primaire (voir partie 4.4), l'autre la consommation finale d'énergie.

En vertu de l'article 3 de la directive européenne relative à l'efficacité énergétique<sup>21</sup>, la Belgique a notifié à la Commission européenne le 17 juin 2013 ses objectifs indicatifs nationaux en matière d'efficacité énergétique<sup>22</sup>. Pour la consommation finale d'énergie, la Belgique a fixé un plafond égal à 32,5 Mtep en 2020. Si l'on compare le niveau projeté en 2020 (35 Mtep) à ce plafond, on constate un déficit d'économies d'énergie finale de 2,5 Mtep. Ce résultat montre que les politiques et mesures actuelles ne suffiraient pas pour atteindre l'objectif que la Belgique s'est fixé.

Le graphique 2 montre également les changements au cours du temps dans le mix énergétique, au profit de l'électricité et des sources d'énergie renouvelables et au détriment des combustibles solides et des produits pétroliers. La part des gaz naturel et dérivés<sup>23</sup> reste quant à elle relativement stable.

Malgré la baisse de la consommation et de la part des produits pétroliers, le pétrole reste le combustible le plus consommé au niveau de la demande finale. Il représente plus du tiers de la consommation finale d'énergie en 2050. La consommation de produits pétroliers diminue de 11% sur la période de projection : de 14,9 Mtep en 2010 à 13,3 Mtep en 2050. Il en découle un recul de sa part relative dans la consommation finale d'énergie : de 41% en 2010 à 35% en 2050.

La consommation finale (resp. la part) de combustibles solides, principalement du charbon, qui était déjà peu importante en 2010 continue à décliner : de 1,2 Mtep (resp. 3%) en 2010 à 0,8 Mtep (resp. 2%) en 2050. Cette baisse est principalement imputable à la sidérurgie.

<sup>21</sup> Directive 2012/27/UE entrée en vigueur le 4 décembre 2012.

<sup>22</sup> Voir [http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/doc/reporting/2013/be\\_2013report\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/doc/reporting/2013/be_2013report_en.pdf)

<sup>23</sup> Le gaz naturel domine cette catégorie : 97% de la consommation finale de gaz naturel et dérivés concernent le gaz naturel (ce pourcentage est stable sur toute la période de projection).

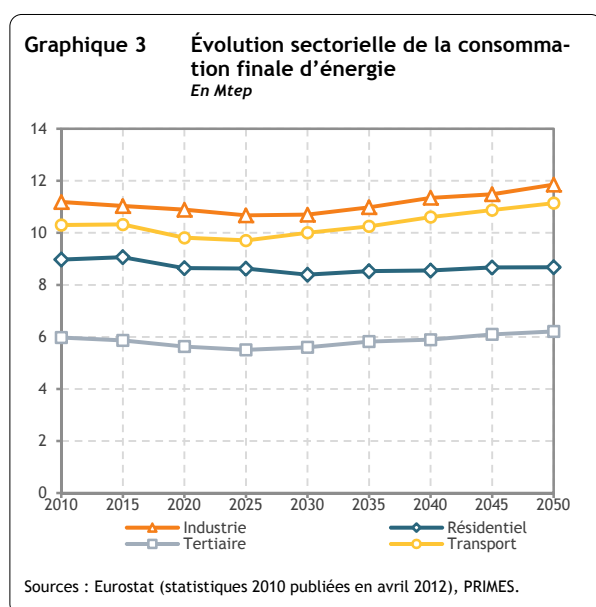
La consommation de gaz naturel et de gaz dérivés diminue fortement d'ici à 2030 (-9%) puis repart à la hausse en fin de période sans toutefois retrouver le niveau de consommation enregistré en 2010 : de 11,1 Mtep en 2010, elle passe à 10,8 Mtep en 2050. Cela étant, la part relative du gaz reste quasi stable (autour de 30%) sur toute la période de projection.

La consommation de chaleur distribuée<sup>24</sup> progresse de manière significative (+48% entre 2010 et 2050) mais reste marginale dans la consommation finale totale, sous la barre de 1 Mtep et des 2-3%.

Seules les consommations finales (et les parts) d'électricité et des sources d'énergie renouvelables progressent d'ici 2050 : elles atteignent respectivement 9,1 Mtep et 2,9 Mtep en 2050, contre 7,2 Mtep et 1,4 Mtep en 2010. Ces deux formes d'énergie accroissent leur part relative sur la période de projection : de 20 à 24% pour l'électricité et de 4 à 8% pour les SER. S'agissant des SER, la progression est surtout remarquable entre 2010 et 2020, poussée par l'objectif contraignant de 13% de SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020.

L'évolution sectorielle de la consommation finale d'énergie apporte un éclairage complémentaire à l'analyse présentée ci-dessus. Elle est synthétisée dans le graphique 3 et le tableau 4 ci-dessous.

Un premier constat peut être posé : les politiques et mesures en place ou approuvées, la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Énergie en 2020, l'évolution macroéconomique et démographique et le développement des prix des énergies fossiles ne modifient pas fondamentalement la contribution relative des différents secteurs à la consommation finale d'énergie : l'industrie consomme un peu moins du tiers de la consommation finale d'énergie (31%), les transports près de 30%, le secteur résidentiel un quart environ et le secteur tertiaire le solde.



Entre 2010 et 2020, la consommation finale d'énergie fléchit dans tous les secteurs : -3% dans l'industrie, -4% dans le secteur résidentiel, -6% dans le secteur tertiaire et -5% pour les transports. L'amélioration de l'efficacité énergétique suscitée par un éventail de politiques et mesures et la hausse significative des prix de l'énergie mais aussi la baisse de l'activité de la sidérurgie, particulièrement intensive en énergie, en sont les principales causes.

Entre 2020 et 2030, le fléchissement se poursuit dans l'industrie et le secteur résidentiel. La consommation se stabilise par contre dans le secteur tertiaire et repart à la hausse dans les transports.

<sup>24</sup> La chaleur distribuée est la chaleur produite dans des centrales de cogénération propriété des producteurs d'électricité et donc vendue par ceux-ci aux industriels. Selon la méthodologie Eurostat, cette consommation est comptabilisée dans la demande finale contrairement à la chaleur autoproduite sur les sites industriels qui, elle, n'est pas comptabilisée dans la demande finale. Ce sont les combustibles brûlés pour la produire qui figurent dans le bilan de l'énergie finale.

Sur la deuxième partie de la période de projection (2030-2050), la tendance est à l'augmentation dans tous les secteurs mais à des rythmes différents.

**Tableau 4 Contribution des différents secteurs à la consommation finale d'énergie**

	Mtep 2010	2020	2030	2050	Part 2010	2020	2030	2050
Industrie	11,2	10,9	10,7	11,9	31%	31%	31%	31%
Résidentiel	9,0	8,6	8,4	8,7	25%	25%	24%	23%
Tertiaire	6,0	5,6	5,6	6,2	16%	16%	16%	16%
Transport	10,3	9,8	10,0	11,1	28%	28%	29%	30%
Total	36,4	35,0	34,7	37,9				

Source : Eurostat (statistiques 2010 publiées en avril 2012), PRIMES.

Les paragraphes qui suivent vont plus loin dans l'analyse sectorielle de la consommation finale d'énergie. Ils étudient notamment les évolutions au niveau des branches industrielles, des usages énergétiques dans les secteurs résidentiel et tertiaire et des types et modes de transport. Ils examinent également le développement de l'intensité énergétique et des coûts énergétiques.

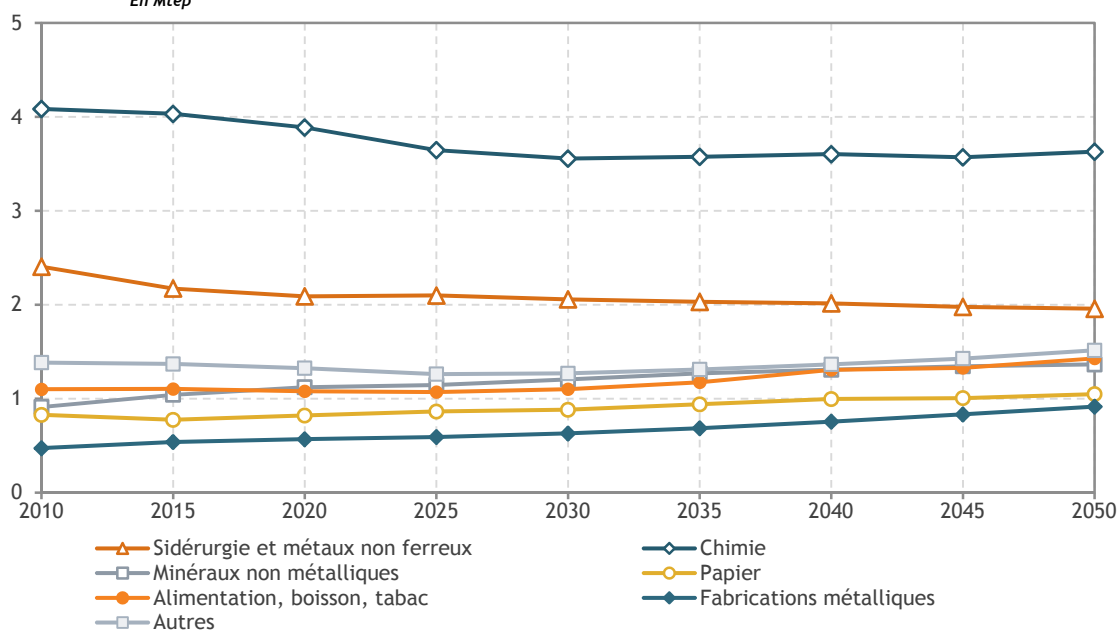
#### 4.1.1. Industrie

Selon les perspectives macroéconomiques décrites dans le chapitre 3.1, l'activité industrielle reprend du poil de la bête après la crise économique de ces dernières années et poursuit sa croissance d'ici à 2050. Sur la période 2010-2050, la valeur ajoutée de l'industrie progresse de 1,5% par an en moyenne. Ce développement concerne tant les branches intensives en énergie que les autres même si les premières enregistrent un taux de croissance (1,2%) légèrement inférieur aux secondes (1,7%). Selon la nomenclature d'Eurostat pour les statistiques énergétiques<sup>25</sup>, les branches intensives en énergie regroupent la sidérurgie et la fabrication de métaux non ferreux, la chimie, la fabrication de minéraux non métalliques et l'industrie du papier. Ensemble, elles représentent un peu moins de la moitié de la valeur ajoutée de l'industrie (47% en 2010, 41% en 2050).

Le graphique 4 illustre l'évolution de la consommation finale d'énergie de l'industrie par branche d'activité.

<sup>25</sup> Le regroupement des branches industrielles dans les bilans énergétiques d'Eurostat ne permet pas une séparation précise entre activités intensives en énergie ou non. Ainsi, la chimie regroupe à la fois la chimie de base qui est intensive en énergie et la fabrication de produits pharmaceutiques qui ne l'est pas.

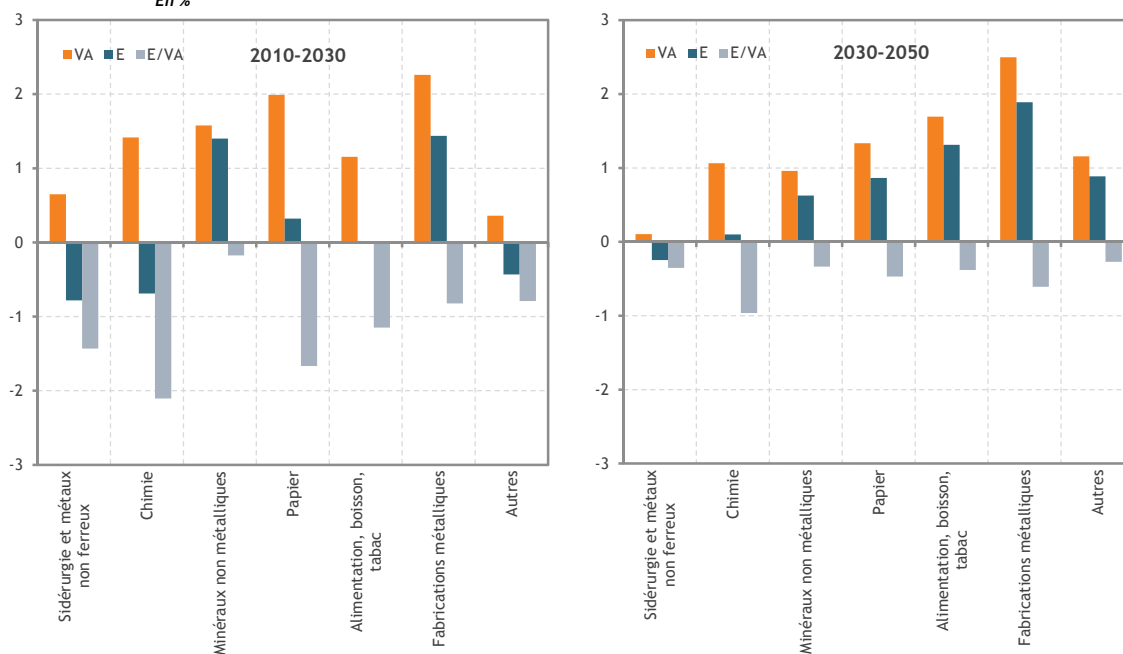
**Graphique 4** Consommation finale énergétique de l'industrie par branche  
En Mtep



Source : Eurostat (statistiques 2010 publiées en avril 2012), PRIMES.

L'évolution de la consommation énergétique de l'industrie est intimement liée aux projections de l'activité des branches industrielles mesurée ici par la valeur ajoutée mais aussi au développement de leur intensité énergétique comme l'illustre le graphique 5 pour la période 2010-2030 (à gauche) et la période 2030-2050 (à droite).

**Graphique 5** Taux de croissance annuel moyen de la consommation énergétique des branches industrielles : décomposition entre l'effet activité et l'effet intensité énergétique, période 2010-2030 sur le graphique de gauche et période 2030-2050 sur le graphique de droite  
En %



Source : Eurostat (statistiques 2010 publiées en avril 2012), PRIMES.

Note : L'activité d'une branche est mesurée ici par la valeur ajoutée (VA) ; E = consommation énergétique ; E/VA = intensité énergétique.

Sur la période 2010-2030, l'amélioration de l'efficacité énergétique (ou le fléchissement de l'intensité énergétique) permet de contrebalancer les effets de la croissance de l'activité dans la plupart des branches. Dans la branche de la sidérurgie et des métaux non ferreux, la baisse de l'intensité énergétique vient principalement des changements dans la composition de la branche, et plus précisément du recul de la filière intégrée pour la production d'acier. Dans les autres branches, et plus spécifiquement dans celles qui font partie des secteurs ETS et où le recours au gaz naturel et à l'électricité est important (chimie, alimentation), les gains d'efficacité énergétique sont importants et s'expliquent par la hausse sensible des prix de ces deux formes d'énergie<sup>26</sup> et par l'achat des droits d'émission mis aux enchères.

La branche des minéraux non métalliques fait exception à la règle car elle est moins impactée par la hausse des prix énergétiques : plus de la moitié de sa consommation énergétique repose sur des combustibles moins onéreux (charbon, déchets). C'est le cas également de la branche des fabrications métalliques mais cette fois parce que les gains d'efficacité énergétique ne compensent pas la forte croissance de son activité.

Toutes branches confondues, la consommation finale énergétique de l'industrie est ainsi réduite de 4% entre 2010 et 2030. Pour les branches intensives en énergie, la diminution s'élève à 6%. Pour les autres branches, on note une augmentation de 1%. En conséquence, la part des branches intensives en énergie dans la consommation finale énergétique de l'industrie se contracte : de 74% en 2010 elle passe à 72% en 2030.

Sur la période 2030-2050, l'intensité énergétique continue à décroître mais plus suffisamment pour compenser les effets de la croissance de l'activité. La stabilisation des prix du gaz naturel, le fléchissement des prix de l'électricité et le status quo supposé des politiques et mesures en matière d'efficacité énergétique conduisent à de moindres gains d'efficacité énergétique nonobstant la hausse sensible du prix du carbone. La consommation finale énergétique de l'industrie repart donc à la hausse et s'établit, en 2050, 6% au-dessus du niveau de 2010. Elle est poussée surtout par les branches non intensives en énergie (+30%) alors que les branches intensives en énergie voient leur consommation énergétique rester sous le niveau de 2010 (-3%). La contribution de ces dernières à la demande finale énergétique de l'industrie se réduit donc encore et s'établit à 67% en 2050.

Les évolutions décrites ci-dessus s'accompagnent d'une diminution progressive de l'utilisation des combustibles solides et des produits pétroliers et de leur contribution à la consommation énergétique totale de l'industrie. De 15% en 2010, leur part passe à 12% en 2020 et 2030 puis à 10% en 2050. La consommation de combustibles solides (resp. de produits pétroliers) chute de 31% (resp. 18%) entre 2010 et 2050.

À l'inverse, la consommation de biomasse et déchets et de chaleur distribuée<sup>27</sup> progresse graduellement de même que leur contribution à la consommation énergétique totale de l'industrie. La biomasse et les déchets (resp. la chaleur distribuée) couvrent 10% (resp. 7%) des besoins énergétiques en 2050 contre 7% (resp. 5%) en 2010. La consommation de biomasse et déchets (resp. de chaleur distribuée) augmente de 63% (resp. 55%) sur la période de projection.

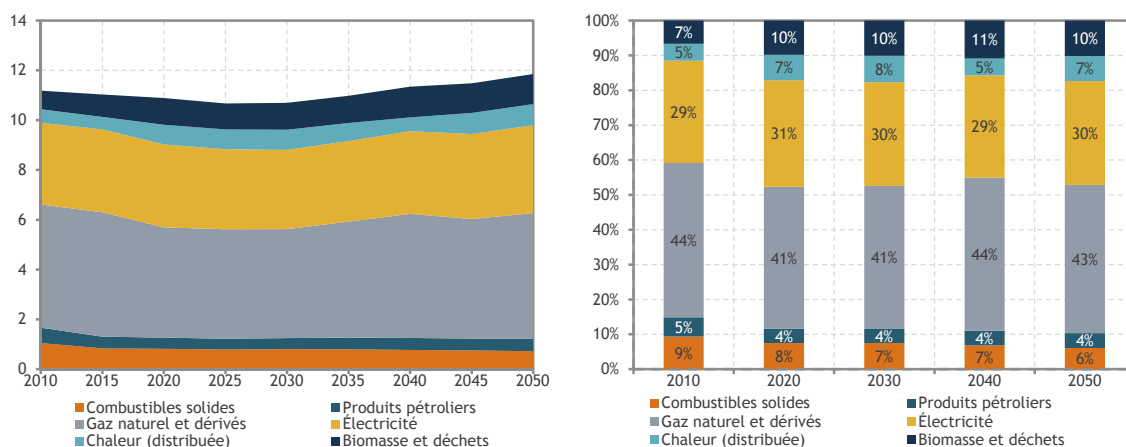
---

<sup>26</sup> Cf. chapitres 3.2 et 4.2.

<sup>27</sup> Voir note de bas de page n° 24.



**Graphique 6** Consommation finale énergétique de l'industrie par forme d'énergie  
En Mtep sur le graphique de gauche et en % sur le graphique de droite



Source : Eurostat (statistiques 2010 publiées en avril 2012). PRIMES.

La consommation de gaz<sup>28</sup> se contracte en 2020 et 2030 (respectivement -10% et -12% par rapport à 2010) sous l'effet de la hausse sensible des prix du gaz naturel et des politiques menées en matière d'efficacité énergétique et perd trois points de pourcentage. Elle redécote ensuite pour s'établir en 2050 au même niveau qu'en 2010 (environ 5 Mtep).

Enfin, la consommation d'électricité connaît une évolution semblable quoique moins marquée : elle fléchit de 3% en 2030 par rapport à 2010 puis se met à croître sur la période 2030-2050. En 2050, la consommation d'électricité de l'industrie a progressé de 8% par rapport à 2010 (41 TWh vs. 38 TWh) et gagne un point de pourcentage.

Les coûts énergétiques constituent un autre indicateur intéressant car ils représentent un des facteurs explicatifs de la compétitivité de l'industrie<sup>29</sup>. Les coûts énergétiques supportés par l'industrie englobent les coûts d'investissement<sup>30</sup> associés aux équipements énergétiques (fours, chaudières, etc.), les coûts relatifs aux achats de combustibles<sup>31</sup>, d'électricité et, le cas échéant, de vapeur, et enfin le coût des enchères payées par les entreprises des secteurs ETS. Le graphique 7 et le graphique 8 présentent l'évolution de deux indicateurs de coût : d'une part, le montant des coûts énergétiques et la répartition entre les différentes composantes, et d'autre part, le coût unitaire de l'énergie (Ang. : *unit energy cost*). Par analogie avec le coût unitaire du travail, le coût unitaire de l'énergie mesure le coût des inputs énergétiques<sup>32</sup> pour une unité de valeur ajoutée dans une branche ou un ensemble de branches<sup>33</sup>. Cet indicateur permet de comparer l'importance relative des inputs énergétiques – et donc la sensibilité aux chocs de prix énergétiques – des branches au cours du temps.

Les coûts énergétiques de l'industrie doublent quasiment entre 2010 et 2050 : 20 milliards EUR en 2050 comparé à 11 milliards en 2010 (soit un taux de croissance annuel moyen de 1,6%). Toutes les composantes du coût contribuent à cet accroissement : les dépenses d'investissement sont multipliées par 2,2,

<sup>28</sup> i.e. gaz naturel (entre 92 et 94%) et gaz dérivés (entre 6 et 8%).

<sup>29</sup> Par rapport à la situation dans les autres pays.

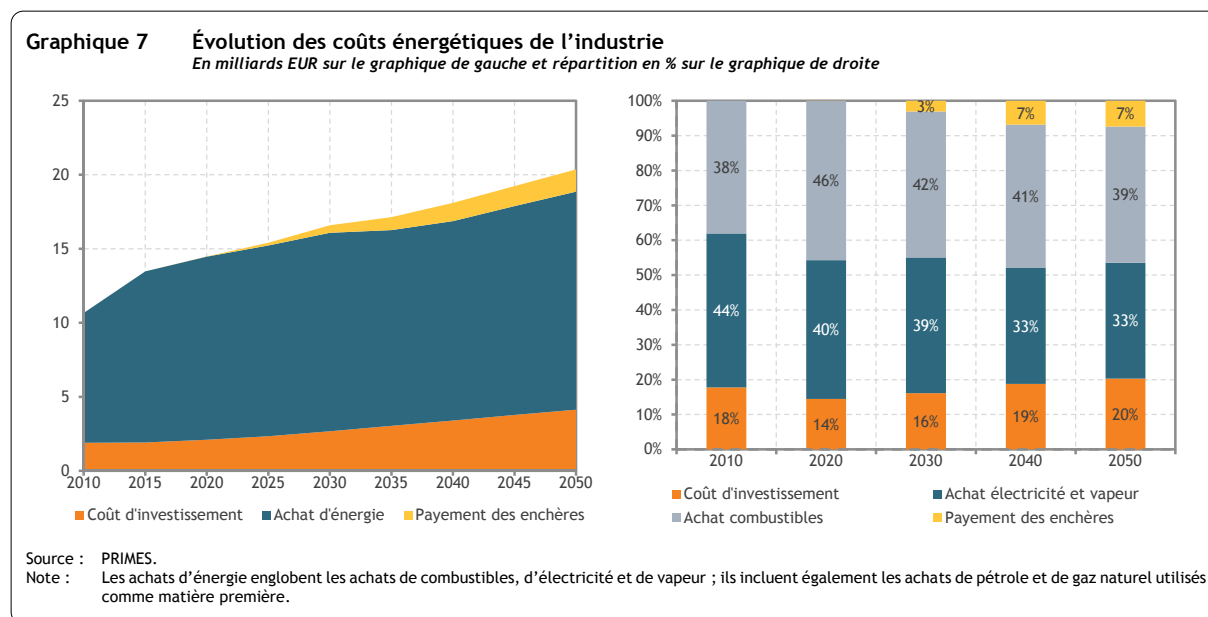
<sup>30</sup> Comptabilisés sous la forme d'annuités.

<sup>31</sup> En ce compris les achats d'énergie utilisée comme matière première, principalement dans la pétrochimie.

<sup>32</sup> Hors usages non énergétiques (matière première) et achat de droits d'émissions.

<sup>33</sup> Voir [http://ec.europa.eu/economy\\_finance/publications/european\\_economy/2014/pdf/ee1\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee1_en.pdf)

les dépenses d'achat d'énergie progressent de 68%, et enfin le paiement des enchères dans le cadre du système ETS voit son montant croître, surtout après 2025, en raison notamment de l'évolution du prix des droits d'émission.

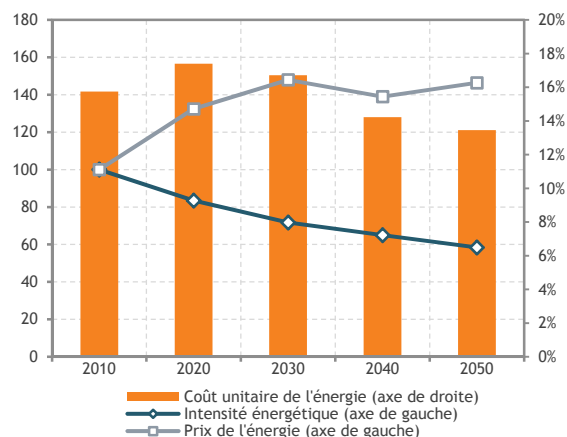


La structure des coûts énergétiques évolue au cours du temps. Les achats d'énergie (regroupant combustibles, électricité et vapeur) dominent toujours mais leur part se contracte quelque peu : de 82% en 2010, leur part passe à 72% en 2050. À l'inverse le coût des investissements gagne deux points de pourcentage : 20% en 2050 contre 18% en 2010. Enfin, le montant des enchères payées par les industries faisant partie de l'ETS représentent 7% des coûts énergétiques de l'industrie en fin de période de projection.

S'agissant du coût des achats d'énergie, ils augmentent tant pour l'électricité et la vapeur que pour les combustibles fossiles et autres (biomasse et déchets). Cependant, l'augmentation est plus sensible pour les seconds que pour les premiers. Ceci explique pourquoi la contribution des achats d'électricité et de vapeur aux coûts énergétiques diminue régulièrement : de 44% en 2010, elle tombe à 33% en 2050. L'accroissement particulièrement important de la part du coût des achats de combustibles entre 2010 et 2020 s'explique par l'évolution à court terme du prix du gaz naturel (voir graphique 1), forme d'énergie abondamment utilisée dans l'industrie belge tant comme combustible que comme matière première. Après 2020, le prix du gaz naturel progresse plus modérément avec comme conséquence un recul constant de la contribution des achats de combustibles dans les coûts énergétiques.

L'évolution du coût unitaire de l'énergie (graphique 8) s'explique par deux effets, un effet intensité énergétique et un effet prix de l'énergie. L'effet intensité énergétique indique comment évolue la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité de valeur ajoutée. Par prix de l'énergie, l'on entend ici le rapport entre le coût des achats d'énergie et la quantité d'énergie consommée.

**Graphique 8** Évolution et décomposition du coût unitaire de l'énergie dans l'industrie  
Indice 2010 = 100 (axe de gauche) et en % de la VA (axe de droite)



Source : PRIMES, calculs BFP.

Note : Les indicateurs décrits sur ce graphique ne tiennent pas compte de l'énergie utilisée comme matière première ni de l'achat de droits d'émission.

Le coût unitaire de l'énergie connaît une évolution sous la forme de U inversé : il passe de 15,7% en 2010 à 17,4% en 2020 pour ensuite baisser et atteindre 16,7% en 2030 et 13,5% en 2050, soit deux points de pourcentage sous le chiffre de 2010. Alors que l'intensité énergétique de l'industrie décline régulièrement d'ici à 2050, cette tendance à la baisse n'est pas suffisante pour contenir l'envol du coût unitaire de l'énergie d'ici 2030, période où le prix de l'énergie augmente singulièrement. Après 2030, la baisse de l'intensité énergétique domine l'effet prix et le coût unitaire de l'énergie amorce une pente descendante.

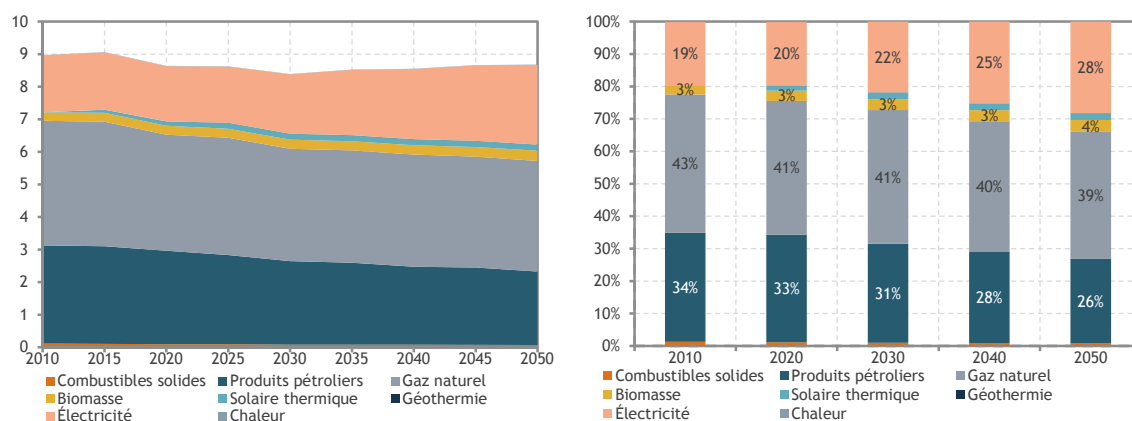
L'analyse de l'évolution des coûts énergétiques présentée ci-dessus s'applique à l'industrie dans

sa globalité. Or, l'industrie belge est caractérisée par une forte proportion de branches intensives en énergie pour lesquelles les coûts énergétiques représentent un objet de préoccupation en termes de compétitivité. C'est pourquoi une analyse plus fouillée de l'évolution des coûts énergétiques de certaines branches industrielles est proposée dans les analyses complémentaires (voir chapitre 5.2).

#### 4.1.2. Secteur résidentiel

La consommation d'énergie dans le secteur résidentiel suit une légère courbe en U tout au long de la période de projection. Dans un premier temps (2010-2030), la consommation résidentielle d'énergie diminue de pas moins de 6% (de 9,0 Mtep en 2010 à 8,4 Mtep en 2030), puis cette tendance s'inverse et la consommation d'énergie s'accroît de 3% (pour atteindre 8,7 Mtep en 2050). Le niveau atteint en 2050 est donc inférieur de 3% à celui de 2010. Sur base annuelle, la consommation finale d'énergie du secteur résidentiel recule de 0,3% en moyenne entre 2010 et 2030 puis rebondit au rythme de 0,2% par an en moyenne entre 2030 et 2050.

**Graphique 9** Consommation finale d'énergie du secteur résidentiel par forme d'énergie, 2010-2050  
En Mtep dans le graphique de gauche et en % dans le graphique de droite



Source : Eurostat (statistiques 2010 publiées en avril 2012), PRIMES.

Cette évolution résulte de deux tendances sous-jacentes : une croissance annuelle moyenne négative pour l'ensemble des combustibles fossiles et une croissance annuelle moyenne positive pour les sources d'énergie renouvelables (biomasse, solaire thermique et géothermie) et l'électricité.

En ce qui concerne les combustibles fossiles, la consommation de charbon recule de 39% sur la période 2010-2050. En 2050, les ménages n'y auront pratiquement plus recours, tant et si bien que la part du charbon dans la demande résidentielle finale ne dépassera pas 1% à ce moment. La consommation de produits pétroliers décline également (de 25% entre 2010 et 2050), notamment en raison du recours accru aux sources d'énergie renouvelables et aux applications électriques (comme les pompes à chaleur) pour les besoins de chauffage. Même le gaz naturel perd du terrain et voit sa consommation baisser de 11% en projection.

En revanche, la demande d'électricité explose de 40% sur la période 2010-2050. L'accroissement de la demande d'électricité dans le secteur résidentiel s'explique essentiellement par l'expansion des applications électriques résidentielles, le nombre sans cesse croissant d'appareils électriques par ménage et l'augmentation du nombre de ménages. Cependant, compte tenu de l'amélioration sensible du rendement énergétique de ces appareils et de l'éclairage (on prévoit un gain d'efficacité énergétique de 50% sur la période 2010-2030, et même de 54% d'ici 2050), la croissance de la demande d'électricité reste modérée.

La biomasse suit une évolution similaire et voit sa consommation résidentielle s'accroître de 24%. Elle est dépassée en termes de croissance par le solaire thermique (facteur 30) et la géothermie (qui passe de 0 à 3 Mtep en 2050), mais cette dernière n'atteint pas 1% de la demande résidentielle finale d'énergie en 2050.

En fin de période de projection, le gaz naturel reste la forme d'énergie la plus utilisée dans le secteur résidentiel (39% de la demande finale d'énergie), suivi par l'électricité (28%) et les produits pétroliers (26%). La biomasse atteint une part de 4% en 2050. En 2010, ces parts étaient encore de 43% pour le gaz naturel, 19% pour l'électricité, 34% pour les produits pétroliers et 3% pour la biomasse.

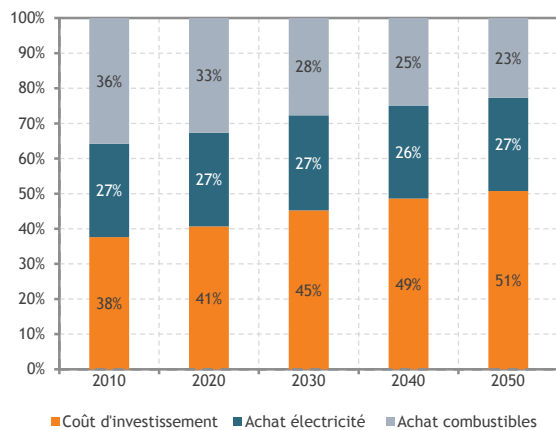
L'intensité énergétique du secteur résidentiel (rapport entre la consommation finale d'énergie et les dépenses de consommation finale des ménages) s'améliore de 1,7% par an en moyenne entre 2010 et 2050. Cette amélioration continue s'explique par la conjonction de deux facteurs : l'éventail des mesures d'efficacité énergétique reprises dans le scénario de référence (voir parties 3.3 et 3.4) et la hausse des prix de l'énergie.

La consommation d'énergie du secteur résidentiel ramenée au nombre d'habitant baisse pour atteindre 0,66 tep en 2050<sup>34</sup>, ce qui représente une chute de 20% par rapport à 2010, année où la consommation d'énergie par habitant s'élevait encore à 0,83 tep. Ce recul s'explique par la diminution sensible de la consommation de combustibles fossiles par habitant (-1,0% par an au cours de la période 2010-2050), même si la demande d'électricité par habitant continue à augmenter (+0,4% par an au cours de la période 2010-2050).

---

<sup>34</sup> 1 tep = 11 630 kWh.

**Graphique 10** Composition des coûts énergétiques dans le secteur résidentiel  
En %

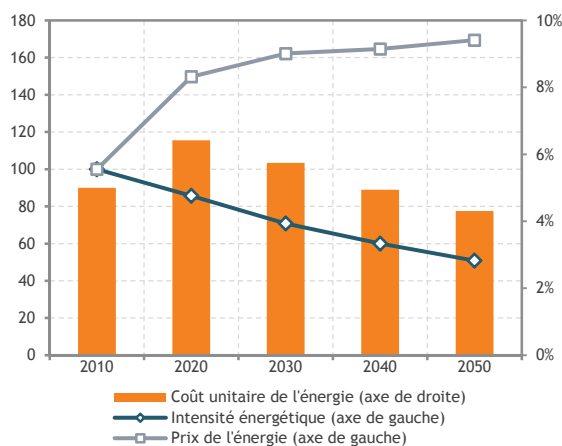


Source : PRIMES.

Les coûts énergétiques supportés par le secteur résidentiel couvrent ici les investissements relatifs aux équipements consommateurs d'énergie et à l'isolation des bâtiments et les coûts d'achat de combustibles et d'électricité. Ils font plus que doubler entre 2010 et 2050 : ils augmentent ainsi de 1,8% par an en moyenne. L'accroissement des coûts énergétiques provient de toutes ses composantes mais en premier chef des coûts d'investissement (+2,8% par an en moyenne), suivis par les dépenses liées à l'achat d'électricité (+1,8% par an en moyenne), ferment ensuite la marche les dépenses d'achat de combustibles comme le gaz naturel et le gasoil de chauffage (+0,7% par an en moyenne).

Ces évolutions ont pour effet de gonfler la part des coûts d'investissement dans les coûts énergétiques du secteur résidentiel (voir graphique 10) : elle dépasse les 50% en 2050 alors qu'elle était de 38% en 2010. À contrario, la contribution des dépenses d'achat de combustibles décroît sensiblement : 23% en 2050 comparé à 36% en 2010. Enfin, la part des achats d'électricité reste stable sur la période de projection ; elle est égale à 27%.

**Graphique 11** Évolution et décomposition du coût unitaire de l'énergie dans le secteur résidentiel  
Indice 2010 = 100 (axe de gauche) et en % de la consommation privée (axe de droite)



Source : PRIMES, calculs BFP.

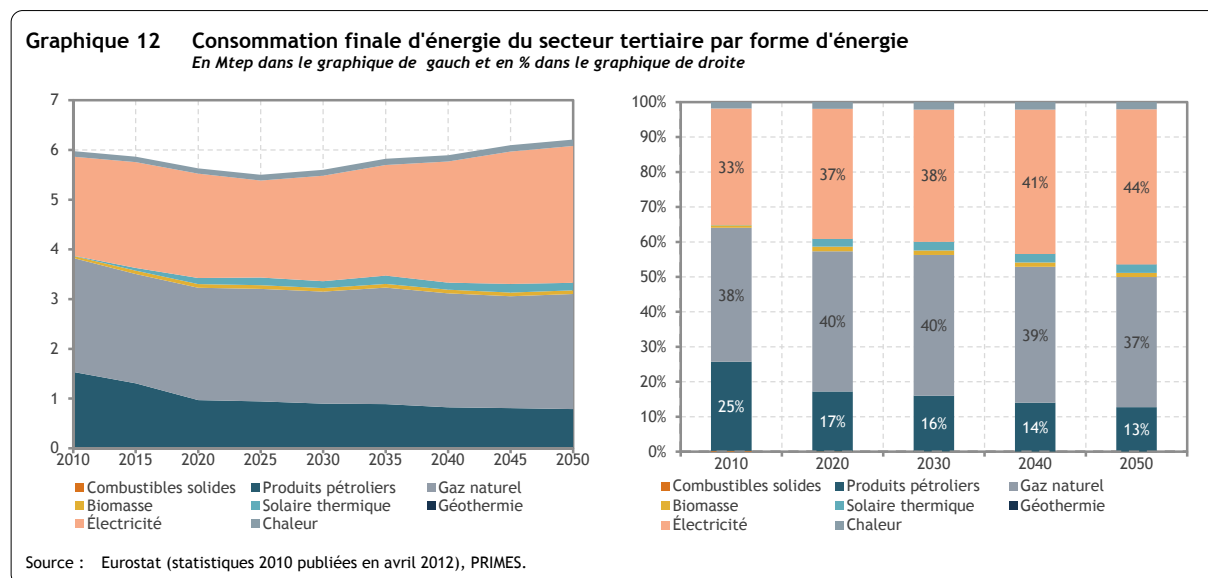
Le coût unitaire de l'énergie dans le secteur résidentiel est défini comme la proportion que représentent les achats d'énergie (hors transport) dans les dépenses de consommation finale des ménages (ou consommation privée). Par analogie avec l'analyse présentée pour l'industrie, le coût unitaire de l'énergie est également décomposé en un effet intensité énergétique (i.e. consommation d'énergie divisée par la consommation privée) et un effet prix de l'énergie (i.e. achats d'énergie divisés par la consommation d'énergie).

Comme le montre le graphique 11, le coût unitaire de l'énergie croît dans un premier temps et passe de 5% en 2010 à 6,4% en 2020. La diminution de l'intensité énergétique ne suffit alors pas à contrebalancer l'augmentation abrupte du prix de l'énergie (combustibles et électricité). Après 2020, le coût unitaire de l'énergie amorce une pente descendante, il s'établit à 5,7% en 2030 puis à 4,3% en 2050, soit sous le pourcentage enregistré en 2010.

### 4.1.3. Secteur tertiaire

Entre 2010 et 2050, la consommation finale énergétique du secteur tertiaire (services et agriculture) augmente de 4%, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de la consommation d'énergie de 0,1%. Le graphique 12 montre que la consommation d'énergie dans le secteur tertiaire diminue dans un premier temps (jusqu'en 2025), puis rebondit et se stabilise entre 2035 et 2040 avant de repartir à la hausse.

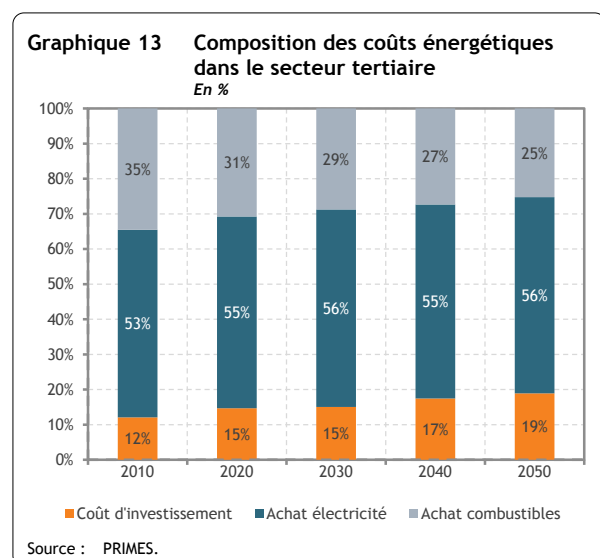
On constate également une redistribution de la consommation entre les différentes formes d'énergie : la part des produits pétroliers enregistre une baisse considérable (de 25% en 2010 à 13% en 2050) au profit de l'électricité (qui passe de 33% en 2010 à 44% en 2050), alors que la part du gaz naturel reste relativement stable à 37%. La consommation d'électricité dans le secteur tertiaire augmente de 38% entre 2010 et 2050 et celle de gaz naturel de 1%. Quant à la consommation de produits pétroliers, elle chute de 48%. En revanche, la chaleur s'accroît de 17% et le recours aux énergies renouvelables fait plus que quintupler en projection.



