

PERSPECTIVES

Le paysage énergétique belge à l'horizon 2050

Perspectives à politique inchangée



Bureau
fédéral du Plan
Analyses et prévisions économiques

Octobre 2017

.be

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.

Le BFP établit deux fois par an, en février et en septembre, des prévisions à court terme pour l'économie belge, sous la responsabilité de l'Institut des comptes nationaux. Ces prévisions servent de base à la confection du budget de l'État et au contrôle budgétaire, d'où la dénomination de " budget économique ". Le BFP publie en printemps des perspectives économiques sur un horizon de cinq ans, dont une version préliminaire préparée en mars constitue le cadre macroéconomique du programme de stabilité de la Belgique. Dans la foulée sont élaborées, en collaboration avec des institutions régionales, des perspectives économiques régionales.

Le BFP réalise également, une fois par an, des perspectives financières de long terme centrées sur le coût budgétaire du vieillissement ainsi qu'une analyse de la soutenabilité sociale des pensions, pour le compte du Comité d'étude sur le vieillissement dont il assure le secrétariat.

Chaque année, le BFP élabore, en collaboration avec la Direction générale Statistique, des perspectives démographiques. Tous les trois ans, le BFP élabore pour la Belgique des perspectives énergétiques. Tous les trois ans, il élabore également des perspectives d'évolution de la demande des transports en collaboration avec le SPF Mobilité et Transports. Dans ces trois domaines, ces perspectives sont réalisées sur un horizon de long terme.

PERSPECTIVES

Le paysage énergétique belge à l'horizon 2050

Perspectives à politique inchangée

Octobre 2017



**Bureau
fédéral du Plan**

Analyses et prévisions économiques

Contributions

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

<http://www.plan.be>

Table des matières

Synthèse.....	1
1. Introduction.....	9
2. Méthodologie	11
2.1. Description du scénario de référence	11
2.2. Modèle utilisé	13
3. Hypothèses et cadre politique	15
3.1. Hypothèses macroéconomiques et démographiques	15
3.2. Prix internationaux des combustibles fossiles	18
3.3. Politiques et mesures	20
3.4. Autres hypothèses	22
4. Résultats.....	25
4.1. Consommation finale d'énergie	25
4.1.1. Industrie	29
4.1.2. Secteur résidentiel	34
4.1.3. Secteur tertiaire	38
4.1.4. Transport	40
4.2. Production d'électricité	45
4.2.1. Énergie appelée	46
4.2.2. Offre	47
4.2.3. Coût de la production électrique	57
4.3. Sources d'énergie renouvelables	60
4.4. Consommation intérieure brute d'énergie	62
4.5. Émissions de gaz à effet de serre	66
4.5.1. Émissions de CO ₂	67
4.5.2. Émissions de GES autres que le CO ₂	70
4.5.3. Émissions totales de GES	70
4.6. Coût du système énergétique	72
5. Abréviations et glossaire	74
6. Références	77

Liste des tableaux

Tableau 1	Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique	16
Tableau 2	Évolution du prix du carbone dans les secteurs ETS.....	20
Tableau 3	Taux d'actualisation (en termes réels) utilisés dans le scénario de référence.....	24
Tableau 4	Consommation finale d'énergie des différents secteurs.....	28
Tableau 5	Parc nucléaire belge	48
Tableau 6	Indicateurs relatifs à la production d'électricité	55
Tableau 7	Évolution du taux d'utilisation de différents types de centrales.....	56
Tableau 8	Consommation d'énergie primaire et indicateurs y afférents.....	65
Tableau 9	Évolution des émissions de gaz à effet de serre	70

Liste des graphiques

Graphique 1	Évolution des prix des énergies fossiles	18
Graphique 2	Évolution du prix d'un baril de pétrole brut (Brent)	19
Graphique 3	Évolution de la consommation finale d'énergie par forme d'énergie	26
Graphique 4	Évolution sectorielle de la consommation finale d'énergie.....	28
Graphique 5	Consommation finale énergétique de l'industrie par branche	29
Graphique 6	Taux de croissance annuel moyen de la consommation énergétique des branches industrielles : décomposition entre l'effet activité et l'effet intensité énergétique.....	30
Graphique 7	Consommation finale énergétique de l'industrie par forme d'énergie.....	32
Graphique 8	Évolution des coûts énergétiques de l'industrie	33
Graphique 9	Évolution et décomposition du coût unitaire de l'énergie dans l'industrie	34
Graphique 10	Consommation finale d'énergie du secteur résidentiel par forme d'énergie	35
Graphique 11	Indicateurs relatifs aux besoins énergétiques pour le chauffage.....	36
Graphique 12	Composition des coûts énergétiques dans le secteur résidentiel	37
Graphique 13	Évolution et décomposition du coût unitaire de l'énergie dans le secteur résidentiel	37
Graphique 14	Consommation finale d'énergie du secteur tertiaire par forme d'énergie	38
Graphique 15	Composition des coûts énergétiques dans le secteur tertiaire	39
Graphique 16	Évolution et décomposition du coût unitaire de l'énergie dans le secteur tertiaire	39
Graphique 17	Consommation finale d'énergie du transport, par type de transport	40
Graphique 18	Évolution comparative de l'activité de transport et de sa consommation finale d'énergie	41
Graphique 19	Consommation finale d'énergie du transport, par forme d'énergie	42
Graphique 20	Structure du parc de voitures selon le type de motorisation (à gauche) et la forme d'énergie (à droite)	44

Graphique 21	Évolution du parc de voitures selon le type de motorisation	45
Graphique 22	Énergie appelée en Belgique.....	46
Graphique 23	Importations nettes d'électricité en Belgique	47
Graphique 24	Évolution (du mix) de la production nette d'électricité.....	50
Graphique 25	Production nette d'électricité dans les centrales au gaz naturel.....	51
Graphique 26	Production nette d'électricité à partir de SER.....	52
Graphique 27	Capacité de production installée.....	53
Graphique 28	Capacité de production installée ventilée en unités existantes et investissements (à gauche) et classification des investissements (à droite).....	54
Graphique 29	Évolution de la durée d'utilisation moyenne annuelle des centrales au gaz naturel	56
Graphique 30	Évolution du coût moyen de la production électrique	58
Graphique 31	Évolution des sources d'énergie renouvelables	60
Graphique 32	Évolution du PIB, de la consommation intérieure brute d'énergie et de l'intensité énergétique.....	62
Graphique 33	Évolution et composition de la consommation intérieure brute d'énergie.....	63
Graphique 34	Dépendance énergétique	64
Graphique 35	Importations nettes par forme d'énergie	64
Graphique 36	Consommation d'énergie primaire en Belgique	66
Graphique 37	Évolution des émissions de CO ₂ énergétique, totales et sectorielles.....	68
Graphique 38	Évolution des gaz à effet de serre en fonction du polluant.....	71
Graphique 39	Évolution des émissions de gaz à effet de serre : ETS vs. non ETS	71
Graphique 40	Évolution du coût du système énergétique	72

Synthèse

Le contexte

Tous les trois ans, le Bureau fédéral du Plan (BFP) publie des perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique. La présente publication constitue le sixième volume de la série. Les perspectives énergétiques présentées décrivent l'évolution à politique inchangée de notre système énergétique national jusqu'en 2050. 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. À ce titre, elle peut contribuer utilement au débat à venir sur le pacte énergétique interfédéral visant à établir une vision énergétique commune aux différentes entités fédérées aux horizons 2030 et 2050.

Ce rapport s'inspire du scénario de référence pour la Belgique présenté dans la publication de la Commission européenne *EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050* (CE, 2016). Il diverge néanmoins de l'étude de la Commission puisqu'il se base sur certaines données ou projections nationales spécifiques et qu'il tient compte de mesures politiques plus récentes.

L'approche suivie

Cette édition des perspectives énergétiques pour la Belgique se limite à l'analyse d'un seul scénario, appelé scénario de référence. D'autres scénarios, compatibles cette fois avec les objectifs climat-énergie à moyen et long terme seront étudiés dans une publication séparée.

Le scénario de référence décrit donc l'évolution à politique inchangée du système énergétique et des émissions de gaz à effet de serre de la Belgique d'ici 2050. Plus précisément, il considère la poursuite des politiques mises en œuvre, des mesures approuvées et des tendances actuelles sur un horizon de 35 ans. Le choix d'un horizon aussi long permet de s'inscrire dans les initiatives européenne, nationale et régionale afin d'assurer la transition vers une énergie propre ou une société bas carbone en 2050. Il s'explique aussi par le fait que le secteur énergétique présente, à l'instar de l'industrie et des bâtiments, des cycles d'investissement très longs.

En sus des politiques menées ou approuvées, le scénario de référence part du principe que les objectifs contraignants 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 émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs couverts par le système européen d'échange de quotas d'émissions (ETS) et 27 objectifs nationaux pour les émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs non ETS et pour le déploiement des sources d'énergie renouvelables (SER). 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 les secteurs non ETS et pour les SER.

Enfin, il convient de préciser que le scénario de référence n'a pas vocation de *prévoir* les changements qui surviendront dans les 35 prochaines années mais de *projeter* l'évolution du système énergétique belge, sachant que cette évolution est conditionnée à un certain nombre d'hypothèses et de déterminants ainsi qu'au modèle utilisé.

Les principaux messages

Les perspectives énergétiques présentées ici véhiculent essentiellement six messages qui sont résumés par thème ci-dessous. Ces messages sont également présentés en termes quantitatifs dans un tableau repris à la fin de cette synthèse.

L'efficacité énergétique s'améliore dans tous les secteurs et conduit à une réduction de la consommation énergétique du pays. 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 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 9 % entre 2015 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 secteurs de la demande finale (industrie, résidentiel, tertiaire et transport) que dans les secteurs de la transformation (production d'électricité, raffinage, etc.), 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, le charbon et l'énergie nucléaire pour le gaz naturel et l'électricité (plus efficaces) et les sources d'énergie renouvelables.