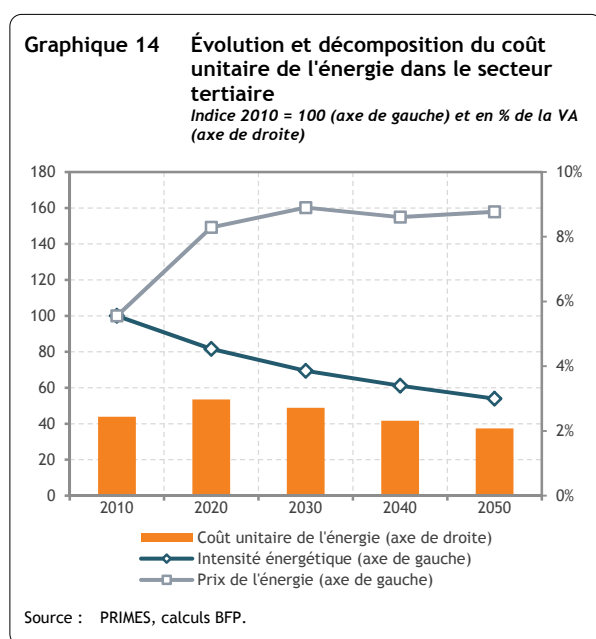
L'intensité énergétique du secteur tertiaire (rapport entre la consommation d'énergie et la valeur ajoutée) baisse de 46% au cours de la période 2010-2050. Cette évolution montre qu'en dépit d'un accroissement rapide de la valeur ajoutée de ce secteur (+1,7% par an en moyenne sur la période 2010-2050), la consommation d'énergie n'évolue pas au même rythme en raison des progrès technologiques, des glissements entre les différentes formes d'énergie et des mesures visant une plus grande efficacité énergétique.

Les coûts énergétiques supportés par le secteur tertiaire augmentent de 78% entre 2010 et 2050, soit un taux de croissance de 1,4% par an en moyenne sur la période de projection. Comme dans l'industrie et le secteur résidentiel, les dépenses d'investissement croissent à un rythme plus rapide que les dépenses d'achat d'énergie. Cette évolution se traduit par des changements dans la composition des coûts énergétiques (voir graphique 13). Ainsi, la part des coûts d'investissement passe de 12% en 2010 à 15% en 2020 et 2030 puis à 19% en 2050. En contrepartie, la contribution du coût d'achat d'énergie diminue au cours du temps. Cette diminution ne concerne néanmoins que les dépenses d'achat de combustibles

(principalement du gaz naturel et du gasoil de chauffage) dont la part chute de 35% en 2010 à 25% en



2050 grâce notamment à une meilleure isolation des bâtiments et à l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes de chauffage. En effet, la contribution des dépenses d'achat d'électricité aux coûts énergétiques du tertiaire croît et gagne trois points de pourcentage (56% en 2050 comparé à 53% en 2010). La multiplication des usages électriques, combinée avec le renchérissement du prix de l'électricité sur la période 2010-2030 en sont la cause nonobstant l'amélioration continue de l'efficacité énergétiques des appareils électriques. Ce coût est et reste le plus gros poste de dépenses du secteur tertiaire.



Comme l'on peut s'y attendre, le coût unitaire de l'énergie est considérablement plus faible dans le secteur tertiaire que dans l'industrie. Il se situe sous la barre des 3% (voir graphique 14). Son évolution est par contre comparable : une hausse jusqu'en 2020 suivie d'une baisse régulière entre 2020 et 2050. En 2050, le coût unitaire de l'énergie se situe même sous le niveau de 2010 : 2,1% vs. 2,4%. L'effet prix de l'énergie domine l'effet intensité énergétique jusqu'en 2030 et puis c'est l'inverse. Entre 2010 et 2050, l'intensité énergétique du secteur tertiaire diminue de 46% ou encore de 1,5% en moyenne par an.

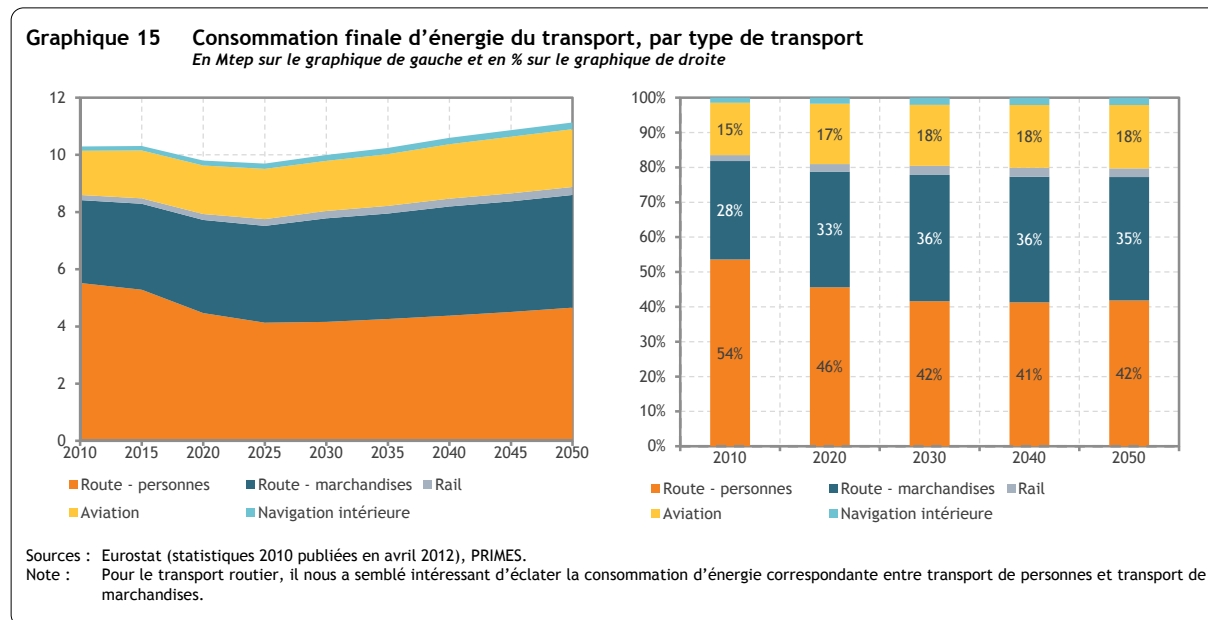
#### 4.1.4. Transport

Selon la convention Eurostat, la consommation finale d'énergie du transport couvre toutes les formes d'énergie à l'exception des soutes utilisées pour le transport maritime. Pour le transport de personnes<sup>35</sup>, la consommation finale d'énergie est répartie entre les modes routier (voitures particulières, motos, bus et autocars), ferroviaire (train, tram et métro) et l'aviation (domestique et internationale). Pour le transport de marchandises, elle est répartie entre les modes routier (camions et camionnettes), ferroviaire et la navigation intérieure.

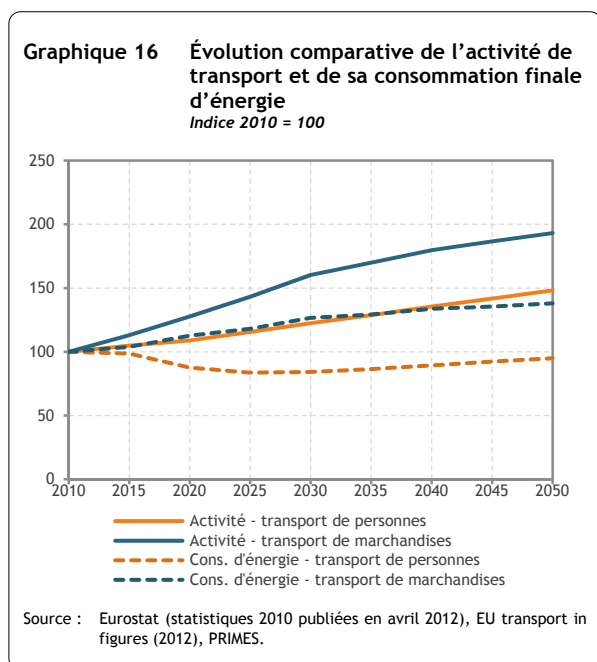
<sup>35</sup> Par convention également, la consommation énergétique des ménages relative au transport (carburant pour les voitures particulières ou les motos) est comptabilisée dans le secteur du transport et non pas dans le secteur résidentiel.



Comme le montre le graphique 15, la consommation finale d'énergie du transport évolue en deux temps : elle connaît d'abord une diminution quasi régulière entre 2010 et 2025 (-0,4% en moyenne par an), puis elle part à la hausse entre 2025 et 2050 (+0,6% en moyenne par an). En 2050, la consommation finale d'énergie du transport (11,1 Mtep) se situe 8% au-dessus du niveau de 2010 (10,3 Mtep).



L'évolution de la consommation finale d'énergie du transport est le résultat de plusieurs facteurs dont les principaux sont le développement de l'activité de transport sur le territoire belge (mesurée en passagers-kilomètres pour le transport de personnes et en tonnes-kilomètres pour le transport de marchandises) et l'amélioration de l'efficacité énergétique du « système » de transport.



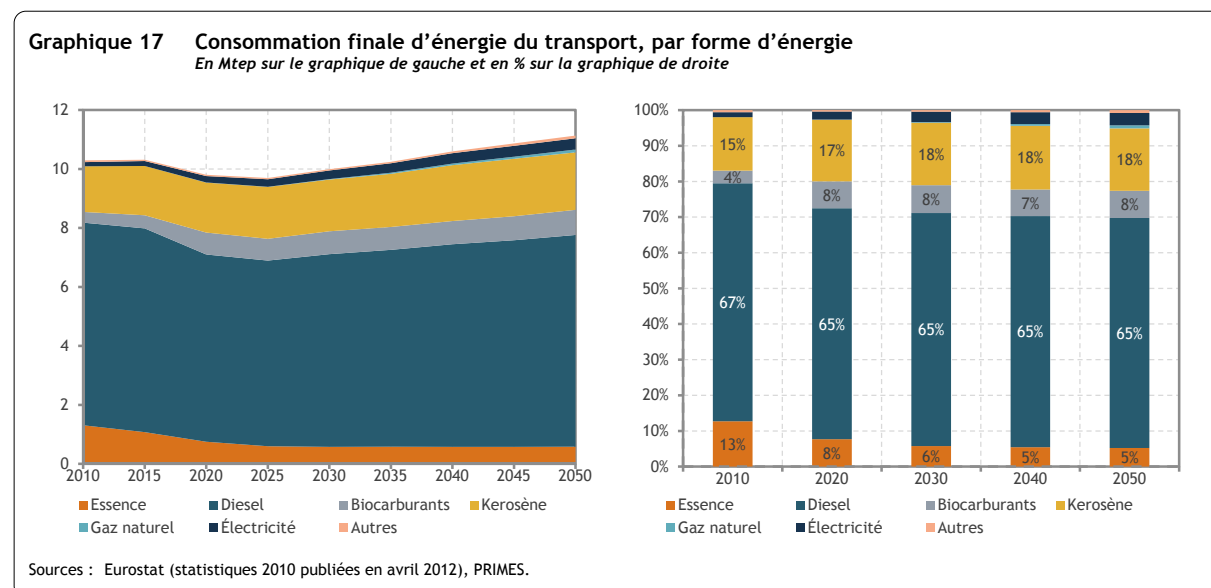
L'activité de transport s'accroît, d'ici 2050, de 93% pour le transport de marchandises et de 48% pour le transport de personnes, par rapport à 2010. Malgré de telles progressions, la consommation finale d'énergie n'augmente que de 38% pour le premier type de transport et diminue même de 5% pour le second. Ces évolutions différenciées sont le reflet de l'amélioration de l'efficacité énergétique du transport<sup>36</sup>.

Pour le transport de personnes, cette amélioration découle principalement de l'application de normes d'émission de CO<sub>2</sub> pour les nouvelles voitures (règlement 443/2009/CE du Parlement européen et du Conseil) dont l'effet est particulièrement marqué entre 2015 et 2025. Après 2025,

<sup>36</sup> En d'autres termes, l'intensité énergétique tant du transport de personnes que de marchandises, exprimée par le rapport entre la consommation d'énergie et le nombre de passagers-kilomètres ou de tonnes-kilomètres, diminue au cours du temps.



ces normes, combinées avec le développement de motorisations alternatives (voir infra) et l'amélioration de l'efficacité énergétique des autres modes de transport, ne suffisent plus à compenser l'augmentation de l'activité de transport et la consommation finale d'énergie repart à la hausse. Pour le transport de marchandises, l'amélioration de l'efficacité énergétique résulte notamment de l'application de normes d'émission de CO<sub>2</sub> pour les nouvelles camionnettes (règlement 510/2011/CE du Parlement européen et du Conseil), de la mise en œuvre de la directive Eurovignette et de l'amélioration de l'efficacité énergétique des différents modes de transport. Ce dernier effet, commun au transport de personnes et de marchandises, est suscité par le progrès technologique et l'augmentation continue des prix des produits pétroliers.



Le scénario de référence se caractérise par une évolution plutôt conservatrice du mix énergétique pour le transport : la répartition de la consommation finale d'énergie entre formes d'énergie évolue quelque peu d'ici 2050 mais ne connaît pas de bouleversements majeurs (voir graphique 17).

L'obligation d'avoir 10% de sources d'énergie renouvelables dans les transports en 2020 (objectif SER-T) suscite le développement des biocarburants et la mise en œuvre des normes d'émission de CO<sub>2</sub> pour les voitures particulières favorise le diesel au détriment de l'essence. La combinaison de ces facteurs explique la diminution de la consommation d'essence d'ici 2025. En l'absence d'objectif SER-T et de normes d'émission plus strictes au-delà, la consommation d'essence se stabilise entre 2025 et 2050. De 13% en 2010, la part de l'essence tombe à 8% en 2020, 6% en 2025 et 2030 et 5% en 2050.

La consommation de diesel diminue également d'ici 2025 en raison principalement de l'incorporation de biocarburant dans le diesel (objectif SER-T en 2020), de la percée des voitures hybrides non rechargeables et des normes d'émission de CO<sub>2</sub> pour les camionnettes, mais repart à la hausse ensuite. Utilisé par plusieurs moyens de transport (voitures, camions, camionnettes, barges, etc.) le diesel reste le carburant dominant pour le transport : sa part ne descend pas sous les 65% sur toute la période de projection.

Sous l'impulsion de l'objectif SER-T, les biocarburants voient leur consommation quasi doubler entre 2010 et 2020. Il s'agit alors principalement de bioéthanol et de biodiesel. Après 2020, faute d'objectif

SER-T plus ambitieux, la consommation de biocarburants ne progresse pratiquement plus : la part des biocarburants dans la consommation d'essence et de diesel se stabilise autour des 10%. Rapportée à la consommation finale totale d'énergie du transport, la consommation de biocarburants passe de 4% en 2010 à 8% en 2020 et 2050.

La consommation de kérosène progresse régulièrement d'ici à 2050, tirée par l'augmentation sensible de l'activité de transport aérien que ne compensent pas l'amélioration de l'efficacité énergétique des avions et le recours, quoique limité, au biokérosène après 2030. Ces derniers développements sont provoqués par les prix élevés du CO<sub>2</sub> dans les secteurs ETS dont fait partie le transport aérien. En 2010, le kérosène représentait 15% de la consommation finale totale d'énergie du transport, en 2020 (resp. 2050) sa part passe à 17% (resp. 18%).

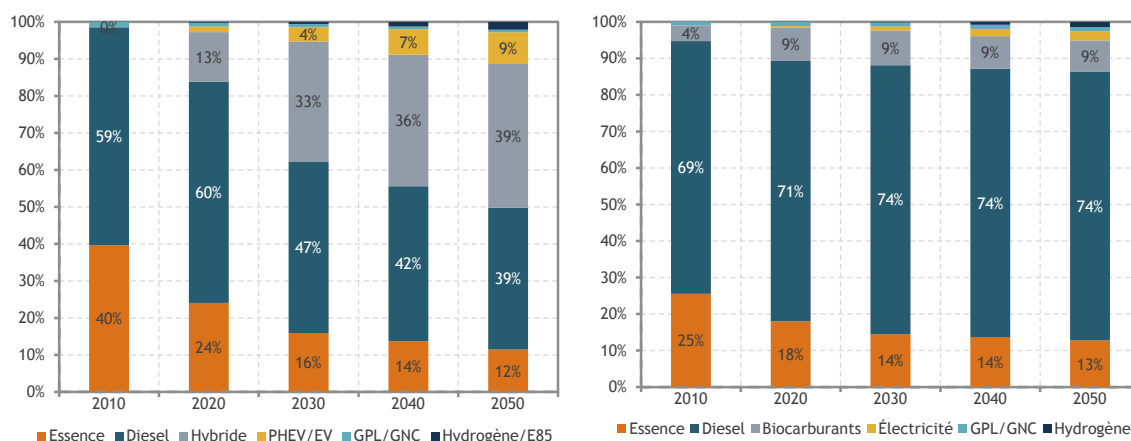
La consommation d'électricité pour le transport augmente également d'ici à 2050 sous l'effet, d'une part, de l'augmentation de l'activité de transport ferroviaire, et d'autre part, de l'électrification progressive du transport routier. Elle est multipliée par deux entre 2010 et 2030 et par un peu moins de trois entre 2010 et 2050. Par rapport aux autres formes d'énergie, l'électricité reste cependant marginalement utilisée par les transports (1% en 2010, 2% en 2020 et 3% en 2050). Ce sont surtout les voitures hybrides non rechargeables qui font une percée plutôt que les voitures électriques de type hybride rechargeable ou tout électrique. Or, ce sont ces deux types de motorisation qui entraînent un prélèvement d'électricité sur les réseaux de distribution et donc une consommation comptabilisée dans le bilan énergétique.

Enfin, d'autres formes d'énergie comme le gaz de pétrole liquéfié (GPL), le gaz naturel (GNC), ou encore l'hydrogène (H<sub>2</sub>) maintiennent ensemble une part de 1% de la consommation finale d'énergie des transports d'ici à 2050. Le GPL voit sa consommation décroître régulièrement tandis que le GNC et l'hydrogène font leur apparition et progressent sur le marché des carburants automobiles. Cette progression reste cependant limitée compte tenu de la nécessité de développer une infrastructure d'approvisionnement adéquate laquelle est supposée évoluer lentement dans le scénario de référence.

Comme l'éventail des formes d'énergie et des motorisations alternatives est le plus large pour le transport routier privé de personnes, les paragraphes et graphiques suivants proposent une analyse plus poussée de l'évolution de ce type de transport.

Le graphique 18 montre ainsi comment évolue la structure du parc de voitures selon le type de motorisation (partie gauche du graphique) et la forme d'énergie (partie droite du graphique) d'ici 2050.

**Graphique 18** Structure du parc de voitures selon le type de motorisation (à gauche) et la forme d'énergie (à droite)  
En % du parc sur le graphique de gauche et en % de la consommation d'énergie des voitures sur le graphique de droite



Source: PRIMES.

Note : PHEV = hybrides rechargeables ; EV = voitures 100% électriques ; GPL = gaz de pétrole liquéfié ; GNC = gaz naturel comprimé ; E85 = éthanol.  
Sur le graphique de droite, la consommation d'énergie des voitures roulant à l'éthanol (E85) est comptabilisée dans la catégorie 'biocarburants'.

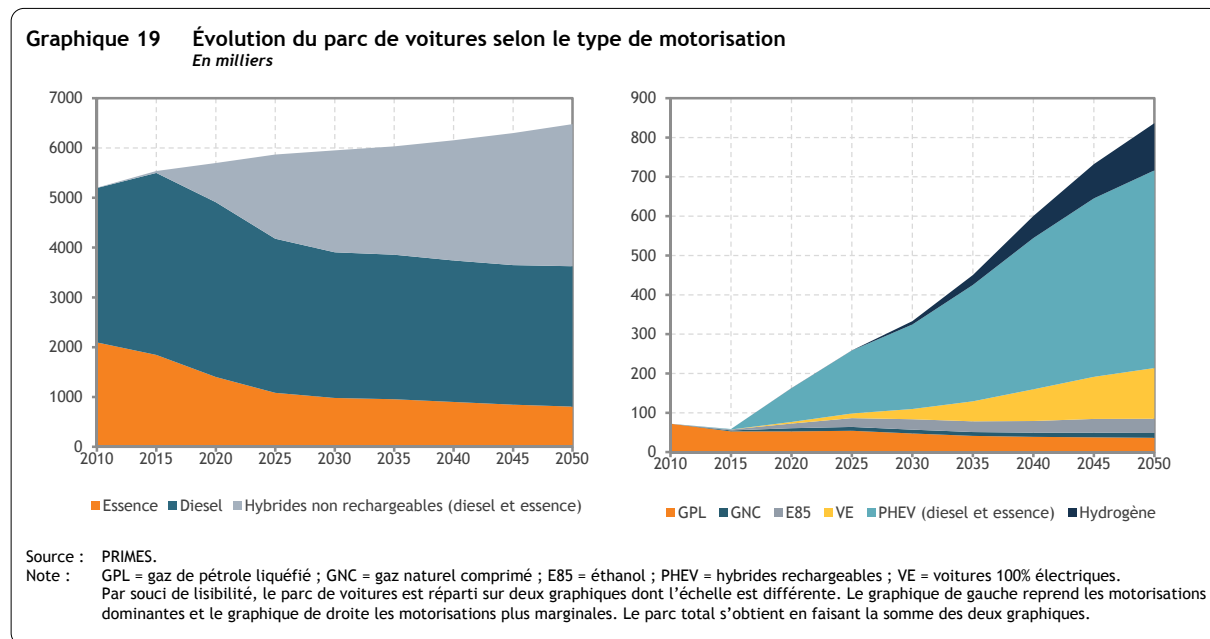
Alors qu'ils représentaient pratiquement 100% du parc de voitures en 2010, les moteurs à combustion interne (essence et diesel) voient leur part diminuer sensiblement (84% en 2020, 63% en 2030 et 51% en 2050) au profit principalement des moteurs hybrides non rechargeables (13% en 2020, 33% en 2030 et 39% en 2050) et dans une moindre mesure des voitures électriques, hybrides rechargeables incluses (2% en 2020, 4% en 2030 et 9% en 2050).

Les changements sont moins spectaculaires au niveau de la répartition entre formes d'énergie. Tout d'abord, les voitures hybrides, rechargeables ou non, consomment toujours de l'essence et du diesel sur une partie de leurs trajets, enfin les moteurs électriques ont une efficacité énergétique plus grande que les moteurs à combustion interne (ils consomment moins d'énergie par kilomètre parcouru) ce qui maintient la part de la consommation électrique à un niveau très faible. En 2010, l'essence et le diesel couvraient 95% de la consommation énergétique des voitures ; en 2050, ce pourcentage reste élevé puisqu'il est supérieur à 85%. La part des biocarburants progresse surtout entre 2010 et 2020 sous l'impulsion des objectifs SER et SER-T, puis se stabilise à 9% sur la période 2020-2050. Enfin, l'électricité consommée par les voitures ne dépasse pas les 2% de la consommation énergétique totale des voitures sur la période de projection, alors que la part des voitures électriques dans le parc automobile approche les 10% en 2050. La consommation d'électricité des voitures privées s'élève à 0,2 TWh en 2020, 0,5 TWh en 2030 et 1,2 TWh en 2050. Le chiffre pour l'année 2050 correspond à 11% de la consommation électrique totale du transport (le solde provenant surtout du transport ferroviaire) et à 1% de la consommation finale totale d'électricité pour la même année.

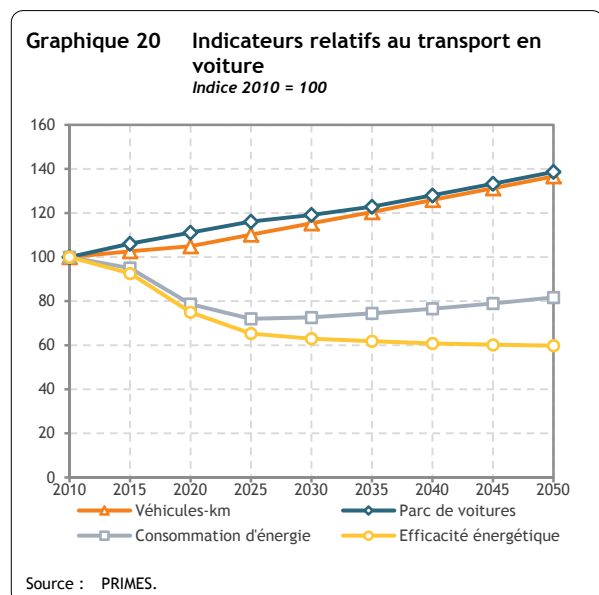
Pour compléter l'analyse du transport routier privé de personnes, le graphique 19 donne l'évolution du parc de voitures selon le type de motorisation en termes absolus plutôt que relatifs et le graphique 20 présente des facteurs qui influencent la consommation énergétique relative au transport en voiture.

De quelque 5,3 millions d'unités en 2010, le parc de voitures passe à 7,3 millions d'unités en 2050 soit une augmentation d'un peu moins de 40% en quarante ans. La croissance de la population explique

une partie de cet accroissement, l'autre facteur vient du nombre moyen de voitures par habitant<sup>37</sup> qui passe de 0,49 en 2010 à 0,56 en 2050 (soit +15%).



En 2050, le parc automobile compte toujours 3,6 millions de voitures « traditionnelles » (environ un quart essence, trois quarts diesel) mais le nombre de voitures hybrides non rechargeables progresse et atteint les 2,9 millions. Parmi les autres types de motorisation, ce sont surtout les voitures électriques qui tirent leur épingle du jeu : quelque 500 mille voitures hybrides rechargeables et 130 mille voitures 100% électriques viennent gonfler le parc en 2050.



La consommation d'énergie relative au transport en voiture dépend du nombre de véhicules-kilomètres parcourus et de l'efficacité énergétique du parc automobile. Sur le graphique, l'indicateur d'efficacité énergétique exprime la consommation d'énergie par véhicule-kilomètre. Quand celle-ci diminue on parle d'amélioration de l'efficacité énergétique. Sur la période 2010-2030, l'augmentation des véhicules-kilomètres est plus que contrebalancée par l'amélioration sensible de l'efficacité énergétique du parc suscitée principalement par la mise en œuvre des normes CO<sub>2</sub> (voir supra). Au-delà de 2025, aucun renforcement de ces normes n'est prévu mais l'efficacité énergétique du parc continue néanmoins de s'améliorer grâce au développement des véhicules électriques (tous types confondus) moins gourmands en énergie. Cette amélioration est cependant bien moins significative que

continue néanmoins de s'améliorer grâce au développement des véhicules électriques (tous types confondus) moins gourmands en énergie. Cette amélioration est cependant bien moins significative que

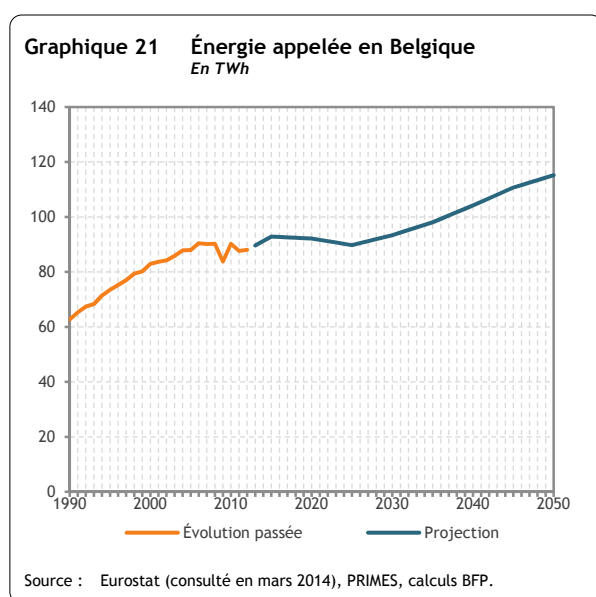
<sup>37</sup> Par ménage, le nombre moyen de voitures passe de 1,13 en 2010 à 1,22 en 2050, soit une augmentation de 8%.

sur la période précédente et ne parvient plus à compenser l'augmentation régulière du nombre de véhicules-kilomètres parcourus. Le graphique montre également l'évolution du parc de voitures qui suit d'assez près celle des véhicules-kilomètres parcourus. Ceci traduit une stabilisation du nombre de kilomètres parcourus par voiture sur la période de projection.

## 4.2. Production d'électricité

Après la consommation (ou demande) finale d'énergie, c'est une forme d'énergie spécifique, à savoir l'électricité, qui retient maintenant notre attention. Pour répondre à la demande d'électricité deux voies sont possibles : produire de l'électricité sur le territoire belge ou l'importer des pays voisins. Ensemble ces deux voies représentent l'offre d'énergie électrique. L'équilibre entre (les deux composantes de) l'offre et la demande dépend de plusieurs facteurs parmi lesquels on peut citer les prix relatifs des différentes formes d'énergie compte tenu du prix du carbone, les coûts des différentes technologies de production électrique, le coût de production électrique dans les pays voisins et la capacité d'interconnexion. Les trois indicateurs que sont la demande (ou énergie appelée), les importations et la production domestique sont successivement étudiés dans les paragraphes qui suivent.

### 4.2.1. Énergie appelée



Nous avons appris dans la partie 4.1 que les différents secteurs de la demande finale voient leur consommation d'électricité augmenter, surtout en fin de période. Le graphique 21 montre l'évolution de cette demande tous secteurs confondus. Plus précisément, il s'agit de l'énergie appelée qui est la somme de la consommation finale d'électricité, de la consommation électrique de la branche énergie et des pertes sur les réseaux de transport et de distribution. Entre 1990 et 2010, cette énergie appelée a augmenté à un rythme de 1,8% par an en moyenne<sup>38</sup>. Entre 2010 et 2030, ce rythme ralentit (une croissance annuelle moyenne de 0,2%), mais s'accélère par la suite à 1,1% par an en moyenne entre 2030 et 2050.

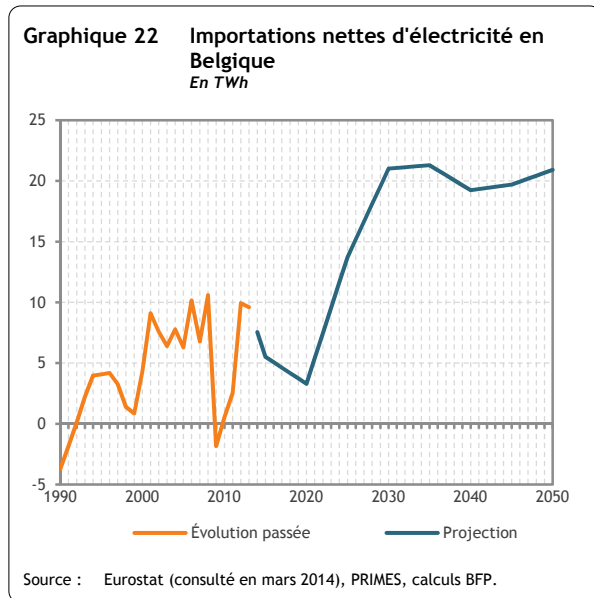
L'essoufflement constaté entre 2010 et 2030 est essentiellement dû aux mesures d'efficacité énergétique. En effet, la demande d'électricité diminue en raison de la mise en œuvre réussie des mesures d'efficacité énergétique pour les appareils électriques. En outre, le prix de l'électricité augmente sensiblement durant cette période (voir infra), accroissant ainsi la pression sur la consommation. Après 2030, la demande reprend, principalement parce qu'on considère qu'aucune politique supplémentaire d'efficacité énergétique ne sera menée et que le prix de l'électricité s'inscrit en baisse (voir infra). De surcroît, on constate un effet volume dû au nombre croissant de ménages et à la reprise de l'activité industrielle

<sup>38</sup> Le creux de 2009 s'explique par la crise économique.

(voir supra) et de nouvelles applications électriques font leur apparition sur le marché, ce qui accentue encore l'électrification de la société.

#### 4.2.2. Importations nettes

Pour déterminer le niveau des importations nettes d'électricité, le modèle PRIMES se base sur deux



méthodes différentes selon la période considérée. Avant 2020, les flux transfrontaliers dépendent des capacités nettes de transfert (Ang. : *Net Transfer Capacity* ou NTC) dont les valeurs futures sont projetées sur la base de la banque de données d'ENTSO-E, l'organisation regroupant les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité au niveau européen.

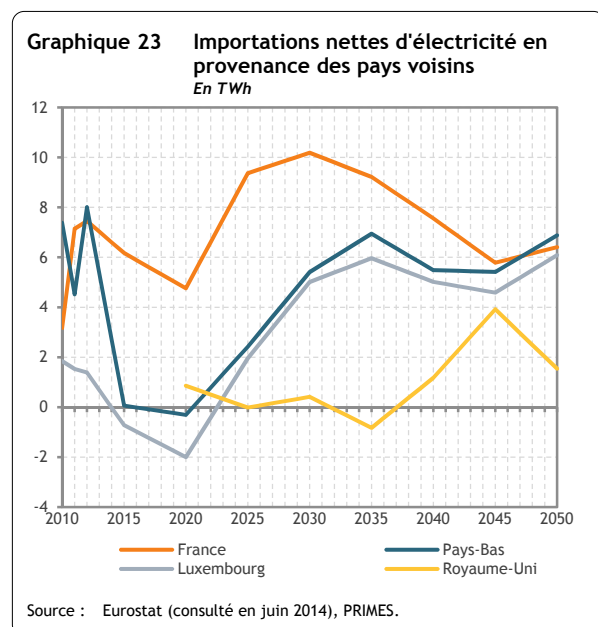
Après 2020, on considère que le transport d'électricité en Europe évoluera comme s'il n'y avait qu'un seul gestionnaire du réseau de transport (GRT) pour l'ensemble des États membres, ou encore comme s'il y avait une coordination parfaite entre les GRT qui appliqueraient le critère de

fiabilité non pas dans une perspective nationale, mais bien dans une perspective européenne (ce qui est un objectif stratégique pour l'évolution future de l'énergie en Europe). Les flux transfrontaliers découlent alors d'une allocation *flow based* des capacités d'interconnexion entre les États membres. L'application d'une telle méthode peut entraîner un niveau d'échange d'électricité qui dépasse la NTC projetée et qui n'est plus plafonné que par la capacité installée des interconnecteurs entre les États membres<sup>39</sup>.

L'application de ces méthodes au scénario de référence pour la Belgique donne l'évolution suivante : les importations nettes augmentent de manière sensible entre 2020 et 2030 après un léger recul entre 2012 et 2020. Au cours de la première décennie de ce siècle (2000-2010), les importations nettes d'électricité ont fluctué entre 6 et 10 TWh, avec un creux en 2009, année où la Belgique est temporairement devenue exportatrice nette d'électricité. Toutefois, les importations nettes ont repris il y a peu pour retrouver leur niveau d'avant la crise en 2012, année au cours de laquelle deux centrales nucléaires (Doel 3 et Tihange 2) ont été temporairement mises à l'arrêt en raison des anomalies détectées au niveau de la cuve des réacteurs. En projection, le niveau des importations nettes diminue ces prochaines années et s'établit à 3,3 TWh en 2020 avant de connaître une nette hausse qui devrait se stabiliser aux alentours de 20 TWh après 2030, ce qui représente environ 20% de l'énergie appelée. Cette progression s'explique surtout par le fait que le parc nucléaire sera progressivement réduit à partir de 2015 avant d'être totalement démantelé en 2025. En outre, compte tenu de la forte pénétration des sources d'énergie renouvelables variables, un accroissement des échanges transfrontaliers constitue une solution idéale pour répondre aux exigences d'équilibrage.

<sup>39</sup> Pour déterminer les flux transfrontaliers, PRIMES résout un modèle d'optimisation DC *linear flow* qui respecte les deux premières lois de Kirchhoff.

On peut également opérer une distinction en fonction des interconnecteurs. Le graphique 23 montre ainsi l'évolution des flux d'importations nettes à partir des pays voisins. Mais pour interpréter correctement le graphique, il convient de préciser que seuls les pays voisins avec lesquels une interconnexion existe sont mentionnés. Il ne s'agit pas d'ailleurs nécessairement des pays où la production est effectivement réalisée. En effet, les pays cités peuvent n'être que des pays de transit. Ainsi, le Luxembourg peut faire transiter de l'hydroélectricité suisse ou de l'énergie éolienne allemande vers la Belgique<sup>40</sup>.



Dans le graphique, on remarque surtout l'apparition du Royaume-Uni (via le câble NEMO) à partir de 2020. Au cours des dix années suivantes (2020-2030), les importations nettes en provenance du Royaume-Uni semblent plutôt modestes. La Belgique exporte même (en chiffres nets) vers le Royaume-Uni en 2035, mais les importations à partir du Royaume-Uni s'intensifient à partir de 2040. En 2045, les importations nettes provenant du Royaume-Uni culminent à 3,9 TWh, mais elles retombent à 1,5 TWh en 2050.

Sur l'ensemble de la période de projection, les importations nettes viennent principalement de France, même si les Pays-Bas égalent (voire dépassent) nos voisins français durant la dernière

décennie projetée (2040-2050). L'évolution des importations nettes provenant du Luxembourg mérite également qu'on s'y attarde. Jusqu'au milieu des années 2020, la Belgique exporte encore vers le Luxembourg (en chiffres nets), puis la situation s'inverse et les importations venant du Luxembourg gagnent en importance. En termes absolus, les importations nettes en provenance des trois pays frontaliers (France, Pays-Bas et Luxembourg) sont pratiquement identiques en fin de période de projection.

#### 4.2.3. Production d'électricité

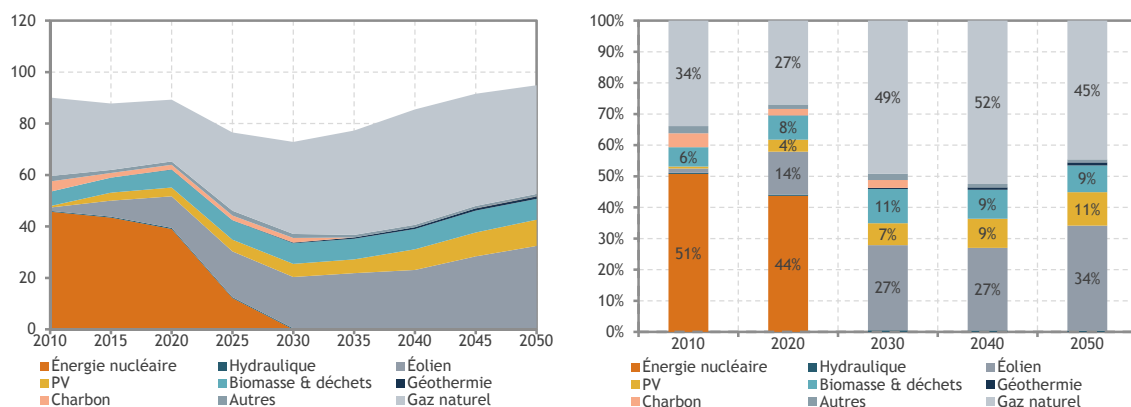
La production nette d'électricité augmente légèrement sur l'ensemble de la période de projection à un rythme de 0,1% par an en moyenne. Cette quasi-stabilisation peut toutefois être scindée en deux périodes distinctes : la première court de 2010 à 2030 et se caractérise par une baisse de la production de 1,1% par an en moyenne, tandis que la deuxième période, qui s'étale de 2030 à 2050, voit la production d'électricité augmenter à un rythme de 1,3% par an en moyenne.

La période antérieure à 2020 affiche une production relativement stable. Puis la production d'électricité chute de pas moins de 18% entre 2020 et 2030. La dernière période de projection (2030-2050) est marquée par une nette hausse de la production qui dépasse même le rythme d'accroissement de la demande (1,3% contre 1,1%). En 2050, on enregistre une production nette de 95 TWh.

<sup>40</sup> Dans le scénario de référence, on suppose que le projet NEMO (RU-Belgique) est réalisé, mais pas le projet ALEGRO (Allemagne-Belgique).



**Graphique 24** Évolution (du mix) de la production nette d'électricité  
En TWh dans le graphique de gauche et en % dans le graphique de droite



Source : PRIMES.

Note : PV = solaire photovoltaïque ; autres = pétrole et gaz dérivés

Bien que la loi sur la sortie du nucléaire ait été totalement mise en œuvre, les dernières centrales nucléaires fermeront dans le courant de l'année 2025. On enregistrera donc encore une faible production nette pendant cette année 2025. Dès lors que le modèle PRIMES se base sur des périodes de 5 années, la production nette ne deviendra nulle qu'en 2030. Par conséquent, on pourrait croire que de l'électricité sera encore produite à partir de centrales nucléaires durant la période 2025-2030, ce qui n'est naturellement pas le cas.

S'agissant du mix, on constate des changements importants. En général, le mix se compose d'énergie nucléaire, de SER (énergie hydroélectrique, énergie éolienne, biomasse & déchets, solaire photovoltaïque et géothermie) et de combustibles fossiles. En 2010, la prépondérance de l'électricité d'origine nucléaire apparaît très clairement. Ainsi, la technologie nucléaire produit pas moins de 45,7 TWh. Le solde se répartit entre les combustibles fossiles (à concurrence de 36,6 TWh) et les unités renouvelables (7,7 TWh). En 2020, le mix est tout autre. L'influence du paquet Climat-Énergie se fait nettement sentir dans la production domestique d'électricité : les sources d'énergie renouvelables progressent au détriment des centrales nucléaires et des centrales au gaz naturel. En 2020, ces différentes composantes représentent respectivement 23,1 TWh, 39,0 TWh et 24,1 TWh.

La donne change radicalement en milieu de projection en raison de trois facteurs : la sortie du nucléaire au rythme fixé par la loi de 2013, l'évolution du prix du carbone dans les secteurs ETS et l'interdiction implicite de création de nouvelles centrales au charbon. Ainsi, la sortie du nucléaire entraîne la disparition complète des centrales nucléaires du parc de production, ce qui nécessite le développement d'unités brûlant des combustibles fossiles et des unités fonctionnant à partir de SER. De plus, le prix du carbone stimule le recours aux unités utilisant des sources d'énergie renouvelables. Enfin, l'interdiction d'investir dans des centrales au charbon donne une image peu diversifiée des unités brûlant des combustibles fossiles. C'est ainsi qu'en 2030, les centrales au gaz naturel produisent 39,1 TWh d'électricité, contre 33,7 TWh pour les unités fonctionnant à partir de SER.

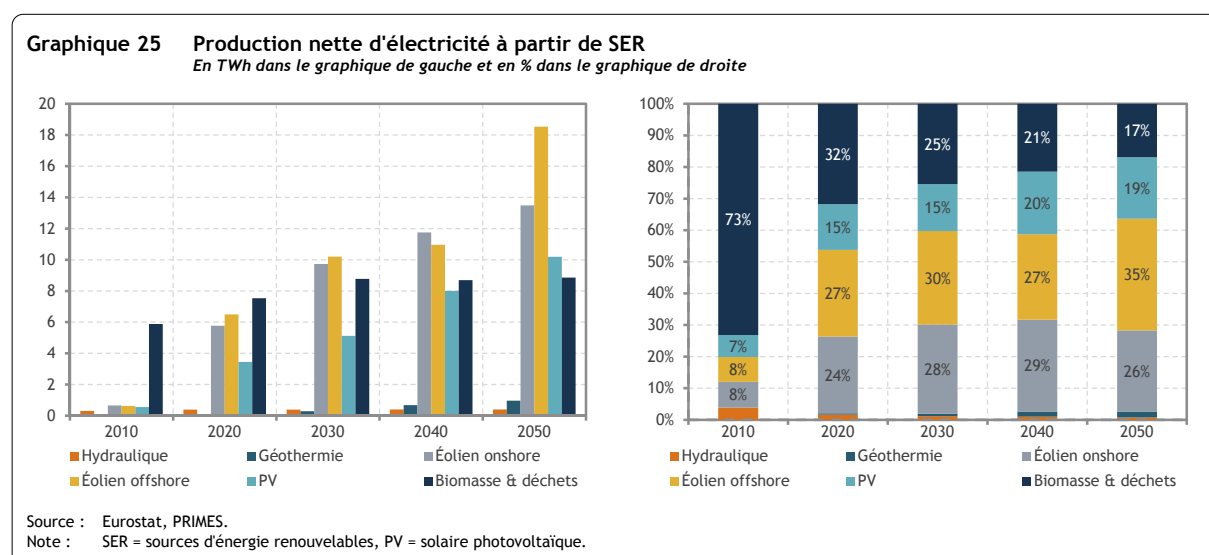
En 2050, la balance penche encore un peu plus en faveur de ces dernières : 43,2 TWh pour le gaz naturel et 51,7 TWh pour les SER, et ce même sans politique supplémentaire ni objectifs SER contraignants après 2020. La croissance des sources d'énergie renouvelables s'explique principalement par la hausse du prix du carbone (voir tableau 2) et par l'hypothèse qu'une politique de facilitation est (et reste) mise en œuvre. Cette politique de facilitation peut par exemple prendre la forme de procédures d'autorisation simplifiées et d'une priorité accordée sur le réseau sans oublier les avantages dont peut bénéficier la population locale en investissant dans les SER. Par ailleurs, on constate également une diminution du coût moyen de production et on peut recueillir les fruits du marché intérieur de l'électricité.



#### 4.2.4. SER-E

Vu l'importance croissante des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité et l'impact des SER variables sur le système électrique, nous nous pencherons ci-dessous sur ces formes d'énergies. En premier lieu, il convient de bien distinguer les sources d'énergie renouvelables variables et non variables. Même si la part des SER dans la production d'électricité ne cesse d'augmenter (jusqu'à 54% en 2050), la contribution des SER variables (énergie solaire et éolienne) est (bien) moins élevée. Ensemble, les SER variables représentent 18% de la production nette totale d'électricité en 2020 (contre 2% en 2010). Leur part passe à 34% en 2030 et 44% en 2050<sup>41</sup>.

Le graphique 25 présente la production d'électricité à partir de chaque source d'énergie renouvelable et montre que la part des différentes sources d'énergie renouvelables varie fortement au fil du temps. Alors que la biomasse et les déchets se taillent la part du lion des sources d'énergie renouvelables en 2010, la production d'énergie éolienne ne cesse de progresser pour atteindre une part de 61% du mix d'énergies renouvelables en 2050. Cela correspond à une production nette d'énergie éolienne de 32 TWh, dont 18,5 TWh générés off shore. L'énergie solaire affiche également une progression constante et représente une production de 10,2 TWh en 2050 (19% du mix SER).



La production dans les centrales hydroélectriques n'évolue quasiment pas sur la période de projection, car le potentiel hydroélectrique est presque entièrement exploité. En revanche, la production géothermique se développe lentement mais sûrement. Alors qu'elle est encore inexistante en 2010, la production géothermique d'électricité s'élève à 0,3 TWh en 2030 et à 1 TWh en 2050. Mais ce n'est pas tant la quantité absolue de production annuelle qui importe que le rôle joué par cette forme d'énergie dans le système énergétique. En effet, la géothermie peut compléter la production en base dès lors qu'il

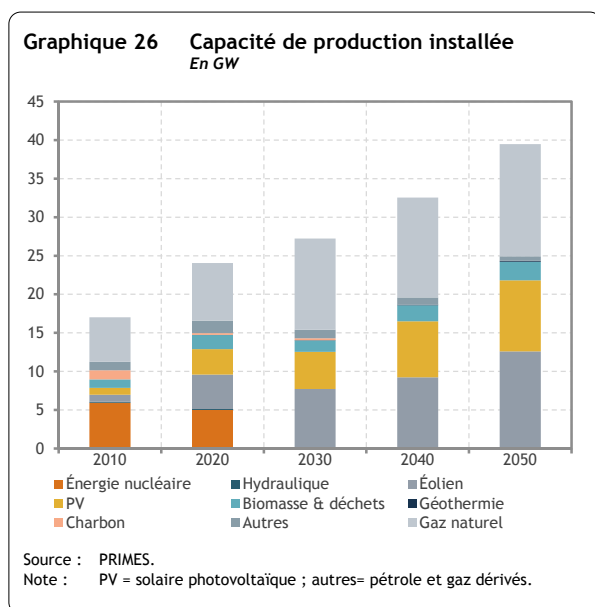
<sup>41</sup> Par conséquent, un curtailment (c'est-à-dire une déconnexion) pourra être nécessaire. Un rapide calcul nous indique que, jusqu'en 2020, l'excédent d'électricité (variable) générée peut être exporté via la capacité d'interconnexion existante. En revanche, 2020 est une année au cours de laquelle une grande quantité d'énergie renouvelable variable sera placée (prioritairement) sur le réseau. Cette situation peut donc entraîner une surcapacité lorsque la demande est faible (voir également SPF Économie, DG Énergie, 2012). Après 2020, le problème de la surcapacité s'estompera quelque peu en raison de la fermeture du parc nucléaire, mais à partir de 2030, il se posera de nouveau avec plus d'acuité compte tenu de la quantité considérable d'énergie renouvelable variable par rapport à la charge de base. De ce fait, il sera nécessaire d'appliquer un 'curtailment' durant certaines périodes de l'année (voir également Martínez-Anido, C. et al., 2012).

s'agit d'une forme continue (non intermittente) d'énergie (renouvelable). Les centrales fonctionnant à partir de biomasse et de déchets présentent la même caractéristique et sont donc essentielles pour le fonctionnement du système. Leur production culmine à 8 TWh.

#### 4.2.5. Capacité de production

En ce qui concerne la traduction de la production en nombre de centrales ou en capacité de production, une première remarque est que cette dernière augmente bien plus vite que la production. Durant la période 2010-2030, la capacité de production électrique s'accroît de 2,4% par an en moyenne (contre -1,1% pour la production) et de 1,9% par an en moyenne au cours de la période 2030-2050 (contre 1,3% pour la production). Ce rythme plus soutenu s'explique par trois facteurs mutuellement liés : (1) l'objectif SER fixé pour 2020, (2) le caractère intermittent d'une partie des SER et (3) les exigences en termes de sécurité d'approvisionnement et l'adéquation de la production électrique (voir également partie 5.1.3).

Le premier facteur est donc l'objectif relatif aux sources d'énergie renouvelables fixé dans la directive européenne 2009/28/CE pour l'année 2020. Cet objectif a été défini pour tous les usages des sources d'énergie renouvelables et ne vise donc pas uniquement la production d'électricité. La directive précitée a d'importantes répercussions sur le secteur de l'électricité vu que l'électricité renouvelable peut prendre à son compte une grande partie de cet objectif (environ 40%). On constate toutefois que l'objectif SER doit être honoré alors que la demande augmente seulement à un rythme de 0,2% par an en moyenne entre 2010 et 2020. Il sera donc nécessaire de prévoir une capacité de production (basée sur les sources d'énergie renouvelables) additionnelle.



Le deuxième facteur est qu'une partie de la capacité à installer est intermittente ou variable, c'est-à-dire qu'elle dépend des conditions météorologiques et non de la demande. Dans les grandes lignes, cela signifie que la demande doit être couverte même si le soleil ne luit pas ou que le vent ne souffle pas. Dès lors, il convient de prévoir une capacité additionnelle en plus de la capacité offerte par les sources variables. Des centrales de back-up doivent donc être prévues dans le système. Vu que cette capacité de back-up n'est pas opérationnelle en permanence, il en résulte une pression à la baisse sur le taux d'utilisation du parc de production.

Enfin, un troisième facteur est que le système doit toujours être en mesure de couvrir la charge de pointe. Cela signifie qu'une capacité suffisante doit être disponible lors du pic de consommation électrique (habituellement pendant l'hiver vers 6 ou 7 heures du soir) et que cette capacité doit être fiable et sûre. Vu que ce pic est atteint après le coucher du soleil, le solaire photovoltaïque n'est pas opérationnel. Et même s'il est probable que l'éolien soit (partiellement) disponible, l'ensemble du parc éolien ne peut être considéré comme totalement fiable dans les calculs. Par ailleurs, les centrales (fossiles et nucléaires) nécessitent des entretiens, des pannes (im)prévues peuvent survenir, etc. De ce fait, il faut développer une capacité supplémentaire permettant d'assurer la couverture de la charge de pointe. La nécessité de disposer d'une certaine capacité fiable disponible vient augmenter la capacité totale installée et explique le rythme de croissance plus élevé de la capacité par rapport à la demande et à la production électrique.

En termes absolus, la capacité de production d'électricité s'élève à 17 GW en 2010. Vingt ans plus tard (en 2030 donc), elle passe déjà à 27 GW. En 2050, la capacité installée équivaut à plus du double du niveau de 2010, avec près de 40 GW.

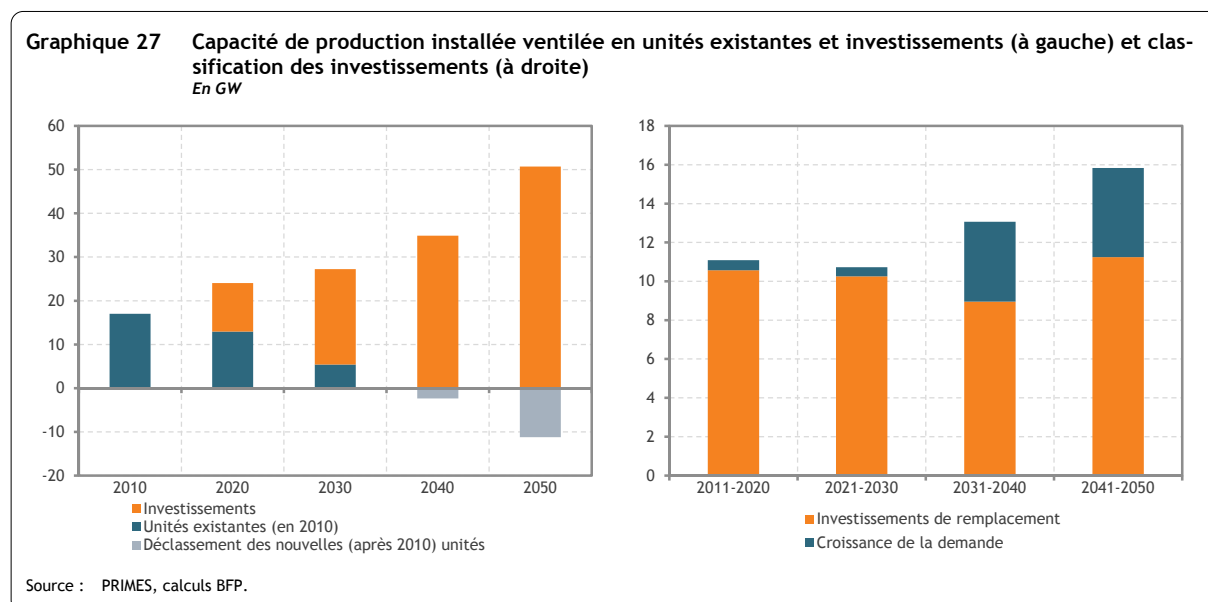
Outre l'augmentation impressionnante du niveau de capacité installée, on observe également des changements importants sur le plan du mix. Alors qu'en 2010, les centrales nucléaires représentent environ un tiers (35%) de la capacité, cette part fond comme neige au soleil pour disparaître totalement après 2025. En 2010, les centrales au gaz naturel représentent 34% de la capacité, les centrales à biomasse et déchets 6% et les autres unités renouvelables 11% (vent, soleil, etc.). En 2030, le mix est totalement différent : les centrales au gaz naturel représentent 43% de la capacité, les centrales à biomasse et déchets 5% et les autres unités renouvelables 46%. Ces parts continuent à évoluer à respectivement 37%, 6% et 55% en 2050 ou, en termes absolus, à 15 GW pour les centrales au gaz naturel, 2,4 GW pour les centrales à biomasse et à déchets et 22 GW pour les autres unités renouvelables. Il ne reste alors plus qu'un faible solde que se partagent les centrales brûlant des produits pétroliers<sup>42</sup> (0,2 GW), les centrales fonctionnant à partir de gaz dérivés (0,4 GW) et les unités géothermiques (0,1 GW).

---

<sup>42</sup> Les produits pétroliers sont uniquement utilisés dans les centrales de pointe.

#### 4.2.6. Investissements

Il découle de ce qui précède que de nombreux investissements devront être réalisés au cours des prochaines décennies. Ces investissements sont non seulement nécessaires pour répondre à la demande croissante (surtout après 2030), mais également pour remplacer les unités obsolètes et démantelées et servir de back-up pour les unités de production à partir de SER variables



On estime les investissements à réaliser entre 2010 et 2050 à 50,8 GW : 11,1 GW entre 2010 et 2020, 10,8 GW entre 2020 et 2030 et 28,9 GW entre 2030 et 2050. Cela signifie que, d'ici 2050, il faudra prévoir chaque année une capacité de production additionnelle d'environ 1 250 MW pour pouvoir faire face aux fermetures prévues et aux demandes supplémentaires de capacité et de consommation. Ce chiffre est toutefois une moyenne. Une analyse plus fine montre en effet que la période 2020-2025 durant laquelle la majeure partie du parc nucléaire sera démantelée est la plus critique, car une capacité de production de pas moins de 5 000 MW disparaîtra à ce moment. Les périodes 2035-2040 et 2040-2045 méritent également toute notre attention, vu la forte augmentation de la demande d'une part et le remplacement des "nouvelles" centrales (mises en service après 2010) ayant des lead times de 30 à 40 ans d'autre part. Par conséquent, le rythme d'investissement devra impérativement être accéléré après 2035<sup>43</sup>.

En termes monétaires, les investissements à réaliser d'ici 2050 représentent un montant total de 62 milliards EUR, dont une moitié à injecter avant 2030 et l'autre moitié entre 2030 et 2050.

<sup>43</sup> Il convient aussi de tenir compte des délais entre le moment où intervient le moment d'investir et le moment où l'investissement est réellement opérationnel (par exemple, de l'ordre de quatre ans pour une turbine gaz-vapeur).

#### 4.2.7. Quelques indicateurs

Pour mieux appréhender le parc futur, quelques indicateurs supplémentaires sont repris dans le tableau 5.

**Tableau 5 Indicateurs relatifs à la production d'électricité**

	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement moyen de la production thermique (%)	44,9	45,6	50,4	54,0	53,0
Taux d'utilisation moyen de la capacité (%)	60,4	42,4	30,5	30,0	27,4
Part des importations nettes d'électricité (%)	0,6	3,4	22,0	18,1	17,8
Électricité à partir de centrales de cogénération (%)	16,0	17,3	23,4	16,7	23,0
Électricité à partir de SER (y compris les déchets) (%)	8,6	25,6	46,3	46,4	54,3
Capacité installée (GW)	17,0	24,0	27,2	32,5	39,5
Charge de pointe (GW)	14,3	14,6	14,8	16,5	18,2
Intensité en carbone (tCO <sub>2</sub> /GWh)	197	129	176	160	131

Source : PRIMES.

Note : SER = sources d'énergie renouvelables.

L'évolution du rendement moyen de la production thermique d'électricité dépend étroitement du mix technologique. Ce rendement augmente considérablement entre 2010 et 2030 et s'améliore encore en fin de période de projection : en 2030 (2050), il passe à 50,4% (53,0%), contre 44,9% en 2010. Cette évolution résulte du développement simultané des centrales au gaz et de cogénération offrant un rendement élevé et de l'extinction des anciennes centrales au charbon.

En revanche, le taux d'utilisation moyen du parc de production<sup>44</sup> baisse considérablement en raison de la part croissante des SER variables (voir supra). L'indicateur repris dans le tableau 5 est une moyenne pour tous les types de centrales. Il est toutefois possible de connaître l'évolution du taux d'utilisation par type de centrale tout au long de la période de projection. Cette évolution est présentée dans le tableau 6. Le tableau 6 montre aussi que les taux d'utilisation peuvent être très différents en fonction du combustible (ou de la source d'énergie) utilisé(e). On relève un taux d'utilisation élevé pour l'énergie nucléaire reflétant le fonctionnement en continu de cette technologie de production. Comme elle s'éteindra en 2025, nous ne rapportons pas de chiffres pour la période 2030-2050. On remarque également un taux d'utilisation important pour les centrales géothermiques. Bien que leur part dans la capacité de production en projection reste marginale (moins de 1% de la capacité de production installée totale en 2050), les centrales géothermiques jouent un rôle en vue dans le système électrique futur vu qu'elles sont exploitées en continu (en base).

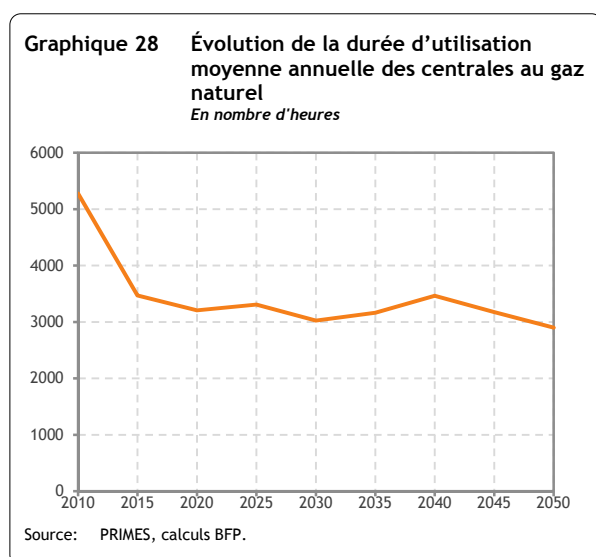
<sup>44</sup> Production totale/(capacité installée x 8 760).

**Tableau 6** Évolution du taux d'utilisation de différents types de centrales  
En %

	2010	2020	2030	2040	2050
Énergie nucléaire	88%	89%	-	-	-
Énergies renouvelables	13%	23%	23%	22%	22%
Hydro (hors pompage)	30%	34%	31%	31%	31%
Éolien onshore	10%	27%	25%	24%	23%
Éolien offshore	37%	36%	37%	37%	37%
Solaire photovoltaïque	7%	12%	12%	13%	13%
Centrales thermiques	53%	35%	37%	39%	34%
Gaz naturel	60%	37%	35%	40%	33%
Biomasse-déchets	59%	43%	62%	44%	38%
Géothermie	-	100%	100%	100%	100%

Source : PRIMES, calculs BFP.

Parmi les autres évolutions mises en évidence dans le tableau 6, citons la lourde chute du taux d'utilisation des centrales au gaz naturel (voir également graphique 28).



Le taux d'utilisation des centrales au gaz naturel recule en effet de 60% en 2010 à 37% en 2020 pour ensuite se stabiliser quelque peu, mais sans amorcer de véritable reprise. En 2050, on relève même le taux d'utilisation le plus faible des centrales au gaz naturel : ces centrales ne fonctionneraient alors plus que 2 900 heures sur l'année. Pourtant, leur capacité et leur présence dans le système sont indispensables et on prévoit des investissements importants dans ce type de centrales au cours des prochaines décennies<sup>45</sup>. Ces faibles taux d'utilisation peuvent s'expliquer par la conjonction de plusieurs facteurs : le prix du CO<sub>2</sub>, les prix du gaz naturel et du charbon, la demande d'électricité et le développement des sources d'énergie renouvelables.

La ligne suivante du tableau 5 donne la part des importations nettes d'électricité dans l'offre totale. On constate qu'elle s'envole véritablement entre 2010 et 2030. L'année 2010 a connu un niveau d'importations nettes historiquement bas (en 2009, la Belgique a même été exportatrice nette d'électricité), mais elles devraient fortement progresser à l'avenir. La fermeture des centrales nucléaires en est une des causes, mais l'accroissement de la part des SER variables et son impact sur le volume des échanges d'électricité (notamment en raison des besoins d'équilibrage) jouent également un rôle, outre l'augmentation du coût moyen de production (domestique). De ce fait, la part des importations nettes bondit à 22% de l'offre totale d'électricité en 2030 pour ensuite diminuer légèrement. Cette baisse s'explique principalement par le fait que, même si le niveau des importations reste pratiquement constant, l'offre (le dénominateur) augmente fortement au cours de la période 2030-2050.

<sup>45</sup> Les investissements dans les centrales au gaz naturel pour la période 2010-2030 s'élèvent à pas moins de 8 000 MW (soit environ 20 centrales) ; sur l'ensemble de la période 2010-2050, ils se chiffrent même à 17 000 MW (soit plus de 40 centrales).

Le tableau 5 montre également l'évolution de la production électrique dans les centrales de cogénération et les centrales fonctionnant à partir de SER. La part de la production électrique générée dans les unités de cogénération (aussi bien à partir de gaz naturel qu'à partir de la biomasse) passe de 16% en 2010 à 23,4% en 2030 et 23% en 2050. Quant à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, elle explose véritablement au cours des vingt premières années, essentiellement en raison de la Directive 2009/28/CE. Alors qu'elle ne s'élève qu'à 8,6% de notre production brute d'électricité en 2010, elle en représente déjà un quart en 2020, pour ensuite atteindre 46,3% en 2030. La période postérieure à 2030 se caractérise par la poursuite de la croissance qui s'explique, en l'absence de nouvel objectif, par le fait que les SER connaissent des courbes d'apprentissage moins raides et deviennent donc meilleur marché, en plus de l'effet de la hausse du prix du carbone pour les secteurs ETS.

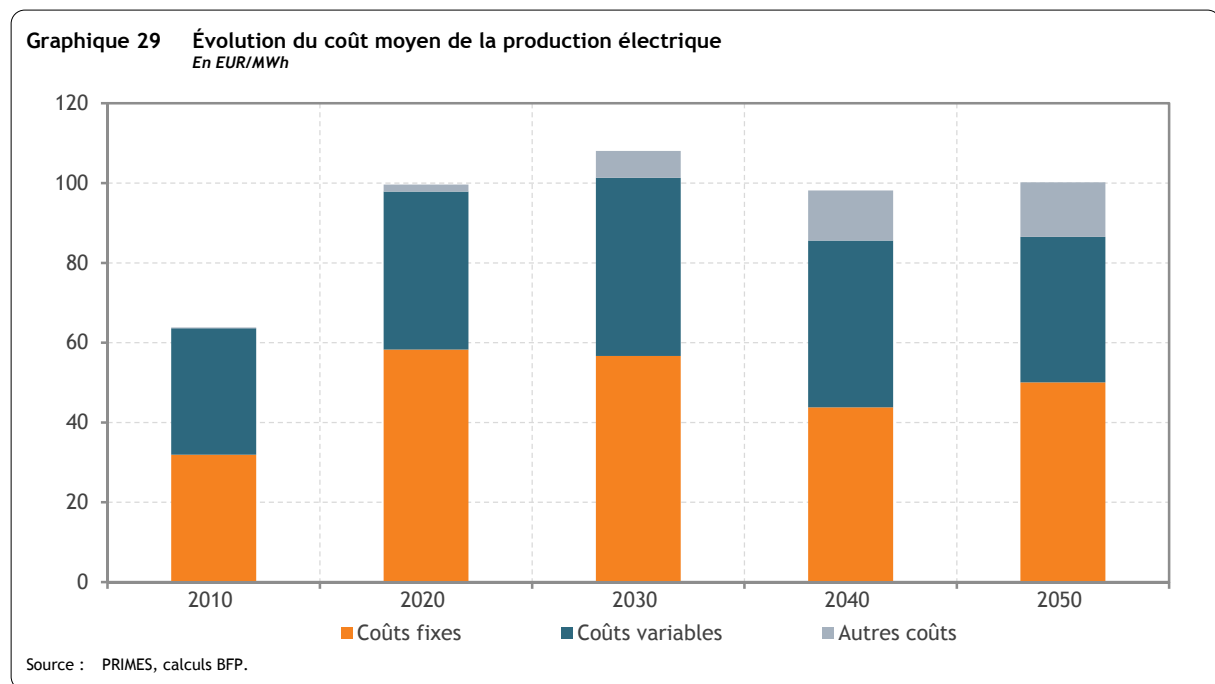
La capacité installée augmente de pas moins de 60% au cours de la période 2010-2030. Cette hausse vient aussi bien des SER que de la capacité requise pour tenir compte de la part croissante des SER variables (back-up). La croissance est également de mise après 2030 : entre 2030 et 2050, la capacité installée bondit de pas moins de 45%. Mais cette fois, l'accroissement de capacité est essentiellement dû à la hausse de la demande.

Le tableau 5 montre également la charge de pointe, dont l'évolution est pratiquement parallèle à celle de l'énergie appelée. En 2050, la charge de pointe dépasse de 28% le niveau de 2010 et se chiffre à 18,2 GW (contre 14,3 GW en 2010).

L'intensité en carbone du secteur électrique est fonction de l'évolution du mix énergétique et des technologies décrites plus haut. En 2020, l'intensité en carbone diminue par rapport à 2010 suite à la progression sensible de la production à partir des SER, et ce en dépit de la fermeture des deux réacteurs nucléaires les plus anciens. Entre 2020 et 2030, l'intensité en carbone repart à la hausse, mais pour atteindre un niveau inférieur à celui enregistré en 2010. Cela s'explique par le remplacement des centrales nucléaires (essentiellement) par des centrales au gaz naturel. En outre, de nouveaux investissements dans des centrales au charbon sont exclus. Après 2030, l'intensité en carbone du secteur diminue à nouveau suite à la poursuite du développement des centrales utilisant des sources d'énergie renouvelables.

#### 4.2.8. Coût de la production électrique

Le dernier volet de l'analyse du secteur électrique porte sur les coûts de la production électrique. Dans cette partie, nous examinons plus spécifiquement le coût moyen de production, c'est-à-dire le total des coûts encourus divisé par le total des ventes d'électricité. On peut scinder le coût moyen de production en trois composantes distinctes : les coûts fixes, les coûts variables et les autres coûts. Les coûts fixes englobent le coût annuel du capital et les coûts fixes de fonctionnement et d'entretien. Les coûts variables comprennent les coûts liés à l'achat des combustibles et les autres coûts variables dont le coût du stockage du CO<sub>2</sub> le cas échéant. Les autres coûts sont les coûts exposés pour l'achat des droits d'émissions mis aux enchères.



Comme le montre le graphique 29, les développements dans le secteur électrique ont un impact significatif sur les coûts, surtout à court et moyen terme. Au cours des deux premières décennies, le coût de la production d'électricité augmente sensiblement (de 64 EUR/MWh en 2010 à 108 EUR/MWh en 2030, soit +69%) en raison de deux facteurs : le besoin important d'investissements pour remplacer de nombreuses installations obsolètes et/ou démantelées et assurer l'adéquation du parc de production (*generation adequacy*<sup>46</sup>), d'une part, et l'augmentation du coût des combustibles suite à la forte hausse du prix du gaz naturel, d'autre part (voir graphique 1). La hausse du coût de production s'explique également, dans une moindre mesure, par les dépenses exposées pour acheter des droits d'émissions dans le système ETS. En outre, les effets d'une politique d'efficacité énergétique réussie (qui permet de limiter la demande) se font également sentir : le dénominateur du coût de production (à savoir les ventes) se contracte et le coût total est ainsi réparti sur un moins grand nombre de MWh.

Après 2030, ce dernier effet joue en sens inverse : du fait de l'augmentation sensible de la demande (voir graphique 21), les coûts (fixes) sont répartis sur davantage de MWh produits et, donc, diminuent. Ajoutons encore que la baisse des coûts fixes due aux progrès technologiques et aux effets d'apprentissage contribue à limiter le coût du capital. En ce qui concerne les coûts variables (essentiellement l'achat de gaz naturel), deux facteurs sont à prendre en considération : d'une part, les économies de combustibles qui résultent des investissements considérables en technologies de production plus efficaces et d'autre part, la quasi-stabilisation du prix du gaz naturel. De ce fait, la part et la valeur absolue de ce poste de coûts diminuent. Cette période se caractérise également par une hausse de la part des 'autres' coûts qui représente l'achat de droits d'émissions dans le système ETS. Alors qu'elle représente 6% du coût total en 2030, cette part atteint respectivement 13% et 14% en 2040 et 2050.

Au fil du temps, on constate que la structure du coût moyen de production évolue considérablement : les investissements à forte intensité de capital entraînent une baisse de la part des éléments de coûts variables et une hausse des éléments de coûts fixes. Cela s'explique par le développement progressif

<sup>46</sup> Voir chapitre 5.1.



d'un parc bipolaire SER-gaz naturel où une part importante du premier pool ne comprend pas de prix des combustibles et où le prix du gaz naturel pour le deuxième pool reste quasiment stable après 2030 (en termes réels). Toutefois, la présence de gaz naturel entraîne un accroissement des achats de droits d'émissions au fil du temps.

### 4.3. Sources d'énergie renouvelables

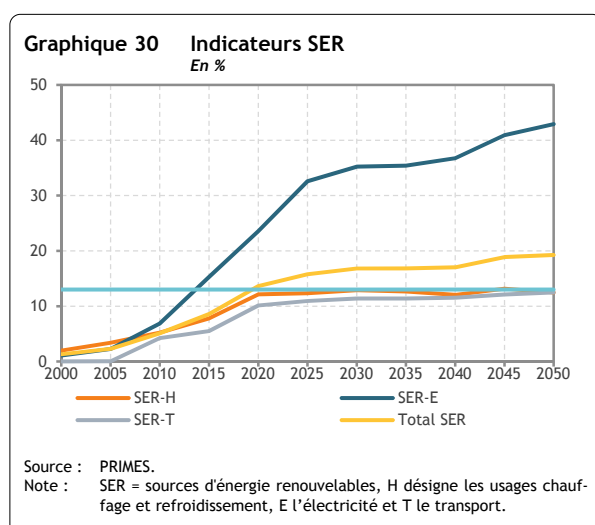
Cette nouvelle section traite plus particulièrement d'une autre forme d'énergie renouvelables (SER) et de leur utilisation au niveau de l'ensemble des applications (et pas uniquement pour la production d'électricité (partie 4.2.4)).

L'importance des sources d'énergie renouvelables dans le mix énergétique futur ne fera que croître. Même dans un scénario de référence où aucun objectif contraignant n'est fixé après 2020, la part des SER atteint un cinquième de la consommation finale brute d'énergie en 2050. En ce qui concerne l'électricité, la part est encore plus spectaculaire : en 2050, pas moins de 43% de la consommation finale brute d'électricité est satisfaite par les SER.

L'évolution positive des SER se remarque surtout au cours des deux premières décennies de ce siècle et est essentiellement tirée par l'objectif SER pour 2020. En 2020, la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie s'établit ainsi à 13,6% (contre un niveau minime de 1% en 2000 et 5% en 2010). Après 2020, la part des SER progresse continuellement pour atteindre 16,8% en 2030 et 19,2% en 2050. En termes absolus, les SER représentent 4,9 Mtep en 2020, 5,9 Mtep en 2030 et 7,4 Mtep en 2050 (contre 1,9 Mtep en 2010).

La consommation totale de SER peut être répartie entre trois applications : chauffage et refroidissement (SER-H), électricité (SER-E) et transport (SER-T). La part des SER dans le chauffage et le refroidissement est plutôt modeste : elle passe de 5% en 2010 à 12,1% en 2020 et 12,9% en 2030 pour finalement atteindre 12,5% en 2050.

La part des SER dans la consommation finale brute d'électricité passe de 7% en 2010 à 23,6% en 2020,



puis à 35,2% en 2030 et enfin à 42,9% en 2050. Cette véritable envolée est due à trois facteurs : (1) les effets d'apprentissage continu des technologies suite aux efforts constants en recherche et développement, surtout pour les SER innovantes comme la géothermie et l'éolien offshore, (2) la hausse des prix du carbone dans le système ETS (voir tableau 2) et (3) les extensions du réseau, l'amélioration de l'équilibrage des SER<sup>47</sup> et les procédures d'autorisation simplifiées et la priorité sur le réseau.

<sup>47</sup> On suppose que l'équilibrage des SER se fait de manière très coopérative et efficace en termes de coûts, ce qui permet d'éviter des investissements excessifs dans les centrales de pointe, qui devraient être réalisés si l'équilibrage est pensé au niveau na-

Quant à la part des SER-T, elle passe de 4% en 2010 à 10,1% en 2020, puis à 11,4% en 2030 pour atteindre 12,5% en 2050. Cet accroissement est dû à la pénétration continue des biocarburants (pour respecter l'objectif de 10% de SER dans le transport en 2020) et à la percée quoique modeste du transport routier électrique de passagers, surtout après 2030 (voir partie 4.1.4).

Exprimée en parts<sup>48</sup> de la consommation totale de SER, la répartition entre les trois applications donne 39% pour les SER-E, 44% pour les SER-H et 16% pour les SER-T en 2020. En 2030, les parts sont respectivement de 48%, 37% et 15% et elles passent à 56%, 29% et 14% en 2050.

Le pourcentage global de 13,6% en 2020 (tout comme la part des SER-T de 10,1%) respecte (et est même légèrement supérieur à) l'objectif national d'énergies renouvelables de 13% (et l'objectif national d'énergies renouvelables dans le transport de 10%) fixé dans la Directive 2009/28/CE. Cela s'explique par les hypothèses implicites du scénario de référence selon lesquelles les objectifs SER pour 2020 seront atteints. Même s'il faut se garder de tirer des conclusions hâtives, les chiffres publiés dans le PNR2014 indiquent que la Belgique est sur la voie de respecter ses engagements. Il convient toutefois de souligner que le modèle table sur la poursuite de la politique de promotion et de facilitation en matière de SER. Cela se traduit dans le modèle PRIMES par une valeur des énergies renouvelables (renewable value ou RV<sup>49</sup>). En réalité, cette valeur des énergies renouvelables est la variable duale de la contrainte SER. Cette valeur représente les politiques nécessaires afin de stimuler les SER, comme de nouvelles simplifications légales, une plus grande disponibilité de sites appropriés, un accès plus facile au réseau ou encore des stimulants financiers directs. Les coûts engendrés par les investissements dans les SER qui sont suscités par la RV sont intégralement répercutés sur les prix de l'électricité.

#### 4.4. Consommation intérieure brute d'énergie

Les paragraphes qui précèdent ont présenté les évolutions du scénario de référence dans les différents secteurs de la demande finale et dans le secteur électrique. Naturellement, ces évolutions ne sont pas sans conséquences sur l'approvisionnement général en énergie de notre pays. Cet approvisionnement est représenté par l'indicateur " consommation intérieure brute d'énergie " (CIB). La CIB englobe la consommation de toutes les formes<sup>50</sup> d'énergie qu'elles soient produites sur le territoire belge ou importées.

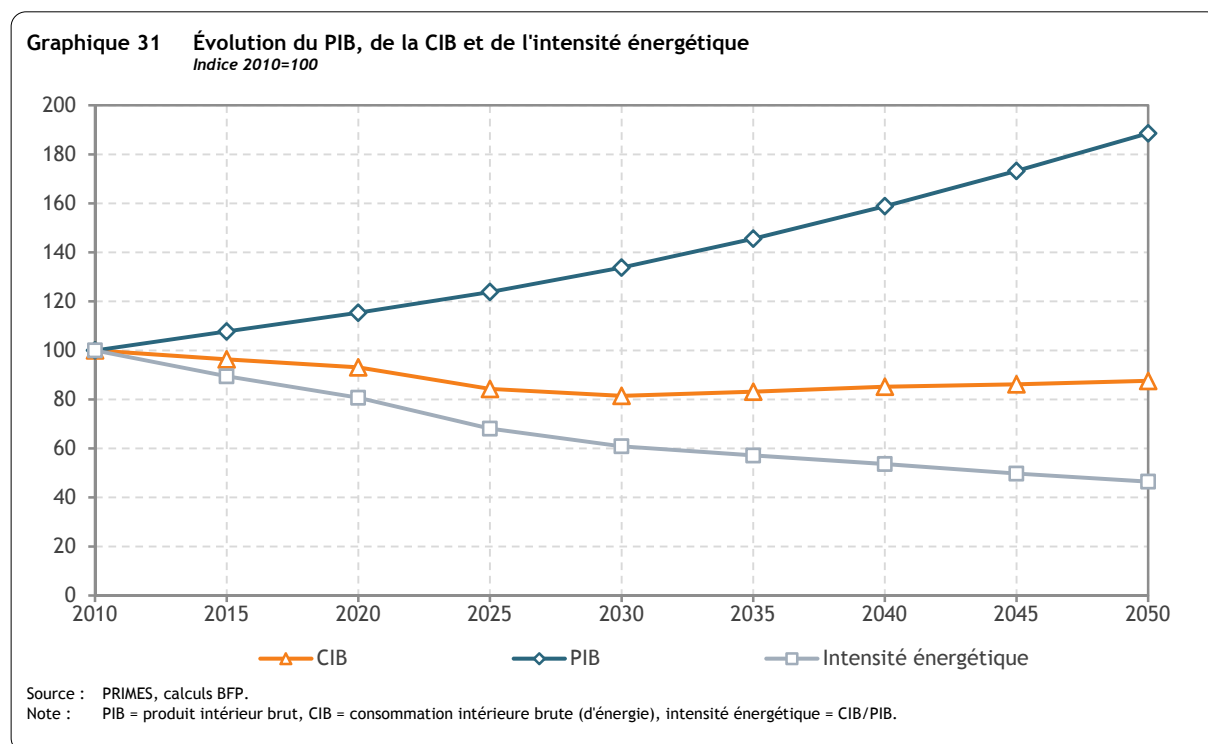
---

tional. Un meilleur fonctionnement et le couplage du marché européen de l'électricité devraient permettre de limiter les coûts d'équilibrage pour les SER, ce qui facilite leur pénétration sur le marché.

<sup>48</sup> Après avoir arrondi les pourcentages, on n'obtient pas une somme exactement égale à 100%.

<sup>49</sup> Pour de plus amples informations sur la valeur des énergies renouvelables, voir Bossier, Devogelaer, Gusbin & Verschueren, 2008 et European Commission, 2013.

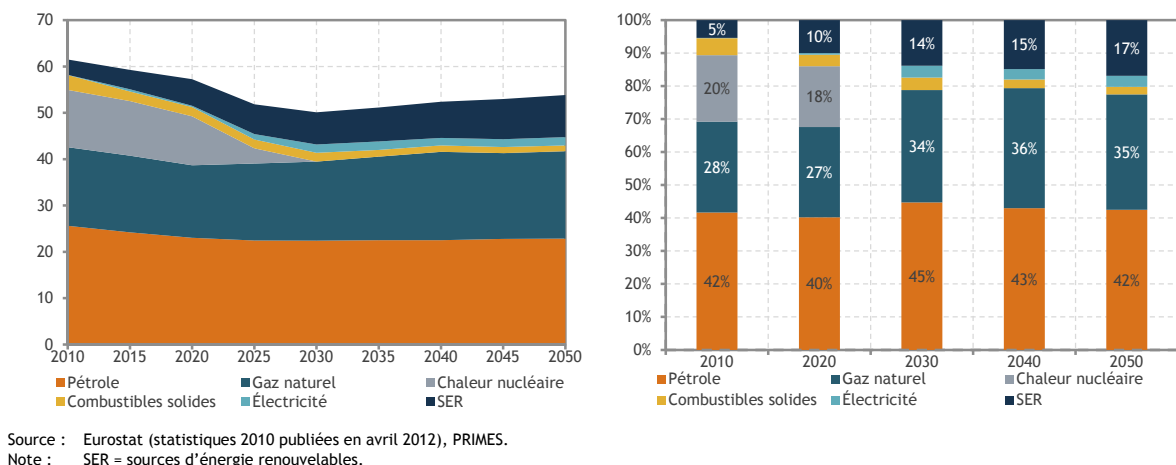
<sup>50</sup> Également celles affectés à des fins non énergétiques, c'est-à-dire comme matière première.



Si on compare l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie à celle du PIB belge, on remarque des différences notables. Alors que le PIB augmente progressivement d'année en année (à concurrence de 1,6% par an en moyenne entre 2010 et 2050), on constate que la CIB s'amointrit (au rythme de -0,3% par an en moyenne sur la même période). Ce phénomène se reflète dans l'indicateur 'intensité énergétique' (le rapport entre la CIB et le PIB). Cet indicateur fléchit chaque année de 1,9% en moyenne.

Le graphique 32 propose un autre éclairage de l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie. Entre 2010 et 2030, la CIB régresse en passant de 61,5 Mtep à 50,1 Mtep, puis elle repart lentement à la hausse pour atteindre un niveau de 53,8 Mtep en 2050. Par rapport au niveau de 2010, ces 53,8 Mtep impliquent une diminution de 12%. Cette baisse s'explique par deux facteurs : l'efficacité énergétique tant au niveau de la demande finale que de la transformation d'énergie et le fuel switch (substitution des formes d'énergie). Les gains d'efficacité énergétique induisent une moindre consommation intérieure d'énergie. En outre, la convention statistique à propos de la chaleur d'origine nucléaire (voir également Devogelaer et Gusbin, 2011) entraîne une diminution sensible de la CIB au cours de la période où les centrales nucléaires sont mises à l'arrêt. Après 2030, on constate une légère augmentation de la CIB, entraînée par un effet volume qui n'est pas neutralisé par des politiques additionnelles (en matière d'efficacité énergétique). Seuls les prix (du carbone et de l'énergie) sont en mesure de modérer (ou de verdir) la consommation.