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 8 % entre 2015 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 référence 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 46,7 Mtep, ce qui représente 3 Mtep de trop par rapport à l'objectif absolu. La consommation d'énergie primaire se réduit entre 2020 et 2030 où elle atteint 40,1 Mtep puis elle se stabilise quasiment, parallèlement à la consommation intérieure brute d'énergie, jusqu'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

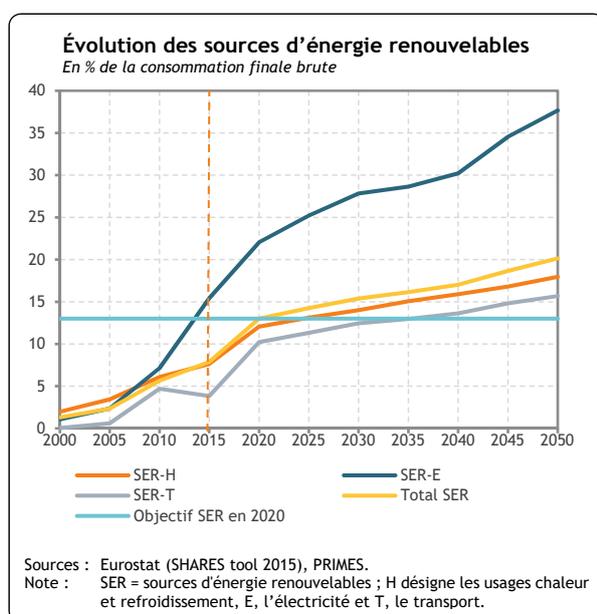
secteurs résidentiel et tertiaire et du transport). Conformément au même article 3 de la Directive européenne 2012/27/UE, la Belgique a communiqué à la Commission européenne un objectif indicatif de consommation finale d'énergie de 32,5 Mtep d'ici 2020. Si on compare le niveau estimé en 2020 (35,5 Mtep) à ce plafond, on constate un écart de 3 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 38 % en 2050.

Les sources d'énergie renouvelables revêtent une 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 plus spectaculaire : pas moins de 38 % 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 2030, la part des SER dans la demande finale brute d'énergie progresse encore et s'établit à 15 % puis à 20 % en 2050 % (à titre de comparaison, cette part était de 1 % en 2000 et de quelque 8 % en 2015).

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 la consommation d'énergie pour le chauffage et le refroidissement est plutôt modeste : elle passe de 8 % en 2015 à 14 % en 2030 pour finalement atteindre 18 % en 2050.



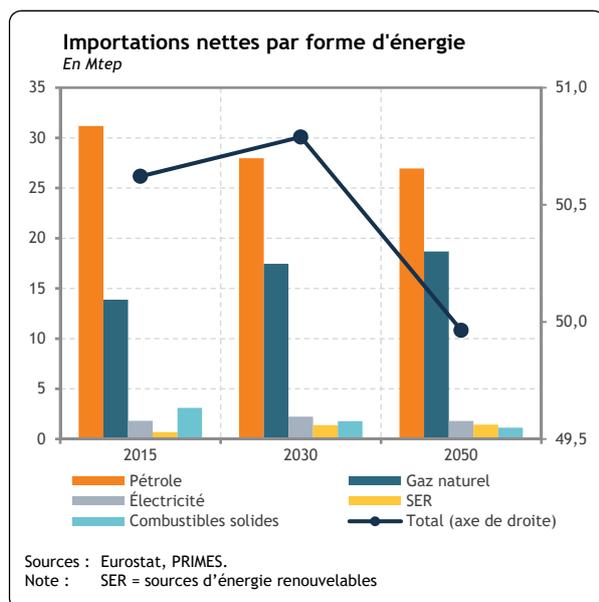
La part des SER dans la demande finale brute d'électricité passe de 15 % en 2015 à 28 % en 2030 et enfin à 38 % en 2050. En termes de production nette d'électricité, la part des SER s'élève à 47 % en 2050 et est ventilée comme suit : 32 % pour l'éolien, 6 % pour le solaire photovoltaïque, 9 % pour la biomasse et les déchets et 0,4 % pour l'énergie hydroélectrique (hors pompage-turbinage).

Quant à la part des SER pour le transport, elle passe de 4 % en 2015 à 12 % en 2030 pour atteindre 16 % en 2050. Cet accroissement est dû à la pénétration continue des biocarburants d'abord de première génération, ensuite de deuxième génération et à la percée du transport routier électrique de passagers, surtout après 2030.

Le pourcentage global en 2020 (tout comme la part SER-T) respecte par hypothèse 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 quatre points de pourcentage entre 2015 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). Les importations nettes d'énergie s'établissent à 50,8 Mtep en 2030 puis se réduisent pour atteindre 50 Mtep en 2050, soit sous le niveau de 2015 (50,6 Mtep). Les importations nettes désignent les importations déduction faite des exportations. Quant au rapport entre les importations nettes et la consommation intérieure brute d'énergie, qu'on appelle *dépendance énergétique*, on constate qu'il culmine en 2030 (91 % contre 84 % en 2015) puis connaît un fléchissement pour atteindre un taux de 88 % en 2050.



La composition des importations nettes montre clairement la prépondérance (des produits) du pétrole et, en second lieu, du gaz naturel. Les importations nettes de pétrole diminuent de 14 % sur l'ensemble de la période de projection, tandis que les importations de gaz naturel augmentent de 35 %. Les combustibles solides, principalement le charbon, continuent à céder du terrain : les importations chutent de 64 %.

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 12 milliards EUR de plus (en termes réels) aux importations de combustibles fossiles en 2050 par rapport à la facture de 2015. Une ventilation par type de combustible indique que les dépenses augmenteront de 8 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. Il s'agit de biomasse solide ou liquide (surtout des biocarburants). Ces importations progressent surtout entre 2010 et 2020 (elles sont pratiquement multipliées par deux) à la faveur de l'objectif SER à atteindre en 2020, puis elles se stabilisent entre 2020 et 2050.

Une partie importante de l'électricité est également importée. Après avoir atteint un niveau absolu relativement élevé en 2015 (21 TWh), les importations nettes d'électricité reculent légèrement à l'approche de 2020. Ce recul est à mettre sur le compte d'une production nucléaire plus élevée et du développement

des sources d'énergie renouvelables suite à la mise en œuvre de la directive SER. Entre 2020 et 2030, les importations augmentent essentiellement pour compenser la baisse de production due au démantèlement des centrales nucléaires. Après s'être stabilisées, les importations nettes d'électricité diminuent légèrement à partir de 2040 pour finalement atteindre un niveau de 21 TWh.

La Belgique importe de l'électricité, mais 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, mais également pour remplacer les unités obsolètes et démantelées et basculer progressivement d'un système où environ deux tiers de la capacité est 'fiable disponible' (*Reliable Available*) à un système où 43 % de la capacité est 'indisponible' (*Unavailable*).

On estime que, d'ici 2050, il faudra prévoir chaque année une capacité de production additionnelle d'environ 1 100 MW. Ce chiffre est 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 : la décision d'investir doit être prise environ 4 ans auparavant (pour les centrales à gaz à cycle combiné). Une analyse plus fine montre que la période postérieure à 2030 est la plus critique, car la demande progresse sensiblement et une grande partie des investissements de remplacement sont prévus pour cette période. En termes monétaires, les investissements à réaliser d'ici 2050 représentent un montant total de 32 milliards EUR, dont 15 milliards à injecter avant 2030 et 17 milliards entre 2030 et 2050.

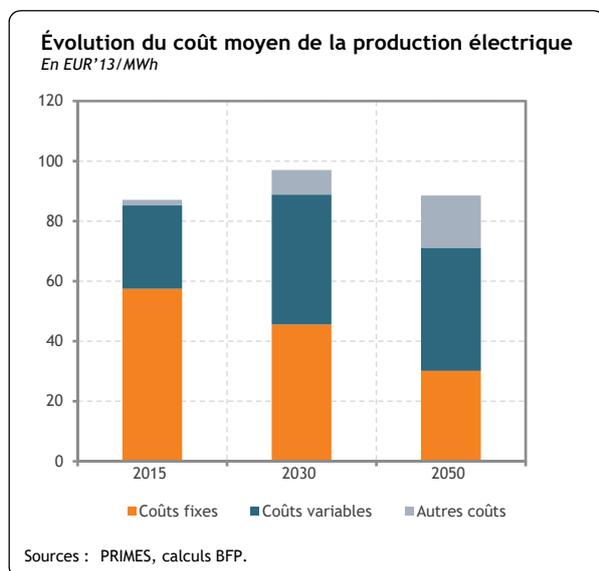
La production d'électricité évolue vers un système bipolaire. En 2050, les sources d'énergie renouvelables variables représentent 37 % de la production d'électricité, ce qui aura inévitablement des conséquences sur le fonctionnement du système électrique, sur le coût moyen de la production électrique 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 légèrement 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 47 % (dont environ quatre cinquièmes d'énergie renouvelable variable) de la production nette, et le gaz naturel qui assure quasiment les 53 % restants 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. Malgré la sortie du nucléaire et l'accroissement de l'électricité produite à partir de gaz naturel, le mix futur entraîne une contraction de 15 % de l'intensité en carbone de la production électrique : cette intensité passe de 194 tCO₂/GWh en 2015 à 165 tCO₂/GWh en 2050.

En ce qui concerne le fonctionnement du système électrique, on relève l'évolution chaotique du *taux d'utilisation* du parc de production. Cela s'explique par les taux d'utilisation différents des technologies

utilisées : alors qu'ils augmentent dans le cas des SER en raison des améliorations logistiques et d'efficacité, celui des centrales au gaz suit une évolution ressemblant au dos d'un chameau. Au début de la période de projection, les centrales au gaz naturel sont moins sollicitées car on dispose pleinement de la capacité installée totale des centrales nucléaires. Mais on y a de nouveau davantage recours dès que les centrales nucléaires disparaissent du paysage énergétique. Dans une dernière phase, les centrales au gaz naturel endossent davantage le rôle de fournisseur de la charge résiduelle et de la flexibilité. Par conséquent, leur nombre d'heures de charge diminue sensiblement.