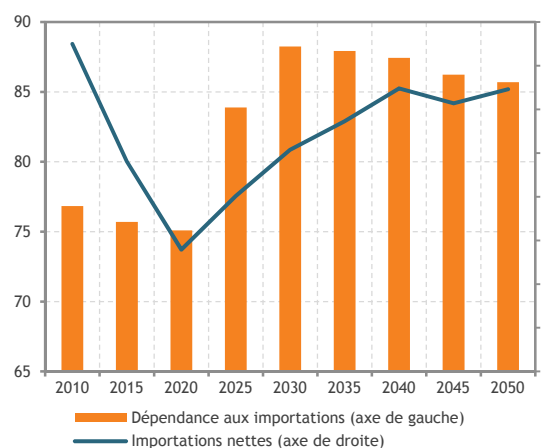
**Graphique 32 Composition de la consommation intérieure brute d'énergie**  
*En Mtep dans le graphique de gauche et en % dans le graphique de droite*



L'évolution du mix énergétique mérite qu'on s'y attarde. Le nucléaire disparaît totalement du mix et est remplacé par le gaz naturel, les SER et un peu (d'importations) d'électricité<sup>51</sup>. La part du pétrole reste constante (42% en 2010 et 2050) et le charbon se maintient également (plus ou moins). En revanche, le gaz naturel gagne du terrain (de 28% en 2010 à 35% en 2050) et on constate une percée spectaculaire des SER (de 5% en 2010 à 17% en 2050).

Naturellement, couvrir nos besoins énergétiques est impossible sans recourir aux importations. Le graphique 33 montre l'évolution des importations nettes d'énergie et de la dépendance énergétique de la Belgique. Même si les deux indicateurs baissent jusqu'en 2020, qui est l'année où on dressera le bilan

**Graphique 33 Dépendance énergétique**  
*En % (axe de gauche) et en Mtep (axe de droite)*



du paquet Climat-Énergie, ils se redressent par la suite. Les importations nettes enregistrent même une véritable envolée après 2020. Quant à la dépendance énergétique, qu'on définit comme la part des importations nettes d'énergie dans la CIB, elle culminera en 2030 (88,2% comparé à 76,8% en 2010 et 75,1% en 2020), puis reculera légèrement pour s'établir à 85,7% en 2050.

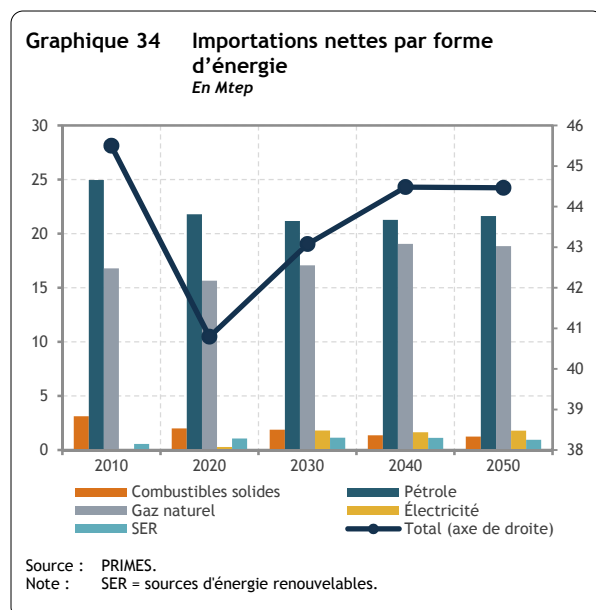
La composition des importations nettes<sup>52</sup> montre clairement la prépondérance (des produits) du pétrole et, en second lieu, du gaz naturel dont la part s'accroît. Les importations nettes de pétrole diminuent de 13% sur l'ensemble de la période de

projection, tandis que les importations de gaz naturel augmentent de 12%. Le charbon continue à céder

<sup>51</sup> La catégorie 'électricité' dans le Graphique 32 couvre uniquement les importations d'électricité ; les besoins énergétiques pour la production domestique d'électricité sont comptabilisés dans l'utilisation des différentes formes d'énergie primaire auxquelles on a recours.

<sup>52</sup> Il convient de souligner que les importations d'uranium ne sont pas reprises dans les importations nettes (et ne sont donc pas prises en considération dans le calcul de la dépendance énergétique), mais bien dans la production domestique sous la forme de chaleur dégagée par fission de l'uranium (selon la convention Eurostat).

du terrain : les importations de ce combustible chutent de 60%, la part du charbon dans les importations nettes passant ainsi de 6% en 2010 à 2% en 2050.



Notons que l'évolution des importations de combustibles fossiles influe sur la balance commerciale nationale. Ainsi, on estime qu'il faudra consacrer 10 milliards EUR de plus (en termes réels) aux importations de combustibles fossiles en 2050 par rapport à la facture de 2010. Une ventilation par type de combustible indique que les dépenses baisseront de 0,1 milliard EUR pour le charbon et augmenteront de 6 milliards EUR pour le pétrole et 4 milliards EUR pour le gaz naturel. Au total, la facture des combustibles fossiles importés représente 3,4% du PIB belge en 2050 (comparé à 3,8% en 2010).

L'électricité fait une timide apparition après 2020<sup>53</sup>, suivie des importations nettes de SER qui bondissent de 66% entre 2010 et 2050. Les importations de SER concernent la biomasse, principalement en provenance de l'UE (CE, 2013).

Il existe trois formes de biomasse présentant des caractéristiques physiques très variées : les solides (le bois, etc.), les liquides (les biocarburants, etc.) et les gazeuses (le biogaz, etc.). Les importations de biomasse ne concernent que les formes solides (principalement utilisées pour produire de la chaleur ou de l'électricité) et liquides (surtout carburant pour le transport). Les premières dominent les secondes puisqu'elles représentent environ 90% des importations totales de biomasse sur toute la période de projection. Les importations de biomasse solide (resp. liquide) couvrent entre 40 et 50% (resp. quelque 10%) des besoins en biomasse de ce type d'ici 2050. Suscitées par l'objectif RES en 2020, elles progressent surtout entre 2010 et 2020 (elles doublent quasiment) puis se stabilisent entre 2020 et 2050.

Enfin, voici un tableau venant compléter la description de l'évolution de la CIB avec la consommation d'énergie primaire, l'intensité énergétique primaire du PIB et la consommation d'énergie primaire par habitant.

**Tableau 7 Consommation d'énergie primaire et indicateurs y afférents**

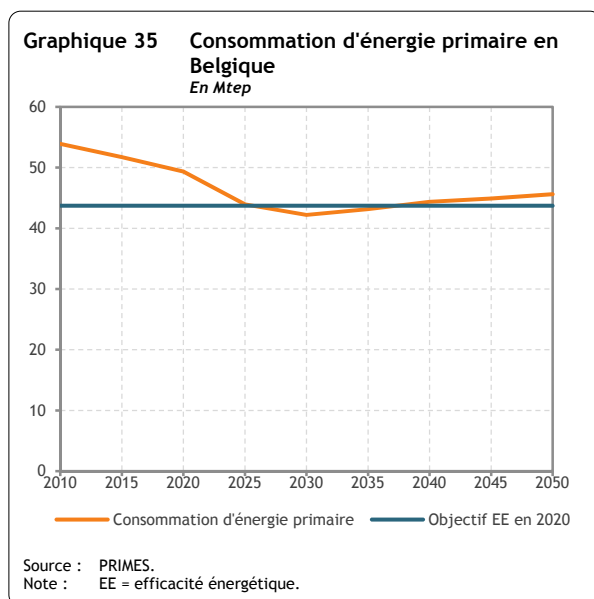
	2010	2020	2030	2040	2050
Consommation d'énergie primaire (Mtep)	53,9	49,3	42,2	44,4	45,6
Intensité énergétique primaire du PIB (tep/MEUR)	152,0	120,6	89,0	78,8	68,2
Consommation d'énergie primaire/tête (tep/habitant)	5,0	4,3	3,5	3,5	3,5

Source : PRIMES, calculs BFP.

On calcule la consommation d'énergie primaire en soustrayant la consommation finale non énergétique de la consommation intérieure brute. Elle décroît de 1,2% par an en moyenne entre 2010 et 2030 et augmente chaque année de 0,4% en moyenne entre 2030 et 2050. La consommation d'énergie primaire

<sup>53</sup> Pour une analyse des importations d'électricité, voyez 4.2.2.

est l'indicateur qui est utilisé pour mesurer les progrès réalisés en vue d'atteindre l'objectif européen de 20% d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020 (voir plus haut). Toutefois, cet objectif n'est qu'indicatif (c'est-à-dire non contraignant) ; il n'est pas intégré dans le paquet législatif Climat-Énergie de juin 2009 dont l'impact est étudié dans la présente publication. En vertu de l'article 3 de la directive européenne 2010/27/UE relative à l'efficacité énergétique, des objectifs doivent également être définis au niveau de chaque État membre. La Belgique a ainsi fixé un objectif d'« efficacité énergétique » en termes d'énergie primaire de 18% à l'horizon 2020. Cet objectif correspond à une consommation d'énergie primaire absolue de maximum 43,7 Mtep en 2020 (Commission européenne, Reporting target).



Les résultats du scénario de référence indiquent que l'objectif belge ne sera pas réalisé en 2020, mais bien en 2025. En 2020, la consommation d'énergie primaire s'élève à 49,3 Mtep, ce qui représente toujours 5,6 Mtep de trop par rapport à l'objectif absolu. En d'autres termes, seulement deux cinquièmes de l'objectif de réduction fixé par la Belgique seraient réalisés en 2020. Même s'il n'est qu'indicatif, cet objectif a une grande valeur symbolique. La consommation d'énergie primaire continue toutefois à reculer entre 2020 et 2030, puis elle repart à la hausse, parallèlement à la CIB, pour s'établir à 45,6 Mtep en 2050.

L'intensité énergétique primaire du PIB, qui reflète le rapport entre la consommation d'énergie primaire et le PIB, diminue respectivement de 2,6% et 1,3% par an en moyenne sur les périodes 2010-2030 et 2030-2050. La baisse (continue) de l'intensité énergétique primaire est considérable, surtout si on la compare à la diminution enregistrée entre 1995 et 2010, à savoir -1,1% en moyenne par an.

La consommation d'énergie primaire par habitant recule également de 1,8% par an en moyenne entre 2010 et 2030 pour ensuite se stabiliser à 3,5 tep entre 2030 et 2050, ce qui contraste vivement avec l'évolution observée lors des années antérieures (+0,3% par an entre 1995 et 2010).

#### 4.5. Émissions de gaz à effet de serre

Ce chapitre analyse l'évolution des gaz à effet de serre (GES) en Belgique d'ici 2050 sur la base de deux sources : d'une part, les résultats du modèle PRIMES pour les émissions de CO<sub>2</sub> (d'origine énergétique ou non), et d'autre part, l'étude (CE, 2013) pour les émissions autres que le CO<sub>2</sub>. Ces deux sources sont cohérentes sur le plan des hypothèses d'évolution des activités économiques. Les émissions de GES ainsi calculées ne tiennent pas compte des émissions et des absorptions de carbone liées à l'utilisation des terres, aux changements d'affectation des terres et à la foresterie.

En Belgique, le principal gaz à effet de serre est le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), qui représentait 87% des émissions totales en 2011. Le méthane (CH<sub>4</sub>) représentait 5%, le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) 6% et les gaz fluorés, 2% des émissions totales<sup>54</sup>.

Les émissions de GES sont également réparties entre les secteurs ETS et les secteurs non ETS. Dans les secteurs ETS, l'évolution des émissions de GES est influencée par l'évolution du prix du carbone (voir chapitre 3.3) qui découle des dispositions de la directive 2009/29/CE<sup>55</sup> relatives au plafond d'émission. Plus précisément, les quotas d'émissions sont supposés décroître de 1,74% par an sur toute la période de projection (à partir de 2013). Dans les secteurs non ETS, l'évolution des émissions de GES est compatible avec l'objectif belge de réduction de 15% en 2020 (par rapport à 2005) conformément à la décision n°406/2009/CE<sup>56</sup>. Après 2020, ces émissions n'évoluent plus en fonction d'un objectif chiffré mais sous l'influence des politiques et mesures mises en place précédemment et des prix des énergies.

#### 4.5.1. Émissions de CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> proviennent de la combustion de combustibles fossiles, de certains procédés industriels (production de ciment et de chaux, production de métaux) et d'autres sources plus marginales (émissions fugitives, déchets). La première catégorie domine clairement les deux dernières puisqu'elle constitue quelque 90% des émissions totales de CO<sub>2</sub>. Dans la suite du texte, la première catégorie d'émission sera qualifiée d'énergétique et les deux dernières de non énergétiques.

Sous l'impulsion des mesures du paquet législatif Climat-Énergie, les émissions totales de CO<sub>2</sub> diminuent de 12% entre 2010 et 2020 puis se stabilisent jusqu'en 2030. Elles progressent ensuite, quoique modérément, pour se situer, en 2050, 9% sous le niveau de 2010.

Cette évolution est principalement due au CO<sub>2</sub> énergétique. En effet, les émissions de CO<sub>2</sub> non énergétique augmentent régulièrement sur la période de projection : +14% entre 2010 et 2020 et +23% entre 2010 et 2050.

Les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique sont quant à elles réduites de 15% en 2020, de 14% en 2030 et de 13% en 2050 par rapport à 2010. Le modèle PRIMES permet une analyse sectorielle des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique. Le graphique 36 présente ainsi les évolutions dans les différents secteurs : en termes absolus sur le graphique de gauche et en pourcentage de réduction (ou de croissance) par rapport à l'année 2010 sur le graphique de droite.

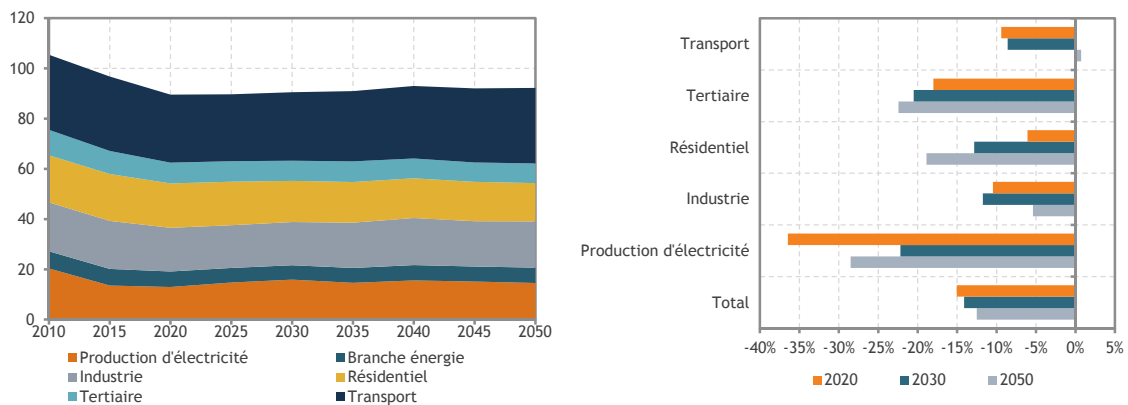
<sup>54</sup> Source : 6<sup>ème</sup> communication nationale de la Belgique, décembre 2013.

<sup>55</sup> Directive du parlement européen et du Conseil modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, Journal officiel de l'Union européenne, 5 juin 2009.

<sup>56</sup> Décision du parlement européen et du Conseil relative à l'effort à fournir par les États membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020, Journal officiel de l'Union européenne, 5 juin 2009.



**Graphique 36** Évolution des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique, totales et sectorielles  
*En Mt sur le graphique de gauche et en % de différence par rapport à 2010 sur le graphique de droite*



Source : PRIMES.

Note : les émissions de CO<sub>2</sub> du transport incluent les émissions du transport aérien international.

Les secteurs présentés sont les secteurs de la transformation de l'énergie (à savoir la production d'électricité et la branche énergie qui regroupe des activités comme le raffinage ou la production de biocarburants) et de la demande finale (industrie, résidentiel, tertiaire et transport).

C'est dans le secteur électrique que la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique est la plus spectaculaire. Le secteur électrique fait partie de l'ETS et l'évolution est directement liée au prix du carbone sur le marché européen. La réduction est particulièrement marquée à l'horizon 2020 (-36% par rapport à 2010) où l'on observe une montée en puissance des sources d'énergie renouvelables afin de rencontrer l'objectif de 13% de SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020 mais aussi une progression de la cogénération. La période 2020-2030 est ensuite marquée par l'arrêt de la production d'origine nucléaire qui est compensée en partie par des centrales à gaz naturel, en partie par des sources d'énergie renouvelables et aussi par des importations d'électricité. L'effet net est une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> qui restent néanmoins toujours bien en-dessous du niveau de 2010 (-22% en 2030 par rapport à 2010) grâce surtout au troisième facteur, le recours accru aux importations. Enfin, grâce à la progression régulière des sources d'énergie renouvelables dans le mix énergétique, les émissions de CO<sub>2</sub> fléchissent à nouveau entre 2030 et 2050 : à l'horizon 2050 elles sont réduites de 28% par rapport à 2010. L'évolution du mix énergétique pour la production électrique induit une réduction de son intensité en carbone de 34% en 2050 par rapport à 2010.

Les émissions de CO<sub>2</sub> de la branche énergie représentent une petite fraction des émissions totales de CO<sub>2</sub> énergétique (7%) et qui reste stable sur la période de projection. Elles décroissent de 10% environ en 2020 et 2050 par rapport à 2010.

Les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique de l'industrie diminuent de 10% en 2020, 12% en 2030 et 5% en 2050 par rapport à 2010 malgré la croissance de l'activité de ce secteur et en particulier des branches intensives en énergie que sont la chimie, les minéraux non métalliques et le papier (voir chapitre 3.1). Ayant déjà recours actuellement, pour plus de 85%, à des formes d'énergie émettant peu (gaz naturel) ou pas (électricité, vapeur, biomasse) de carbone, l'industrie réduit ses émissions grâce surtout à des efforts importants en matière d'efficacité énergétique. L'intensité énergétique de l'industrie diminue ainsi de 42% entre 2010 et 2050. Le prix du carbone sur le marché européen ETS, auquel participe une fraction



importante de l'industrie belge, contribue également à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> mais dans une moindre mesure. L'intensité en carbone de l'industrie diminue de 11% entre 2010 et 2050. L'inversion de tendance en fin de période (2030-2050), à savoir une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique, vient de la croissance de l'activité industrielle que ne parviennent plus à compenser les gains en efficacité énergétique et la baisse de l'intensité en carbone des processus de production, dont le potentiel se réduit au cours du temps.

L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique dans les secteurs résidentiel et tertiaire est assez comparable : la réduction s'amplifie au fur et à mesure des années écoulées. Dans le secteur résidentiel, les émissions enregistrent une baisse de 6% en 2020, 13% en 2030 et 19% en 2050 par rapport à 2010. Dans le secteur tertiaire, les pourcentages de réduction sont respectivement de 18%, 21% et 22%. La majeure partie des réductions d'émission vient ici aussi de la réduction des besoins énergétiques suscitée par la hausse des prix de l'énergie et par les politiques mises en œuvre dans le cadre notamment des directives européennes sur l'éco-design, la performance énergétique des bâtiments et l'efficacité énergétique en général. L'impact de ces politiques va en augmentant car il faut tenir compte du taux de rénovation et de renouvellement du parc de bâtiments. Le développement des pompes à chaleur et des sources d'énergie renouvelables (pellets, solaire thermique) qui a pour effet de réduire l'intensité en carbone de ces secteurs explique les réductions d'émission.

Enfin, les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique émises par le transport suivent une courbe en U dont le creux se situe en 2020-2030. En effet, les émissions diminuent d'environ 9% d'ici à 2020, puis se stabilise jusqu'en 2030 et enfin repartent à la hausse jusqu'à remonter, en 2050, quasiment au même niveau qu'en 2010 (+1%). Les principaux facteurs explicatifs de l'évolution au début de la période de projection sont la mise en œuvre des normes CO<sub>2</sub> pour les voitures et les camionnettes et le développement des biocarburants en vertu de l'objectif SER-T. Ces mesures permettent de contrecarrer l'impact de la croissance de l'activité de transport sur les émissions. Au-delà de 2030, ces mesures ne sont plus suffisantes, ni l'électrification progressive du parc et l'amélioration de l'efficacité des moteurs à combustion interne d'ailleurs, et l'effet lié à l'augmentation de l'activité de transport prend le dessus.

#### 4.5.2. Émissions de GES autres que le CO<sub>2</sub>

Les émissions de GES autres que le CO<sub>2</sub> sont les émissions de CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O et de gaz fluorés. Ces polluants sont émis par plusieurs sources et secteurs comme l'agriculture, les déchets, le transport routier ou encore l'industrie. Elles ont été calculées pour le scénario de référence de (CE, 2013)<sup>57</sup> avec le modèle GAINS<sup>58</sup>. Le résultat de ce calcul est une réduction de 12% de ces émissions entre 2010 et 2020 et de 14% entre 2010 et 2050. Cette baisse est principalement due à l'industrie et plus précisément à la production d'acide nitrique.

<sup>57</sup> Voir p.149 de la publication.

<sup>58</sup> Pour une description détaillée de la méthodologie GAINS pour le calcul des émissions autres que le CO<sub>2</sub>, voir (Höglund-Isaksson et al., 2013).

### 4.5.3. Émissions totales de GES

Le tableau ci-dessus résume l'évolution des émissions de gaz à effet de serre dans le scénario de référence, par type de polluant, d'une part, et en distinguant les émissions des secteurs ETS et non ETS, d'autre part.

**Tableau 8** Évolution des émissions de gaz à effet de serre  
Mt éq. CO<sub>2</sub>

	2010	2020	2030	2050
Émissions totales de GES	134,1	117,7	118,0	121,3
CO <sub>2</sub> énergétique	105,4	89,6	90,5	92,2
CO <sub>2</sub> non énergétique	11,8	13,4	12,9	14,5
Autres que CO <sub>2</sub>	16,9	14,8	14,6	14,6
Émissions de GES - ETS	58,9	51,3	53,4	55,4
Sans l'aviation	54,2	46,2	48,1	49,6
Aviation	4,7	5,1	5,3	5,9
Émissions de GES - non ETS	75,2	66,5	64,6	65,9
CO <sub>2</sub>	60,4	52,0	50,3	51,6
Autres que CO <sub>2</sub>	14,8	14,5	14,3	14,3

Source : PRIMES, EC (2013).

Note : Les émissions de GES pour l'année 2010 publiées dans (EC, 2013) diffèrent quelque peu des émissions rapportées officiellement par la Belgique. Selon l'inventaire publié en mars 2014, les émissions totales de GES s'élevaient à 135 Mt en 2010, comparé à 134 Mt dans (EC, 2013).

La répartition des émissions entre secteurs ETS et non ETS correspond au "scope 13-20".

Les émissions autres que CO<sub>2</sub> ont été calculées en appliquant les valeurs de réchauffement planétaire figurant dans le deuxième rapport d'évaluation du GIEC.

En 2020, les émissions totales de GES s'élèvent à 117,7 Mt équivalent CO<sub>2</sub>, soit 12% sous le niveau de 2010 (ou 20% sous le niveau de 1990). Dans les secteurs ETS, les émissions de GES sont réduites de 13% par rapport à 2010 (et de 27% par rapport à 2005). Dans les secteurs non ETS, la réduction s'élève à 12% par rapport à 2010 (et à 13% par rapport à 2005). Les pourcentages de réduction ainsi calculés se basent sur les émissions de GES en 2005 et 2010 rapportées dans (EC, 2013) qui s'écartent quelque peu des données consignées dans l'inventaire belge des émissions de gaz à effet de serre le plus récent (mars 2014). Par ailleurs, en vertu de la décision 2013/162/UE et de la décision d'exécution 2013/634/UE de la Commission relatives à la détermination des allocations annuelles de droits d'émission des États membres pour la période 2013-2020, le quota d'émission non ETS alloué à la Belgique pour l'année 2020 s'élève à 66,7 Mt. Les émissions de GES dans le non ETS projetées en 2020 (66,5 Mt) sont compatibles avec ce quota.

En 2030, les émissions totales de GES (118,0 Mt) se maintiennent au même niveau qu'en 2020 : l'augmentation des émissions dans les secteurs ETS entre 2020 et 2030 est exactement compensée par la diminution des émissions dans les secteurs non ETS sur la même période. Par rapport à 2005, les émissions dans les secteurs ETS (resp. non ETS) sont réduites de 24% (resp. 15%). La tendance dans les secteurs ETS vient de la production d'électricité. Elle s'explique par l'arrêt de toutes les centrales nucléaires en 2025 et par une production électrique accrue à partir de gaz naturel.

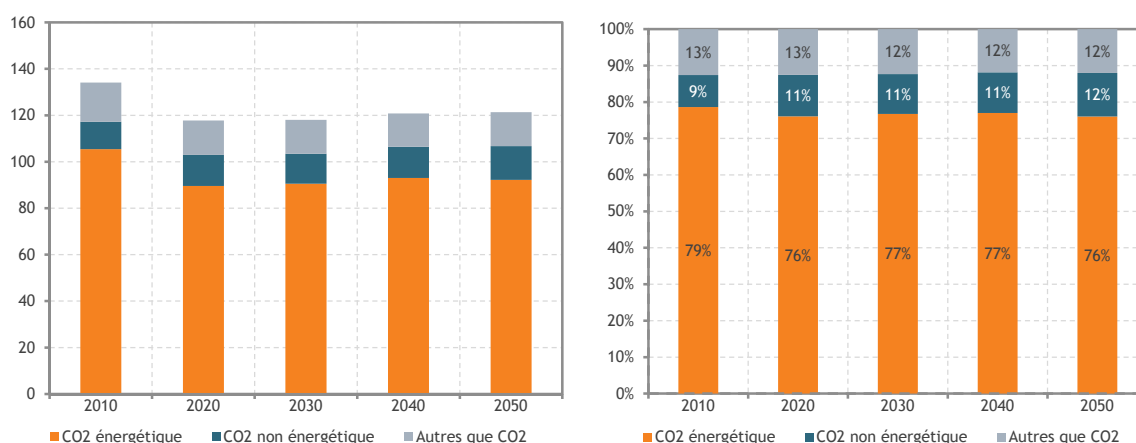
Enfin, les projections d'émission à l'horizon 2050 montrent une légère progression des émissions totales de GES sur la période 2030-2050 (121,3 Mt en 2050 vs. 118,0 Mt en 2030). Elles restent néanmoins sous les niveaux de 1990 (-17%) et de 2010 (-10%). L'évolution en fin de période vient à la fois des sec-

teurs ETS et non ETS. En 2050, les émissions de GES dans les secteurs ETS (resp. non ETS) sont réduites de 21% (resp. 13%) par rapport à 2005.

Le graphique 37 et le graphique 38 complètent l'information reprise dans le tableau précédent. Le premier montre la répartition des GES entre les catégories CO<sub>2</sub> énergétique, CO<sub>2</sub> non énergétique et GES autres que le CO<sub>2</sub> (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O et gaz fluorés) et son évolution d'ici à 2050. Le second présente la répartition des GES entre les catégories ETS et non ETS ainsi que l'évolution des émissions totales de GES par rapport à 1990 et celles des secteurs ETS et non ETS par rapport à 2005.

**Graphique 37** Évolution des gaz à effet de serre en fonction du polluant

En Mt éq. CO<sub>2</sub> sur le graphique de gauche et en % sur le graphique de droite

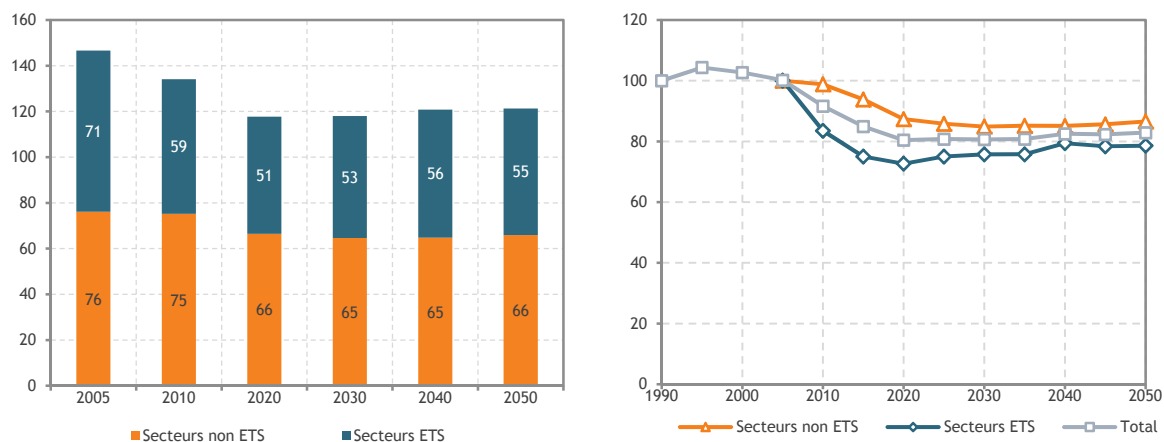


Source : PRIMES, EC (2013).

Le graphique 37 illustre bien la prépondérance des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique dans les émissions totales de GES en Belgique mais aussi l'effet du paquet législatif Climat-Énergie sur la part relative des trois catégories de GES. Ainsi, en 2020, la part des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique se réduit puisqu'elle passe de 79% en 2010 à 76% en 2020. Au-delà de 2020 et jusque 2050, la répartition reste par contre assez stable.

**Graphique 38** Évolution des émissions de gaz à effet de serre : ETS vs. non ETS

En Mt éq. CO<sub>2</sub> sur le graphique de gauche, indice 1990 = 100 (total) et indice 2005 = 100 (ETS/non ETS) sur le graphique de droite



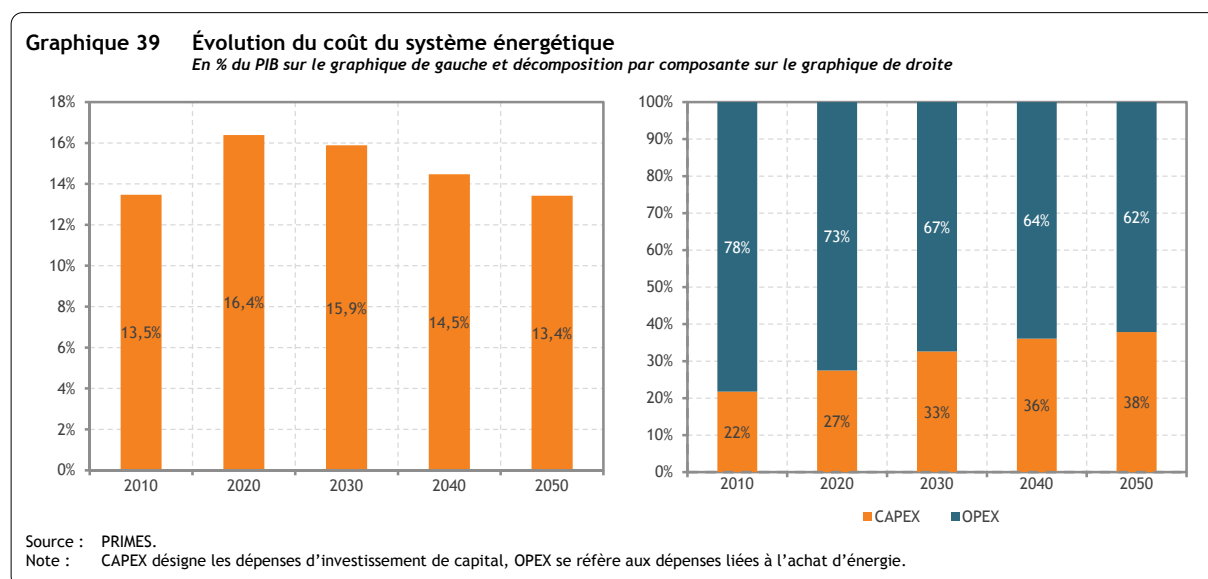
Source : PRIMES, EC (2013).

Comme le montre le graphique 38, la réduction des émissions de GES est plus marquée dans les secteurs ETS que dans les secteurs non ETS sur la période 2005-2020. Ce faisant, la part des secteurs ETS dans les émissions totales de GES diminue progressivement : de 48% en 2005, elle passe à 44% en 2020. Au-delà de 2020, les émissions des secteurs ETS repartent à la hausse tandis que celles des secteurs non ETS se stabilisent. Les premières voient dès lors leur part augmenter progressivement jusqu'à atteindre 46% en 2050.

Enfin, il convient de noter que les entreprises faisant partie de l'ETS émettent plus que leur quota, elles sont dès lors obligées d'acheter des droits d'émissions d'autres entreprises sur le marché de quotas d'émissions. Le coût des enchères que devront payer les entreprises belges passe de 158 millions EUR en 2020 à 1,3 milliard en 2030 et 3,8 milliards en 2050. En 2020, il est supporté pour plus de 80% par le secteur électrique. En 2050, il est réparti de la manière suivante : 38% pour le secteur électrique, 16% pour la branche énergie, 39% pour l'industrie et 7% pour le transport aérien.

#### 4.6. Coût du système énergétique

Les changements qui caractérisent le système énergétique belge d'ici à 2050 et l'évolution des prix des énergies fossiles vont avoir un impact sur le coût du système énergétique belge<sup>59</sup> et sur la structure de ce coût. Le graphique 39 ci-dessous illustre cet impact.



Le coût du système énergétique rapporté au PIB augmente particulièrement d'ici à 2020 : il représente 16,4% du PIB contre 13,5% en 2010, soit un accroissement d'environ trois points de pourcentage. Cette progression sensible a différentes causes : la mise en œuvre des politiques en matière d'efficacité

<sup>59</sup> Le coût du système énergétique (Ang. : *energy system cost*) inclut les coûts d'investissement (CAPEX) et les coûts d'achat d'énergie (énergies fossiles, biomasse et déchet, électricité et vapeur) (OPEX) ; il exclut par contre les « disutility costs » associés aux changements de comportement et le coût des enchères payé par les entreprises des secteurs ETS car ce paiement ne constitue pas un coût pour l'économie belge puisqu'il induit un revenu de même ampleur pour les pouvoirs publics. Par ailleurs, les coûts d'investissement (annuités) regroupent ceux associés aux installations de production, transport/distribution et consommation d'énergie (comme les centrales électriques, les réseaux, les chaudières industrielles ou domestiques, les appareils ménagers, les véhicules) et d'autres qui affectent également l'efficacité énergétique (comme l'isolation des bâtiments, les doubles/triples vitrages).

énergétique qui suscitent bon nombre de dépenses d'investissement dans les secteurs de la demande finale (isolation des bâtiments, équipements plus efficaces, etc.), l'objectif SER qui implique d'importants investissements notamment dans le secteur électrique mais aussi l'augmentation significative des prix des énergies fossiles qui gonfle la facture énergétique<sup>60</sup> (carburants pour le transport, gaz naturel pour le chauffage ou les processus industriels, électricité<sup>61</sup>). La progression du coût du système énergétique sur la période 2010-2020 est surtout tirée par les dépenses en capital. Celles-ci augmentent de 77% contre 30% pour les dépenses liées à l'achat d'énergie. En conséquence la part des investissements (CAPEX) dans le coût total croît : elle passe de 22% en 2010 à 27% en 2020.

Au-delà de 2020, le coût du système énergétique belge rapporté au PIB amorce une pente descendante jusqu'à retrouver en 2050 la même valeur qu'en 2010 (13% du PIB). En d'autres termes, les coûts énergétiques augmentent alors moins vite que le PIB grâce aux investissements en matière d'efficacité énergétique réalisés précédemment et à une augmentation plus modérée des prix des énergies fossiles (en particulier du gaz naturel) qui permettent de contenir les dépenses relatives aux achats d'énergie. L'évolution de la structure du coût total, entamée au cours des dix premières années, se poursuit. La part des dépenses d'investissement augmentent régulièrement d'ici à 2050 où elle représente 38% du coût total contre seulement 22% en 2010. Il convient aussi de noter qu'au sein des dépenses d'exploitation (OPEX), la fraction relative à l'électricité augmente constamment traduisant en cela l'usage croissant de cette forme d'énergie dans notre économie.

---

<sup>60</sup> Et ce malgré la diminution des besoins en énergie fossile d'ici à 2020.

<sup>61</sup> Le prix du gaz naturel a un impact sur le coût de la production d'électricité qui est répercuté sur les prix de l'électricité.

## 5. Analyses complémentaires

Après l'analyse des nombreux effets du scénario de référence, ce chapitre se penchera de manière plus approfondie sur certains résultats de ce scénario. Pour ce faire, on s'écarte toutefois du schéma d'analyse traditionnel d'indicateurs utilisé dans les Perspectives précédentes (Devogelaer et Gusbin, 2007, Devogelaer et Gusbin, 2011). C'est la raison pour laquelle ce chapitre est baptisé 'analyses complémentaires'.

Il sera procédé à deux analyses complémentaires : la première portera sur le système électrique et plus particulièrement sur l'adéquation de la production électrique (future) et la seconde étudiera l'évolution des coûts de l'énergie dans certaines branches de l'industrie belge.

### 5.1. Adéquation de la production d'électricité

La première analyse complémentaire porte sur le système électrique futur et s'intéresse particulièrement à la question de savoir si la capacité totale de production qui découle du critère de fiabilité adopté dans le scénario de référence est cohérente avec les résultats d'une analyse de l'adéquation de la production électrique selon la méthodologie suivie par ENTSO-E, le réseau européen des gestionnaires du réseau de transport d'électricité, et décrite dans (Gusbin, 2013).

L'analyse de l'adéquation de la production se penche en réalité sur la fiabilité de l'approvisionnement électrique et plus particulièrement sur l'équilibre à atteindre, non pas seulement en termes de production, mais aussi en termes de capacité. La recherche de cet équilibre vise, dans un cadre déterministe<sup>62</sup>, à assurer une marge de capacité suffisante pour satisfaire la charge de pointe, compte tenu de la nature et du fonctionnement des différentes unités de production et du système électrique dans son ensemble.

#### 5.1.1. Méthodologie

La méthodologie appliquée dans cette partie du rapport repose sur la méthode documentée dans le WP4-13 (Gusbin, 2013). En substance, elle consiste à travailler autour de deux piliers : un pilier demande et un pilier offre.

Pour le pilier demande, il importe, dans un premier temps, de bien distinguer la charge de pointe (le niveau de demande le plus élevé enregistré en cours d'année ; en Belgique, ce pic intervient typiquement le soir en hiver) et l'énergie appelée (somme de la consommation finale d'électricité, de la consommation électrique de la branche énergie et des pertes sur les réseaux de transport et de distribution ; voir également la partie 4.2.1).

Pour connaître l'évolution de la charge de pointe et de l'énergie appelée dans le temps, le modèle énergétique PRIMES tient compte de la variabilité de la demande électrique au cours de la journée (par ex., la différence jour-nuit) et de l'année (par ex., la différence hiver-été). À cet égard, le modèle repose

---

<sup>62</sup> À l'inverse d'une approche probabiliste. Dans la pratique, ENTSO-E associe les deux méthodologies et présente une première évaluation selon la deuxième approche dans sa publication SO&AF 2012 (ENTSO-E, 2012).

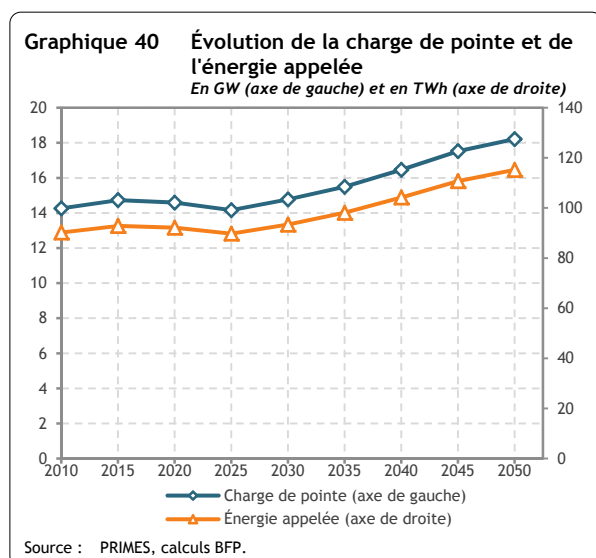
sur des profils de charge synthétiques. Ces profils se composent de onze paliers<sup>63</sup>: un palier pour la demande de pointe annuelle, cinq paliers pour une journée représentative en hiver et cinq paliers pour une journée représentative en été. Chaque (sous-)secteur se caractérise par un profil de charge particulier. La modélisation de différents profils de charge dans le modèle PRIMES permet de tenir compte de l'impact d'évolutions différenciées de la demande d'électricité dans les différents secteurs sur la courbe de charge agrégée (et sur la charge de pointe). Vu la présence de plusieurs profils de charge, il se peut que la charge de pointe évolue à un autre rythme que la consommation électrique annuelle (ou l'énergie appelée).

Une fois que la charge de pointe est calculée, le modèle tient compte d'une marge de réserve (Ang. : *System Reserve Margin*) pour déterminer l'évolution de la capacité de production du parc électrique. En d'autres termes, il s'agit du pilier offre. La marge de réserve correspond en réalité au rapport entre une fraction de la capacité totale et la charge de pointe. Pour être plus précis, la marge de réserve se définit comme le rapport entre la capacité 'confirmée' et la charge de pointe, où la capacité 'confirmée' résulte d'un calcul réalisé sur la base de facteurs de crédit de capacité par technologie<sup>64</sup>. Dans le scénario de référence, la marge de réserve varie tout au long de la période de projection, puisqu'elle passe de 1,20 en 2010 à 1,23 en 2030 et 1,16 en 2050.

L'analyse de l'adéquation de la production selon ENTSO-E consiste à comparer la capacité de production fiable disponible (définie au point 5.1.3.b) et la charge de pointe. Cette méthode permet de déterminer s'il y a un équilibre entre l'offre et la demande dans des situations normales. Elle permet également de vérifier si cet équilibre est maintenu dans des situations exceptionnelles.

Dans les paragraphes qui suivent, nous examinerons pas à pas les éléments constituant de cette analyse. Puis, nous dresserons un diagnostic du système dans la partie 5.1.4.

### 5.1.2. Évolution de la charge de pointe



Le graphique 40 montre l'évolution de la charge de pointe (le pic de consommation enregistré pendant l'année) dans le scénario de référence. La charge de pointe évolue peu entre 2010 et 2025 (entre 14 et 15 GW) avant de rebondir pour atteindre 18,2 GW en 2050. On constate que la charge de pointe évolue parallèlement à l'énergie appelée. Cela n'est pas nécessairement toujours le cas (voir également Gusbin, 2013).

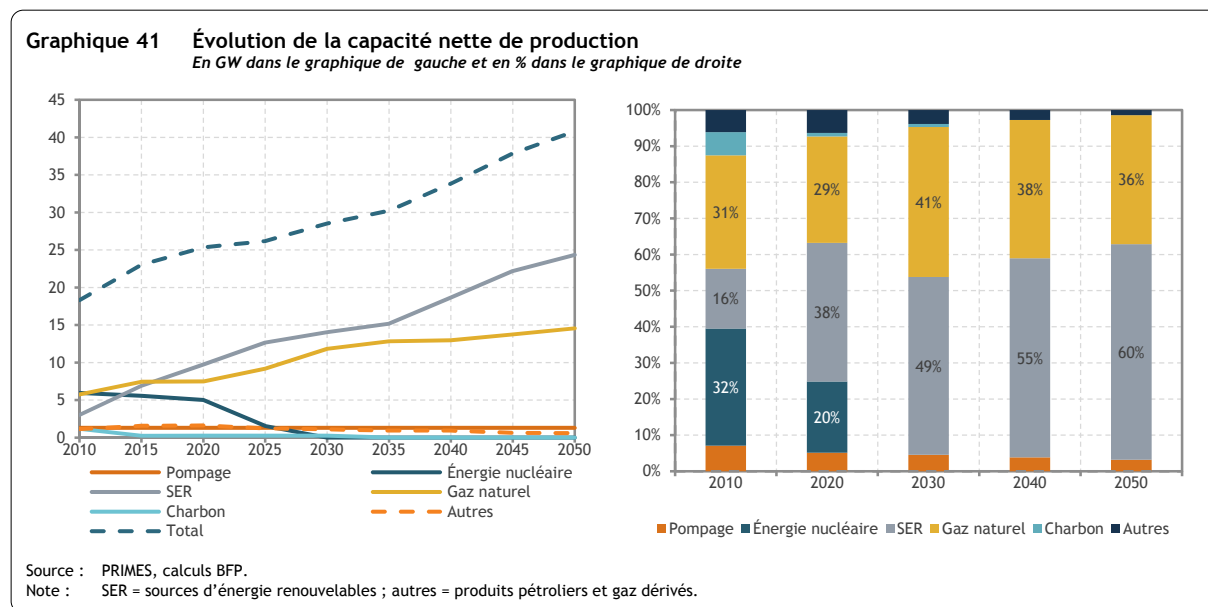
<sup>63</sup> Au sein de la NTUA, on travaille à une nouvelle version du modèle PRIMES où la résolution temporelle des profils de charge est augmentée.

<sup>64</sup> À cet égard, les facteurs de crédit de capacité pour les SER variables sont inférieurs à la disponibilité annuelle moyenne de ces sources d'énergie renouvelables en raison des principes de fiabilité du système et de sécurité d'approvisionnement.

### 5.1.3. Évolution de la capacité de production

#### a. Capacité nette de production

Le graphique 41 montre l'évolution de la capacité nette de production (appelée ci-après NGC ou *Net Generating Capacity*).



En ce qui concerne l'analyse de la capacité de production, nous renvoyons le lecteur à la partie 4.2.5. La seule différence avec les chiffres cités dans cette partie est que la capacité des centrales de pompage a été prise en considération. Cette capacité s'élève à environ 1 300 MW et est supposée constante sur la période de projection. Elle correspond à la capacité des centrales de Coo et de Plate Taille.

La NGC passe d'un niveau de 18 GW en 2010 à 41 GW en 2050, soit une progression de 23 GW sur la période de projection. Notons que non seulement le niveau de la NGC évolue considérablement, mais également la structure du parc de production. Le tableau ci-dessous rend compte de l'évolution de la NGC et de sa composition.

**Tableau 9 Évolution de la (structure de la) capacité nette de production**  
En GW

	2010	2020	2030	2050
Pompage	1,3	1,3	1,3	1,3
Énergie nucléaire	5,9	5,0	0	0
SER	3,0	9,7	14,1	24,4
Combustibles fossiles	8,1	9,3	13,2	15,2
<b>Total</b>	<b>18,3</b>	<b>25,3</b>	<b>28,6</b>	<b>40,9</b>

Source : PRIMES, calculs BFP.

Note : SER = sources d'énergie renouvelables.

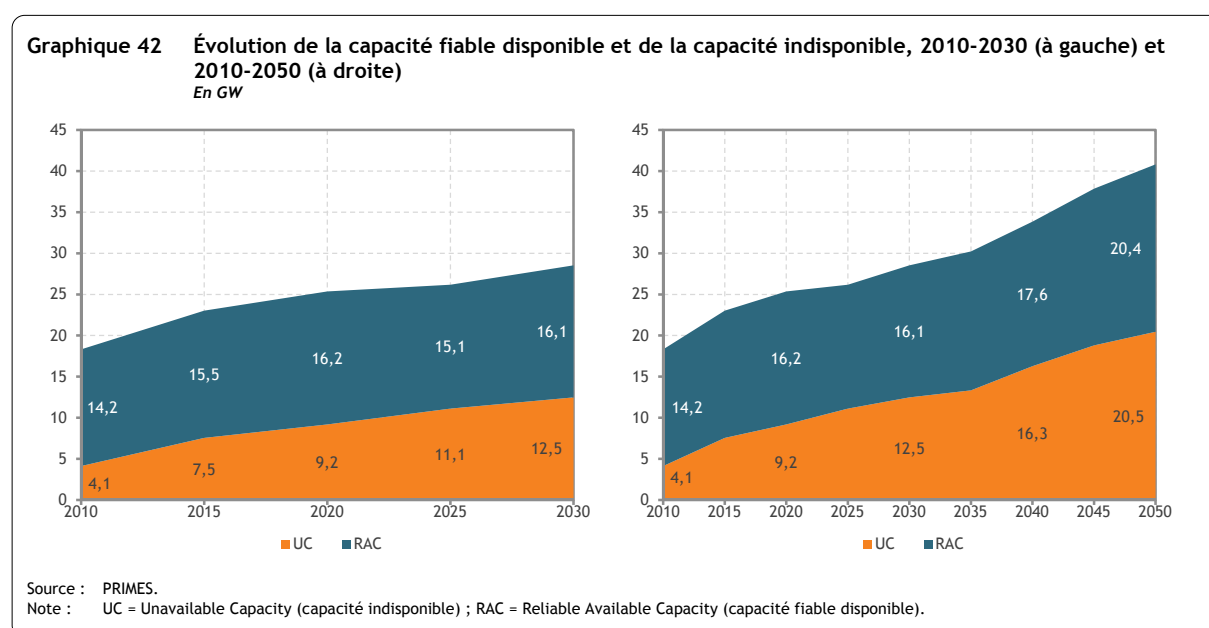


## b. Capacité fiable disponible

Ce n'est pas tant la NGC qui est importante pour le calcul de l'adéquation de la production électrique que la *capacité fiable disponible*. La capacité fiable disponible (ci-après appelée RAC ou *Reliable Available Capacity*) est la différence entre la capacité nette de production (NGC) et la capacité indisponible (ci-après appelée UC ou *Unavailable Capacity*). Cette capacité indisponible (UC) est la partie de la capacité nette de production qui n'est pas disponible de manière sûre à tout moment pour les producteurs d'électricité. Cette indisponibilité peut avoir plusieurs causes : (1) des limitations forcées ou naturelles du niveau de production dans des situations normales (*Non-Usable Capacity*), (2) des programmes d'entretien ou de révision des équipements (*Overhauls*), (3) des pannes imprévues (*Outages*) et enfin, (4) la capacité nécessaire au gestionnaire du réseau de transport pour assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique (*System Services Reserve*).

La capacité indisponible (UC) résulte d'un calcul. Ce calcul est réalisé sur la base des chiffres fournis par Elia (données confidentielles) et ENTSO-E (données publiques) et d'une hypothèse formulée quant aux services système du gestionnaire du réseau de transport<sup>65</sup>.

Le graphique 42 montre (l'évolution de) la capacité fiable disponible (RAC), ainsi que (celle de) la capacité indisponible (UC). On remarque que les deux types de capacité augmentent au fil du temps, la croissance la plus nette étant celle de l'UC. En effet, celle-ci se trouve multipliée par cinq entre 2010 et 2050 (de 4,1 GW en 2010 à 20,5 en 2050). À mi-chemin (en 2030), on note un niveau de 12,5 GW.



La croissance de l'UC (+395%) est bien plus rapide que celle de la NGC (+123%). Aussi, il n'y a rien d'étonnant à ce que la part de l'UC dans la NGC ne cesse de s'accroître : elle passe de 23% en 2010 à 44% en 2030 et même à 50% en 2050.

<sup>65</sup> L'hypothèse retenue est que les services système du GRT représentent 5% de la capacité nette de production (NGC). Ce pourcentage se fonde sur ENTSO-E (2013).

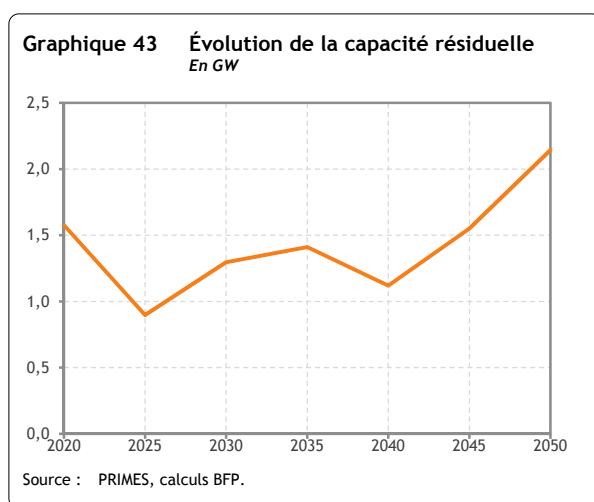
La capacité fiable disponible (RAC) représente la différence entre la NGC et l'UC. Elle s'accroît également, mais à un rythme bien plus modéré, puisqu'elle progresse de 43% entre 2010 et 2050. En conséquence, la part de la RAC se réduit d'année en année : elle passe de 77% en 2010 à 56% en 2030 et 50% en 2050.

#### 5.1.4. Analyse de l'adéquation de la production

Pour répondre à la question de savoir si la capacité production calculée dans le scénario de référence sera suffisante ou non dans le futur, nous avons procédé à une analyse suivant l'approche déterministe d'ENTSO-E. Cette analyse se fait en deux temps. Dans un premier temps, la RAC est comparée à la charge de pointe (voir 5.1.2). La différence entre ces deux indicateurs donne la capacité résiduelle (dénommée ci-après RC ou *Remaining Capacity*) dans des situations normales. Lorsque la capacité résiduelle est positive, la demande pourra être intégralement couverte par la capacité domestique dans des situations normales, donc sans devoir recourir structurellement aux importations. Une capacité résiduelle négative signifie que le parc de production n'est pas suffisant pour satisfaire la demande dans des situations normales sans recourir de manière structurelle aux importations. Cette situation trahit un déficit de capacité et donc un besoin d'investissements dans de nouvelles capacités de production. Dans un tel cas, il convient de comparer la valeur absolue de la capacité résiduelle avec la capacité d'importation.

Dans un second temps, on définit une marge de sécurité supplémentaire pour tenir compte de la survenance possible de situations tendues (ou exceptionnelles). Cette marge est appelée capacité de réserve (SC ou *Spare Capacity*). La capacité de réserve est comparée à la capacité résiduelle (RC): si cette dernière est supérieure ou égale à la capacité de réserve, il ne devrait pas y avoir de problèmes, même dans des situations exceptionnelles. En revanche, si l'inverse se produit (RC inférieure à SC), le pays sera contraint de recourir aux importations d'électricité pendant la charge de pointe lors de situations exceptionnelles. Dans ce cas également, l'écart entre les deux indicateurs devra être comparé à la capacité d'importation pour évaluer le risque de rupture d'approvisionnement.

##### a. Capacité résiduelle



Si on calcule la capacité résiduelle, on constate qu'elle est positive sur la période 2020-2050<sup>66</sup>. Dans un premier temps, elle diminue en passant de 1,6 GW en 2020 à 0,9 GW en 2025, ce qui s'explique à n'en point douter par la fermeture de l'ensemble du parc nucléaire. La capacité résiduelle rebondit entre 2025 et 2035 (pour atteindre 1,4 GW en 2035), puis connaît un nouveau creux en 2040 avant de s'envoler jusqu'à un niveau de 2,1 GW en 2050.

<sup>66</sup> Pour une analyse de l'adéquation de la production électrique à court et moyen terme, nous vous renvoyons à SPF Économie (2012).

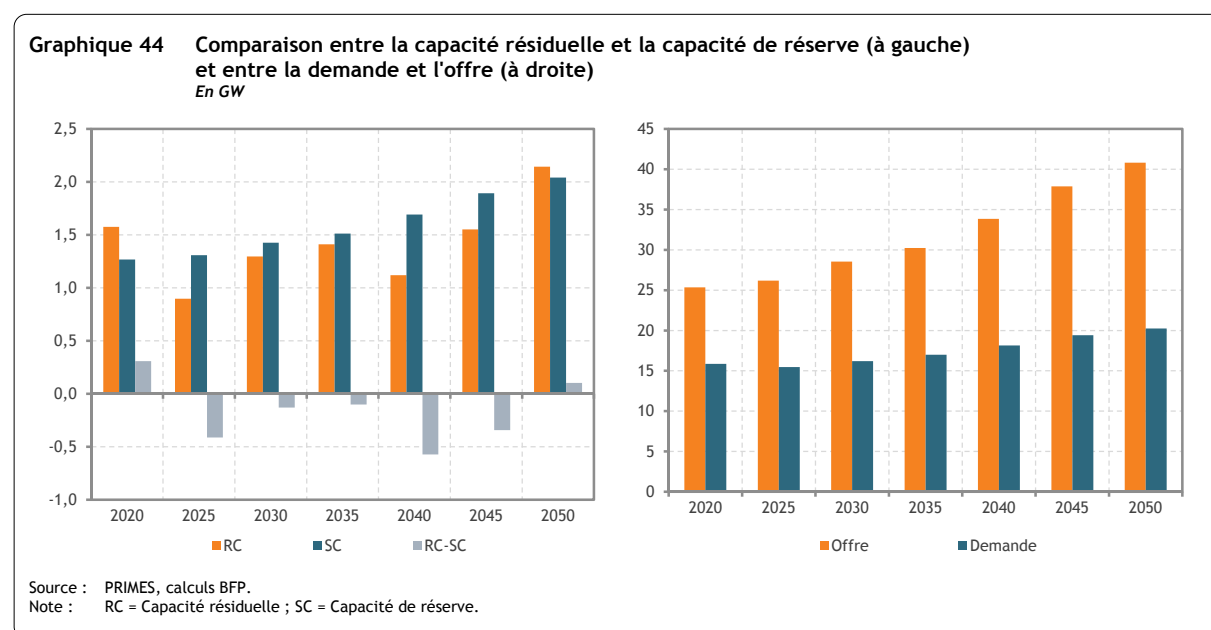
On peut donc dire que le parc de production calculé dans le scénario de référence permet de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande dans des situations normales sans pour autant devoir recourir structurellement aux importations. La capacité résiduelle varie entre 0,9 et 2,1 GW, et le niveau le plus bas est enregistré en 2025.

### b. Capacité de réserve

La deuxième étape de l'analyse de l'adéquation de la production consiste à calculer la capacité de réserve. Par hypothèse, elle est posée égale à 5% de la NGC. On constate que, à l'instar de la NGC, la capacité de réserve s'accroît tout au long de la période de projection : elle passe de 1,3 GW en 2020 à 1,4 GW en 2030 pour finalement atteindre 2,0 GW en 2050.

### c. Écart entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve

Dans la partie 5.1.4.a, nous avons vu que, dans des situations normales, la capacité installée totale calculée dans le scénario de référence est suffisante pour satisfaire la charge de pointe. Mais qu'en est-il dans des situations extrêmes ? Pour répondre à cette question, il nous faut comparer la capacité résiduelle avec la capacité de réserve.



Le graphique 44 montre que, même si l'offre est largement supérieure à la demande pendant toute la période 2020-2050 (graphique de droite), la capacité résiduelle est systématiquement inférieure à la capacité de réserve, sauf en 2020 et 2050 (graphique de gauche). En pratique, cela signifie que, si on ne tient pas compte des importations, le parc de production pourrait être confronté à un déficit de capacité en cas de situations exceptionnelles. Ce déficit peut toutefois être comblé par les importations pour autant que les capacités d'interconnexion soient suffisantes et que des surplus de production existent dans les pays voisins.

L'écart entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve fluctue entre -0,6 et +0,3 GW. Il atteint son niveau le plus bas en 2040 et son point culminant en 2020. Notons également que l'écart entre la capa-

capacité résiduelle et la capacité de réserve enregistre son deuxième niveau le plus bas de la période de projection en 2025, année de fermeture des dernières centrales nucléaires.

#### d. Importations

Les déficits de capacité calculés dans la partie précédente ne sont pas nécessairement synonymes de rupture dans notre approvisionnement électrique dès lors qu'ils reflètent uniquement des insuffisances de capacité dans des situations exceptionnelles (la capacité est suffisante dans des situations normales). En outre, la Belgique peut recourir aux importations grâce aux capacités d'interconnexion avec les pays voisins et à son intégration dans le marché intérieur de l'électricité.

À titre d'information, soulignons que les capacités d'interconnexion avec les pays voisins s'élèvent aujourd'hui à 3,5 GW, soit une capacité largement supérieure au déficit le plus important (voir partie 5.1.4.c). Par ailleurs, on suppose que l'interconnexion avec le Royaume-Uni (NEMO) sera opérationnelle après 2020, ce qui apportera à la Belgique une capacité supplémentaire de 1 GW. La capacité d'importation totale atteindra alors 4,5 GW sans compter l'extension prévue des interconnecteurs existants entre la Belgique et la France, les Pays-Bas et le Grand-Duché de Luxembourg. Cela signifie que, dans le pire des cas (année 2040), l'écart entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve ne sera que de 13% de la capacité d'importation de la Belgique.

#### 5.1.5. Conclusion

L'évolution du parc de production électrique calculée suivant le scénario de référence indique, selon l'approche déterministe d'ENTSO-E<sup>67</sup>, que l'équilibre entre l'offre et la demande sera assuré à tout moment, aussi bien en termes de production qu'en termes de capacité. Cet équilibre est garanti dans des situations normales, même sans recourir aux importations. Et même si l'analyse de l'adéquation de la production indique qu'un déficit de capacité est susceptible de survenir dans des situations exceptionnelles, ce déficit pourra être comblé par des importations d'électricité, dès lors que le déficit calculé est (nettement) inférieur à la capacité d'importation actuelle (et future) de la Belgique.

En outre, le déficit potentiel de capacité sera tout relatif lorsque des avancées se feront jour dans le domaine du stockage électrique. La possibilité de stockage permet en effet de tenir compte d'une capacité résiduelle supplémentaire dans le système en accroissant la capacité fiable disponible. Naturellement, il convient d'évaluer les investissements nécessaires et, plus précisément, de procéder à une comparaison entre les investissements requis pour de nouvelles capacités de production et ceux à consentir dans la technologie de stockage. Si la balance penche en faveur du stockage (sous quelque forme que ce soit<sup>68</sup>), il pourrait être judicieux d'investir dans cette technologie, la capacité totale de

<sup>67</sup> Vu que le secteur européen de l'électricité est soumis à de nombreux changements (suite à l'intégration de grandes quantités de sources d'énergie renouvelables variables, au marché intérieur de l'électricité, à l'apparition de nouvelles technologies de stockage, de la demande side response, etc.), il est nécessaire de revoir régulièrement les méthodologies d'évaluation de l'adéquation de la production et, si possible, de les améliorer. Une approche probabiliste semble plus appropriée pour relever ces nouveaux défis. Actuellement (août 2014), ENTSO-E prépare un processus de consultation qui implique les stakeholders dans le développement d'une nouvelle méthodologie pour l'adéquation du système de production. Vu que cette nouvelle méthodologie est encore en phase d'élaboration, seuls les résultats de l'approche déterministe sont repris dans le présent rapport.

<sup>68</sup> Il peut s'agir de centrales de pompage (tant sur terre qu'en mer), de batteries, de supercondensateurs, du développement d'un système hydrogène, etc.

production installée (et donc les investissements) pouvant alors être inférieure à celle présentée dans cette analyse de l'adéquation de la production. Des politiques de la gestion de la demande pourraient aussi faire partie de la solution.

## 5.2. Énergie et compétitivité

La deuxième analyse complémentaire s'attache à un des facteurs qui influencent la compétitivité des entreprises belges, à savoir le coût des consommations intermédiaires énergétiques.

Ce facteur a été déjà fait l'objet d'une attention particulière dans la partie consacrée à l'industrie (partie 4.1.1) mais uniquement au niveau de l'ensemble de l'industrie manufacturière. L'indicateur qui a été choisi est le coût unitaire de l'énergie (Ang. : *unit energy cost*). Il mesure le coût des consommations intermédiaires énergétiques par unité de valeur ajoutée d'une branche et combine l'impact de deux dimensions : le prix de l'énergie<sup>69</sup> et l'intensité énergétique. Calculé au niveau des branches d'activité plutôt qu'au niveau de l'ensemble de l'industrie manufacturière, cet indicateur permet de comparer l'importance relative des inputs énergétiques dans les différentes branches et par-là leur plus ou moins grande sensibilité à des variations des prix énergétiques.

Une comparaison de l'évolution dans le temps du coût unitaire de l'énergie d'une branche dans différents pays ou zones géographiques est également intéressante car elle permet de chiffrer les gains ou pertes de compétitivité coût d'une branche dans un pays et d'en évaluer la cause : les prix de l'énergie et/ou l'intensité énergétique. Ce type d'analyse a été réalisé par la Commission européenne et couvre la période 1995-2009 (CE-DG ECFIN, 2014).

Cet indicateur permet encore d'autres comparaisons intéressantes. Le coût unitaire de l'énergie d'une branche en Belgique peut être confronté avec celui de la même branche dans d'autres pays et les différences éventuelles peuvent être imputées au facteur prix de l'énergie ou au facteur intensité énergétique ou aux deux facteurs à la fois. Ce type de comparaison est proposé dans les notes techniques accompagnant le rapport du GECE (voir encadré 2) pour certaines branches d'activité et se focalise sur les pays voisins (Allemagne, France et Pays-Bas).

---

<sup>69</sup> Le prix de l'énergie est défini ici comme le rapport des achats d'énergie (matières premières et paiement des enchères non inclus) et de la consommation énergétique, toutes formes d'énergie confondues.

## Encadré 2 Le Groupe d'Experts Compétitivité et Emploi (GECE)

Dans le cadre des mesures décidées en faveur du soutien à la compétitivité des entreprises et de la création d'emploi, le Gouvernement a confié, début 2013, à un groupe d'experts<sup>(\*)</sup> (baptisé Groupe d'Experts Compétitivité et Emploi ou GECE) l'analyse de plusieurs sujets de préoccupation. Parmi ceux-ci, la productivité, le coût salarial et les subventions salariales des branches d'activité belges ont fait l'objet d'une étude détaillée incluant une comparaison avec les pays voisins. Le GECE a remis son rapport en juillet 2013 (GECE, 2013). L'analyse du GECE a notamment pointé du doigt les performances relativement défavorables de certaines branches industrielles en termes de croissance de la valeur ajoutée et des heures prestées.

Suite à la présentation du rapport, le Cabinet du Premier Ministre a demandé au GECE d'approfondir son analyse (rapport final prévu en décembre 2014). Parmi les extensions d'analyse demandées, on peut épingler l'étude des autres déterminants de la compétitivité (i.e. hors coûts salariaux) des branches d'activité en se focalisant sur les plus importantes d'entre elles.

L'évaluation de la compétitivité des branches d'activité au cours de la période 2000-2012, réalisée par le GECE, est effectuée au niveau de décomposition sectorielle A38 (voir footnote 70). Parmi ces branches d'activité, quatre branches de l'industrie manufacturière ont fait l'objet d'une analyse détaillée : l'industrie chimique (CE/C20), la métallurgie et fabrication de produits métalliques (CH/C24-25), la fabrication de matériels de transport (CL/C29-30) et la fabrication de denrées alimentaires, de boissons et de produits à base de tabac (CA/C10-12). Les trois premières ont enregistré de moins bonnes performances en Belgique que dans l'UE15 tandis que la quatrième présente une dynamique meilleure que celle observée dans les pays voisins.

Parmi les facteurs de compétitivité étudiés par le GECE on trouve la consommation intermédiaire de produits énergétiques, qui constitue un élément particulièrement important pour les branches intensives en énergie que sont l'industrie chimique et la métallurgie.

<sup>(\*)</sup> Le groupe est constitué de représentants de la Banque Nationale de Belgique (BNB), du Bureau fédéral du Plan (BFP), du Conseil supérieur de l'emploi (CSE), de la Direction générale Statistique et Information économique (DGSIE), du Conseil Central de l'Économie (CCE) et d'Eurostat.

### 5.2.1. Cadre de l'analyse

Comme le précise le rapport du GECE, l'évaluation de la compétitivité en Belgique repose sur les évolutions récentes et ne permet pas de prévoir les développements futurs.

L'analyse des développements futurs est par contre possible grâce aux résultats du modèle PRIMES et plus précisément au calcul de l'évolution du coût unitaire de l'énergie dans le scénario de référence. L'évolution concerne la période 2010-2050. Toutefois, compte tenu du cadre géographique des perspectives énergétiques et du niveau de désagrégation des branches d'activité dans le modèle, l'analyse est partielle et ne permet pas de tirer des conclusions aussi précises que dans l'étude GECE en matière de compétitivité.

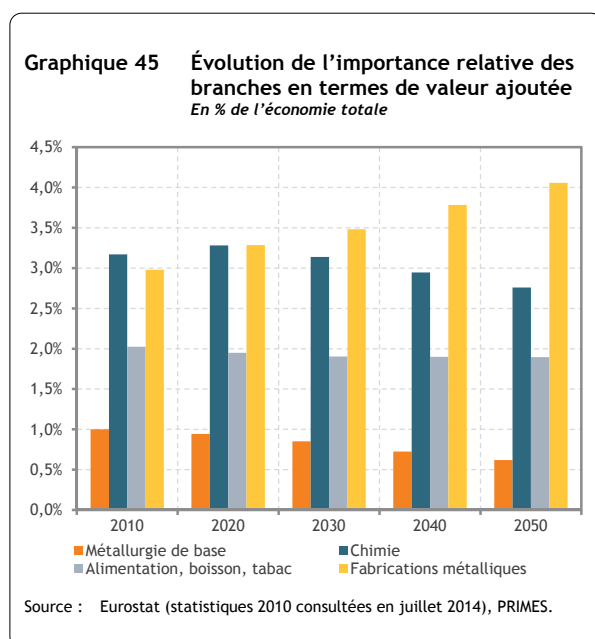
En effet, nous ne disposons que de résultats pour la Belgique ce qui rend impossible les comparaisons avec les pays voisins (la compétitivité est un concept relatif). Puis, le niveau de désagrégation sectorielle des statistiques énergétiques sur lequel repose le modèle PRIMES n'est pas le même que le niveau

de décomposition sectorielle A38<sup>70</sup>, ce qui ne permet pas toujours de comparer les évolutions passées étudiées par le GECE avec les évolutions futures tirées du modèle PRIMES.

Les quatre (agrégats de) branches de l'industrie manufacturière analysées ci-après sont la chimie qui regroupe l'industrie chimique (C20) et l'industrie pharmaceutique (C21), la métallurgie de base<sup>71</sup> (C24), l'industrie alimentaire (C10-12) et les fabrications métalliques<sup>72</sup> (C25-30). Les deux premières sont qualifiées d'intensives en énergie car le coût de leurs consommations intermédiaires énergétiques représente une fraction non négligeable de leurs coûts de production.

L'évolution du coût des consommations intermédiaires énergétiques et du coût unitaire de l'énergie dépend en premier chef des hypothèses d'évolution de l'activité des branches et des prix des produits énergétiques, en ce compris le prix des droits d'émission dans les secteurs ETS. Ces hypothèses sont présentées dans les chapitres 3.1 (valeur ajoutée), 3.2 (prix des énergies fossiles), 3.3 (prix du carbone) et 4.2.8 (coût de production de l'électricité<sup>73</sup>).

Les hypothèses d'évolution de la valeur ajoutée (nominale)<sup>74</sup> se traduisent par des modifications de l'importance des quatre branches par rapport au reste de l'économie (voir graphique 45).



En 2020, la part de la chimie dans l'économie totale (3,28%) se situe légèrement au-dessus du chiffre de 2010 (3,17%). Elle s'amenuise ensuite régulièrement jusqu'à atteindre 2,76% en 2050. Cette évolution s'explique principalement par un ralentissement de l'activité de la chimie de base qui se traduit par un taux de croissance de la valeur ajoutée de la chimie inférieur à celui de l'économie totale.

La tendance est identique pour la métallurgie de base sauf que l'infléchissement commence plus tôt. De 1,00% en 2010, l'importance de la métallurgie de base dans l'économie totale tombe à 0,62% en 2050.

<sup>70</sup> Le système de classification des activités économiques de l'Union européenne (appelé NACE pour Nomenclature statistique des Activités économiques dans la Communauté Européenne) permet la collecte, l'établissement et la diffusion de statistiques harmonisées au sein de l'UE. À partir de ce système de classification, plusieurs niveaux d'agrégation des branches d'activités sont possibles selon la nature des publications (comptes nationaux détaillés, statistiques Eurostat, etc.) : A64, A38, A21, A10 et A3 ; le nombre représente le nombre de branches d'activité présentes dans l'agrégat.

<sup>71</sup> En termes de statistiques énergétiques, la métallurgie de base regroupe la sidérurgie et la fabrication de métaux non ferreux.

<sup>72</sup> Pour info, la valeur ajoutée de la branche fabrication de matériel de transport étudiée dans le rapport GECE représentait en 2010 25% de la valeur ajoutée de la branche fabrications métalliques.

<sup>73</sup> Le coût de production de l'électricité en influence le prix. Ce coût n'est pas à proprement parlé une hypothèse (exogène) puisqu'il est calculé par le modèle (endogène).

<sup>74</sup> Pour mémoire, entre 2010 et 2050, le taux de croissance annuel moyen de la valeur ajoutée de la chimie est de 1,2%, 0,4% pour la métallurgie de base, 1,4% pour l'industrie alimentaire et 2,4% pour les fabrications métalliques.



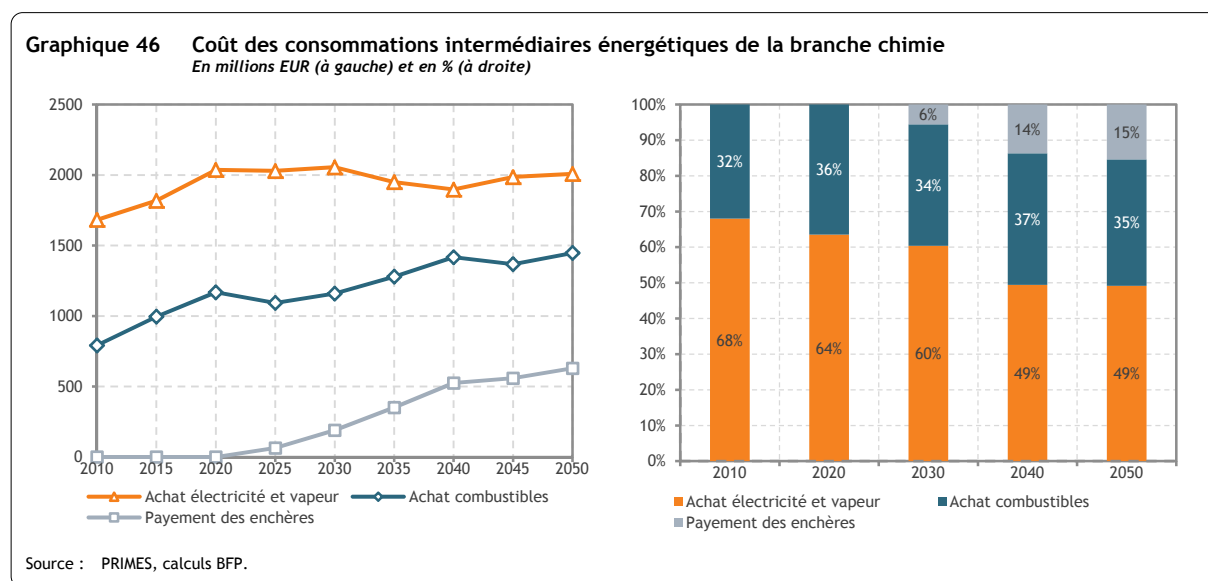
Contrastant avec les évolutions décrites ci-dessus, le poids de l'industrie alimentaire reste quasi stable autour de 2% tandis que celui des fabrications métalliques progresse sensiblement de 2,98% en 2010 à 4,06% en 2050.

### 5.2.2. Coût des consommations intermédiaires énergétiques

Avant de décrire l'évolution du coût unitaire de l'énergie dans les quatre branches, il nous a semblé intéressant d'étudier la composition du coût des consommations intermédiaires énergétiques et le développement dans le temps de chacune des composantes.

Les informations chiffrées issues du modèle PRIMES éclatent les inputs énergétiques en trois composantes : l'achat d'électricité et de vapeur<sup>75</sup>, l'achat de combustibles fossiles (produits pétroliers, gaz naturel, charbon ou coke) et renouvelables (biomasse) et, le cas échéant, l'achat de droits d'émissions mis aux enchères dans le cadre du système communautaire d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (directive ETS<sup>76</sup>).

Le graphique 46 montre l'évolution et la composition du coût des consommations intermédiaires énergétiques de la *chimie*. Il convient de préciser que l'achat de produits pétroliers et de gaz naturel utilisés comme matière première (ou usages non énergétiques) n'est pas comptabilisé dans les chiffres présentés.



En début de période (2010), l'achat d'électricité et de vapeur représente les deux tiers du coût des consommations intermédiaires énergétiques. Malgré une forte augmentation de ce poste d'ici 2020 suivie par une quasi stabilisation sur la période 2020-2050, la part des achats d'électricité et de vapeur se réduit régulièrement et s'établit à 50% en fin de période de projection. Cette tendance s'explique tant par une hausse plus marquée au cours du temps des achats de combustibles que par le paiement, à

<sup>75</sup> Les achats d'électricité et de vapeur ont été regroupés ; le coût de l'électricité domine toutefois largement le coût de la vapeur dans les branches étudiées sauf dans la chimie où la consommation de vapeur est importante.

<sup>76</sup> Directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.



partir de 2020, de droits d'émission mis aux enchères (baptisé *payement des enchères* sur les graphiques). Le poids des achats de combustibles (principalement du gaz naturel) dans le coût des consommations intermédiaires énergétiques, évolue peu entre 2010 et 2050 : il s'échelonne entre 32 et 37%. Quant à l'achat de droits d'émission, sa contribution augmente régulièrement jusqu'à atteindre 15% du coût des consommations intermédiaires énergétiques de la chimie en 2050.

L'évolution des achats d'électricité, de vapeur et de combustibles est surtout dictée par l'évolution des prix. En effet, la consommation énergétique de la chimie se contracte d'ici 2050 au rythme de 0,3% par an en moyenne (voir partie 4.1.1). La variation au cours du temps du payement des enchères découle du prix du carbone sur le marché ETS (voir tableau 2) et des modalités de mise en œuvre du système ETS.

Ce dernier point demande quelques explications. Stricto sensu, les dispositions de la directive ETS concernent la période d'ici à 2020 puisqu'elles sont intimement liées aux objectifs Europe 2020. Après 2020, aucun plafond (ou *cap* en anglais) d'émissions de gaz à effet de serre n'a encore été fixé au niveau européen<sup>77</sup>. Or, le système ETS est un système « *cap and trade* ». Le scénario de référence présuppose toutefois que le système va perdurer au-delà de cette date et que la diminution annuelle des droits restera égale à 1,74% comme dans le système actuel jusqu'en 2050.

Ensuite, la directive ETS dispose qu'à partir de 2013, l'allocation des droits d'émission de gaz à effet de serre repose sur le principe de la mise aux enchères<sup>78</sup>. L'achat de ces droits représente un coût pour les entreprises. Or, certains secteurs d'activité doivent faire face, sur le marché mondial, à une forte concurrence de la part d'entreprises non européennes. Pour dissuader les entreprises à se délocaliser en dehors de l'UE et éviter les fuites de carbone, tout en les aidant à préserver leur compétitivité sur le plan mondial, certains secteurs d'activité peuvent continuer à se voir octroyer des droits de CO<sub>2</sub> à titre gratuit après 2013. Cependant, l'allocation de droits à titre gratuit doit diminuer chaque année pour ne plus représenter, tous secteurs confondus, que 30% en 2020, en vue de parvenir à leur suppression en 2027.

Une première liste de secteurs et sous-secteurs considérés comme exposés à un risque important de fuite de carbone a été publiée dans la décision 2010/2/UE de la Commission. Cette liste a depuis lors été complétée dans d'autres décisions<sup>79</sup>.

Plusieurs activités répertoriées dans la branche chimie sont reprises dans ces listes (ex. fabrication de produits organiques et inorganiques de base). Cela explique pourquoi le coût correspondant au payement des enchères est égal à zéro jusqu'en 2020.

Le graphique suivant propose les mêmes indicateurs de coûts mais cette fois pour la *métallurgie de base*.

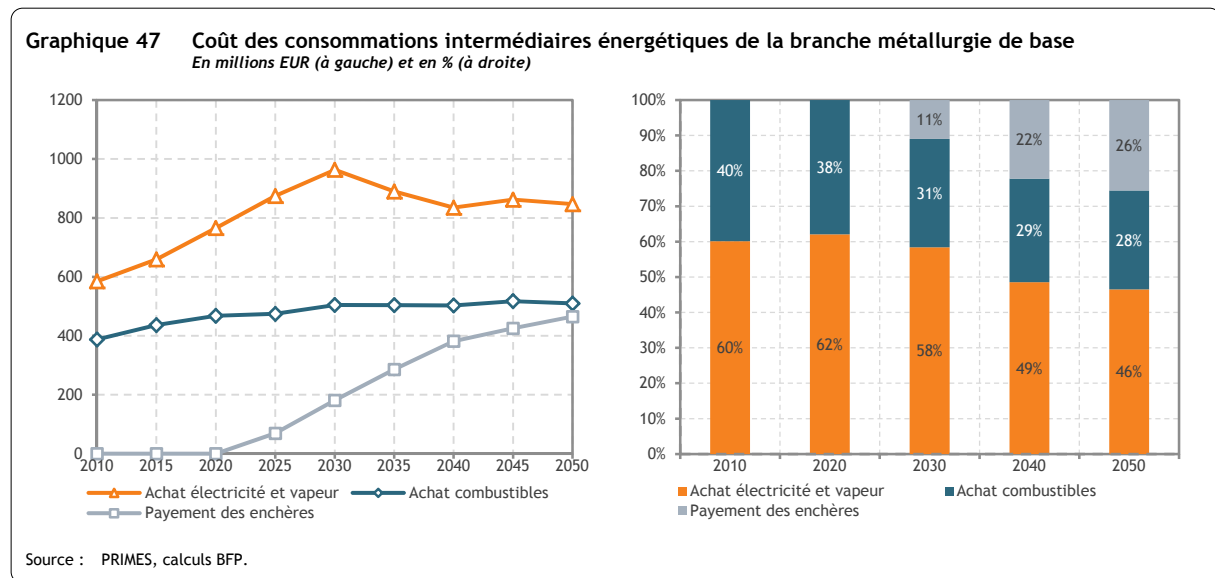
Entre 2010 et 2030, l'achat d'électricité et de vapeur représente environ 60% du coût des consommations intermédiaires énergétiques de la métallurgie de base. Ce poste de dépense connaît par ailleurs

<sup>77</sup> Une décision sur le plafond en 2030 pourrait intervenir lors du Conseil européen d'octobre 2014.

<sup>78</sup> Avant 2013, la mise aux enchères n'était pas obligatoire et les quotas d'émissions pouvaient être octroyés gratuitement aux installations industrielles faisant partie de l'ETS.

<sup>79</sup> 2011/278/UE, 2011/745/UE, 2012/498/UE et 2014/9/UE.

une croissance significative pendant cette période ; elle s'explique par la combinaison d'un développement de la filière électrique pour la production d'acier et d'une hausse sensible des prix de l'électricité (voir graphique 29). Après 2030, la consommation d'électricité de la branche ne progresse plus et les prix de l'électricité se réduisent, avec pour conséquence un repli du coût des consommations électriques et de leur contribution au coût de l'ensemble des consommations intermédiaires énergétiques (moins de 50% en 2050).



Malgré la hausse des prix des combustibles fossiles, le coût des achats de combustibles par la branche métallurgie de base augmente modérément sur la période de projection. La hausse de prix est en effet partiellement contrebalancée par le recul des consommations de charbon, coke et gaz naturel, les principaux combustibles utilisés dans cette branche d'activité.

Enfin, l'achat de droits d'émission devient progressivement un poste de dépense très important pour la branche<sup>80</sup>. En fin de période de projection, son montant est pratiquement identique à celui consacré à l'achat de combustibles et représente un quart du coût des consommations intermédiaires énergétiques. Ce résultat est à mettre sur le compte de la combinaison prix du carbone et mix énergétique. En effet, la métallurgie de base consomme du charbon et du coke dont le contenu en carbone est le plus élevé parmi les combustibles fossiles<sup>81</sup>.

Le graphique suivant dresse le portrait futur de la branche *alimentation, boisson, tabac* en termes de coût des consommations intermédiaires énergétiques.