Ces développements ont un impact significatif sur les coûts, surtout à moyen terme. Entre 2015 et 2030, le coût de la production d'électricité augmente de 11 % : il passe de 87 EUR/MWh à 97 EUR/MWh, principalement en raison de la hausse du coût des combustibles (+ 58 %), et plus particulièrement celui du gaz naturel. La hausse du coût de production s'explique également, dans une moindre mesure, par les dépenses croissantes exposées pour acheter des quotas d'émissions dans le système ETS (autres coûts).



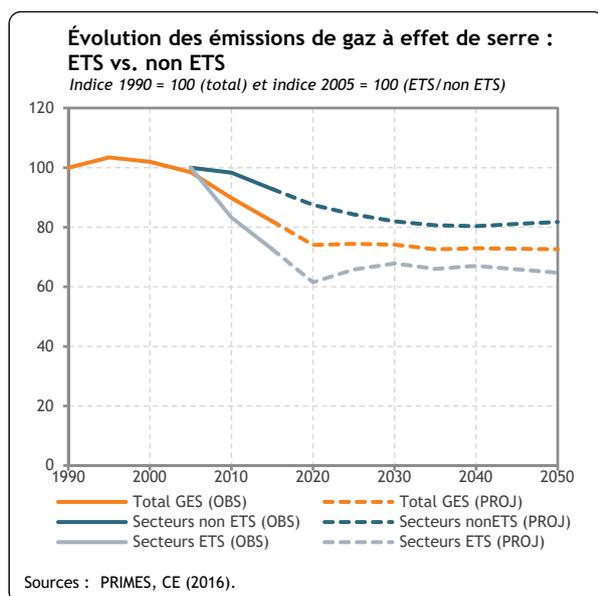
Après 2030, la situation change radicalement grâce aux développements technologiques et aux effets d'apprentissage qui contribuent à comprimer le coût du capital. Ce sont principalement l'éolien offshore et l'énergie solaire qui recueillent les fruits des effets d'apprentissage et d'échelle. En conséquence, leur coût d'investissement est sensiblement revu à la baisse. 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 au niveau de l'offre et d'autre part, le ralentissement (voire la quasi-stabilisation) (des hausses) du prix du gaz

naturel. Mais on relève surtout la nette hausse de la part des coûts qui représente l'achat de quotas d'émissions dans le système ETS : elle passe de 8 % en 2030 à 20 % en 2050. Naturellement, les deux dernières catégories de coûts concernent uniquement l'électricité produite à partir de gaz naturel. Ces évolutions conduisent à un coût moyen de production électrique de 89 EUR/MWh en 2050, soit seulement 2 % de plus que le niveau de 2015.

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.

D'ici 2020, date butoir du paquet législatif Climat-Énergie, les émissions totales de gaz à effet de serre se réduisent considérablement. Elles s'établissent à 111,3 Mt équivalent CO₂, soit 26 % sous le niveau de 1990. Après 2020, les émissions totales de gaz à effet de serre stagnent jusqu'en 2030 puis diminuent très légèrement jusqu'à atteindre 109,1 Mt en 2050. Elles se situent alors 27 % sous le niveau de 1990.

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 fermeture des centrales au charbon et à la pleine production du parc nucléaire (en raison du prolongement de dix ans de la durée de vie opérationnelle des trois réacteurs les plus anciens).

Au-delà de 2020 et jusqu'en 2030, les émissions des secteurs ETS repartent à la hausse tandis que celles des secteurs non ETS poursuivent leur décroissance. Enfin, entre 2030 et 2050, les émissions se

stabilisent quasiment pour les deux catégories de secteurs. En 2050, elles se situent respectivement 35 % et 18 % sous le niveau de 2005. La tendance dans les secteurs ETS a pour origine l'arrêt de toutes les centrales nucléaires entre 2020 et 2025 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 quotas d'émissions (ou le coût des enchères) sont estimées à 1,3 milliards EUR en 2030 et à 3,4 milliards EUR 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 augmentation d'ici 2030 suivie par un repli vers des niveaux inférieurs (en termes réels) à ceux de 2015 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 11 % du PIB en 2015, le coût du système énergétique belge s'accroît sensiblement d'ici 2030 pour atteindre 13,6 %. La progression est surtout tirée par les dépenses en capital dont la part dans le coût total passe de 21 % en 2015 à 28 % en 2030. Après 2030, le coût du système énergétique rapporté au PIB amorce une pente descendante jusqu'à retrouver en 2050 une valeur proche de celle de 2015 (11,8 % du PIB). Toutefois la part des dépenses d'investissement continue de croître : elle s'établit à 33 % 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 rapporté aux dépenses de consommation finale des ménages. Dans les trois secteurs que sont l'industrie,

PERSPECTIVES

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 2030 : 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 2030 à 2050 : la baisse constante de l'intensité énergétique domine alors l'effet prix de l'énergie.

Synthèse des principaux résultats du scénario de référence

	2015	2030	2050
Consommation d'énergie primaire (en Mtep)	44,5	40,1	40,9
Consommation finale d'énergie (en Mtep)	34,6	34,6	35,5
Émissions GES non ETS (en Mt éq-CO ₂)	72,5	64,0	63,8
Part des SER dans la CFBE (en %)	8	15	20
Dépendance énergétique (en %)	84	91	88
Coût du système énergétique (en % du PIB)	11,0	13,6	11,8
Coût unitaire de l'énergie dans l'industrie (en % de la VA)	12,7	13,8	11,2
Intensité en carbone du secteur électrique (en tCO ₂ /GWh)	194	198	165
Émissions GES ETS (en Mt éq-CO ₂)	50,7	47,4	45,2
Coût moyen de la production électrique (en EUR/MWh)	87	97	89
Part des SER dans la production nette d'électricité (en %)	23	39	47
Coût des investissements dans la capacité de production électrique ^(*) (en milliards EUR)	-	15	17

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 2015-2030 et 2030-2050 respectivement.

1. Introduction

Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a présenté un paquet de mesures visant à maintenir la compétitivité de l'Union européenne dans le contexte des changements apportés par la transition vers une énergie propre. Cette initiative porte le nom de *'Une énergie propre pour tous les Européens'* (*'Clean Energy for all Europeans'* en anglais). Le paquet de mesures est constitué de propositions législatives, de stratégies et de pistes d'actions.

Les propositions législatives portent sur l'efficacité énergétique, les sources d'énergie renouvelables, l'organisation du marché de l'électricité, la sécurité d'approvisionnement électrique et les règles de gouvernance pour l'Union de l'énergie. Les stratégies concernent notamment la mobilité connectée et automatisée. Les actions et mesures proposées visent à accélérer l'innovation pour l'énergie propre, à rénover les bâtiments en Europe, à encourager les investissements publics et privés, à promouvoir la compétitivité des entreprises de l'Union européenne (UE) et à atténuer l'impact sociétal de la transition énergétique.

Le paquet devra en particulier permettre de réaliser le cadre européen pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030 adopté par le Conseil européen en octobre 2014. Le cadre européen fixe trois grands objectifs pour 2030 : réduire de 40 % les émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne par rapport à 1990, porter la part des sources d'énergie renouvelables dans la demande finale brute d'énergie de l'Union européenne à au moins 27 % et améliorer l'efficacité énergétique dans l'Union européenne d'au moins 27 % par rapport à un niveau de référence. Pour l'objectif d'efficacité énergétique, le Conseil européen de juin 2017 a précisé sa position et l'a fixé à 30 %.

Le cadre européen pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030 s'inscrit dans le prolongement du paquet Climat-Énergie à l'horizon 2020 et est également conforme aux trajectoires à long terme définies dans la feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 (mars 2011), dans le livre blanc sur les transports (mars 2011) et dans la feuille de route pour 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, analysées par la Commission européenne, nécessitent des changements profonds quant aux systèmes énergétiques mis en place dans les États membres. Ces changements sont suscités par les politiques et mesures définies au niveau européen (directives, règlements, etc.) mais dépendent aussi des choix opérés dans le domaine énergétique à l'échelle nationale et régionale. Citons par exemple les stratégies régionales en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique et les politiques en matière de mobilité (fiscalité, investissements dans les transports publics, etc.). Parallèlement, on constate des évolutions notables au niveau de la demande d'électricité 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, dans un premier temps, l'évolution de notre système énergétique national compte tenu des politiques et mesures d'ores et déjà adoptées et de l'application du paquet

législatif Climat-Énergie en 2020. Pour la période postérieure à 2020, on part du principe que la politique suivie est inchangée. Dans un deuxième temps, ces perspectives à politique inchangée serviront de référence pour l'étude de scénarios alternatifs compatibles avec les objectifs climat-énergie à moyen et long terme et pour des analyses ciblées sur le système électrique. Cette étude et ces analyses seront publiées dans la foulée de la présente publication. Cette série de rapports est destinée à éclairer l'action politique dans différents domaines. Ainsi, elle peut contribuer utilement au débat à venir sur le pacte énergétique interfédéral visant à établir une vision énergétique commune aux différentes entités du pays aux horizons 2030 et 2050. Elle peut également étayer les discussions en cours entre la Belgique et la Commission européenne à propos des propositions législatives dans le cadre du paquet pour une énergie propre.

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 sixième de la série, vise à décrire un scénario de référence (et uniquement ce scénario). Ces perspectives se fondent dans une large mesure sur la publication *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG emissions - Trends to 2050* de la Commission européenne (CE, 2016) mais tiennent compte de données et analyses nationales spécifiques.

La publication est divisée en trois parties. La première est consacrée à la méthodologie. On y précise le but, la méthode et le principe d'un scénario de référence, à politique inchangée. La deuxième partie décrit les principales hypothèses et le cadre politique retenus pour la modélisation. La troisième et dernière partie se penche sur les résultats obtenus. Plus précisément, elle 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.