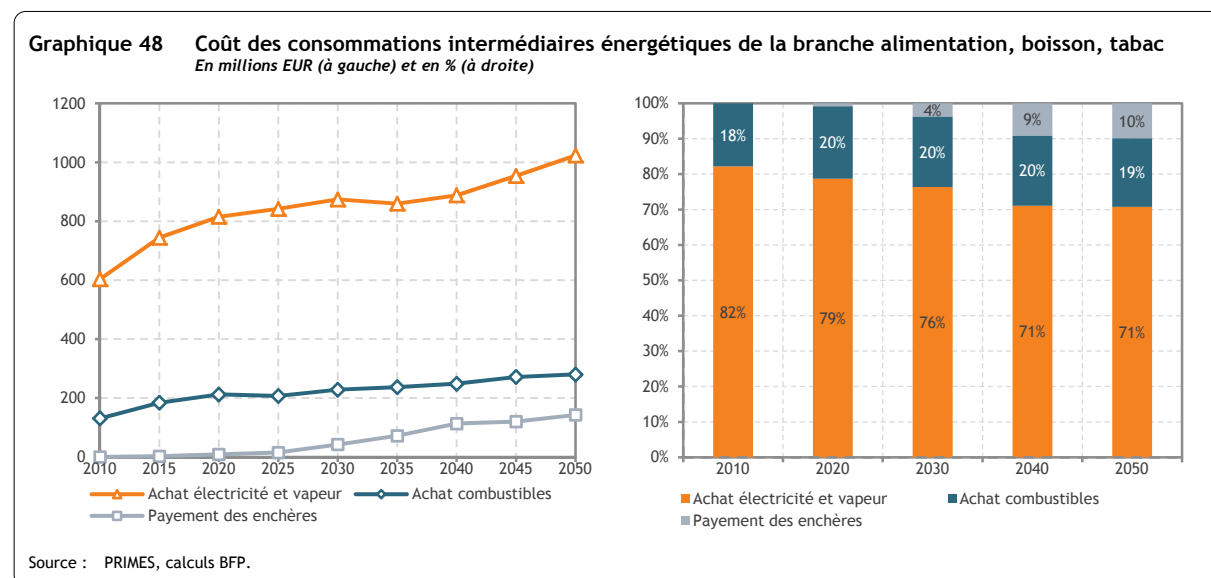
On y voit que ce coût est dominé par l'achat d'électricité et de vapeur dont le poids varie entre 70 et 80% et dont le montant s'accroît très fortement entre 2010 et 2050. Contrairement aux évolutions décrites pour les deux branches étudiées précédemment, la consommation d'électricité et de vapeur de

<sup>80</sup> Comme pour la chimie, plusieurs activités répertoriées dans la branche métallurgie de base peuvent continuer à se voir octroyer des quotas de CO<sub>2</sub> à titre gratuit. Cela explique pourquoi le coût correspondant au paiement des enchères est égal à zéro jusqu'en 2020.

<sup>81</sup> La répartition de la production de l'acier entre les filières hauts-fourneaux (qui utilisent du charbon et du coke) et fours électriques (qui n'en consomment pas) est fixée de façon exogène (CE, 2013) sur toute la période de projection. Le prix du carbone n'a donc que peu d'influence sur le mix énergétique.

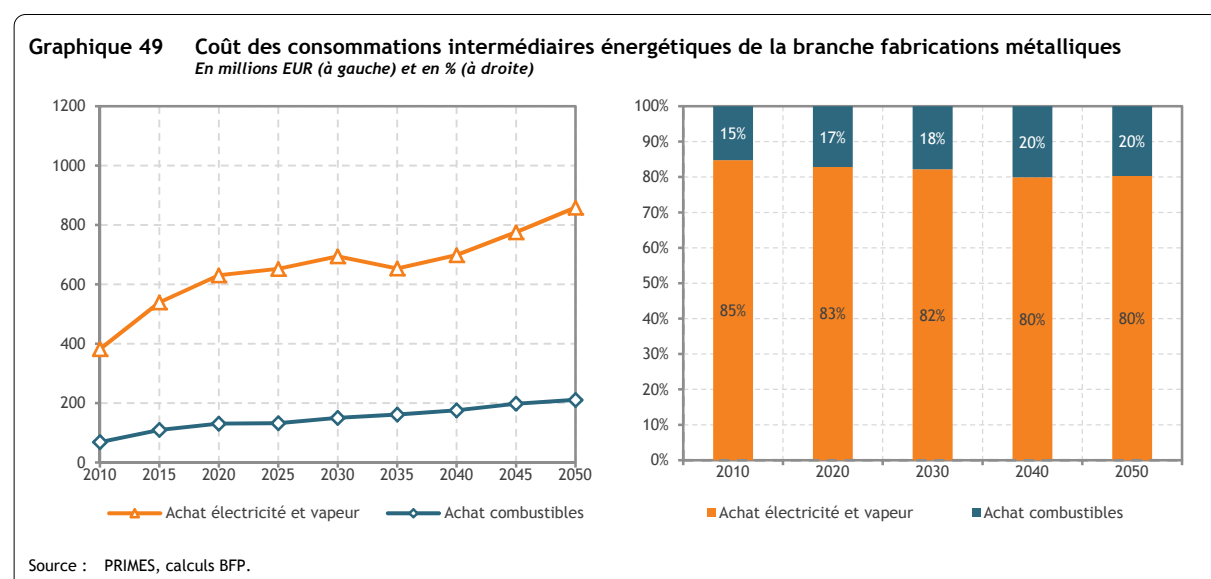
l'industrie alimentaire croît quasi régulièrement d'ici à 2050. L'évolution des achats d'électricité et de vapeur n'est donc plus essentiellement déterminée par les modifications de prix mais également par la progression de la consommation.

Même s'il pèse moins que le poste précédent, le coût relatif à l'achat de combustibles (principalement du gaz naturel) croît aussi sensiblement et de manière continue sur la période de projection.



Après 2020, l'achat de droits d'émission de CO<sub>2</sub> vient aussi grever le coût des consommations intermédiaires énergétiques de la branche alimentation. Son poids passe de 4% en 2030 à 10% en 2050.

Enfin, le graphique 49 présente l'évolution du coût des consommations intermédiaires énergétiques et de ses composantes pour la branche des *fabrications métalliques*.



Si l'on exclut l'absence de coût correspondant au paiement des enchères – les entreprises des fabrications métalliques ne font pas partie des secteurs ETS – le profil d'évolution des achats d'électricité et de vapeur, de combustibles et la composition du coût des consommations intermédiaires énergétiques de

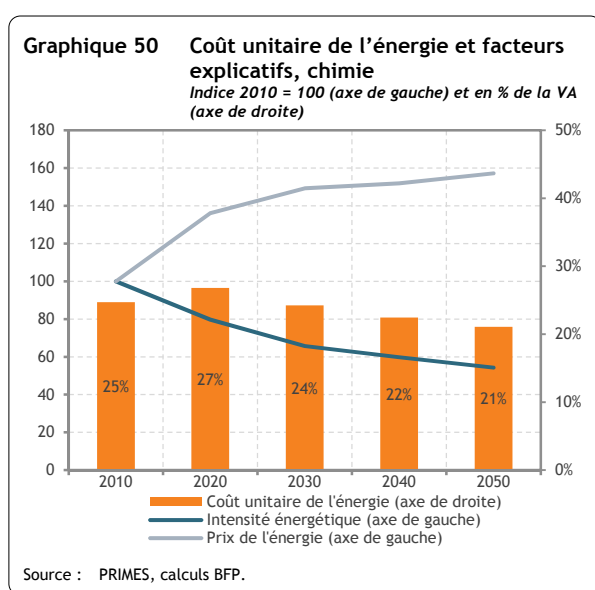
la branche fabrications métalliques ressemblent beaucoup à la description donnée pour la branche alimentation : une progression significative et quasi continue des achats d'électricité et de vapeur et de combustibles et un poids prépondérant (supérieur à 80%) pour le premier poste.

### 5.2.3. Coût unitaire de l'énergie

L'analyse des coûts unitaires de l'énergie proposée ci-dessous se situe dans le droit fil des deux études précitées (EC-DG ECFIN, 2014 et GECE, 2014) à ceci près qu'elle ne couvre que la Belgique, les résultats analogues pour les pays voisins n'étant pas disponibles. Elle décrit en fait l'évolution de cet indicateur et de ses composantes successivement dans la chimie, la métallurgie de base, l'alimentation et les fabrications métalliques, au cours de la période 2010-2050, compte tenu de l'évolution du prix des différentes formes d'énergie (pétrole, gaz naturel, électricité, etc.), de la mise en œuvre du paquet Climat-Énergie 2020 et des mesures de politique énergétique intégrée dans le scénario de référence (voir chapitre 3.3).

Elle repose exclusivement sur les chiffres du modèle PRIMES même pour l'année 2010. Enfin, s'il exclut les consommations non énergétiques, le calcul du coût unitaire de l'énergie tient compte de la consommation de toutes les formes d'énergie. Ce faisant, l'indicateur présenté ici n'est pas directement comparable au coût unitaire de l'énergie exposé dans le rapport du GECE. En effet, ce dernier est calculé sur la base des tableaux emplois-ressources (Eurostat, ICN), il ne tient compte que des consommations de gaz naturel et d'électricité et inclut les usages non énergétiques. Malgré ce manque de comparabilité, dû principalement aux données disponibles et au temps nécessaire (sans oublier les difficultés) pour leur traitement dans ce cadre précis, l'analyse proposée reste pertinente car elle étudie des évolutions d'indicateurs calculés de façon cohérente sur toute la période de projection.

Comme le montre le graphique 50, le coût unitaire de l'énergie de la *chimie* progresse entre 2010 et 2020 et gagne deux points de pourcentage (27% vs. 25%). Il décroît ensuite régulièrement pour s'établir à 21% en 2050, soit quatre points de pourcentage sous le niveau de 2010.



L'évolution à moyen terme (2020) illustre la pression croissante des coûts énergétiques sur la branche de la chimie, causée par la hausse abrupte des prix du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité<sup>82</sup> que ne compensent pas les gains d'efficacité énergétique : entre 2010 et 2020, les coûts énergétiques de la chimie progressent plus rapidement que la valeur ajoutée.

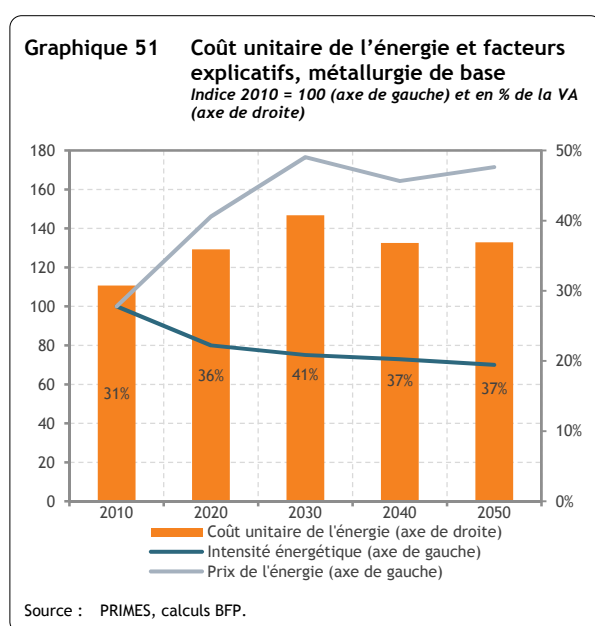
À long terme (2030-2050), la pression des coûts énergétiques se relâche. Les consommations énergétiques s'adaptent au signal prix et la baisse de l'intensité énergétique fait plus que compenser

<sup>82</sup> L'accroissement des prix de l'électricité entre 2010 et 2020 est dû, entre autres, à la mise en œuvre du paquet Climat-Énergie et en particulier à l'objectif SER.

des prix de l'énergie toujours très élevés. Il convient de noter que les évolutions de l'intensité énergétique présentées sur le graphique tiennent compte de réductions croissantes des émissions de gaz à effet de serre dans la chimie d'ici 2050 via l'hypothèse de la continuation du système ETS (voir supra).

Entre 2010 et 2020, le prix de l'énergie pour la chimie croît au rythme de 3,1% par an en moyenne tandis que son intensité énergétique décroît de 2,2%. Sur la période 2020-2050, les pourcentages sont respectivement de 0,5% et -1,3%.

Comme la chimie, la *métallurgie de base* se range dans les industries intensives en énergie, ses coûts énergétiques représentent une fraction non négligeable de sa valeur ajoutée, plus de 30%. Ces deux branches ont également en commun le fait qu'elles sont particulièrement exposées à la concurrence internationale.



Le profil d'évolution du coût unitaire de l'énergie de la métallurgie de base est par contre assez différent de celui de la chimie. L'accroissement du coût unitaire de l'énergie se poursuit jusqu'en 2030 et il est de plus grande ampleur (+ cinq points de pourcentage entre 2010 et 2020 et dix entre 2010 et 2030). Le coût unitaire de l'énergie de la métallurgie de base se situe aussi, en 2050, au-dessus du niveau de 2010.

Les gains d'efficacité énergétique, réalisés surtout pendant les dix premières années, ne compensent jamais l'accroissement du prix de l'énergie. Une cause principale à cela : les parts respectives des deux filières de production de l'acier

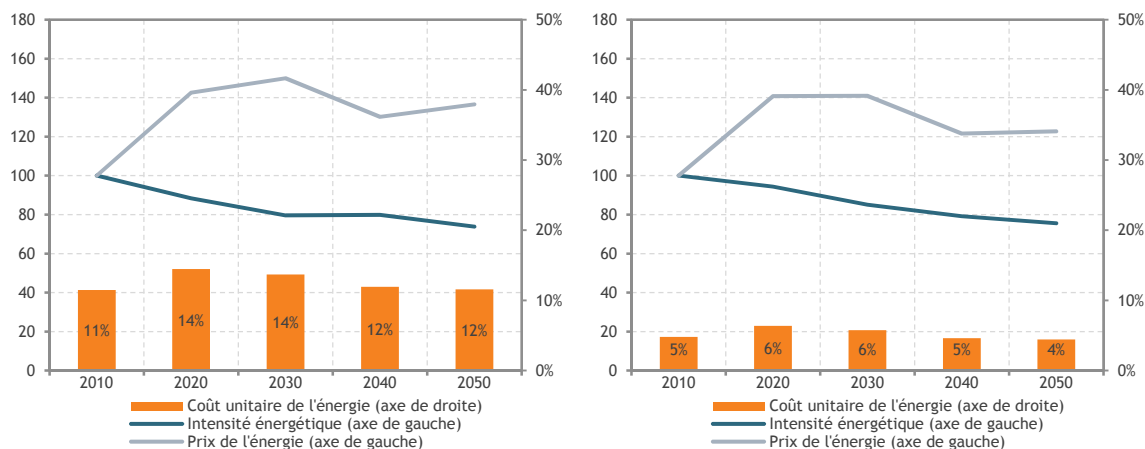
(hauts-fourneaux et fours électriques) sont fixées de façon exogène (CE, 2013) sur toute la période de projection ce qui réduit les gains potentiels d'efficacité énergétique, la seconde filière étant plus efficace que la première sur le plan énergétique.

Entre 2010 et 2020, le prix de l'énergie pour la métallurgie de base croît au rythme de 3,9% par an en moyenne tandis que son intensité énergétique décroît de 2,2%. Sur la période 2020-2050, les pourcentages sont respectivement de 0,5% et -0,4%.

Le graphique suivant présente l'évolution du coût unitaire de l'énergie et de ses facteurs explicatifs dans l'*industrie alimentaire* (à gauche) et les *fabrications métalliques* (à droite).

**Graphique 52 Coût unitaire de l'énergie et facteurs explicatifs, industrie alimentaire (à gauche) et fabrications métalliques (à droite)**

Indice 2010 = 100 (axe de gauche) et en % de la VA (axe de droite)



Source : PRIMES, calculs BFP.

La part des coûts énergétiques dans la valeur ajoutée est de l'ordre de 10% pour l'industrie alimentaire et de 5% pour les fabrications métalliques. Le coût unitaire de l'énergie augmente dans un premier temps sous l'impulsion du prix de l'énergie : + trois (resp. un) points de pourcentage dans l'industrie alimentaire (resp. fabrications métalliques) entre 2010 et 2020. Il décroît ensuite pour retrouver en 2050 un niveau légèrement supérieur (resp. inférieur) à celui de 2010 (écart d'un point de pourcentage).

Les causes générales de ces évolutions sont les mêmes que pour la chimie quoique les variations des facteurs explicatifs (prix de l'énergie et intensité énergétique) soient d'ampleur différente.

Pour l'industrie alimentaire, le prix de l'énergie croît au rythme de 3,6% par an en moyenne entre 2010 et 2020 tandis que son intensité énergétique décroît de 1,2%. Sur la période 2020-2050, les pourcentages sont respectivement de -0,1% et -0,6%.

Pour les fabrications métalliques, le prix de l'énergie croît au rythme de 3,5% par an en moyenne entre 2010 et 2020 tandis que son intensité énergétique décroît de 0,6%. Sur la période 2020-2050, les pourcentages sont respectivement de -0,5% et -0,7%.

#### 5.2.4. Conclusion

L'analyse de l'évolution future du coût des consommations intermédiaires énergétiques et du coût unitaire de l'énergie des quatre branches étudiées fournit des indications sur l'impact du paquet Climat-Énergie 2020 et de l'augmentation des prix des énergies fossiles sur la compétitivité coût de ces branches. Toutefois, comme nous ne disposons pas d'analyses analogues pour les pays voisins ou ailleurs dans le monde, l'éclairage qu'elle donne reste partiel et tirer des conclusions sur la dégradation, le maintien ou l'amélioration future de la compétitivité coût « énergétique » de ces branches n'est pas possible. Cela étant, plusieurs informations intéressantes découlent de l'analyse menée.

La branche *chimie* voit le coût de ses consommations intermédiaires énergétiques augmenter d'ici à 2050. En raison de son mix énergétique, l'accroissement est surtout dû à l'achat de combustibles, prin-

cipelement du gaz naturel. L'évolution du coût est surtout dictée par l'évolution des prix. En effet, la consommation énergétique de la chimie se contracte quelque peu sur la période de projection. Le coût unitaire de l'énergie de la chimie, à savoir la part des coûts énergétiques dans la valeur ajoutée, progresse jusqu'en 2020 puis décroît régulièrement pour s'établir, en 2050, sous le niveau de 2010. Le coût unitaire de l'énergie combine deux dimensions : le prix de l'énergie et l'intensité énergétique. Le prix de l'énergie domine l'évolution à moyen terme (2020) : la hausse du prix n'est pas compensée par une baisse analogue ou supérieure de l'intensité énergétique. Après 2020, c'est l'inverse qui a lieu : la hausse de prix est plus que compensée par les gains d'efficacité énergétique.

Le coût des consommations intermédiaires énergétiques de la branche *métallurgie de base* croît également au cours de la période 2010-2050. Cette fois ce sont surtout les achats d'électricité et de droits d'émission qui poussent le coût vers le haut. Les premiers expliquent surtout la hausse au cours de la période 2010-2030 (développement de la filière électrique pour la production d'acier), les seconds l'accroissement entre 2030 et 2050 (utilisation de charbon et prix du carbone). Le coût unitaire de l'énergie de la métallurgie de base croît de 2010 à 2030 puis part à la baisse sans jamais toutefois retrouver le niveau de 2010. Cela signifie que l'amélioration de l'efficacité énergétique de la branche en réponse à la hausse du prix de l'énergie n'est pas suffisante pour contrebalancer cette dernière.

Les deux dernières branches étudiées, *l'industrie alimentaire* et les *fabrications métalliques*, connaissent des évolutions assez comparables. Le coût des consommations intermédiaires énergétiques se renforce de manière significative entre 2010 et 2050. La cause vient à la fois des achats d'électricité que des achats de combustibles et tant des prix que des quantités consommées. Le poids des coûts énergétiques dans la valeur ajoutée de ces deux branches est beaucoup plus faible que pour la chimie et les fabrications métalliques. Elles sont donc moins sensibles aux variations des prix énergétiques. Toutefois, elles font face à un accroissement de leur coût unitaire de l'énergie d'ici à 2020 suivi par un recul pour se situer, en 2050, à un niveau proche de celui de 2010.



## 6. Analyses de sensibilité

Après les analyses complémentaires décrites dans le chapitre 5, ce chapitre sera consacré à plusieurs analyses de sensibilité. La différence entre les analyses complémentaires et les analyses de sensibilité est que les premières développent des aspects bien précis du système énergétique comme l'adéquation du système futur de production d'électricité ou encore les coûts énergétiques pour certaines branches industrielles belges, alors que les analyses de sensibilité visent à examiner l'impact de certaines hypothèses sur les résultats initiaux (du scénario de référence). Deux hypothèses sont étudiées : l'évolution du PIB et celle des prix internationaux de l'énergie.

### 6.1. Introduction

Des analyses de sensibilité sont donc réalisées pour examiner l'impact de certaines hypothèses sur le résultat final. Cet impact peut être étudié en procédant à une analyse qui ne diffère de l'analyse principale (décrite dans le scénario de référence) qu'en modifiant une hypothèse. Cette autre hypothèse n'est pas choisie arbitrairement. Elle est souvent l'objet de controverses (même entre experts !) vu que la détermination de son évolution est tout sauf aisée.

Les analyses de sensibilité sont utiles en ce sens que les projections sont par définition soumises à de nombreuses incertitudes. Pour tenir compte de ces incertitudes et même les inventorier, il est possible de réaliser des analyses où des hypothèses alternatives sont prises en compte, toutes autres hypothèses étant supposées égales par ailleurs. Cette approche permet d'évaluer dans quelle mesure les résultats initiaux s'écartent (ou non) de ceux de l'analyse de sensibilité.

Ce chapitre étudiera l'effet de deux hypothèses sur quelques indicateurs du chapitre 4. Précisons, comme souligné plus haut, que la détermination de leur évolution n'est pas sans susciter quelques débats. Notre analyse montrera donc l'évolution du système énergétique belge compte tenu de trajectoires alternatives pour le PIB belge (partie 6.2) et pour les prix internationaux de l'énergie (partie 6.3). Par ailleurs, il convient de remarquer qu'aucune analyse croisée n'est réalisée. En d'autres termes, on prend pour l'analyse de sensibilité sur le PIB les mêmes prix de l'énergie que pour le scénario de référence et on suppose que l'évolution du PIB est la même dans l'analyse de sensibilité sur les prix de l'énergie que dans le scénario de référence.

### 6.2. Évolution du PIB

#### 6.2.1. Hypothèse alternative

Deux évolutions alternatives du PIB sont étudiées : la première tient compte d'une accélération de la croissance du PIB par rapport au scénario de référence (baptisée ci-après variante *High GDP*) et la seconde suppose que la croissance du PIB est plus faible que dans ce même scénario de référence (dénommée ci-dessous variante *Low GDP*). Ces évolutions divergentes se fondent sur des hypothèses opposées quant à la croissance de l'économie mondiale. Ces hypothèses ont été construites en utilisant le modèle GEM-E3 (voir également la partie 3.1).

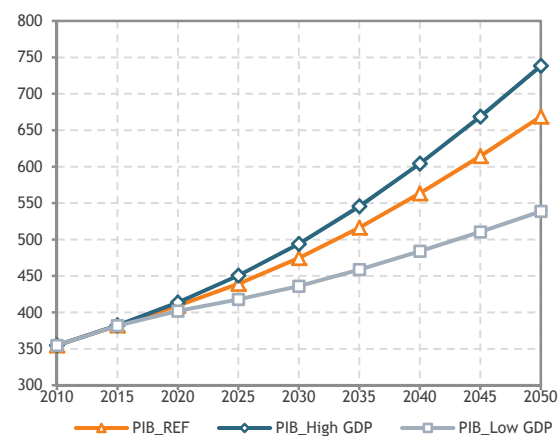


Dans la variante *High GDP*, on suppose que l'économie mondiale s'inscrit dans un contexte financier et politique plus stable que ce n'est le cas dans le scénario de référence avec pour effet une stimulation des investissements et une reprise de la croissance économique en général. L'accélération de la croissance (par rapport au scénario de référence) entraîne un accroissement de la demande mondiale de biens et de services (même ceux produits à l'intérieur de l'UE), qui induit à son tour une plus grande production (UE), davantage d'investissements, plus d'emplois et un revenu plus élevé par rapport au scénario de référence. Cette dynamique touche également les secteurs qui sont moins exposés à la concurrence internationale via l'augmentation de la consommation privée (vu que les revenus sont plus élevés) et de la demande en biens d'investissement.

Dans la variante *Low GDP*, on suppose une évolution inverse. On considère que les incertitudes et instabilités sur les marchés financiers et l'environnement politique général ralentissent le rythme d'investissement. En conséquence, l'accroissement de la productivité augmente moins rapidement que dans le scénario de référence. Une croissance mondiale plus faible entraîne une diminution de la demande de biens et services (européens). Et le capital devient également plus coûteux compte tenu des nombreuses incertitudes. Tous ces éléments ont des répercussions sur la consommation privée et sur la demande de biens d'investissement.

Ces contextes mondiaux et européens divergents influent sur le PIB belge. Dans la variante *High GDP*, le PIB s'accroît à un rythme de 1,8% par an en moyenne entre 2010 et 2050 (contre 1,6% par an en

**Graphique 53** Évolution alternative du PIB dans les analyses de sensibilité  
En milliards EUR de 2010



Source : NTUA, CE (2013).

moyenne dans le scénario de référence), alors qu'il n'augmente que de 1,0% par an en moyenne dans la variante *Low GDP*.

En 2050, le PIB atteint 738,4 milliards EUR dans la variante *High GDP* et 538,6 milliards EUR dans la variante *Low GDP*, alors que le scénario de référence se base sur un PIB de 668,8 milliards EUR. Une analyse sectorielle révèle que les valeurs ajoutées de pratiquement tous les secteurs sont inférieures à celles du scénario de référence dans la variante *Low GDP*, alors que la variante *High GDP* présente de fortes similitudes avec le scénario de référence, sauf pour les branches chimie, fabrications métalliques et autres industries où la

valeur ajoutée est 8% à 12% plus élevée que dans le scénario de référence en 2050.

Les hypothèses de croissance du PIB, de la valeur ajoutée de l'industrie et du secteur tertiaire (y inclus l'agriculture) et des dépenses de consommation finale des ménages (ou consommation privée) par habitant dans les variantes relatives à la croissance économique figurent dans le tableau ci-dessous aux côtés des hypothèses utilisées dans le scénario de référence.

**Tableau 10 Hypothèses macroéconomiques dans les variantes de PIB et comparaison avec le scénario de référence**  
 % (taux de croissance annuel moyen sur la période 2010-2050)

	Scénario de référence	Variante <i>High GDP</i>	Variante <i>Low GDP</i>
PIB	1,6	1,8	1,0
Valeur ajoutée de l'industrie	1,5	1,7	0,9
Sidérurgie et métaux non ferreux	0,4	0,5	-0,4
Chimie	1,2	1,4	0,5
Minéraux non métalliques	1,3	1,4	0,4
Papier	1,7	1,7	0,9
Alimentation, boisson, tabac	1,4	1,5	1,1
Fabrications métalliques	2,4	2,7	1,8
Autres branches	0,8	0,9	0,2
Valeur ajoutée du secteur tertiaire	1,7	1,9	1,1
Consommation privée par habitant	1,1	1,6	0,7

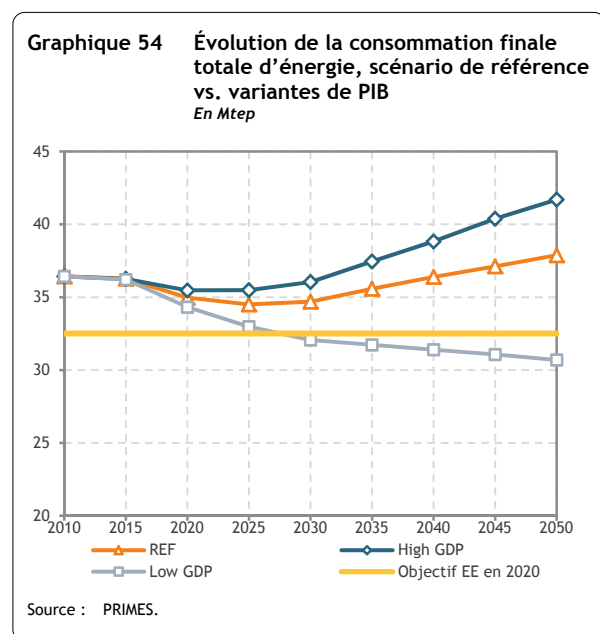
Source : CE (2013), NTUA.

## 6.2.2. Résultats

Dans les paragraphes qui suivent, nous ne reprendrons pas le canevas complet de l'analyse réalisée pour le scénario de référence, mais nous nous concentrerons sur quelques résultats marquants.

### a. Demande finale d'énergie

L'impact d'évolutions alternatives du contexte macroéconomique sur la consommation finale totale d'énergie est illustré sur le graphique 54.



Dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*), la consommation finale énergétique augmente à un rythme plus (resp. moins) rapide que dans le scénario de référence. De 0,1% dans le scénario de référence, le taux de croissance annuel moyen de la consommation finale d'énergie, sur la période 2010-2050, passe à 0,3% dans la variante *High GDP* et devient négatif (-0,4%) dans la variante *Low GDP*.

Dans la variante *High GDP*, l'évolution a la forme d'un U comme dans le scénario de référence. Ce n'est pas le cas dans la variante *Low GDP* où la diminution de la consommation d'énergie enregistrée au début de la période de projection se poursuit jusqu'en 2050. En 2050, la consommation

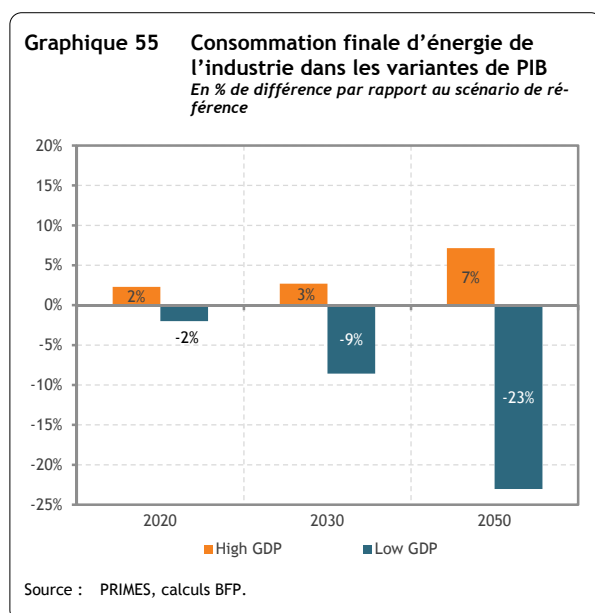
finale d'énergie s'établit à 41,7 Mtep (resp. 30,7 Mtep) dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*), comparé à 37,9 Mtep dans le scénario de référence. En termes relatifs, cela signifie une hausse (resp. une baisse) de 10% (resp. de 19%) en 2050 par rapport au scénario de référence.

Les variantes étudiées ont par contre très peu d'effet sur la répartition de la consommation finale totale entre les différentes formes d'énergie.

Si l'on compare les résultats des deux variantes avec l'objectif indicatif belge de ne pas dépasser 32,5 Mtep de consommation finale énergétique en 2020, on constate un surplus de 3 Mtep (resp. 1,8 Mtep) dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*), contre 2,5 Mtep dans le scénario de référence. Au-delà de 2020, le niveau de la consommation finale énergétique se situe toujours au-dessus du plafond de 2020 dans la variante *High GDP*. Par contre, il passe sous ce plafond en 2025 dans la variante *Low GDP* et y reste jusqu'à la fin de la période de projection.

Les paragraphes qui suivent décrivent l'impact des variantes de PIB sur la consommation finale énergétique de l'industrie, du secteur résidentiel, du secteur tertiaire et du transport.

## Industrie



L'effet sur la consommation finale d'énergie de l'industrie est présenté sur le graphique 55 ; il s'amplifie au cours du temps. En 2020, l'écart par rapport au scénario de référence est de +2% dans la variante *High GDP* et de -2% dans la variante *Low GDP*. La différence se creuse ensuite. En 2030 (2050), elle est de +3% (+7%) dans la variante *High GDP* et de -9% (-23%) dans la variante *Low GDP*. Ces évolutions différenciées sont essentiellement à mettre sous le compte des modifications du contexte macroéconomique. La croissance de l'activité industrielle, mesurée ici par la valeur ajoutée, influence directement la consommation énergétique de l'industrie.

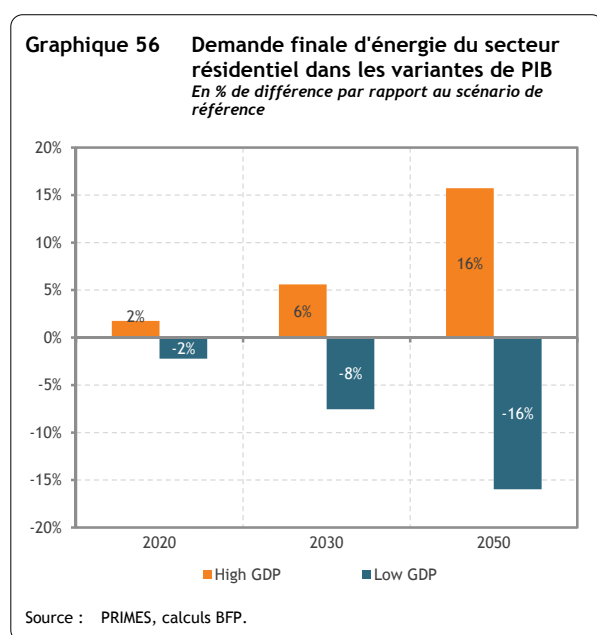
On notera cependant que les écarts en termes de consommation d'énergie ne sont pas strictement égaux aux écarts en termes de valeur ajoutée. Ces derniers sont de +8% (resp. -21%) en 2050 dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*). Dans la variante *High GDP*, cela s'explique principalement par le fait qu'une croissance économique plus soutenue induit des investissements plus importants dans de nouveaux équipements plus efficaces, avec comme conséquence une amélioration plus rapide de l'efficacité énergétique de l'industrie.

Dans la variante *Low GDP*, l'explication vient plutôt des différences entre les hypothèses macro sectorielles de la variante et celles du scénario de référence. Ces différences sont plus marquées pour les branches intensives en énergie. Dès lors la part des branches intensives en énergie diminue et l'intensité énergétique moyenne de l'industrie baisse plus rapidement que dans le scénario de référence.

L'impact des variantes de PIB sur la composition de la consommation finale d'énergie de l'industrie est minime : la répartition entre formes d'énergie est quasi identique à celle décrite pour le scénario de référence.

Enfin, en liaison avec la partie suivante dédiée à la production électrique, il est intéressant de comparer l'évolution de la consommation d'électricité de l'industrie dans les deux variantes de PIB et le scénario de référence. Dans le scénario de référence, la consommation électrique progresse en moyenne de 0,2% par an sur la période 2010-2050. Dans la variante *High GDP*, la croissance s'établit à 0,3% tandis que dans la variante *Low GDP*, la consommation électrique de l'industrie décroît de 0,4% par an en moyenne.

### Secteur résidentiel

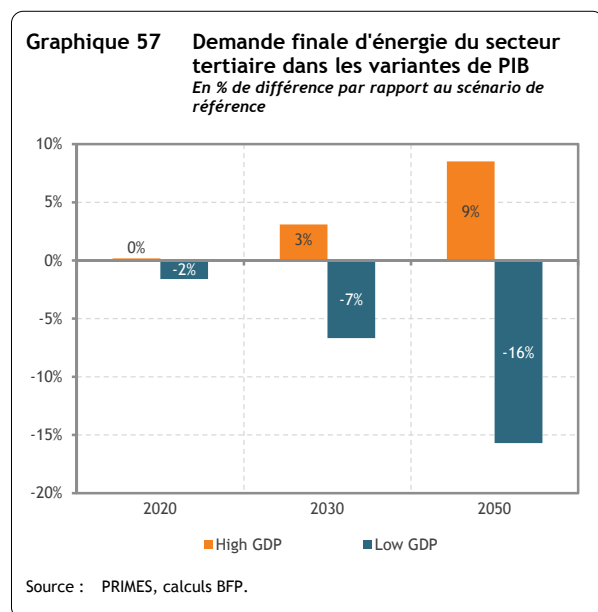


En ce qui concerne la consommation résidentielle d'énergie, on remarque qu'elle est nettement plus élevée (resp. faible) dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*). En 2020, la différence par rapport au scénario de référence est encore relativement modeste et s'élève à +2% dans la variante *High GDP* et -2% dans la variante *Low GDP*. En 2030 (2050), elle grimpe à +6% (+16%) dans la variante *High GDP* et -8% (-16%) dans la variante *Low GDP*. Cette évolution s'explique notamment par la consommation privée relativement plus élevée (resp. faible) dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*) par rapport au scénario de référence<sup>83</sup>. Toutefois, le mix énergétique est identique dans les deux variantes (et le scénario de référence) en 2050.

La consommation résidentielle d'électricité s'accroît de 0,8% par an en moyenne sur la période 2010-2050 dans le scénario de référence. Dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*), la hausse est de 1,2% (0,4%) par an en moyenne.

<sup>83</sup> Par rapport au scénario de référence, la consommation privée (exprimée en EUR par tête) est 7% (18%) plus élevée dans la variante *High GDP* en 2030 (2050). Dans la variante *Low GDP*, elle est 6% (15%) plus faible en 2030 (2050).

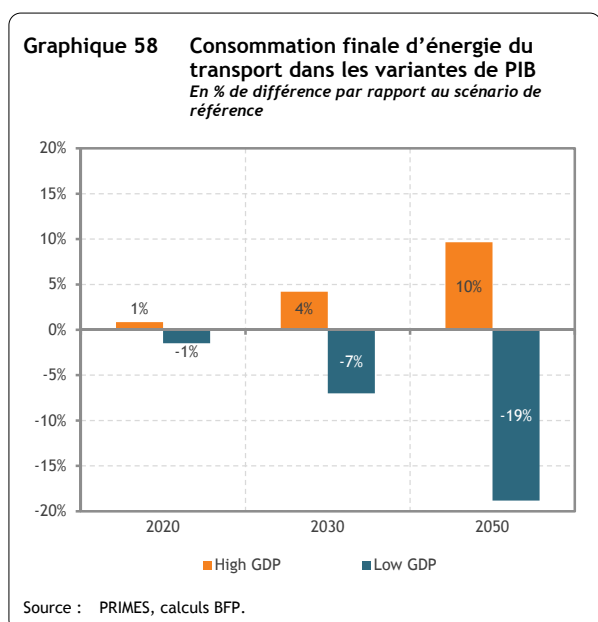
## Secteur tertiaire



Pour le secteur tertiaire, on peut dresser le même constat : la consommation est plus élevée dans la variante *High GDP* que dans le scénario de référence et, inversement, elle est plus faible dans la variante *Low GDP* que dans ce même scénario de référence. En 2020, les différences par rapport au scénario de référence sont plutôt faibles, voire inexistantes : 0% (-2%) dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*). En 2030 (2050), la consommation du secteur tertiaire est 3% (9%) plus élevée dans la variante *High GDP* et 7% (16%) plus faible dans la variante *Low GDP*. Le mix est semblable dans les deux variantes (et dans le scénario de référence) en 2050.

La consommation d'électricité par le secteur tertiaire augmente en moyenne de 0,8% par an sur la période 2010-2050 dans le scénario de référence. Dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*), cette augmentation s'élève en moyenne à 1,0% (resp. 0,4%) par an. Les divergences sont imputables aux niveaux d'activité qui diffèrent dans les variantes par rapport au scénario de référence.

## Transport



Pour clôturer cette partie consacrée à la consommation finale d'énergie, le graphique 58 présente l'impact des variantes de PIB sur la consommation finale énergétique du transport.

Le lien entre les indicateurs macroéconomiques (principalement le PIB et les dépenses de consommation finale des ménages) et la consommation d'énergie du transport se fait à travers l'activité de transport mesurée en pkm pour le transport de personnes et en tkm pour le transport de marchandises. Qui dit activité économique plus (resp. moins) soutenue, dit augmentation (resp. réduction) de l'activité de transport. Et si l'activité de transport augmente (resp. diminue),

la consommation d'énergie du transport croît (resp. décroît), toutes choses égales par ailleurs.

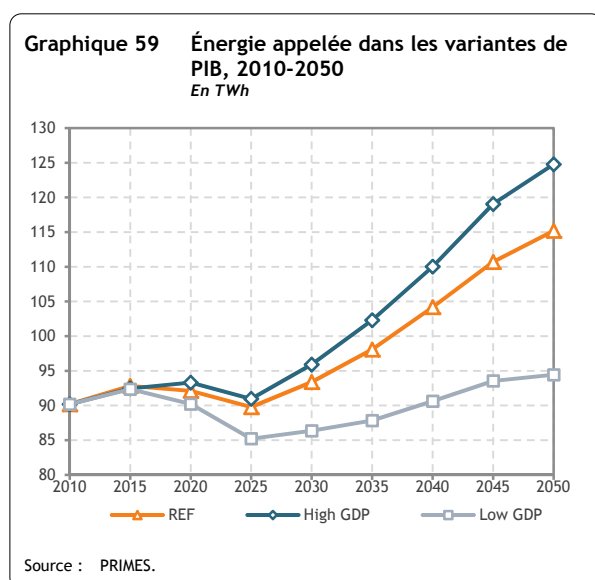
En 2020, l'écart de consommation entre le scénario de référence et les variantes de PIB est de 1%. Il est positif dans la variante *High GDP* et négatif dans la variante *Low GDP*. En 2030 (2050), les différences s'amplifient : +4% (+10%) dans la variante *High GDP* et -7% (-19%) dans la variante *Low GDP*.

La répartition de la consommation d'énergie entre, d'une part, les différents modes de transport, et d'autre part, les différentes formes d'énergie, et la structure du parc de voitures sont par contre comparables dans le scénario de référence et les variantes de PIB. En effet, aucun autre changement d'hypothèses que celui relatif à la croissance économique n'a été considéré dans les variantes examinées dans ce chapitre.

Avant de clôturer cette partie sur les secteurs de la demande finale, il convient de noter que les hypothèses alternatives de croissance économique n'ont quasi pas d'effet sur l'évolution du coût unitaire de l'énergie. En effet, les changements dans le coût des inputs énergétiques supporté par l'industrie, le secteur tertiaire ou le secteur résidentiel (numérateur) sont pratiquement proportionnels aux variations de la valeur ajoutée ou de la dépense de consommation finale des ménages (dénominateur).