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 Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050* (CE, 2016). Dans cette publication, la Commission s'est appliquée à élaborer un scénario de référence pour l'UE-28 tout en présentant des résultats distincts et détaillés pour chacun des États membres. Bâtir un scénario s'inspirant de la publication *EU Reference Scenario 2016* présente l'avantage d'intégrer la dimension européenne qui est essentielle pour établir des perspectives énergétiques pour la Belgique. À titre d'illustration, la dimension européenne est particulièrement pertinente pour le prix du carbone dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émission (Ang. : *EU Emission Trading System*) et les imports/exports dans le cadre du marché intérieur de l'énergie.

En revanche, le scénario de référence élaboré par la CE peut présenter des différences avec certaines données ou projections nationales spécifiques et/ou plus récentes en raison du décalage entre les calendriers de réalisation des deux exercices. Dès lors, nous proposons dans la présente publication un scénario de référence adapté qui se fonde essentiellement sur le scénario belge de (CE, 2016), tout en tenant compte de statistiques et chiffres plus récents propres à la Belgique ou relatifs au contexte international. Les adaptations sont décrites dans le chapitre 3.

2.1. Description du scénario de référence

Le scénario de référence fournit une description de l'évolution du paysage énergétique belge d'ici 2050. Il n'a pas vocation de *prévoir* les changements qui surviendront dans les 35 prochaines années mais de *projeter* une évolution possible du système énergétique belge, conditionnée à un certain nombre d'hypothèses et de déterminants ainsi qu'à la méthodologie (ou modèle) utilisée.

Les hypothèses et déterminants sont explicités dans le chapitre 3 où ils sont rassemblés en quatre volets : les hypothèses macroéconomiques et démographiques, les prix internationaux des combustibles, les politiques et mesures et les autres hypothèses, de nature plus technicoéconomique. Le modèle utilisé est quant à lui décrit brièvement dans la section 2.2 ci-dessous.

Implicitement, un scénario de référence est un scénario « à politique inchangée ». En d'autres termes, il décrit l'évolution du système énergétique belge en considérant la poursuite jusqu'en 2050 des politiques menées ou approuvées et des tendances actuelles. Le scénario de référence présenté dans cette publication déroge néanmoins à cette règle implicite sur un point : on présuppose en outre que les objectifs belges contraignants du paquet Climat-Énergie seront atteints en 2020¹.

Ce faisant, le scénario de référence constitue également un *point de repère* ('benchmark') pour évaluer d'autres scénarios, dès lors qu'il permet de déterminer l'impact quantitatif de mesures politiques nouvelles ou d'objectifs énergétiques et/ou climatiques à plus long terme (au-delà de l'année 2020). Cette

¹ En d'autres termes, on suppose implicitement que des politiques additionnelles seront menées pour atteindre les objectifs relatifs aux émissions de gaz à effet de serre et aux sources d'énergie renouvelables.

caractéristique du scénario de référence a été valorisée par la CE dans l'évaluation des impacts de différentes mesures proposées dans le paquet pour une énergie propre présenté le 30 novembre 2016 dernier. La présente publication n'exposera toutefois que le scénario de référence, à l'instar de (CE, 2016). Des scénarios alternatifs seront analysés dans une prochaine publication.

Encadré 1 Qu'entend-on par scénario de référence ?

Pour que la présente publication puisse être utilisée à bon escient, il importe d'interpréter le scénario de référence de manière correcte. C'est pourquoi nous précisons dans cet encadré la raison d'être d'un tel scénario.

Le scénario de référence est une projection, et non une prévision, du système énergétique belge actuel sur la base des meilleures informations disponibles au moment de la modélisation. Plus l'horizon est lointain, plus la projection est grevée d'incertitudes. De plus, toute décision politique additionnelle ou nouvelle avancée technologique peut conduire à une évolution totalement différente de celle présentée dans cette publication. Les présentes perspectives ne visent donc pas à appréhender l'évolution réelle du système énergétique belge de la manière la plus correcte possible, mais bien à se faire une idée de sa trajectoire attendue si la politique menée reste inchangée et s'il n'est pas soumis à de nouveaux objectifs contraignants.

Naturellement, de brusques changements économiques et sociétaux (une vague migratoire, une crise économique et financière...) ou de formidables avancées technologiques (la commercialisation de batteries très bon marché, un transport électrique des voyageurs totalement automatisé...) auront un impact sur l'évolution réelle du système énergétique, mais le scénario de référence n'a pas pour mission d'en tenir compte. En effet, le scénario de référence contribue simplement à mieux comprendre l'évolution du système énergétique si nous poursuivons les tendances et la politique d'aujourd'hui et d'hier dans un cadre de réflexion économique inchangé.

Idéalement, on trouve à côté de cette trajectoire de référence plusieurs scénarios dans lesquels on suppose que la politique menée peut donner un nouveau cap ou réussir à atteindre des objectifs prédéfinis. Comparer le scénario de référence aux scénarios alternatifs permet d'obtenir des informations sur l'impact potentiel de la politique supposée et/ou des objectifs fixés sur le système énergétique et les émissions belges.

Le scénario de référence décrit donc l'évolution à politique inchangée du système énergétique belge sur un horizon de plus de 30 ans. 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. Ce choix s'explique essentiellement par deux éléments : d'une part, l'engagement de la Belgique et de l'Union européenne à assurer une transition vers une société bas carbone à l'horizon 2050, et d'autre part, le fait que le secteur énergétique, l'industrie et les bâtiments présentent des cycles d'investissement très longs. De ce fait, la plupart des investissements d'infrastructure, de capacité de production et autres investissements entrepris à court terme seront toujours présents en 2030 (et au-delà) et influenceront le paysage énergétique à long terme.

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 énergétique². 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.

Comme précisé ci-dessus, le scénario de référence part du principe que les objectifs contraignants fixés dans le paquet législatif Climat-Énergie 2020 seront atteints. Il s'agit des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de développement des sources d'énergie renouvelables (SER). Pour calculer l'évolution de ces indicateurs, 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 émissions de GES des secteurs ETS (à savoir les secteurs couverts par le système européen d'échange de quotas d'émissions) et 27 objectifs nationaux pour les émissions de GES des 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 %³ continuera à être appliqué. En revanche, aucun objectif n'est fixé pour les secteurs non ETS. En ce qui concerne le volet SER, les objectifs nationaux stipulés dans le paquet Climat-Énergie déterminent l'ampleur des efforts à déployer à l'horizon 2020, compte tenu d'un recours possible mais néanmoins limité aux mécanismes de flexibilité intra-UE. Au-delà de 2020, les politiques et mesures sous-tendant ces efforts continuent à poursuivre leurs effets mais aucun objectif n'est défini pour le déploiement des SER.

2.2. Modèle utilisé

Pour élaborer les 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 »)⁴. 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 économétriques et d'équilibre général.

² Il va de soi que les investissements nécessaires seront plus importants si on se lance dans une transition énergétique.

³ *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.*

⁴ 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).

PRIMES génère des perspectives énergétiques et d'émissions à long terme 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)⁵. Pour certains inputs ou hypothèses, ce laboratoire fait appel aux données fournies par d'autres modèles, universités ou instituts scientifiques. C'est le cas notamment pour l'évolution des prix de l'énergie sur les marchés internationaux (provenant du modèle PROMETHEUS) et pour le contexte macroéconomique et multisectoriel (provenant du modèle GEM-E3).

Les émissions calculées par le modèle PRIMES portent sur les émissions de CO₂ d'origine énergétique et celles liées aux processus industriels. Les possibilités de réduction des émissions de GES autres que le CO₂ en fonction de la valeur du carbone sont chiffrées grâce aux courbes de coût marginal d'abattement calculées par le modèle GAINS. Les courbes de coûts sont définies par type de GES (CH₄, N₂O et gaz F) et par pays.

⁵ Pour une description détaillée du modèle PRIMES, voir : http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=35&Itemid=80&lang=en

3. Hypothèses et cadre politique

Pour élaborer le scénario de référence, nous sommes partis des perspectives énergétiques 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 et publiées en juillet 2016 (CE, 2016). On relève toutefois plusieurs différences entre le scénario de référence étudié dans la présente publication et le scénario de référence décrit dans (CE, 2016). Les principales différences portent sur les éléments suivants : les perspectives démographiques, la croissance économique à long terme (2030-2050), l'évolution des prix internationaux des combustibles fossiles à moyen terme (2015-2023), les statistiques énergétiques 2015, l'évolution des accises sur l'essence et le diesel, un potentiel plus limité d'énergie hydroélectrique et la révision du calendrier de fermeture du parc nucléaire en Belgique (conformément à la loi du 28 juin 2015⁶).

Les principales hypothèses et le cadre politique retenus pour élaborer le scénario de référence sont décrits ci-dessous. Ils sont rassemblés en quatre volets : les hypothèses macroéconomiques et démographiques, les prix internationaux des combustibles fossiles, les politiques et mesures et d'autres hypothèses, de nature plus technicoéconomique.

3.1. Hypothèses macroéconomiques et démographiques

L'activité économique et la (composition de la) population constituent des déterminants clés de la demande future d'énergie. Les perspectives macroéconomiques et démographiques sont exogènes au modèle⁷. Le tableau 1 reprend un certain nombre d'indicateurs qui y font référence et qui servent de base aux projections énergétiques du scénario de référence. Il présente tant les valeurs absolues que les taux de croissance annuels. La partie inférieure du tableau concerne les projections macroéconomiques et macrosectorielles, la partie supérieure se focalise sur les projections démographiques.

L'énergie est essentielle pour l'économie belge, non seulement pour le fonctionnement des entreprises, mais également dans notre vie quotidienne en tant que consommateurs d'électricité pour nous éclairer, d'essence pour nous déplacer ou encore de gaz naturel pour nous chauffer.

L'évolution de l'activité économique (changements du tissu industriel, tertiarisation de l'économie, revenu des ménages, transport de biens et services) a un impact évident sur la consommation d'énergie d'un pays. L'activité économique est habituellement décrite par le produit intérieur brut (PIB) et ses composantes. Les perspectives de PIB pour la Belgique reposent sur deux sources : les perspectives à court terme publiées par la Direction générale des affaires économiques et financières (DG ECFIN) de la Commission européenne, complétées et, au besoin, adaptées sur la base des perspectives de croissance à moyen terme publiées par le Bureau fédéral du Plan (BFP, 2016). Les perspectives de croissance à long terme suivent les évolutions publiées dans le rapport du Comité d'étude sur le vieillissement de juillet 2016 (CSF, 2016). L'évolution du PIB retenue pour notre scénario de référence se différencie de

⁶ Moniteur belge (2015), *Loi modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement sur le plan énergétique*, 6 juillet 2015.