### b. Production d'électricité

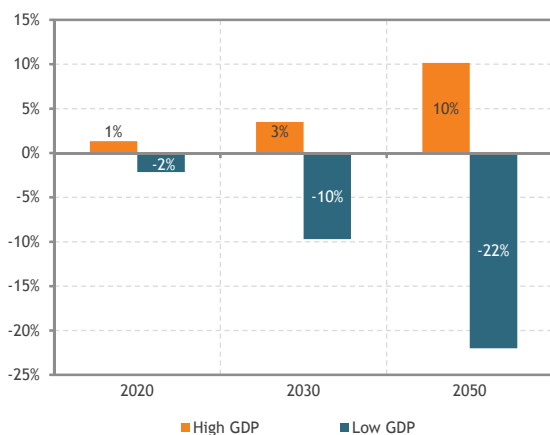
Une évolution différente du PIB n'est pas sans conséquences sur la demande d'électricité. Vu que l'indicateur d'output physique (et la valeur ajoutée) du secteur chimique à forte intensité énergétique est 5% (8%) plus élevé dans le scénario *High GDP* que dans le scénario de référence en 2030 (2050), cela a inévitablement des répercussions sur la consommation d'électricité de l'industrie. De même, la consommation résidentielle d'électricité est 5% (14%) plus élevée dans la variante *High GDP* que dans le scénario de référence en 2030 (2050), ce qui peut s'expliquer par la plus forte consommation privée dans la variante *High GDP*. Inversement, un PIB moindre révèle une baisse de l'activité économique et de la consommation privée. Donc, une moins grande quantité d'électricité est nécessaire. Ainsi pour le secteur chimique, l'indicateur d'output physique en 2030 (2050) est 9% (24%) moins élevé dans le scénario *Low GDP* que dans le scénario de référence et la consommation privée est inférieure de 6% (15%) en 2030 (2050).



Si on se penche sur l'énergie appelée, on constate que son évolution est la même dans la variante *High GDP* que dans le scénario de référence, sauf en ce qui concerne la période 2015-2020: dans la variante *High GDP*, on note une légère hausse de l'énergie appelée, alors qu'une baisse s'amorce déjà dans le scénario de référence. Entre 2020 et 2030, l'énergie appelée diminue dans un premier temps avant de grimper sensiblement pour atteindre un niveau de 95,9 TWh en 2030. Par la suite, l'énergie appelée continue à s'accroître jusqu'à une consommation de 124,8 TWh en 2050.

Quant à la variante *Low GDP*, elle évolue systématiquement bien en deçà du scénario de référence avec un écart qui s'accroît au fil du temps : en 2020, cette différence est de 1,9 TWh (l'énergie appelée dans la variante *Low GDP* s'élève à 90,2 TWh), puis elle passe déjà à 7,0 TWh en 2030 (l'énergie appelée dans la variante *Low GDP* se chiffre à 86,4 TWh), et enfin à 20,8 TWh en 2050 (l'énergie appelée dans la variante *Low GDP* est alors de 94,4 TWh).

**Graphique 60 Production nette d'électricité dans les variantes de PIB**  
En % de différence par rapport au scénario de référence

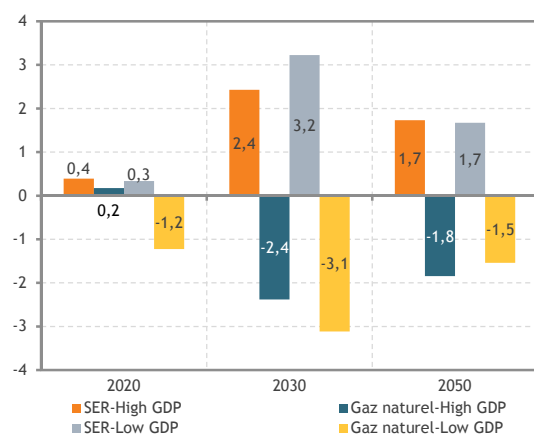


Source : PRIMES, calculs BFP.

Naturellement, ces divergences se traduisent par des niveaux différents de production d'électricité (compte tenu d'un niveau d'importations nettes supposé identique), qui sont présentés dans le graphique 60. En 2050, l'écart se chiffre déjà à +10% (resp. -22%) dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*).

Bien que le niveau de production des deux variantes diverge sensiblement, les différences (par rapport au scénario de référence) au niveau du mix sont mineures. En outre, les différences entre les deux variantes de PIB sont marginales.

**Graphique 61 Mix de production dans les variantes de PIB, différence par rapport au REF**  
En points de pourcentage



Source : PRIMES, calculs BFP.

Note : SER = sources d'énergie renouvelables.

Le graphique 61 montre que la part des sources d'énergie renouvelables (resp. gaz naturel) est toujours plus élevée (resp. faible) dans les variantes de PIB que dans le scénario de référence. La différence la plus nette s'observe en 2030 (autour de trois points de pourcentage). En 2050, la différence se réduit à un peu moins de deux points de pourcentage. Notons que, dans la catégorie des énergies renouvelables, c'est l'énergie éolienne qui tire la part des SER vers le haut dans les variantes de PIB.

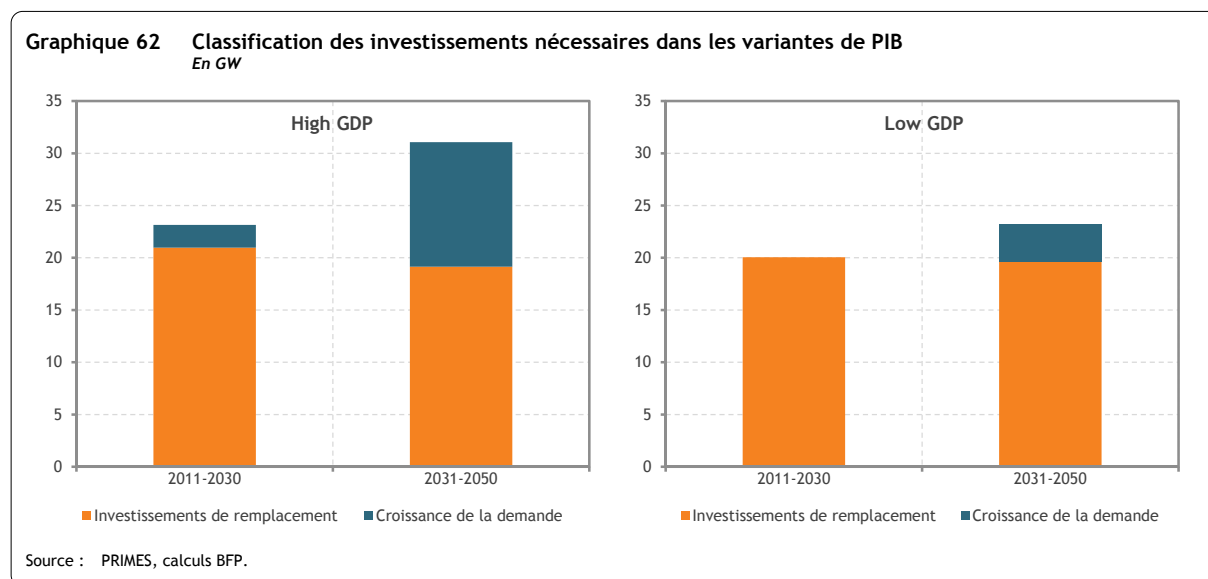
L'écart de production observé entre les deux variantes de PIB se traduit logiquement par une différence en termes d'investissements néces-

saires. Entre 2010 et 2050, il faudrait réaliser de nouveaux investissements de capacité à hauteur de 43 GW dans la variante *Low GDP*, contre 54 GW dans la variante *High GDP* (et 51 GW dans le scénario de référence). En termes monétaires, cela correspond à un montant à consacrer aux investissements dans des centrales de production d'électricité de 51 milliards EUR dans la variante *Low GDP* et de 71 milliards EUR dans la variante *High GDP* (contre 62 milliards EUR dans le scénario de référence).

Comme dans la partie de droite du graphique 27 concernant le scénario de référence, on peut classer les investissements en deux catégories : les investissements de remplacement et les investissements nécessaires pour satisfaire la croissance de la consommation d'électricité. Cette classification nous apprend que non seulement le niveau, mais également la fonction des investissements varie sensiblement dans les variantes de PIB. Dans la variante *High GDP*, 9% (38%) des investissements réalisés au cours de la période 2011-2030 (2031-2050) servent à absorber la demande additionnelle, contre 0% dans



la première période (en raison d'une baisse de la consommation) et 15% dans la seconde dans la variante *Low GDP*. Ces pourcentages sont respectivement de 5% et 31% dans le scénario de référence.

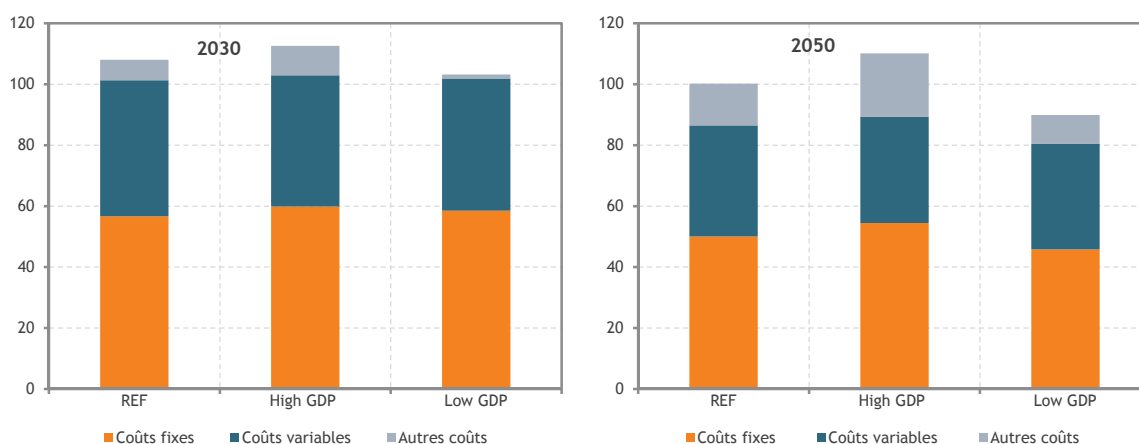


La différence en termes d'investissements a à son tour des répercussions sur le coût de production des centrales (voir graphique 63), et plus particulièrement sur les coûts fixes. Contrairement aux constatations faites pour le mix énergétique de la production électrique, on note ici des divergences importantes, tant en ce qui concerne le niveau du coût de production qu'en ce qui concerne sa composition. Il n'est guère étonnant de constater que le coût moyen de production calculé dans le scénario de référence se situe entre celui des variantes de PIB, aussi bien en 2030 qu'en 2050. Le coût moyen de production est donc plus élevé dans la variante *High GDP* et plus faible dans la variante *Low GDP*. Pour ce qui est de la composition, on note que le montant des 'autres coûts' est d'autant plus élevé que le PIB augmente. Ces autres coûts se rapportent à l'achat de droits d'émissions dans le système ETS ; en cas de hausse de la production électrique à partir d'unités fossiles combinée à un prix plus élevé du CO<sub>2</sub> (voir infra), ces coûts peuvent vite augmenter. Dans la variante *Low GDP*, on suit le raisonnement inverse. Le montant des coûts variables (principalement les coûts des combustibles) est pratiquement identique dans les deux variantes de PIB, et ce aussi bien en 2030 qu'en 2050. Il est toutefois légèrement moins important que dans le scénario de référence. Cela peut s'expliquer par le fait que, par rapport au scénario de référence, la production électrique dans les centrales au gaz (numérateur<sup>84</sup>) augmente moins rapidement que les ventes d'électricité (dénominateur).

<sup>84</sup> La partie variable du coût de production porte principalement sur les coûts d'achat de gaz naturel. Ils sont proportionnels à la production électrique dans les centrales au gaz vu que les prix du gaz naturel sont identiques dans les variantes de PIB et dans le scénario de référence (seul le PIB est supposé différent).



**Graphique 63** Coût de la production d'électricité dans les variantes de PIB en 2030 (à gauche) et 2050 (à droite)  
En EUR/MWh

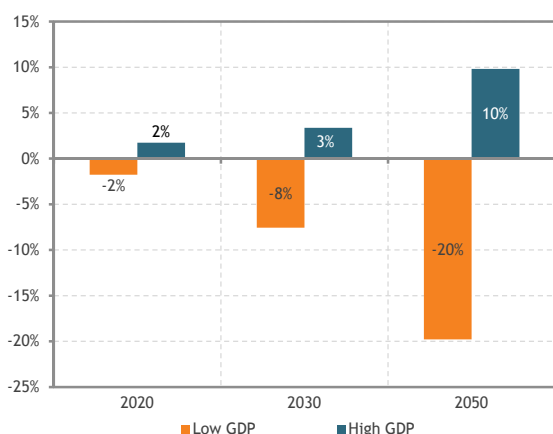


Source : PRIMES.

### c. Consommation intérieure brute d'énergie

Si on combine toutes ces tendances, on obtient l'impact sur la consommation intérieure brute d'énergie ou CIB. Dans la variante *High GDP*, on constate un profil d'évolution similaire (mais accélérée) à celle du scénario de référence ; en revanche, la CIB continue à diminuer dans la variante *Low GDP*, même après 2030. En 2030, la CIB dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*) est supérieure de 3% (resp. inférieure de 8%) à celle du scénario de référence. En 2050, la CIB dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*) atteint un niveau qui est 10% plus élevé (resp. 20% moins élevé) que dans le scénario de référence. La CIB dans les variantes *High GDP* et *Low GDP* atteint respectivement 59 Mtep et 43 Mtep en 2050 (contre 54 Mtep dans le scénario de référence).

**Graphique 64** Consommation intérieure brute d'énergie dans les variantes de PIB  
En % de différence par rapport au scénario de référence



Source : PRIMES, calculs BFP.

Les principales différences portent sur la consommation de pétrole et de gaz naturel. Dans la variante *High GDP*, la consommation de pétrole en 2030 (2050) est 4% (9%) plus élevée que dans le scénario de référence. En revanche, elle est 7% (19%) moins élevée dans la variante *Low GDP*. Pour le gaz naturel, les chiffres sont 2% (11%) plus élevés dans la variante *High GDP* que dans le scénario de référence en 2030 (2050) et 9% (22%) moins élevés dans la variante *Low GDP*. Par ailleurs, on constate qu'on a également davantage recours aux sources d'énergie renouvelables dans la variante *High GDP* : +7% (+14%) par rapport au scénario de référence en 2030 (2050). Dans la variante *Low GDP*, la part des sources d'énergie renouvelables diminue de 6% (21%) par rapport au scénario de référence.

nouvelables diminue de 6% (21%) par rapport au scénario de référence.

Même si l'évolution de la CIB (et, par hypothèse, du PIB) diverge dans les variantes de PIB, celle de l'intensité énergétique ne diffère guère, ce qui traduit des efforts comparables en matière d'efficacité énergétique dans les deux variantes<sup>85</sup>.

En ce qui concerne la dépendance énergétique, on constate une dépendance très légèrement inférieure (de l'ordre de moins de un point de pourcentage) dans les deux variantes par rapport au scénario de référence (pour toutes les années).

Bien que l'indice de dépendance énergétique ne varie pas vraiment, on constate bel et bien un impact sur la facture liée aux combustibles importés (surtout le pétrole et le gaz naturel<sup>86</sup>). Dans la variante *High GDP*, il faut dépenser 2,4 milliards EUR de plus pour le pétrole et 1 milliard EUR de plus pour le gaz naturel que dans le scénario de référence en 2050. Au contraire de la variante *Low GDP* qui révèle une baisse de la facture à payer pour les combustibles importés, en ce sens qu'il faut allonger 5 milliards EUR de moins pour le pétrole et 2 milliards EUR de moins pour le gaz naturel en 2050.

#### d. Émissions de gaz à effet de serre

La consommation d'énergie génère des émissions de gaz à effet de serre. Dans le graphique 65, la partie de gauche montre l'évolution du prix du CO<sub>2</sub> dans les secteurs ETS pour le scénario de référence et les deux variantes, vu que ce prix a un impact sur la consommation d'énergie et donc, toutes choses étant égales par ailleurs, sur les émissions de GES. La partie de droite montre quant à elle la différence en termes d'émissions totales de gaz à effet de serre dans les variantes de PIB par rapport au scénario de référence.

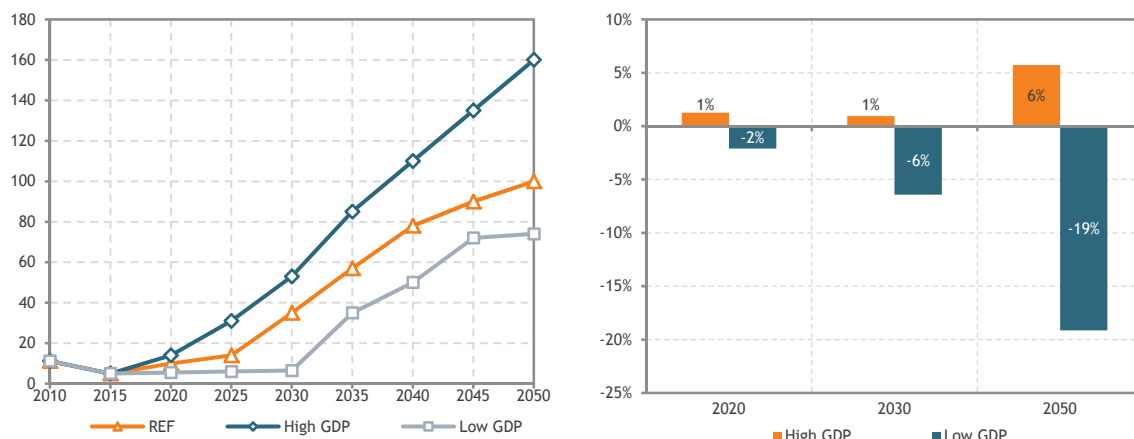
En 2020, les émissions totales de gaz à effet de serre dans les variantes *High* et *Low GDP* sont respectivement supérieures de 1% et inférieures de 2% à celles du scénario de référence. Par la suite, ces tendances s'accroissent et les émissions totales de gaz à effet de serre dans la variante *High GDP* dépassent de 1% (6%) celles du scénario de référence en 2030 (2050). Dans la variante *Low GDP*, les émissions totales deviennent 6% (19%) moins élevées que dans le scénario de référence.

---

<sup>85</sup> Notamment sous l'impulsion d'un prix du CO<sub>2</sub> 'adapté'. Pour rappel: le prix utilisé pour le CO<sub>2</sub> n'est pas un input dans le modèle, mais le résultat de simulations 'essais-erreurs'. En d'autres termes, *ETS prices are endogenously derived so as the cumulative ETS cap is met*" (CE, 2013).

<sup>86</sup> L'impact est moindre sur la facture de charbon importé.

**Graphique 65** Évolution du prix du CO<sub>2</sub> dans les secteurs ETS (à gauche) et émissions totales de GES dans les variantes de PIB  
 En EUR/tCO<sub>2</sub> dans le graphique de gauche et en % de différence par rapport au scénario de référence dans le graphique de droite



Source : PRIMES.  
 Note : GES = gaz à effet de serre.

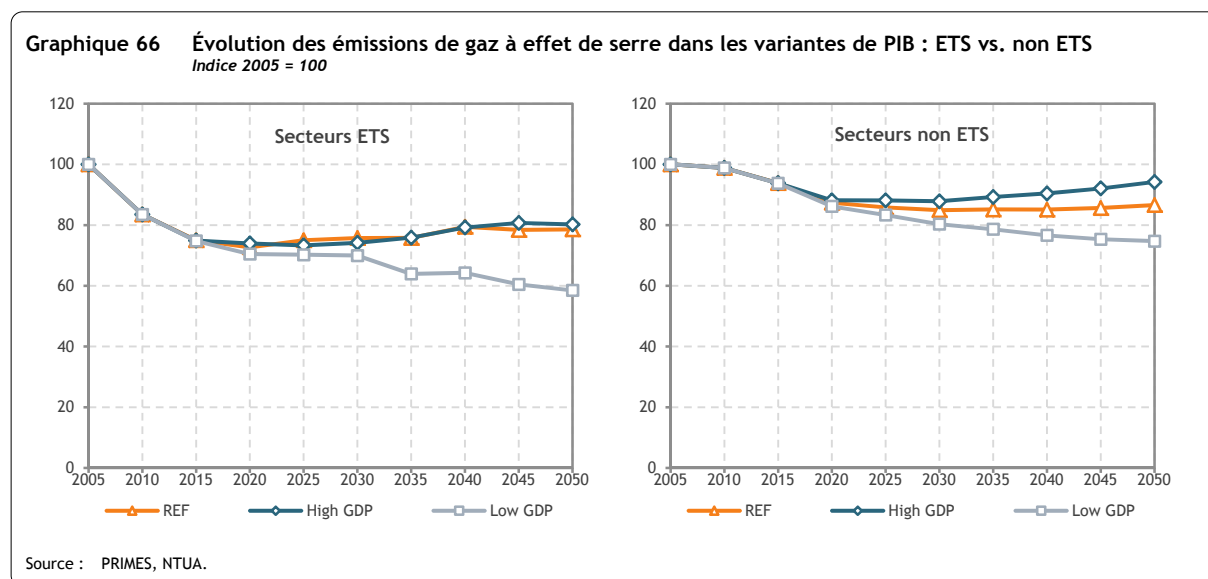
Dans la variante *High GDP*, l'évolution des émissions de GES suit le même schéma que dans le scénario de référence : une baisse régulière d'ici 2030 suivie d'une reprise à la hausse sur la période 2030-2050. Néanmoins, malgré l'accroissement des émissions par rapport au scénario de référence, les émissions totales de GES restent sous le niveau de 1990 sur toute la période de projection. En 2050, année où les émissions culminent, elles se situent 12% sous le niveau de 1990, comparé à 17% dans le scénario de référence.

Dans la variante *Low GDP*, l'évolution des émissions de GES est totalement différente. Les émissions décroissent constamment sur la période de projection jusqu'à se situer, en 2050, 33% sous le niveau de 1990.

Pour comprendre ces différences, il convient de préciser certaines hypothèses relatives aux secteurs non ETS. D'abord, le prix du carbone dans les secteurs non ETS reste nul sur toute la période de projection dans les variantes de PIB comme dans le scénario de référence. Ensuite, l'impact des contextes macroéconomiques alternatifs sur les trajectoires d'émissions autres que le CO<sub>2</sub> (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O et gaz fluorés) n'a pas été calculé ; ces trajectoires sont dès lors identiques dans les variantes et le scénario de référence<sup>87</sup>. Enfin, la majeure partie des émissions autres que le CO<sub>2</sub> est classée dans les secteurs non ETS (quelque 98%).

Le graphique suivant illustre l'impact de ces hypothèses sur le développement des émissions de GES dans les secteurs non ETS (à droite) et montre également l'évolution des émissions dans les secteurs ETS (à gauche).

<sup>87</sup> On peut supposer que cette hypothèse n'a pas un impact significatif sur le profil d'évolution des émissions totales de GES. En effet, les émissions autres que le CO<sub>2</sub> ne représentent que 10% environ des émissions totales.



L'évolution des émissions non ETS dans les variantes de PIB suit ainsi de près l'évolution de la consommation finale d'énergie : la hausse (resp. la baisse), par rapport au scénario de référence, de la consommation d'énergie des secteurs concernés dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*) induit une augmentation (resp. diminution) des émissions de GES.

Dans les secteurs ETS, le mécanisme est différent car le prix du carbone intervient également. Dans la variante *High GDP*, la production et la consommation d'énergie est aussi plus élevée que dans le scénario de référence mais c'est le cas également pour les prix du carbone. Et ces prix plus élevés du carbone entraînent des substitutions entre formes d'énergie suffisantes<sup>88</sup> pour compenser partiellement le premier effet. C'est pourquoi les émissions ETS dans cette variante suivent une trajectoire assez comparable à celle du scénario de référence. Dans la variante *Low GDP*, l'effet de substitution compensatoire dû au prix du carbone joue peu (ils sont ici plus bas que dans le scénario de référence) car les formes d'énergie pauvre en carbone (principalement les sources d'énergie renouvelables) sont favorisées, à moyen terme, par les politiques en place, et à long terme, par la baisse des coûts d'investissement.

Enfin, comme les prix du carbone et les émissions de GES sont différents d'une variante ou d'un scénario à l'autre, il en est de même pour le coût<sup>89</sup> des enchères que paient les entreprises faisant partie de l'ETS comme le montre le tableau ci-dessous.

**Tableau 11** Coût des enchères dans les secteurs ETS : scénario de référence vs. variantes de PIB  
En milliard d'euro

	2020	2030	2050
Scénario de référence	0,16	1,34	3,84
Variante <i>High GDP</i>	0,23	2,03	6,56
Variante <i>Low GDP</i>	0,08	0,22	2,14

Source : PRIMES.

<sup>88</sup> Dans les parties précédentes dédiées à la consommation finale d'énergie et à la production d'électricité, on a souligné le fait que les variantes de PIB avaient peu d'effet sur le mix énergétique, l'effet n'est néanmoins pas nul, en particulier dans le secteur électrique (voir Graphique 61).

<sup>89</sup> Pour rappel, ce coût n'est pas comptabilisé dans le coût du système énergétique discuté dans la partie suivante.

## e. Coût du système énergétique

En termes absolus, le coût du système énergétique<sup>90</sup> est plus élevé (resp. bas) dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*) que dans le scénario de référence. Mais rapporté au PIB, le coût du système énergétique belge et son évolution sont comparables dans les deux variantes et le scénario de référence : de 13,5% du PIB en 2010 il passe à un peu plus de 16% du PIB en 2020 puis amorce une pente descendante jusqu'à retrouver en 2050 la valeur de 2010.

### 6.2.3. Conclusion

Puisque l'activité économique détermine dans une large mesure la consommation d'énergie et qu'estimer la croissance économique future est chose malaisée, il a été décidé de confronter les résultats du scénario de référence à des hypothèses de PIB belge alternatives. Deux analyses ont été réalisées : une première où le PIB augmente plus vite qu'on ne le prévoit dans le scénario de référence et une seconde où la croissance économique est plus lente. La variante de croissance plus rapide du PIB se traduit par un taux de croissance annuel moyen du PIB de 1,8% sur la période 2010-2050, et la variante de croissance plus lente du PIB par un taux de 1,0% par an en moyenne sur cette même période. Dans le scénario de référence, ce taux est de 1,6% par an en moyenne.

Un certain nombre d'indicateurs ont été passés au crible. On remarque que les chiffres de la variante *High GDP* sont toujours plus élevés que dans le scénario de référence et, inversement, ils sont toujours plus bas dans la variante *Low GDP*. Ainsi, on constate que, dans la variante *High GDP* (resp. *Low GDP*), la consommation intérieure brute d'énergie est supérieure (resp. inférieure) de 2% (resp. 2%), 3% (resp. 8%) et 10% (resp. 20%) à celle du scénario de référence en 2020, 2030 et 2050. Quant aux émissions de gaz à effet de serre générées par cette consommation, elles se situent 1% (resp. 2%), 1% (resp. 6%) et 6% (resp. 19%) au-dessus (resp. en dessous) du scénario de référence.

Pour conclure, on peut dire que les hypothèses alternatives de PIB ont surtout un impact sur le niveau des différents indicateurs (consommation finale d'énergie, production d'électricité, émissions de gaz à effet de serre, etc.), mais moins sur la composition. En d'autres termes, le mix des différentes formes d'énergie n'est que modérément influencé par les hypothèses alternatives (l'effet est un peu plus prononcé dans la production d'électricité). C'est surtout la valeur absolue de l'indicateur qui change : à la hausse dans la variante *High GDP*, à la baisse dans la variante *Low GDP*.

## 6.3. Évolution des prix énergétiques

### 6.3.1. Hypothèse alternative

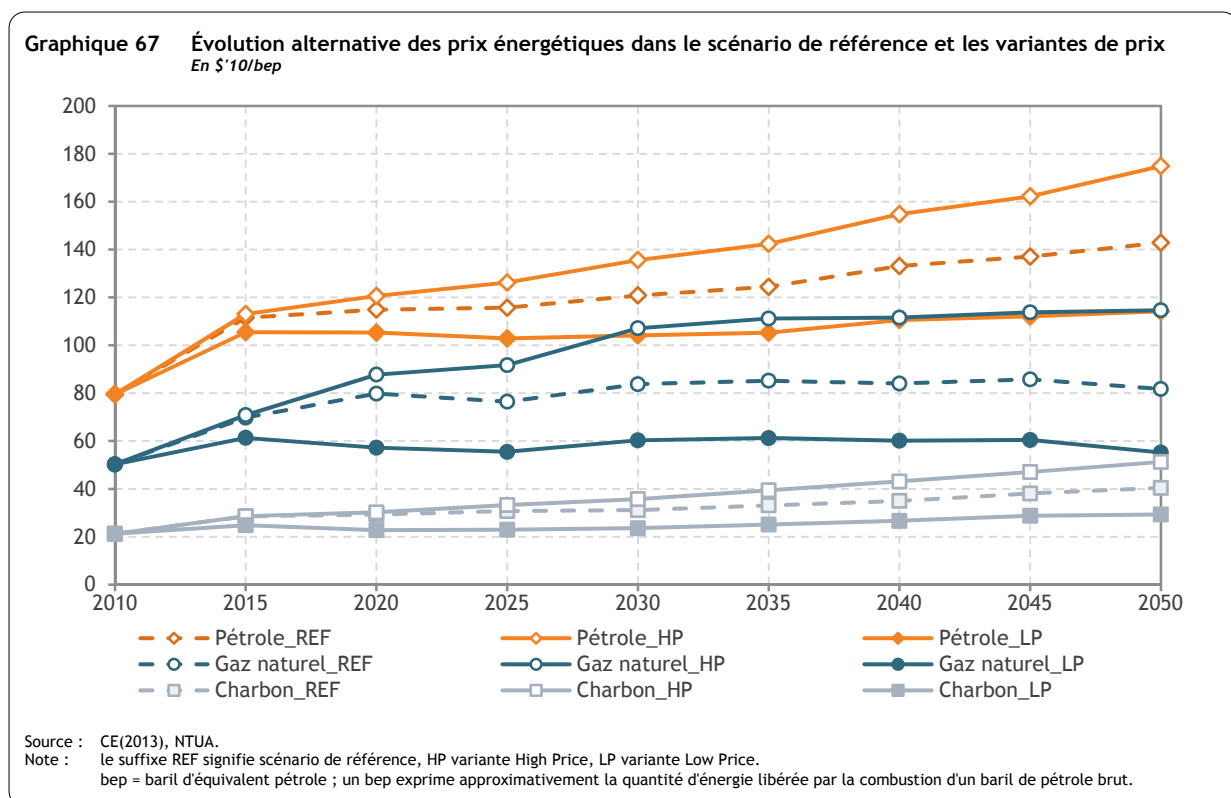
Les prix des combustibles fossiles dans les variantes évoluent au-dessus et en dessous de ceux du scénario de référence, et ce aussi bien pour les prix du pétrole que pour les prix du gaz naturel et du charbon. En d'autres termes, les courbes représentant les variantes *High* et *Low Price* encadrent celle du scénario de référence (voir graphique 67).

<sup>90</sup> Cet indicateur est défini dans la note de bas de page n° 59.

Il convient surtout d'attirer l'attention sur l'évolution du prix du gaz naturel. Bien qu'il soit respectivement plus élevé et moins élevé dans les variantes *High Price* et *Low Price*, le prix du gaz naturel tend également à s'aplanir à partir de 2030 pour rester relativement stable jusqu'en 2050.

En revanche, le prix du pétrole grimpe dans les deux variantes, à un rythme accéléré dans la variante *High Price* (pour atteindre 175 \$'10/bep en 2050) et plus lentement dans la variante *Low Price* (jusqu'à un niveau de 114 \$'10/bep en 2050).

Quant au charbon, les écarts de prix entre le scénario de référence et les deux variantes sont comparativement moins importants.



L'évolution divergente des prix dans les variantes *High* et *Low Price* se fonde sur des hypothèses différentes quant aux ressources disponibles de gaz naturel et de pétrole conventionnels et quant à l'évolution des ressources et des capacités d'exploitation du gaz non conventionnel. Les deux variantes ont été élaborées à l'aide du modèle énergétique mondial PROMETHEUS (voir également la partie 3.2).

Les évolutions de prix dans la variante *High Price* se fondent sur des hypothèses moins optimistes quant à l'évolution des capacités de production de pétrole par rapport au scénario de référence, notamment des retards encourus dans l'extension des capacités, le maintien du moratoire sur l'extraction en haute mer dans le Golfe du Mexique, une production pétrolière libyenne qui tarde à reprendre, etc. Compte tenu des gisements et réserves limités de pétrole conventionnel, on pompe une plus grande quantité de pétrole non conventionnel. Et vu que les coûts de production sont plus élevés, il en résulte une hausse des prix internationaux du pétrole. En ce qui concerne l'extraction de gaz non conventionnel, on considère que les coûts de production restent élevés, que l'opinion publique éprouve des difficultés à accepter ce type d'extraction et que l'application de normes environnementales strictes limite

l'exploitation de nouveaux sites. Les prix du charbon sont (dans les deux variantes) supposés être liés aux prix du gaz naturel, dès lors que ces deux combustibles se font concurrence dans le secteur de l'électricité.

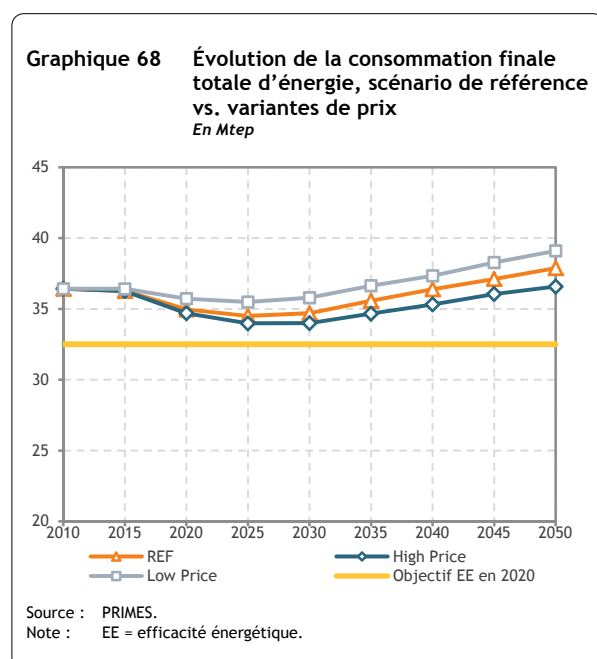
Dans la variante *Low Price*, les hypothèses quant à l'évolution des ressources disponibles de pétrole et de gaz (aussi bien conventionnels que non conventionnels) sont positives. En outre, la politique climatique (dans les régions ne faisant pas partie de l'UE28) est un peu plus stricte. Dès lors, la demande mondiale en combustibles fossiles est plus faible que dans le scénario de référence. Le développement de technologies « non fossiles » et les gains d'efficacité énergétique (notamment sous l'impulsion d'une politique climatique légèrement plus ambitieuse) entraînent également une baisse de la demande de combustibles fossiles. Par ailleurs, on suppose que, dans cette variante, la courbe d'apprentissage, c'est-à-dire l'amélioration des connaissances et des technologies liées à l'extraction de gaz non conventionnel (de schiste surtout), augmente rapidement, ce qui pousse encore les prix à la baisse.

### 6.3.2. Résultats

Dans les paragraphes qui suivent, nous ne reprendrons pas le canevas complet de l'analyse réalisée pour le scénario de référence, mais nous nous concentrerons sur quelques résultats marquants.

#### a. Consommation finale d'énergie

L'impact d'évolutions alternatives des prix internationaux des combustibles fossiles sur la consommation finale totale d'énergie est présenté sur le graphique 68.



Comme escompté, des prix plus élevés (resp. plus bas) ont pour effet de réduire (resp. accroître) la consommation énergétique par rapport au scénario de référence. Dans la variante *Low Price*, la consommation finale énergétique progresse de 0,2% par an en moyenne, contre 0,1% dans le scénario de référence. Dans la variante *High Price*, la consommation finale énergétique s'établit, en 2050, à un niveau quasi identique à celui de 2010. Le profil d'évolution est toutefois pareil dans les variantes et le scénario de référence : une baisse à moyen terme (2020-2025) suivie d'une remontée régulière jusqu'en 2050.

En 2050, la consommation finale d'énergie se monte à 36,6 Mtep (resp. 39,1 Mtep) dans la variante *High Price* (resp. *Low Price*), contre 37,9 Mtep dans le scénario de référence. En termes relatifs, cela signifie une baisse (resp. hausse) de 3% en 2050 par rapport au scénario de référence.

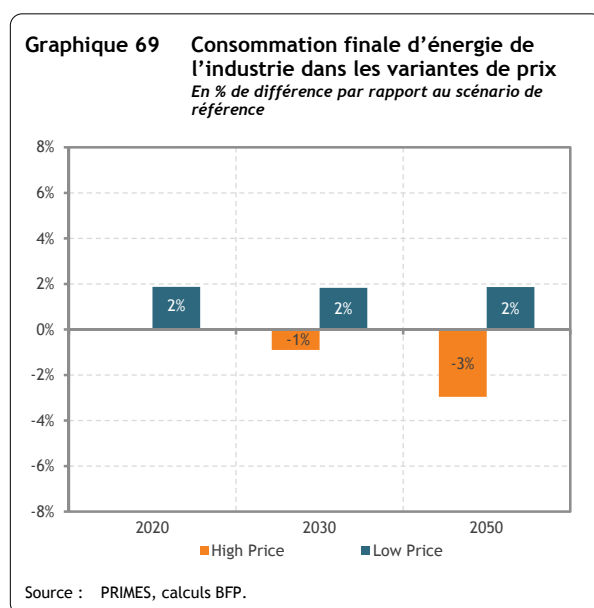
Par rapport à l'objectif indicatif belge de ne pas dépasser 32,5 Mtep de consommation finale énergétique en 2020, même la variante *High Price* se traduit par des niveaux de consommation supérieurs non seulement en 2020, où le dépassement est de 2,2 Mtep, mais également au-delà.

Les variantes de prix ont également un impact sur la composition de la consommation finale énergétique et plus particulièrement sur la consommation de gaz naturel. Les autres formes d'énergie sont également impactées mais dans une moindre mesure : le charbon n'est que très peu utilisé dans les secteurs de la demande finale (essentiellement dans la sidérurgie), les produits pétroliers sont surtout utilisés pour le transport où les possibilités de substitution sont modérées (voir infra), l'attractivité de l'électricité est aussi liée au prix du gaz naturel (voir partie 6.3.2.b ci-dessous) et celle des SER dépend de leur capacité à substituer les énergies fossiles.

En 2030 (2050), la part du gaz naturel dans la consommation finale énergétique n'est plus que de 27% (25%) dans la variante *High Price*, comparé à 29% (28%) dans le scénario de référence. À l'inverse, le gaz naturel voit son rôle s'accroître dans la variante *Low Price* puisque sa part s'établit à 32% tant en 2030 qu'en 2050.

Les paragraphes qui suivent décrivent l'impact des variantes de prix sur la consommation finale de l'industrie, du secteur résidentiel, du secteur tertiaire et du transport.

## Industrie



L'effet sur la consommation finale d'énergie de l'industrie est présenté sur le graphique 69. Dans la variante *Low Price*, l'écart de consommation avec le scénario de référence est positif et constant (+2%) sur la période de projection.

Dans la variante *High Price*, la consommation finale de l'industrie se situe par contre sous les niveaux du scénario de référence : -1% en 2030 et -3% en 2050. En 2020, aucun impact n'est à épingle.

Dans la variante *Low Price*, la consommation de gaz naturel s'envole (+13% en 2050 par rapport au scénario de référence) au détriment des autres

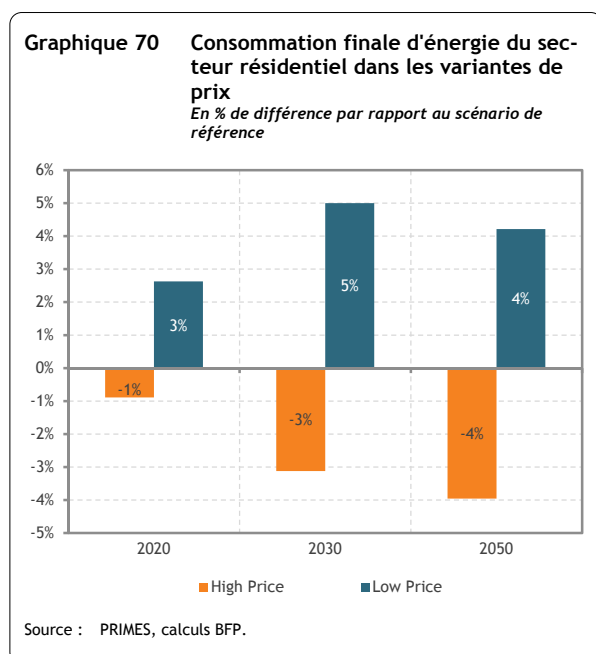
formes d'énergie sauf de l'électricité dont la consommation reste comparable à celle du scénario de référence. Dans la variante *High price*, c'est l'inverse qui se produit : la consommation de gaz naturel chute (-18% en 2050 par rapport au scénario de référence) au profit principalement de la vapeur distribuée ; la consommation d'électricité n'est quasi pas affectée.

Comme décrit ci-dessus, les variantes de prix ont un impact très limité sur la consommation d'électricité de l'industrie. En conséquence, le taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique reste égal à 0,2% entre 2010 et 2050 comme dans le scénario de référence.



## Secteur résidentiel

On remarque que la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel est moins élevée (resp. plus élevée) dans la variante *High Price* (resp. *Low Price*). En soi, ce n'est guère étonnant, car lorsque le prix augmente, la consommation diminue, et lorsque le prix baisse, la demande s'accroît.



En 2020, les écarts sont encore faibles : environ 3% de plus dans la variante *Low Price* et 1% de moins dans la variante *High Price* par rapport au scénario de référence. En 2030 (2050), ces écarts sont de 5% (4%) de plus dans la variante *Low Price* et 3% (4%) de moins dans la variante *High Price*. La variante *Low Price* (resp. *High Price*) atteint ainsi une demande de 8,9 Mtep (resp. 8,6 Mtep) en 2020, 8,8 Mtep (resp. 8,1 Mtep) en 2030 et 9,0 Mtep (resp. 8,3 Mtep) en 2050.

Outre le niveau de la demande, le mix énergétique est également différent : la variante *Low Price* (resp. *High Price*) affiche une part de gaz naturel systématiquement plus élevée (resp. faible) et une part d'électricité et de SER légèrement plus faible

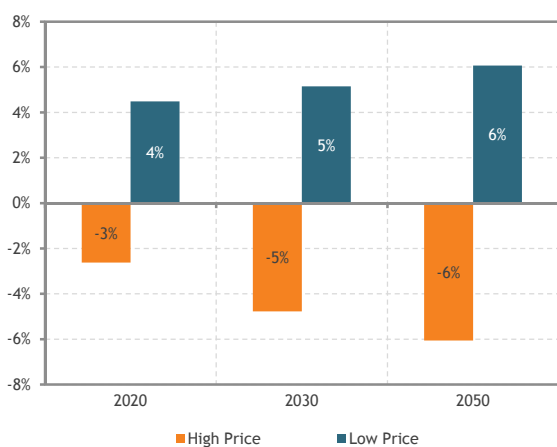
(resp. plus élevée) par rapport au scénario de référence. À titre d'illustration, la part du gaz naturel dans la variante *Low Price* (resp. *High Price*) atteint 42% (resp. 37%) en 2050, contre 39% dans le scénario de référence. Quant à la part de l'électricité, elle atteint 27% (resp. 29%) contre 28% dans le scénario de référence.