⁷ Les séries temporelles historiques ont été mises à jour jusqu'en 2015 sur la base des statistiques publiées par Eurostat.

celle utilisée pour le scénario de référence de (CE, 2016) essentiellement sur le long terme. Ainsi, notre scénario de référence table sur une croissance annuelle moyenne du PIB de 1,7 % entre 2030 et 2050 tandis que celui de (CE, 2016) mise sur 2,0 %. Sur la période 2010-2030, le PIB croît de 1,3 % en moyenne par an dans les deux scénarios.

Le modèle GEM-E3⁸ a ensuite été utilisé pour estimer la structure de l'économie et la valeur ajoutée brute produite par les différentes branches d'activité⁹, et ce de manière cohérente avec les perspectives de PIB.

La démographie influence l'évolution de l'économie à long terme et constitue 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.

Tableau 1 Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique

	2015	2030	2050	15//30	30//50	15//50
Population ⁽¹⁾	11,2	12,0	12,7	0,4	0,3	0,4
Nombre de ménages ⁽¹⁾	4,8	5,3	5,8	0,6	0,5	0,5
Taille moyenne d'un ménage ⁽²⁾	2,32	2,27	2,21	-0,1	-0,2	-0,1
PIB ⁽³⁾	401,1	494,3	692,5	1,4	1,7	1,6
VA brute de l'industrie ⁽³⁾	50,6	59,6	76,9	1,1	1,3	1,2
Sidérurgie	2,0	2,0	2,1	0,1	0,1	0,1
Métaux non ferreux	1,0	1,1	1,2	0,7	0,5	0,6
Chimie	14,0	15,8	18,5	0,8	0,8	0,8
Minéraux non métalliques	2,5	3,1	3,9	1,4	1,1	1,2
Papier	2,2	2,7	3,5	1,3	1,3	1,3
Alimentation, boissons, tabac	8,5	10,2	13,5	1,2	1,4	1,3
Fabrications métalliques	13,4	17,2	25,3	1,7	1,9	1,8
Textile	1,4	1,2	0,9	-1,1	-1,1	-1,1
Autres	5,7	6,3	8,1	0,7	1,2	1,0
VA brute du secteur tertiaire ⁽³⁾	277,0	345,3	494,0	1,5	1,8	1,7
Services marchands	153,7	200,1	295,0	1,8	2,0	1,9
Services non marchands	77,1	89,1	123,1	1,0	1,6	1,3
Commerce	43,4	53,3	73,3	1,4	1,6	1,5
Agriculture	2,8	2,9	3,0	0,3	0,2	0,2

Sources : BFP/DGS (2016), CSF (2016), BFP (2016), E3M-Lab.

Note : PIB = produit intérieur brut ; VA = valeur ajoutée ; // : taux de croissance annuel moyen en %.

⁽¹⁾ : en millions.

⁽²⁾ : nombre de personnes par ménage.

⁽³⁾ : en milliards EUR de 2013.

Les perspectives de population et de ménages sur lesquelles repose notre scénario de référence, se fondent sur les perspectives démographiques du Bureau fédéral du Plan et du SPF Économie (Statistics Belgium) publiées en 2016 (BFP/DGS, 2016). La cohérence avec les perspectives d'évolution du PIB est

⁸ Pour plus d'information sur le modèle GEM-E3, voir :

http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=36%3Agem-e3&Itemid=71&layout=default&lang=en

⁹ En tenant compte, dans la mesure de leur disponibilité, des évolutions récentes (en 2016) et dans la mesure du possible, des perspectives de croissance des valeurs ajoutées sectorielles de (BFP, 2016).

ainsi assurée. Ces perspectives démographiques présentent d'importantes divergences avec celles utilisées dans (CE, 2016). Pour information, ces dernières sont tirées des perspectives de population EUROPOP2013 (Eurostat, 2014), basées sur une méthodologie commune à tous les États membres.

Selon (BFP/DGS, 2016), la population de la Belgique passe de 11,2 millions d'habitants en 2015 à 12,7 millions d'habitants en 2050, soit un taux de croissance moyen de 0,4 % par an sur la période ou 1,5 millions d'habitants de plus. Le scénario de référence de la CE table quant à lui sur 14,8 millions d'habitants en 2050. En 2050, l'écart entre les deux projections est de quelque deux millions d'habitants. Cet écart s'explique principalement par des hypothèses différentes en matière de migration internationale en Belgique.

Les perspectives démographiques (BFP/DGS, 2016) présentent non seulement des perspectives de population mais aussi des perspectives de ménages. Suite à la part croissante des ménages d'une personne, le nombre de ménages privés augmente plus vite que la population (0,5 % par an en moyenne entre 2015 et 2050). La taille moyenne des ménages en Belgique diminue donc (2,21 personnes par ménage en 2050 comparé à 2,34 en 2015).

Encadré 2 Comparaison des hypothèses retenues avec des projections plus récentes

En mars 2017, de nouvelles perspectives démographiques – population et ménages – ont été publiées (BFP/DGS, 2017). Au niveau de la Belgique et à l'horizon 2050, ces perspectives sont comparables à celles publiées en 2016 ; les hypothèses démographiques que nous avons retenues sont donc cohérentes avec les perspectives publiées en 2017.

En juin 2017, le BFP a rendu public ses nouvelles perspectives économiques à moyen terme (BFP, 2017)⁽¹⁾. Elles couvrent la période 2017-2022. Sur la période 2015-2020, commune aux deux exercices, le taux de croissance annuel moyen du PIB s'y établit à 1,50 %, soit un taux de croissance comparable à celui retenu pour notre scénario de référence (1,47 %). Par contre, de légères divergences sont à épingleter au niveau des branches d'activité.

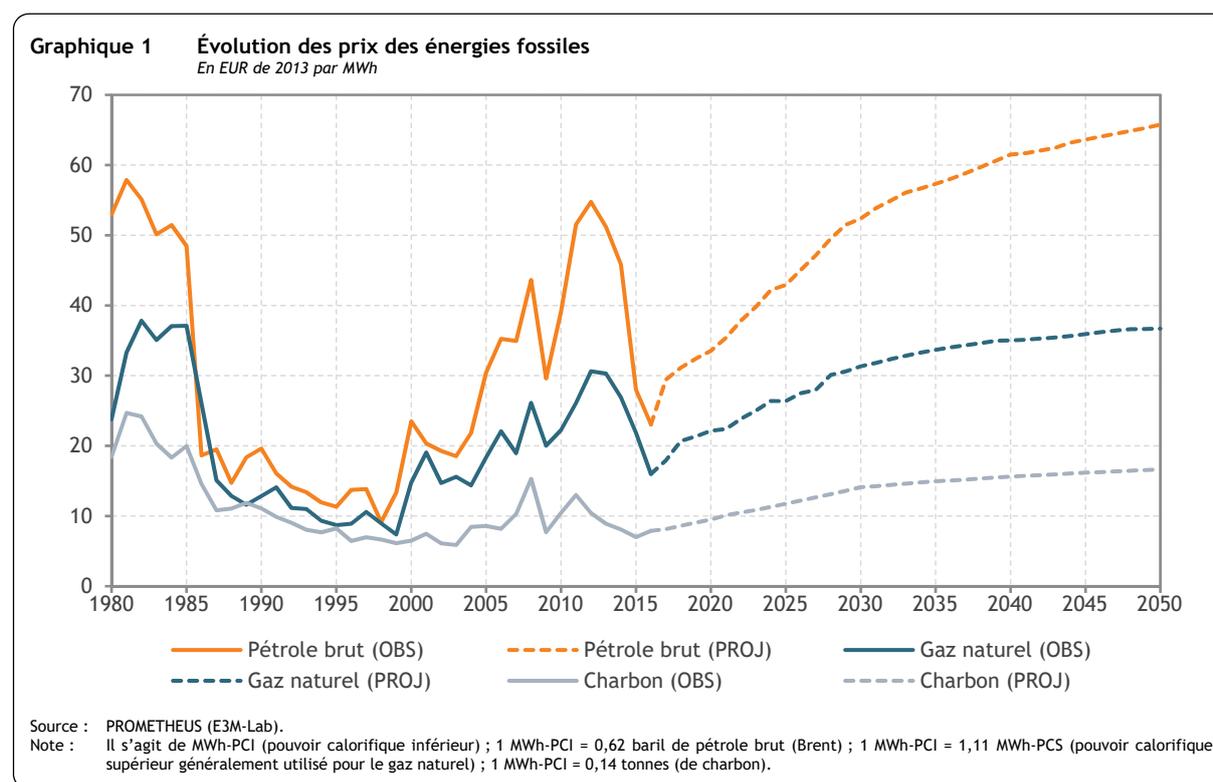
Enfin, en juillet 2017, les dernières perspectives du Comité d'étude sur le vieillissement (CSF, 2017) présentent des taux de croissance à long terme de l'économie belge. À nouveau, les hypothèses que nous avons retenues sont proches de ces perspectives récentes qui tablent sur un taux de croissance annuel moyen du PIB de 1,4 % sur la période 2015-2030 et de 1,7 % entre 2030 et 2050.

⁽¹⁾: Cette publication annuelle du BFP présente également des perspectives énergétiques à politique inchangée, mais à un horizon de cinq ans. Elles s'appuient sur le modèle macrosectoriel HERMES.

3.2. Prix internationaux des combustibles fossiles

Les prix des énergies fossiles constituent également un facteur important dès lors qu'ils influencent la quantité et le type d'énergie consommée. Les prix mentionnés dans la présente publication se fondent sur le modèle stochastique pour le marché mondial de l'énergie PROMETHEUS. Le modèle PROMETHEUS¹⁰ calcule des trajectoires cohérentes de prix pour le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon compte tenu de l'évolution de la demande énergétique mondiale, des ressources et des réserves (conventionnelles et non conventionnelles), des coûts d'extraction et des échanges bilatéraux entre les différentes régions du monde. S'agissant de la demande énergétique mondiale, celle-ci est influencée (entre autres) par la rigueur des politiques climatiques. D'ici 2020, les engagements pris lors des sommets climatiques de Copenhague et Cancun sont intégrés dans le modèle au travers des prix du carbone et de mesures politiques spécifiques.

Les projections de prix des combustibles fossiles ont été finalisées en janvier 2017. Elles sont présentées dans le graphique 1. Par rapport aux projections utilisées dans l'étude (CE, 2016), des révisions importantes ont été opérées pour la période 2015-2023 afin de tenir compte des observations récentes¹¹. Ces révisions peuvent avoir un impact sur les projections de prix à plus long terme.



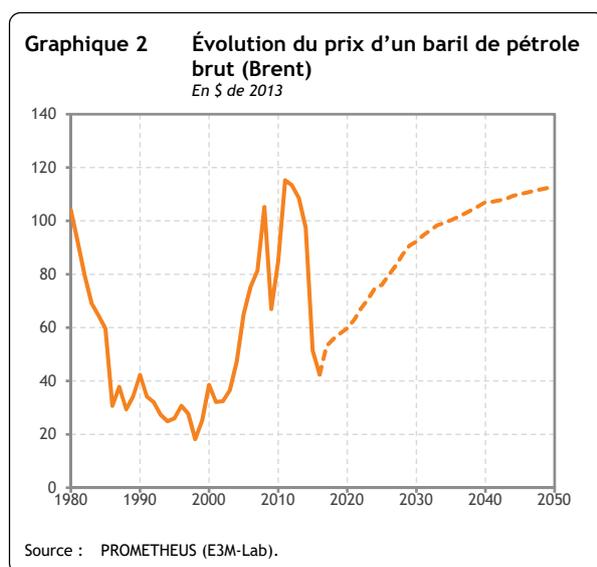
Après la forte baisse des cours du brut (Brent) enregistrée entre 2012 et 2016 (113 \$'13¹² le baril en 2012 et 42 \$'13 en 2016), les projections montrent un renchérissement important du prix du baril de pétrole

¹⁰ Pour plus d'information sur le modèle PROMETHEUS, voir : http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=37%3Aprometheus&Itemid=72&layout=default&lang=en

¹¹ À savoir, des prix du pétrole légèrement plus faibles en 2015 et significativement plus bas pour le pétrole et le gaz naturel en 2016.

¹² '13 : prix constants de 2013.

brut d'ici 2030 où il s'établit à 92 \$'13 (graphique 2).



Amorcée par la réduction de la production des pays de l'OPEP annoncée fin 2016, la hausse se poursuit à un rythme élevé suite à la forte croissance de l'activité économique et du taux de motorisation dans les économies émergentes. Après 2030, les prix continuent de croître mais à un rythme moins soutenu en raison, notamment, du ralentissement de la consommation mondiale de pétrole. Ce ralentissement découle de l'amélioration de l'efficacité énergétique, du déploiement des motorisations alternatives (véhicules hybrides, électriques, etc.), de la substitution des produits pétroliers par les biocarburants et le gaz naturel. En 2050, le prix du brut est coté à 113 \$'13 le baril.

La projection des prix du pétrole présentée dans le graphique 2 est proche de celle calculée pour le scénario *New policies* du World Energy Outlook de 2016 (IEA, 2016).

L'effet combiné de la chute des prix du pétrole et du développement de la production de gaz de schiste aux États-Unis, a conduit à une diminution considérable du prix du gaz naturel en Europe entre 2012 et 2016 (-48 % en EUR constant). En projection, le prix du gaz naturel part à la hausse, tiré par la croissance régulière de la consommation de gaz naturel et la hausse des prix du pétrole auxquels une partie des contrats d'importation européens restent indexés.

Le rythme de croissance à long terme du prix du gaz reste cependant en deçà de celui 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 aussi de signaler que les prix du gaz naturel s'établissent à un niveau suffisamment élevé pour garantir la viabilité économique des projets liés au gaz non conventionnel.

Malgré l'abandon du charbon pour la production électrique en Belgique (voir infra) et une utilisation future quasiment réservée à la production d'acier (filière à chaud), nous avons pris le parti de présenter également l'évolution du prix du charbon dans le graphique 1. Dans le scénario de référence de (CE, 2016), le charbon reste un combustible largement utilisé pour la production d'électricité dans plusieurs États membres dont certains de la région de l'Europe du Centre-Ouest (CWE¹³) à laquelle le marché électrique belge est couplé. En effet, étant donné l'évolution des prix du charbon et du gaz naturel, d'une part, et du prix du carbone (voir tableau 2), d'autre part, le charbon reste compétitif par rapport au gaz naturel jusqu'en 2030. Cette position favorable n'est pas sans influencer les échanges électriques entre les pays de la zone CWE et en particulier de la Belgique avec un impact direct sur le niveau et la structure de la production électrique du pays.

¹³ La région CWE comprend la Belgique, les Pays-Bas, la France, l'Allemagne et le Luxembourg.

3.3. Politiques et mesures

Le scénario de référence tient compte des politiques et mesures adoptées en Belgique et au niveau européen jusqu'à la fin 2014. En outre, les amendements aux directives relatives à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et à la qualité des carburants¹⁴ et à la directive ETS¹⁵, adoptés en 2015 sont également pris en considération dans le scénario de référence. Il en est de même pour quelques décisions politiques belges récentes ayant un impact important sur le système énergétique.

Pour un aperçu complet des mesures législatives européennes reprises dans le scénario de référence, nous renvoyons le lecteur à la publication (CE, 2016), pp. 92-97.

Réduction des émissions de gaz à effet de serre

Le système européen d'échange de quotas d'émission est une pièce importante de la politique de l'Union européenne pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES)¹⁶. Ce système s'applique uniquement aux émissions de GES des secteurs dits ETS (Ang. : *Emission Trading System*) qui regroupent principalement la production électrique, les industries grandes consommatrices d'énergie et le transport aérien. Il fonctionne selon le principe du plafonnement et des échanges (Ang. : *cap and trade*). Ainsi, un plafond d'émissions allant en diminuant au cours du temps¹⁷ est fixé au niveau de l'UE. Dans les limites de ce plafond, les entreprises reçoivent ou achètent des quotas d'émission qu'elles peuvent échanger avec d'autres entreprises en fonction de leurs besoins. Le plafonnement du nombre total de quotas disponibles garantit la valeur de ceux-ci.

Le système ETS est pris en compte selon les caractéristiques de la phase 3 qui couvre la période 2013-2020. Le prix des quotas (ou du carbone) dans les secteurs ETS est déterminé par le modèle PRIMES de manière endogène de façon à atteindre les plafonds ETS successifs au niveau européen. Vu l'important excédent de quotas au début de la phase 3, qui ne devrait être épongé qu'après 2020, le prix des quotas n'augmentera que lentement jusqu'en 2025 avant de connaître une progression plus marquée par la suite suscitée par la diminution progressive du nombre de quotas disponibles. Les prix du carbone calculés sont présentés dans le tableau 2.

Tableau 2 Évolution du prix du carbone dans les secteurs ETS
En EUR de 2013/tCO₂

	2015	2020	2030	2040	2050
Prix du carbone dans les secteurs ETS	7,5	15,0	33,5	50,0	88,0

Source : CE (2016).

Pour les autres secteurs, dits non ETS, c'est la décision 406/2009/CE sur le partage de l'effort qui s'applique. Cette décision définit des objectifs nationaux de réduction des émissions de GES pour les secteurs non ETS en 2020 (pour la Belgique l'objectif est une réduction de 15 % par rapport au niveau de

¹⁴ Directive 2015/1513/CE du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015 (dite directive ILUC).

¹⁵ Décision 2015/1814/CE du Parlement européen et du Conseil du 6 octobre 2015 concernant la création et le fonctionnement d'une réserve de stabilité du marché pour le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union et modifiant la directive 2003/87/CE.

¹⁶ Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003.

¹⁷ Voir note de bas de page n°3.

2005), mais également des plafonds annuels d'émissions entre 2013 et 2020. Pour répondre à ces obligations, les pays de l'UE disposent de différents mécanismes de flexibilité comme des transferts de quotas d'émission d'une année vers l'autre ou entre États membres. Compte tenu de cette flexibilité, les objectifs nationaux (et les objectifs belges en particulier) d'ici 2020 peuvent être atteints dans le scénario de référence avec les seules politiques et mesures en place, sans qu'introduire une valeur du carbone dans le modèle PRIMES ne soit nécessaire.

Développement des sources d'énergie renouvelables

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 (cf. directive 2009/28/CE). Les politiques de soutien mises en œuvre dans les Régions et au niveau fédéral (primes, certificats verts, etc.) contribuent à la réalisation de cet objectif mais ne seraient pas suffisantes. Pour réaliser pleinement l'objectif en 2020, une valeur des énergies renouvelables est introduite dans le modèle PRIMES (voir l'encadré ci-dessous). Cette valeur, égale à 25 EUR/MWh, représente le coup de pouce supplémentaire nécessaire pour arriver à l'objectif de 13 % sans préciser les mesures concrètes requises. Il convient de noter que 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 régional au solaire photovoltaïque.

Encadré 3 Qu'entend-on par valeur des énergies renouvelables ?

La valeur des énergies renouvelables (Ang. : *renewable value*) désigne la valeur monétaire introduite dans le modèle PRIMES afin de calculer la production optimale des SER permettant de réaliser l'objectif imposé. En d'autres mots, elle représente la variable duale de la contrainte SER. Cette valeur peut être interprétée comme un subside virtuel ; elle apparaît dans les calculs sous la forme d'un coût unitaire négatif (ou d'un gain unitaire positif).