La demande résidentielle d'électricité augmente de 0,8% par an en moyenne sur la période 2010-2050 dans le scénario de référence. Dans les variantes *Low* et *High Price*, ce pourcentage reste inchangé : toutes deux affichent également une croissance annuelle moyenne de 0,8%.

## Secteur tertiaire

En ce qui concerne le secteur tertiaire, on constate une évolution générale semblable à celle du secteur résidentiel : la courbe *Low Price* évolue au-dessus du scénario de référence et la courbe *High Price* en dessous de ce même scénario. Les variantes *Low* et *High Price* s'écartent du scénario de référence de respectivement 4% à la hausse et 3% à la baisse en 2020. Ces écarts s'accroissent au fil du temps et atteignent +5% (+6%) en 2030 (2050) dans la variante *Low Price* et -5% (-6%) dans la variante *High Price*. Le mix énergétique diffère également : la variante *Low Price* (resp. *High Price*) présente une part de gaz naturel systématiquement plus élevée (resp. plus faible) et une part d'électricité légèrement moins importante (resp. plus élevée) par rapport au scénario de référence.

**Graphique 71** Consommation finale d'énergie du secteur tertiaire dans les variantes de prix  
En % de différence par rapport au scénario de référence



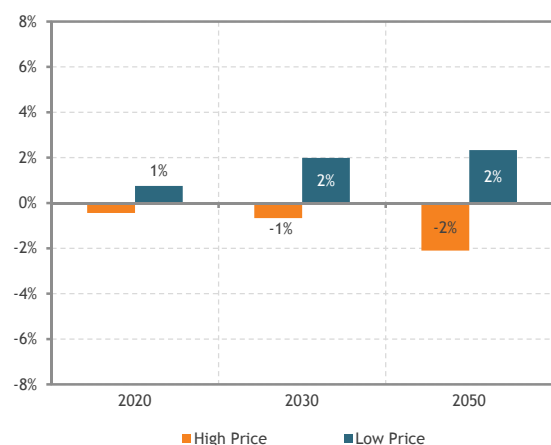
Source : PRIMES, calculs BFP.

La demande d'électricité du secteur tertiaire s'accroît en moyenne de 0,8% par an sur la période 2010-2050 dans le scénario de référence. Dans la variante *Low Price* (resp. *High Price*), cette croissance est de 0,7% (resp. 0,9%) par an en moyenne. Ces écarts de rythme de croissance s'expliquent par la possibilité de substitution de/par l'électricité lorsque le prix des combustibles change. Dans la variante *Low Price*, les énergies fossiles deviennent relativement meilleur marché et freinent donc la consommation d'électricité. On suit le raisonnement inverse dans la variante *High Price* : vu que le prix des combustibles augmente, ils seront (partiellement) remplacés par l'électricité.

## Transport

Enfin, l'impact des variantes de prix sur la consommation finale du transport est illustré sur le graphique 72.

**Graphique 72** Consommation finale d'énergie du transport dans les variantes de prix  
En % de différence par rapport au scénario de référence



Source : PRIMES, calculs BFP.

En 2020, les écarts de consommation avec le scénario de référence sont modiques : ils sont inférieurs au pourcent dans les deux variantes. En 2030 mais surtout en 2050, les écarts se creusent. Dans la variante *Low Price*, la consommation d'énergie du transport est supérieure de 2% environ à celle du scénario de référence tant en 2030 qu'en 2050. Dans la variante *High Price*, la consommation est réduite de 1% en 2030 et de 2% en 2050 par rapport au scénario de référence.

L'augmentation (resp. la réduction) de la consommation d'énergie par rapport au scénario de référence s'explique par deux effets : un effet activité et un effet efficacité énergétique. Lorsque les

prix des carburants<sup>91</sup> se renchérissent, la demande de transport (pkm et tkm) se réduit et par là la consommation d'énergie du transport, c'est l'effet activité. Mais les usagers du transport se tournent également vers des motorisations plus efficaces sur le plan énergétique, ce qui contracte aussi la consommation d'énergie, c'est l'effet efficacité énergétique. À l'inverse, lorsque les prix des carburants se

<sup>91</sup> Il s'agit ici principalement de l'essence, du diesel et du kérosène dont les prix sont directement affectés par les prix internationaux du pétrole brut.

réduisent, les deux effets jouent en sens contraire ce qui entraîne un accroissement de la consommation d'énergie. Dans les deux variantes, chaque effet contribue environ pour moitié à l'impact total.

Au niveau du mix énergétique, la part dévolue aux produits pétroliers reste prépondérante dans les deux variantes de prix. Ils perdent néanmoins deux points de pourcentage en 2050: l'un en faveur des biocarburants et l'autre en faveur de l'électricité (pour le transport privé de personnes) dans la variante *High Price*, et les deux en faveur du gaz naturel (GNC) dans la variante *Low Price*.

Enfin, contrairement aux variantes de PIB, les variantes de prix ont un impact sur le coût unitaire de l'énergie dans l'industrie, les secteurs résidentiel et tertiaire comme l'illustre le tableau suivant. Le tableau donne les variations du coût unitaire de l'énergie par rapport au scénario de référence ; elles sont exprimées en points de pourcentage.

**Tableau 12 Impact des variantes de prix sur le coût unitaire de l'énergie**  
Différence en points de pourcentage par rapport au scénario de référence

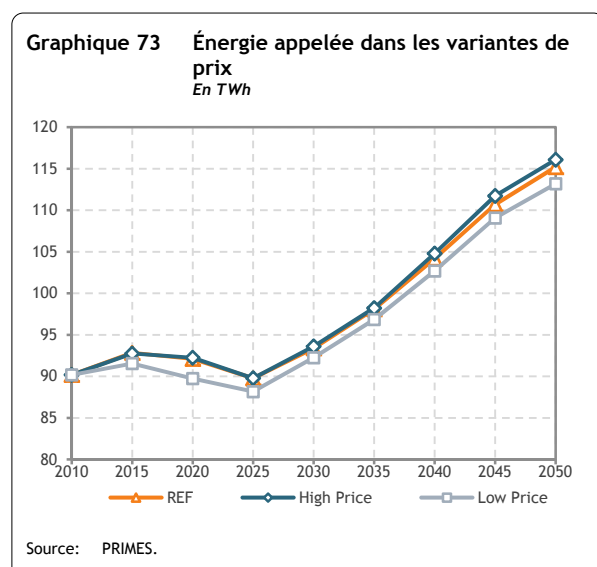
	High Price			Low Price		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Industrie	0,9	1,4	1,7	-1,8	-1,6	-2,1
Secteur résidentiel	0,2	0,6	0,6	-0,7	-0,6	-0,5
Secteur tertiaire	0,1	0,3	0,3	-0,3	-0,3	-0,3

Source : PRIMES.

Sans surprise, le coût unitaire de l'énergie augmente (resp. diminue) dans le scénario *High Price* (resp. *Low Price*) par rapport au scénario de référence. La différence est beaucoup plus importante pour l'industrie que pour les deux autres secteurs. Ainsi, l'écart en 2050 avoisine les deux points de pourcentage dans l'industrie contre moins d'un point de pourcentage dans les autres secteurs. À titre d'illustration, le coût unitaire de l'énergie s'établit à 15,2% (de la valeur ajoutée) dans l'industrie en 2050 dans le scénario *High Price* comparé à 13,5% dans le scénario de référence.

## b. Production d'électricité

À l'instar des variantes de PIB analysées au point 6.2.2.b, on constate ici aussi qu'une hypothèse de prix différente a un impact sur la consommation d'électricité. Toutefois, cet effet est limité et joue surtout si



le prix des combustibles fossiles est moins élevé (variante *Low Price*) ; dans ce cas, l'énergie appelée atteint 92 TWh (113 TWh) en 2030 (2050), ce qui représente 1,2% (1,7%) de moins que dans le scénario de référence. Dans la variante *High Price*, les écarts par rapport au scénario de référence sont minimes, puisqu'ils sont inférieurs à 1% tant en 2030 qu'en 2050. En 2030 (2050), l'énergie appelée atteint 94 TWh (116 TWh) dans cette variante. Pour rappel : l'énergie appelée s'élève à 93 TWh (115 TWh) en 2030 (2050) dans le scénario de référence.

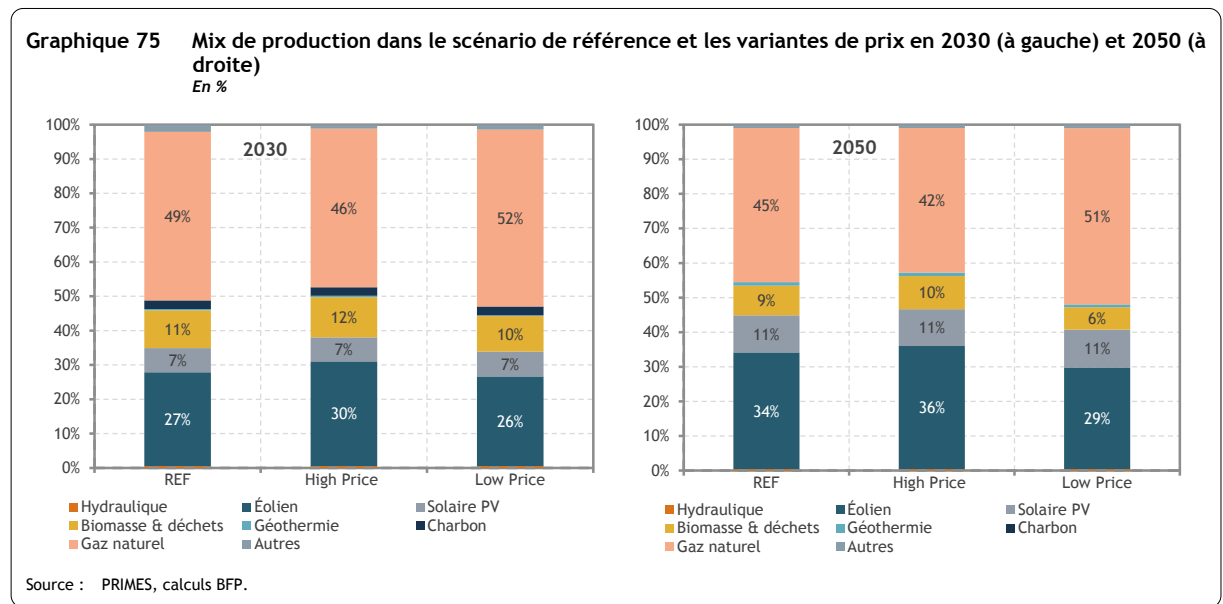
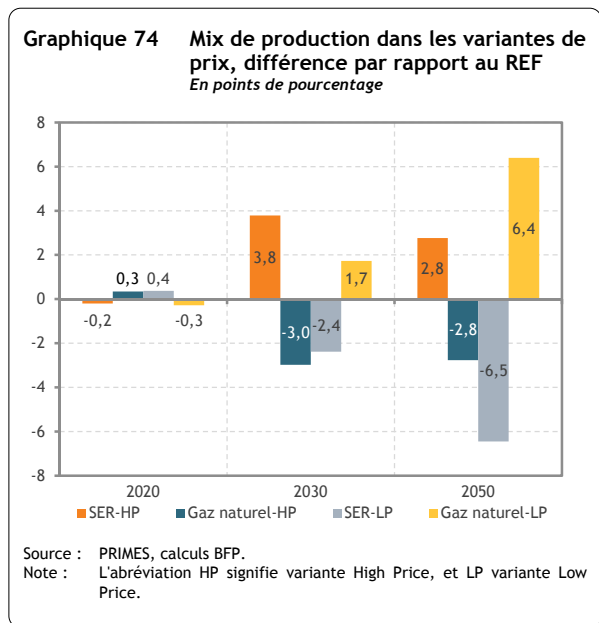
Cela peut paraître étonnant de prime abord, car le coût de production de l'électricité est sensiblement moins élevé dans la variante *Low Price* que dans la variante *High Price* (voir infra). Le coût (et, toutes choses étant égales par ailleurs, le prix de l'électricité) est donc plus faible dans la variante *Low price*. Pourtant, on consomme moins d'électricité que dans la variante *High Price* et dans le scénario de référence. Cette situation s'explique par l'effet de substitution qui se manifeste auprès des utilisateurs finals d'énergie (voir 6.2.2.a): en raison du gaz naturel meilleur marché dans la variante *Low price*, la consommation d'électricité recule au profit du gaz naturel. Cet effet se ressent surtout dans le secteur tertiaire et, dans une moindre mesure, dans l'industrie et le secteur résidentiel. Dans l'industrie, l'effet est légèrement plus marqué dans la variante *High Price* : on consomme davantage d'électricité lorsque les prix du gaz sont élevés.

L'écart plutôt limité observé au niveau de la consommation d'électricité se traduit par un niveau de production d'électricité assez semblable (compte tenu d'un niveau d'importations nettes supposé

identique). En revanche, le mix énergétique de la production électrique est sensiblement différent. Le graphique 74 présente les différences par rapport au scénario de référence.

Il montre aussi clairement la (différence en termes de) composition de la production lors de deux années bien précises : la première en plein milieu de la période de projection (2030) et la seconde au terme de la période de projection (2050). On remarque que le mix de production varie sensiblement en fonction du niveau de prix retenu pour les combustibles fossiles. Ainsi, la part du gaz naturel est nettement plus élevée dans la variante *Low Price*, et ce surtout au détriment de l'éolien

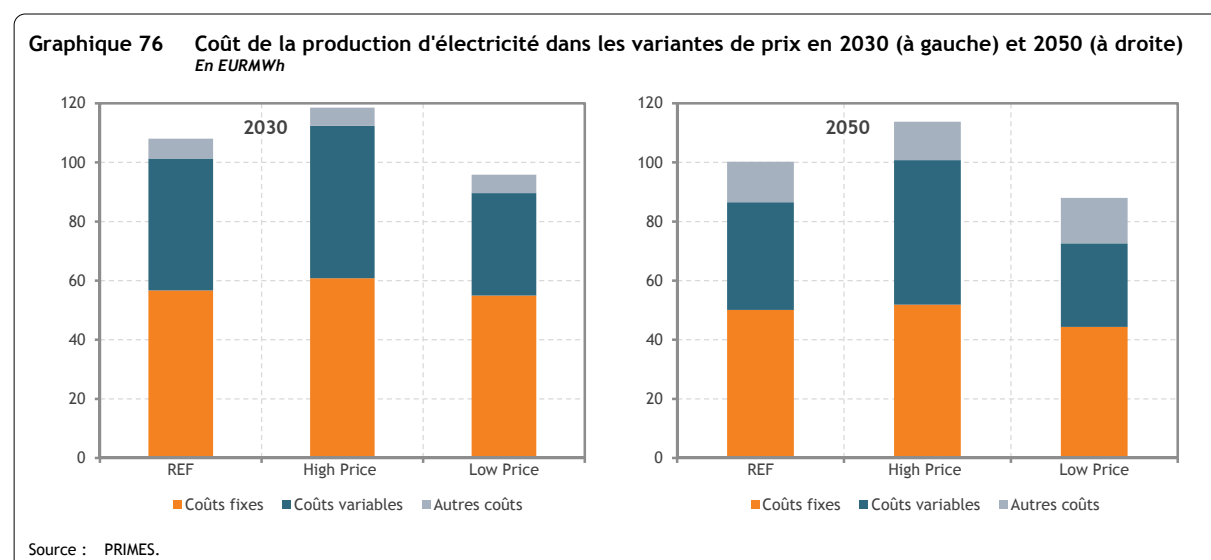
(offshore) et, dans une moindre mesure, de la biomasse et des déchets.



Les investissements en capacité de production que nécessitent ces variantes de prix sur l'ensemble de la période 2010-2050 s'élèvent à 51 GW dans la variante *High Price* et 49 GW dans la variante *Low Price*. En termes monétaires, cela représente 65 milliards EUR dans la variante *High Price* et 56 milliards EUR dans la variante *Low Price*.

Ces résultats peuvent s'expliquer par le coût moyen de la production d'électricité. De nouveau, le coût moyen de production calculé dans le scénario de référence se situe entre ceux des deux variantes. Il convient toutefois de remarquer que la différence entre les variantes se marque moins dans la composition du coût de production que dans le niveau du coût.

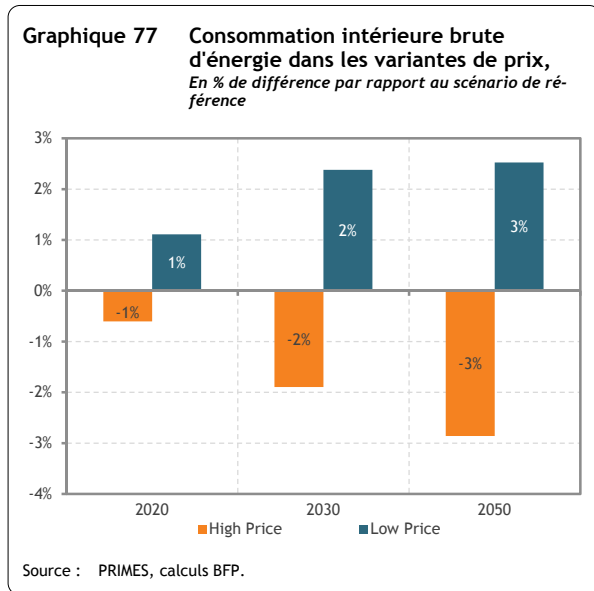
En ce qui concerne le niveau du coût moyen de production, on constate un écart entre les variantes *High Price* et *Low Price* qui s'élève à 24% en 2030 et 29% en 2050. Le coût nettement plus bas dans la variante *Low Price* est dû à deux facteurs : des investissements nécessaires moins élevés, d'une part (voir supra), et le coût plus faible des combustibles (coûts variables), d'autre part. Le coût moins élevé des combustibles s'explique totalement par les hypothèses de prix décrites au point 6.3.1.



On remarque également que la catégorie 'autres coûts' (achat de droits d'émissions dans le système ETS) est presque identique dans les deux variantes de prix en 2030 et est même plus élevée dans la variante *Low Price* en 2050. Ce constat s'explique par le fait que, dans cette variante, on a davantage recours aux centrales au gaz naturel et donc davantage de droits d'émissions doivent être achetés mais aussi à des prix du CO<sub>2</sub> plus élevés (vois infra).

### c. Consommation intérieure brute d'énergie

L'addition de toutes ces tendances mène à l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie ou CIB. Les deux variantes connaissent un profil d'évolution similaire à celui observée dans le scénario



de référence, à cette différence près que la consommation intérieure brute d'énergie est toujours plus élevée (resp. basse) dans la variante *Low Price* (resp. *High Price*) que dans le scénario de référence. En 2020, les différences par rapport au scénario de référence se limitent à 1% (respectivement +1% et -1% dans les variantes *Low* et *High Price*). En 2030, le niveau de la CIB dans la variante *Low Price* (resp. *High Price*) est 2% plus élevé (resp. 2% plus bas) que dans le scénario de référence. En 2050, la variante *Low Price* (resp. *High Price*) atteint un niveau de CIB qui est 3% plus élevé (resp. 3% plus bas) que dans le scénario de référence. En termes absolus, cela donne une CIB de 58 Mtep (resp. 57 Mtep) en 2020, 51 Mtep (resp.

49 Mtep) en 2030 et 55 Mtep (resp. 52 Mtep) en 2050 dans la variante *Low Price* (resp. *High Price*). Cette différence est principalement due à la consommation plus élevée de gaz naturel. Dans la variante *Low Price* (resp. *High Price*), on constate une consommation nettement plus (resp. moins) importante de ce combustible, aussi bien par le secteur électrique que par les consommateurs finals, du fait qu'il est meilleur marché (resp. plus onéreux).

Ces différences ont des répercussions sur la dépendance énergétique. En 2020, cet impact n'est guère perceptible, mais en 2030, la dépendance énergétique de la Belgique atteint respectivement 89,2% et 87,3% dans les variantes *Low* et *High Price*. En 2050, cette dépendance suit la baisse observée dans le scénario de référence pour atteindre respectivement 87,7% et 84,4%. Pour information, les taux de dépendance énergétique dans le scénario de référence sont respectivement de 88,2% et 85,7% en 2030 et 2050. Les écarts par rapport au scénario de référence s'expliquent par la différence de consommation de SER et de gaz naturel dans les variantes. Vu que l'énergie renouvelable est majoritairement (plus de quatre cinquièmes sur la période 2010-2050, et ce aussi bien dans le scénario de référence que dans les deux variantes) produite sur le territoire belge et que le gaz naturel est intégralement importé de l'étranger, la répartition SER-gaz naturel dans la consommation intérieure brute d'énergie a un impact sur l'indicateur de dépendance énergétique. Une consommation plus importante (plus faible) de gaz naturel (d'énergie renouvelable) dans la variante *Low Price* entraîne une plus grande dépendance énergétique, et une consommation plus basse (plus élevée) de gaz naturel (d'énergie renouvelable) dans la variante *High Price* conduit à une dépendance moins marquée.

Le total des importations nettes d'énergie dans la variante *Low Price* augmente de 11% sur la période 2010-2050, tandis que les importations de gaz naturel s'accroissent de 40%. De ce fait, la part du gaz naturel dans le total des importations nettes passe de 32% en 2010 à 40% en 2050. Dans la variante *High Price*, la croissance des importations nettes d'énergie s'élève à 3%. On constate que les importations de

gaz naturel grimpent de 7% au cours de cette période. La part du gaz naturel dans le total des importations nettes se maintient ainsi quasiment (33% en 2050). Dans le scénario de référence, ces chiffres sont respectivement de +6% pour la croissance des importations nettes d'énergie et +22% pour la hausse des importations de gaz naturel. En conséquence, la part du gaz naturel dans le total des importations nettes passe de 32% en 2010 à 36% en 2050.

Dès lors, la facture à payer pour les combustibles importés (pour le pétrole et le gaz naturel) dans les variantes présente des différences par rapport au scénario de référence. Dans la variante *Low Price*, on dépense 0,2 milliard EUR de moins pour le pétrole<sup>92</sup> et 0,9 milliard EUR de plus pour le gaz naturel que dans le scénario de référence en 2050. Dans la variante *High Price*, on dépense 0,5 milliard EUR de plus pour le pétrole et 1,5 milliard EUR de moins pour le gaz naturel.

#### d. Émissions de gaz à effet de serre

La consommation d'énergie génère des émissions de gaz à effet de serre. La partie de gauche du graphique 78 montre le prix du CO<sub>2</sub> dans les secteurs ETS aussi bien dans le scénario de référence que dans les deux variantes de prix. La partie de droite montre quant à elle la différence en termes d'émissions totales de gaz à effet de serre dans les variantes de prix par rapport au scénario de référence.

Naturellement, le prix du carbone est influencé par le prix des combustibles fossiles. Le prix du CO<sub>2</sub> n'est pas un input dans le modèle, mais est déterminé de manière endogène au niveau européen par le modèle PRIMES compte tenu du plafond qui a été fixé pour les émissions des secteurs ETS (voir supra).

L'évolution du prix du carbone dans les secteurs ETS dans la variante *Low Price* est pratiquement parallèle à celle du prix du carbone dans le scénario de référence. Cela s'explique par l'impact de cette variante sur la production d'électricité (qui fait partie de l'ETS). La production d'électricité dans la cette variante est moins élevée que dans le scénario de référence (voir 6.3.2.b). De ce fait, les prix du carbone ne doivent pas nécessairement augmenter pour compenser la baisse des prix des combustibles fossiles et ainsi limiter la production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

Dans la variante *High Price*, le prix du carbone est moins élevé, surtout dans la deuxième moitié de la période de projection. La hausse des prix des combustibles fossiles entraîne un recul de la consommation, et donc également des émissions de gaz à effet de serre. Pour un plafond d'émission donné dans les secteurs ETS, le prix du carbone peut donc diminuer.

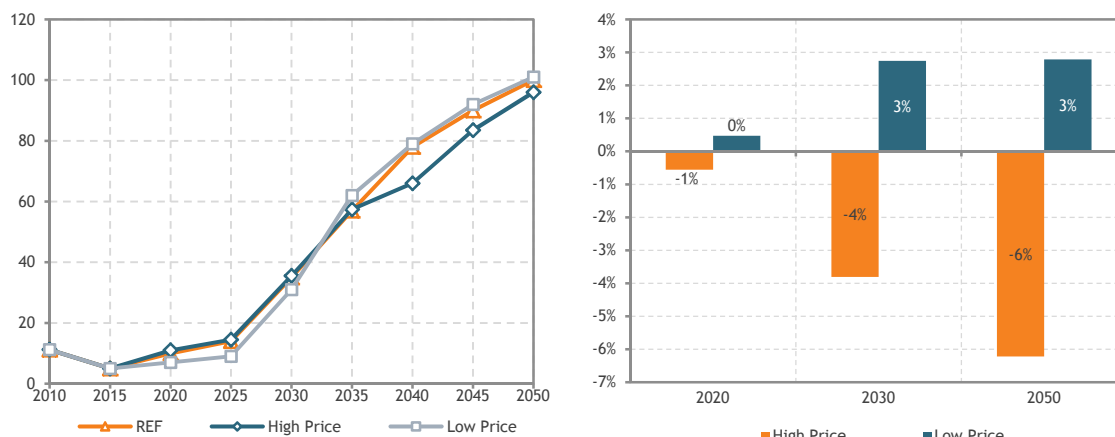
Les émissions totales de gaz à effet de serre dans la variante *Low Price* sont 3% plus élevées que dans le scénario de référence, et ce aussi bien en 2030 qu'en 2050 ; dans la variante *High Price*, les émissions totales de GES sont 4% (6%) plus basses que dans le scénario de référence en 2030 (2050).

---

<sup>92</sup> À première vue, ce résultat peut sembler contre-intuitif. Cela s'explique par la consommation non énergétique. On constate que, dans la variante *Low Price*, la consommation finale de pétrole est supérieure à celle du scénario de référence, mais que la consommation non énergétique est moins élevée (en raison du remplacement du pétrole par le gaz naturel (meilleur marché)). Il en résulte que le total des importations nettes de pétrole est moins élevé que dans le scénario de référence. On suit le raisonnement inverse dans la variante *High Price*.



**Graphique 78** Évolution du prix du CO<sub>2</sub> dans les secteurs ETS (à gauche) et émissions totales de GES dans les variantes de prix  
 En EUR/tCO<sub>2</sub> dans le graphique de gauche et en % de différence par rapport au scénario de référence dans le graphique de droite

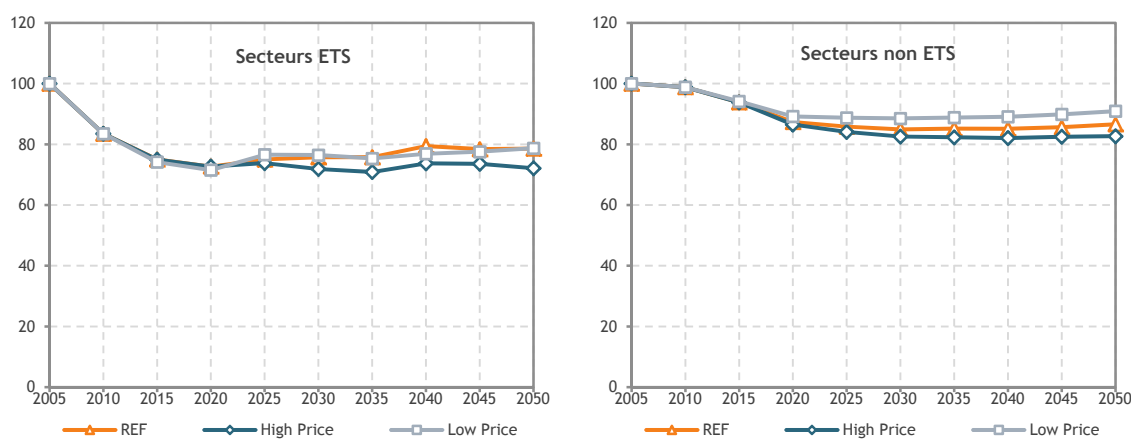


Source : PRIMES.  
 Note : GES = gaz à effet de serre.

Dans les deux variantes de prix, les émissions totales de GES restent sous le niveau de 1990 sur toute la période de projection. En 2050, année où les émissions culminent dans la variante *Low Price*, elles se situent 15% sous le niveau de 1990, comparé à 17% dans le scénario de référence. Dans la variante *High Price*, elles se stabilisent quasiment entre 2030 et 2050 à un niveau 22% inférieur à celui de 1990.

Le graphique 79 ci-dessous montre les évolutions différenciées des émissions de GES dans les variantes de prix et le scénario de référence dans les secteurs ETS (à gauche) et les secteurs non ETS (à droite). Elles sont le reflet des impacts et des mécanismes décrits précédemment.

**Graphique 79** Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans les variantes de prix : ETS vs. non ETS  
 Indice 100 = 2005



Source : PRIMES, NTUA.

Enfin, le tableau ci-dessous compare l'évolution du coût des enchères pour les secteurs ETS dans les variantes de prix et dans le scénario de référence. Des écarts sont à noter mais ils sont moindres que dans les variantes de PIB.



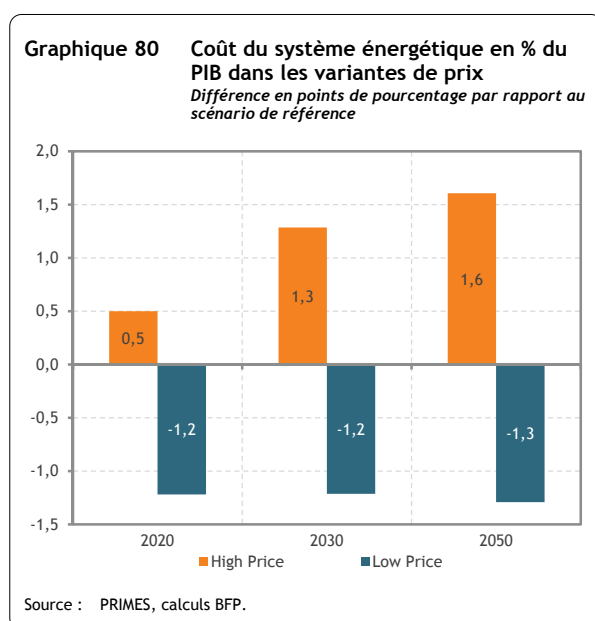
**Tableau 13** Coût des enchères pour les secteurs ETS : scénario de référence vs. variantes de prix  
En milliard d'euro

	2020	2030	2050
Scénario de référence	0,16	1,34	3,84
Variante <i>High Price</i>	0,17	1,30	3,45
Variante <i>Low Price</i>	0,10	1,23	4,09

Source : PRIMES.

### e. Coût du système énergétique

Sans surprise, le coût du système énergétique est plus (resp. moins) élevé dans la variante *High Price* (resp. *Low Price*) que dans le scénario de référence.



C'est vrai tant en termes absolus qu'en termes relatifs c'est-à-dire lorsque le coût du système énergétique est exprimé en pourcentage du PIB (voir graphique 80). Dans la variante *High Price*, le coût du système énergétique rapporté au PIB culmine en 2030 (17,2%, soit 1,3 points de pourcentage de plus que dans le scénario de référence). Il décroît ensuite régulièrement pour atteindre 15% en 2050. C'est 1,6 points de pourcentage de plus que dans le scénario de référence mais aussi qu'en 2010 (13,5%).

Dans la variante *Low Price*, le coût du système énergétique rapporté au PIB augmente jusqu'en 2020 (15,2% soit 1,2 points de pourcentage de moins que dans le scénario de référence) puis amorce une descente jusqu'en 2050 où il s'établit à 12,1% soit sous la valeur de 2010.

La différence entre les variantes de prix et le scénario de référence vient principalement des coûts d'achat d'énergie (énergies fossiles, biomasse et déchet, électricité et vapeur) (OPEX).

### 6.3.3. Conclusion

Les prix internationaux de l'énergie ont un impact direct sur la consommation d'énergie. Toutefois, il n'est guère évident de déterminer l'évolution future des prix de l'énergie vu que de nombreux facteurs influencent la formation des prix. En outre, un certain nombre de phénomènes récents (dont la découverte du gaz de schiste, la progression des sources d'énergie renouvelables, etc.) contribuent à complexifier davantage la formation des prix. Donner une estimation précise des prix est donc loin d'être une sinécure. Pour tenir compte de cette incertitude, nous avons simulé deux variantes se basant sur des évolutions divergentes des prix. La variante *High Price* (resp. *Low Price*) se base sur une évolution des prix du gaz naturel, du pétrole et du charbon telle qu'ils se situent 40% (resp. 32%), 22% (resp. 20%) et 27% (resp. 28%) au-dessus (resp. en dessous) des prix du scénario de référence en 2050.

En général, on peut dire que, si les prix de l'énergie augmentent, la consommation finale d'énergie diminue, mais il n'en va pas ainsi pour la consommation d'électricité. Celle-ci est légèrement plus (resp. moins) importante dans la variante *High Price* (resp. *Low Price*) vu que les combustibles fossiles sont (partiellement) remplacés par l'électricité. Si on se penche sur la consommation intérieure brute d'énergie, on constate que, dans la variante *High Price* (resp. *Low Price*), elle est inférieure (resp. supérieure) de 1%, 2% et 3% à celle du scénario de référence en 2020, 2030 et 2050. Les émissions de gaz à effet de serre qui en résultent se situent 1% (resp. 0%), 4% (resp. 3%) et 6% (resp. 3%) en dessous (resp. au-dessus) du scénario de référence.

Le fil rouge de cette analyse est que, si on se base sur des hypothèses de prix différentes, non seulement le niveau de l'indicateur change, mais également (et surtout) la composition. Le mix des différentes formes d'énergie est sensiblement influencé par l'augmentation (la diminution) du prix des combustibles vu qu'il existe des possibilités de substitution. Ainsi, on consomme typiquement plus (moins) de gaz naturel et moins (plus) de sources d'énergie renouvelables lorsque les prix diminuent (augmentent).

## 7. Références

- Albrecht, J. (2014), *Policy trade-offs for the Belgian electricity system*, Presentation for the SPF Economy, DG Energy, juin.
- Bossier, F., D. Devogelaer, D. Gusbin et F. Verschueren (2008), *Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy*, Study commissioned by the Belgian federal and three regional authorities, Federal Planning Bureau, Working Paper 21-08, novembre 2008.
- Boston Consulting Group (2013), *Shaping a Vision for Belgium's Power Landscape*, juin 2013.
- Bureau fédéral du Plan (2012), *Perspectives économiques 2012-2017*, Perspectives, mai 2012.
- Bureau fédéral du Plan, ICEDD, VITO (2012), *Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050*, Final report, décembre 2012.
- Bureau fédéral du Plan et Direction générale Statistique et Information économique (2014), *Perspectives démographiques 2013-2060*, Perspectives, avril 2014.
- Climact, VITO (2013), *Scenarios for a Low Carbon Belgium by 2050*, Final report, novembre 2013.
- Commission européenne (2012), *The 2012 Ageing Report Economic and budgetary projections for the 27 EU Member States (2010-2060)*, European Economy 2|2012.
- Commission européenne (2013), *EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Reference scenario 2013*, décembre 2013.
- Commission européenne, DG ECFIN (2014), *Energy Economic Developments in Europe*, European Economy 1|2014.
- Commission européenne (2013), *Energy Efficiency Reporting Targets*, [http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/reporting\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/reporting_en.htm) (consulté le 26/06/2014).
- Courcelle, C. et D. Gusbin (2001), *Perspectives énergétiques 2000-2020, Scénarios exploratoires pour la Belgique*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 88, janvier 2001.
- CREG (2014), *Principles of Flowbased Market Coupling*, Slides, juin 2014.
- Devogelaer, D. et D. Gusbin (2007), *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 dans un contexte de changement climatique*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 102, octobre 2007.
- Devogelaer, D. et D. Gusbin (2011), *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, Bureau fédéral du Plan, Perspectives, novembre 2011.
- Elia (2013), *Rapport semestriel sur l'avancement du développement de la capacité d'interconnexion et de la gestion de la demande*, 20 décembre 2013.
- ENTSO-E (2012), *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030*, juillet 2012.
- Groupe d'experts « Compétitivité et Emploi » (GECE) (2013), *Coût salarial, subventions salariales, productivité du travail et effort de formation des entreprises*, rapport au gouvernement, juillet 2013.

- Gusbin, D. et B. Hoornaert (2004), *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 95, janvier 2004.
- Gusbin, D. (2013), *Analyse de l'adéquation de la production électrique en Belgique à l'horizon 2030*, Bureau fédéral du Plan, Working Paper 4-13, septembre 2013.
- Haberl, H., T. Beringer, S. Bhattacharya, K.-H. Erb et M. Hoogwijk (2010), *The global technical potential of bio-energy in 2050 considering sustainability constraints*, Current Opinion in Environmental Sustainability, 2, 1–10.
- Höglund-Isaksson, L., W. Winiwarter, P. Purohit (2013), *Non-CO<sub>2</sub> greenhouse gas emissions, mitigation potentials and costs in EU28 from 2005 to 2050, Part I: GAINS model methodology*, International Institute for Applied Systems Analysis, décembre 2013.
- International Energy Agency (2012), *World Energy Outlook 2012*, novembre 2012.
- KBC (2013), *Amerikaanse schalierevolutie met wereldwijde gevolgen*, Economische Berichten, n° 10, septembre 2013.
- Martínez-Anido, C., L. de Vries et G. Fulli (2012), *Impact of Variable Renewable Energy on European Cross-Border Electricity Transmission*, Third International Engineering Systems Symposium, CESUN 2012, Delft University of Technology, juin 2012.
- Programme national de réforme 2011, [http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nrp/nrp\\_belgium\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nrp/nrp_belgium_fr.pdf) (consulté le 26/06/2014).
- Programme national de réforme 2014, [http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/csr2014/nrp2014\\_belgium\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/csr2014/nrp2014_belgium_fr.pdf) (consulté le 26/06/2014).
- SPF Économie, DG Énergie (2012), *Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017, Rapport final*, juin 2012.

# Le Bureau fédéral du Plan

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) est un organisme d'intérêt public.

Le BFP réalise des études sur les questions de politique économique, socio-économique et environnementale. À cette fin, le BFP rassemble et analyse des données, explore les évolutions plausibles, identifie des alternatives, évalue les conséquences des politiques et formule des propositions.

Son expertise scientifique est mise à la disposition du gouvernement, du parlement, des interlocuteurs sociaux, ainsi que des institutions nationales et internationales. Le BFP assure à ses travaux une large diffusion. Les résultats de ses recherches sont portés à la connaissance de la collectivité et contribuent au débat démocratique.

Le Bureau fédéral du Plan est certifié EMAS et Entreprise Écodynamique (trois étoiles) pour sa gestion environnementale.

url : <http://www.plan.be>

e-mail : [contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)

## Les publications du Bureau fédéral du Plan

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) publie régulièrement les méthodes et résultats de ses travaux à des fins d'information et de transparence. Les publications du BFP s'organisent autour de trois séries : les Perspectives, les Working Papers, les Planning Papers. Le BFP publie également des rapports, un bulletin trimestriel en anglais, et occasionnellement, des ouvrages. Certaines des publications sont le fruit de collaborations avec d'autres institutions.

Toutes les publications du Bureau fédéral du Plan sont disponibles sur : [www.plan.be](http://www.plan.be)

### Les séries

#### *Perspectives*

L'une des principales missions du Bureau fédéral du Plan (BFP) est d'aider les décideurs à anticiper les évolutions futures de l'économie belge.

Ainsi, sous la responsabilité de l'ICN, le BFP établit deux fois par an, en février et septembre, des prévisions à court terme de l'économie belge, soit le *Budget économique* en vue, comme son nom l'indique, de la confection du budget de l'État et de son contrôle. À la demande des partenaires sociaux, il publie également en mai des *Perspectives économiques à moyen terme* dans un contexte international. Dans la foulée sont élaborées, en collaboration avec des institutions régionales, des *Perspectives économiques régionales*. *Nime Outlook* décrit, une fois par an, des perspectives d'évolution à moyen terme de l'économie mondiale. Tous les trois ans, le BFP élabore des *Perspectives énergétiques à long terme pour la*

*Belgique*. Tous les trois ans également, il réalise, en collaboration avec le SPF Mobilité et Transports, des *Perspectives à long terme de l'évolution des transports en Belgique*. Enfin, le BFP élabore annuellement, en collaboration avec la DGSIE, des *Perspectives de population* de long terme.

### ***Working Papers***

Les Working Papers présentent les résultats des recherches en cours menées dans les domaines d'étude du BFP. Ils sont publiés en vue de contribuer à la diffusion de la connaissance de phénomènes essentiellement économiques et d'encourager le débat d'idées. D'autre part, ils fournissent une base conceptuelle et empirique en vue de la prise de décisions. Ils ont souvent un caractère technique et s'adressent à un public de spécialistes.

### ***Planning Papers***

Les Planning Papers présentent des études finalisées portant sur des thèmes de plus large intérêt. Ils ne s'adressent pas spécifiquement à un public spécialisé et sont disponibles en français et en néerlandais.

## **Autres publications**

### ***Rapports***

Les rapports décrivent les résultats de travaux menés sur la base de missions légales ou en réponse à des demandes spécifiques formulées notamment par les autorités, le gouvernement ou le Conseil central de l'économie.

### ***Ouvrages***

Occasionnellement, le BFP publie des études sous forme d'ouvrages.

### ***Short Term Update***

Le Short Term Update (STU) est un bulletin trimestriel en anglais qui dresse un aperçu actualisé de l'économie belge. Élaborés à partir de dizaines d'indicateurs, les divers numéros proposent soit un suivi de la conjoncture, soit une analyse de l'évolution structurelle de l'économie. Par ailleurs, chaque STU se penche plus particulièrement sur une étude du BFP liée à l'actualité économique. Enfin, ce bulletin résume les études en cours du BFP et liste les principales décisions prises par les autorités belges qui peuvent avoir une influence sur la situation économique.

**Bureau fédéral du Plan**  
*organisme d'intérêt public*

Avenue des Arts 47-49  
1000 Bruxelles  
tél. : +32-2-5077311  
fax : +32-2-5077373  
e-mail : [contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)  
<http://www.plan.be>