Comme il s'agit d'un subside virtuel, la valeur des énergies renouvelables ne rend pas les SER moins chères ; elle influence seulement la composition du mix énergétique choisi par les différents agents économiques.

Après 2020, les niveaux de soutien aux SER, modélisés dans PRIMES par le biais d'un tarif de rachat (Ang. : *feed-in tariff*), sont supposés diminuer progressivement et d'autant plus vite que la technologie est mature. Ainsi, le tarif de rachat de l'électricité produite par les éoliennes onshore ou les panneaux photovoltaïques tombe quasiment à zéro en 2050 tandis qu'il est divisé par deux d'ici 2040 pour l'éolien offshore et maintenu tel quel jusqu'en 2050.

Moyens de production électrique

Pour la production électrique dans les centrales nucléaires, on se place dans le cadre de la loi du 28 juin 2015¹⁸ modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire. Cette loi modifie la date de fermeture des centrales nucléaires Doel 1 et 2. Initialement prévue en 2015 la désactivation de

¹⁸ Voir note de bas de page n°6.

ces centrales est maintenant fixée au 15 février 2025 pour Doel 1¹⁹, et au 1^{er} décembre 2025 pour Doel 2. Cette loi rappelle également la prolongation de dix ans de la durée d'exploitation de Tihange 1 entérinée quelques années plus tôt dans la loi du 18 décembre 2013²⁰. L'hypothèse décrite ci-avant constitue une différence importante avec le scénario de référence pour la Belgique publié dans (CE, 2016).

Une contrainte relative aux centrales au charbon a été imposée : aucun investissement dans de nouvelles centrales de ce type n'est *possible* (dans le modèle) d'ici 2050. 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 pour améliorer la qualité de l'air.

Pour l'éolien offshore, un potentiel maximum de 2,3 GW a été considéré en 2020. Ce potentiel correspond à la capacité qui pourra être installée sur les concessions domaniales à ce jour attribuées en mer du Nord. À plus long terme et dans un contexte de transition énergétique, des ambitions jusqu'à 4 GW ont été évoquées dans le cadre des travaux de la « North Seas Countries Offshore Grid Initiative » et reprises par Elia dans son Plan de développement du réseau de transport 2015-2025 (Elia, 2015). Sur cette base, un potentiel maximum de 4 GW a été fixé pour la période 2030-2050.

Fiscalité énergétique

La fiscalité énergétique reste inchangée en termes réels. Précisons que deux mesures adoptées par le gouvernement fédéral en 2015 sont prises en compte. Elles font toutes deux partie des modalités du Tax Shift²¹ ; elles participent au financement des différentes mesures prévues dans ce cadre dont l'abaissement des charges sur le travail. La première concerne le taux de TVA sur l'électricité : à partir du 1^{er} septembre 2015, le taux de TVA sur l'électricité repasse de 6 % à 21 %. La seconde vise un rapprochement des accises sur l'essence et le diesel. En pratique, les accises sur le diesel sont relevées et, en compensation partielle de cette hausse, les accises sur l'essence sont graduellement réduites, de telle sorte que les accises sur les deux carburants soient équivalentes fin 2018.

3.4. Autres hypothèses

- Le scénario de référence se base sur la dernière année statistique disponible publiée par Eurostat (année 2015) au moment des simulations (mars-avril 2017). Cela vaut également pour le parc de production électrique : le parc électrique belge de départ est celui de 2015. Ceci constitue une différence importante avec le scénario de référence pour la Belgique publié dans (CE, 2016). Cette étude se base en effet sur les statistiques et bilans énergétiques 2013, les derniers disponibles au moment de son élaboration.

¹⁹ Comme l'entrée en vigueur de la loi de 2015 est postérieure à la date de fermeture stipulée dans la loi de 2003 (le 15 février 2015), la centrale Doel 1 a arrêté de produire de l'électricité en février 2015, comme prévu, et n'a redémarré la production qu'à la fin 2015.

²⁰ 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*, publiée le 24 décembre 2013.

²¹ Le Tax Shift a pour objectif d'améliorer la compétitivité des entreprises belges, de promouvoir l'emploi, d'augmenter le pouvoir d'achat par une diminution des taxes pesant sur le travail.

- Les degrés-jours donnent une image du profil moyen des besoins en chauffage d'un bâtiment. Ils reflètent ainsi les conditions climatiques susceptibles d'avoir une influence considérable sur la consommation d'énergie. Pour tenir compte de la tendance à la baisse observée depuis 1980, les degrés-jours sont supposés décliner modérément au fil du temps. Pour la première année de la projection (2020), le nombre de degrés-jours est posé égal à la valeur enregistrée en 2005. Selon la méthodologie Eurostat²², cette valeur est égale à 2 669 ; elle est assez comparable à la moyenne des degrés-jours sur la période 1990-2010 (2 745). En 2030, le nombre de degrés-jours est posé égal à 2 592 et en 2050 à 2 535.
- Toutes les valeurs monétaires mentionnées dans la présente publication sont exprimées en prix constants de 2013 (c'est-à-dire sans tenir compte de l'inflation).
- 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 marchés²³. 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 capital²⁴ (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 peut également intégrer 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 %). Dans la modélisation PRIMES, ils fluctuent entre 7,5 % (en termes réels) et 12 %. Le pourcentage le plus bas s'applique par exemple aux entreprises de transport public et aux investissements régulés comme les investissements dans le développement du réseau (sous la forme de WACC). Le pourcentage le plus élevé concerne les particuliers (ou les ménages). 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 énergétique²⁵ (EED), on s'attend à une modification des décisions prises par les entreprises et les ménages en ce qui concerne la consommation 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.

²² Voir par exemple <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data>. La méthodologie de calcul des degrés-jours adoptée par Eurostat diffère de celles de l'Institut royal météorologique belge (15/15) et de Gas.be/Synergrid (18.5/18.5). Cela signifie que les valeurs sont différentes mais pas les évolutions.

²³ Pour une description détaillée de la méthodologie relative aux taux d'actualisation dans PRIMES, voir l'annexe 4.4 de (CE, 2016).

²⁴ Ang. : *Weighted Average Cost of Capital* ou WACC.

²⁵ Directive 2012/27/UE du parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012.

Tableau 3 Taux d'actualisation (en termes réels) utilisés dans le scénario de référence

	Taux d'actualisation 2020-2050
Production et transport d'électricité	[7,5-8,5] %
Industrie	[7,5-9] %
Tertiaire	11 %
Transports publics	[7,5-8,5] %
Camions et voies navigables intérieures	9,5 %
Voitures particulières	11 %
Ménages	[9,5-12] %

Source : CE (2016).

- Les (nouvelles) technologies énergétiques tant du côté de l'offre (par exemple, les éoliennes offshore) que de la demande (par exemple, les voitures électriques, les pompes à chaleur) sont modélisées explicitement dans le modèle PRIMES. Leur taux de pénétration dépend de leurs caractéristiques technicoéconomiques qui évoluent avec le temps (coûts d'investissement, rendement énergétique, etc.) mais aussi des prix et coûts relatifs, des politiques de promotion de l'efficacité énergétique et des sources d'énergie renouvelables. Pour une description détaillée des technologies prises en compte dans PRIMES et de la manière dont elles sont modélisées, le lecteur est invité à consulter le chapitre 2.5 de (CE, 2016).

4. Résultats

Après la description des hypothèses et du cadre politique qui sous-tendent le scénario de référence, les paragraphes suivants sont consacrés à l'analyse des résultats obtenus. 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 étudie toutes les facettes de la production d'électricité. Ensuite, on se penche sur les sources d'énergie renouvelables en prêtant aussi bien attention à la réalisation de l'objectif à atteindre en 2020 qu'à l'évolution attendue après cette année butoir. La quatrième partie examine la consommation intérieure brute d'énergie et la consommation d'énergie primaire. Elle est suivie d'une étude de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre générées par ce système énergétique (et d'autres activités). Enfin, la sixième partie est, 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 énergétiques²⁶. 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 consommation²⁷ d'énergie des ménages, à l'exclusion de la consommation énergétique pour le transport individuel²⁸. Le secteur tertiaire reprend les consommations énergétiques de l'artisanat, du commerce, des services marchands (à l'exception des transports) et non marchands, de l'agriculture et de la pêche. Enfin, les transports couvrent tous les types de transport à l'exception du transport maritime²⁹.

Comme le montre le graphique 3, la consommation finale totale d'énergie augmente modérément sur la période de projection 2015-2050 ; elle progresse en moyenne de 0,1 % par an. Elle s'élève à 34,6 Mtep en 2015 et 2030 puis passe à 35,5 Mtep en 2050 (soit 2,6 % au-dessus du niveau de 2015). La consommation finale d'énergie reste en deçà des valeurs observées par le passé : 37,5 Mtep en 2000 et 36,6 Mtep en 2010.

L'évolution résulte de l'effet conjoint, d'une part, des politiques mises en œuvre en matière d'efficacité énergétique, du prix du carbone sur le marché ETS (d'application pour certaines branches industrielles) et de la hausse des prix de tous les combustibles fossiles (voir graphique 1) et de l'électricité, et d'autre part, des croissances économique et démographique. Les premiers facteurs, 'politiques et prix', ont un impact négatif sur la consommation énergétique (réduction) tandis que les seconds, 'volume', ont un

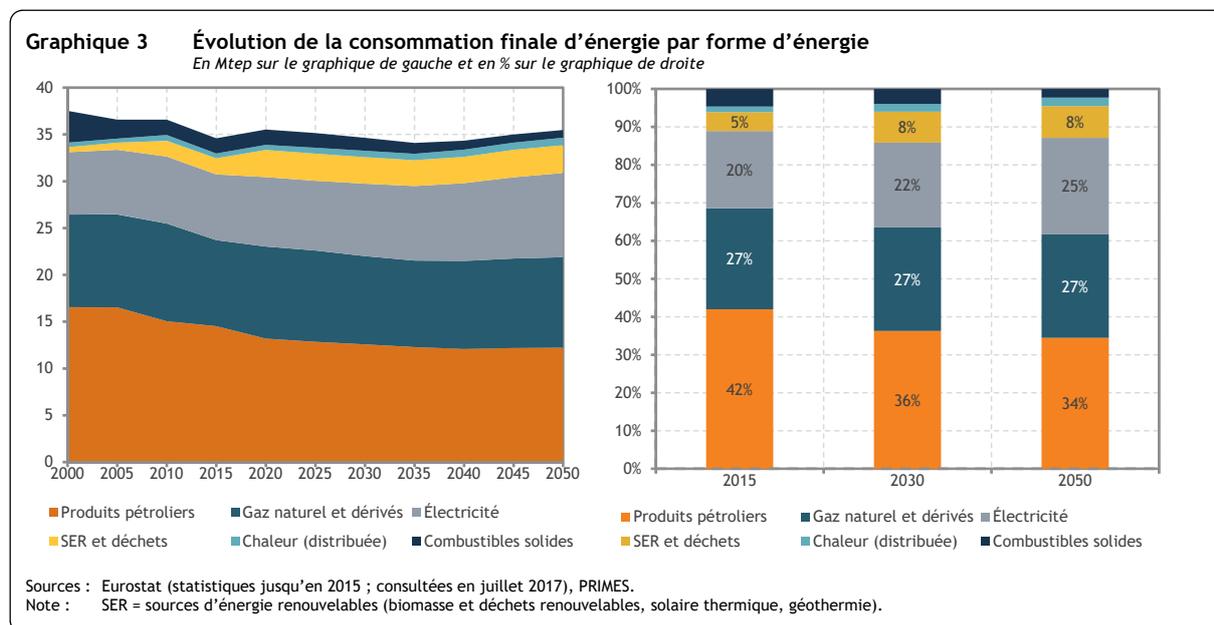
²⁶ Par conséquent, l'énergie utilisée à des fins non énergétiques dans l'industrie - comme matière première dans la pétrochimie essentiellement - n'est pas comptabilisée dans la consommation finale d'énergie. Elle est par contre comptabilisée dans la consommation intérieure brute d'énergie (voir 4.4).

²⁷ 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).

²⁸ Qui est reprise dans le secteur des transports.

²⁹ 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.

impact positif (augmentation). Jusqu'en 2035, l'effet 'politiques et prix' domine l'effet 'volume', tandis qu'au-delà de 2035, les politiques et mesures en place³⁰ ne sont plus suffisantes pour contrecarrer l'effet 'volume'. De plus, le prix du gaz naturel se stabilise ce qui réduit l'effet prix.



Le scénario de référence ne présuppose pas la réalisation, en 2020, de l'objectif belge en matière d'efficacité énergétique, contrairement aux objectifs 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 énergétique³¹, la Belgique a notifié à la Commission européenne le 17 juin 2013 ses objectifs indicatifs nationaux en matière d'efficacité énergétique³². 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 (35,5 Mtep) à ce plafond, on constate un déficit d'économies d'énergie finale de 3 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 3 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 dérivés³³ reste quant à elle relativement stable.

³⁰ Comme le scénario de référence est un scénario à politique inchangée, il ne tient pas compte de nouvelles mesures potentielles.

³¹ Directive 2012/27/UE entrée en vigueur le 4 décembre 2012.

³² Voir http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/doc/reporting/2013/be_2013report_en.pdf.

³³ 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).

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 un tiers environ de la consommation finale d'énergie en 2050, comparé à 42 % en 2015. La consommation de produits pétroliers diminue de 16 % sur la période de projection : de 14,5 Mtep en 2015, elle s'établit à 12,6 Mtep en 2030 puis à 12,2 Mtep en 2050.

La consommation finale de combustibles solides, principalement du charbon, qui était déjà peu importante en 2015 continue à décliner : de 1,6 Mtep en 2015 à 1,4 Mtep en 2030 et 0,8 Mtep en 2050. Cette baisse est principalement imputable à la sidérurgie. En 2050, la part des combustibles solides n'est plus que de 2 %, comparé à 5 % en 2015.

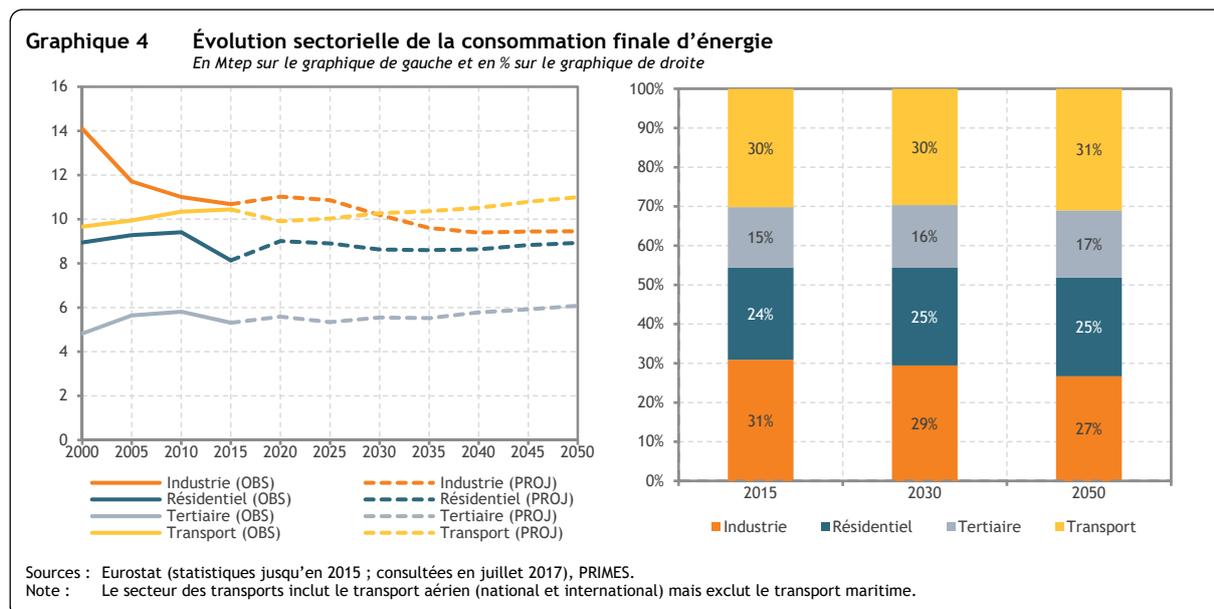
La consommation de gaz naturel et de gaz dérivés augmente modérément sur la période de projection (+5 %) : de 9,2 Mtep en 2015, elle passe à 9,4 Mtep en 2030 et à 9,7 Mtep en 2050. Cela étant, la part relative du gaz reste stable (27 %) sur toute la période de projection.

La consommation de chaleur distribuée³⁴ s'accroît fortement (+56 % entre 2015 et 2050) mais reste marginale dans la consommation finale totale, sous la barre de 1 Mtep et des 2 %.

Enfin, les consommations finales (et les parts) d'électricité et de sources d'énergie renouvelables progressent de façon significative d'ici 2050 : elles atteignent respectivement 7,7 Mtep et 2,8 Mtep en 2030 puis 9,0 Mtep et 3,0 Mtep en 2050, contre 7,0 Mtep et 1,7 Mtep en 2015. Ces deux formes d'énergie accroissent leurs parts relatives : de 20 % en 2015 à 25 % en 2050 pour l'électricité et de 5 % en 2015 à 8 % en 2050 pour les SER. L'électrification du système énergétique trouve son origine dans deux tendances de fond : d'une part, le glissement progressif vers l'électricité pour le chauffage des bâtiments (pompes à chaleur) et la mobilité (voitures électriques), et d'autre part, la croissance continue et significative du nombre d'appareils électriques (relatifs principalement aux technologies de l'information et de la communication, aux loisirs) dans les secteurs résidentiel et tertiaire. S'agissant des SER, la progression est surtout remarquable à moyen terme, poussée par l'objectif contraignant de 13 % de SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020. Après, la contribution des SER reste stable.

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 4 et le tableau 4 ci-dessous.

³⁴ La chaleur distribuée est la chaleur (ou vapeur) 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.



Un premier constat peut être posé : les politiques et mesures en place ou approuvées, la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie en 2020, l'évolution macroéconomique et démographique et le développement des prix énergétiques ne modifient pas fondamentalement la contribution relative des différents secteurs à la consommation finale d'énergie. L'industrie et les transports consomment de l'ordre de 30 % de la consommation finale d'énergie, le secteur résidentiel un quart environ et le secteur tertiaire le solde. Seul fait notable, les transports passent en tête à partir de 2030 et détrônent l'industrie.

Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'énergie fléchit uniquement dans l'industrie (-11 %) et ce en dépit de la croissance de l'activité industrielle. Les principales causes de cette évolution sont : l'amélioration de l'efficacité énergétique suscitée par l'accroissement du prix du carbone dans les branches faisant partie de l'ETS et par la hausse significative des prix de l'énergie, la croissance modérée des branches intensives en énergie et, a contrario, le développement des branches à plus haute valeur ajoutée et moins intensives en énergie (comme l'industrie pharmaceutique, l'alimentation ou les fabrications métalliques). Dans les autres secteurs de la demande finale, la consommation d'énergie croît : de 10 % dans le secteur résidentiel³⁵, de 15 % dans le secteur tertiaire et de 5 % pour les transports. L'augmentation est progressive dans les deux premiers secteurs tandis que l'évolution dans les transports a la forme d'un U dont le creux se situe en 2020.

Tableau 4 Consommation finale d'énergie des différents secteurs
Mtep et %

	2015	Mtep 2030	2050	2015-2030	Évolution 2030-2050	2015-2050
Industrie	10,7	10,2	9,5	-5%	-7%	-11%
Résidentiel	8,1	8,6	8,9	6%	3%	10%
Tertiaire	5,3	5,5	6,1	4%	10%	15%
Transport	10,4	10,3	11,0	-2%	7%	5%
Total	34,6	34,6	35,5	0%	2%	3%

Sources : Eurostat (statistiques jusqu'en 2015 ; consultées en juillet 2017), PRIMES.

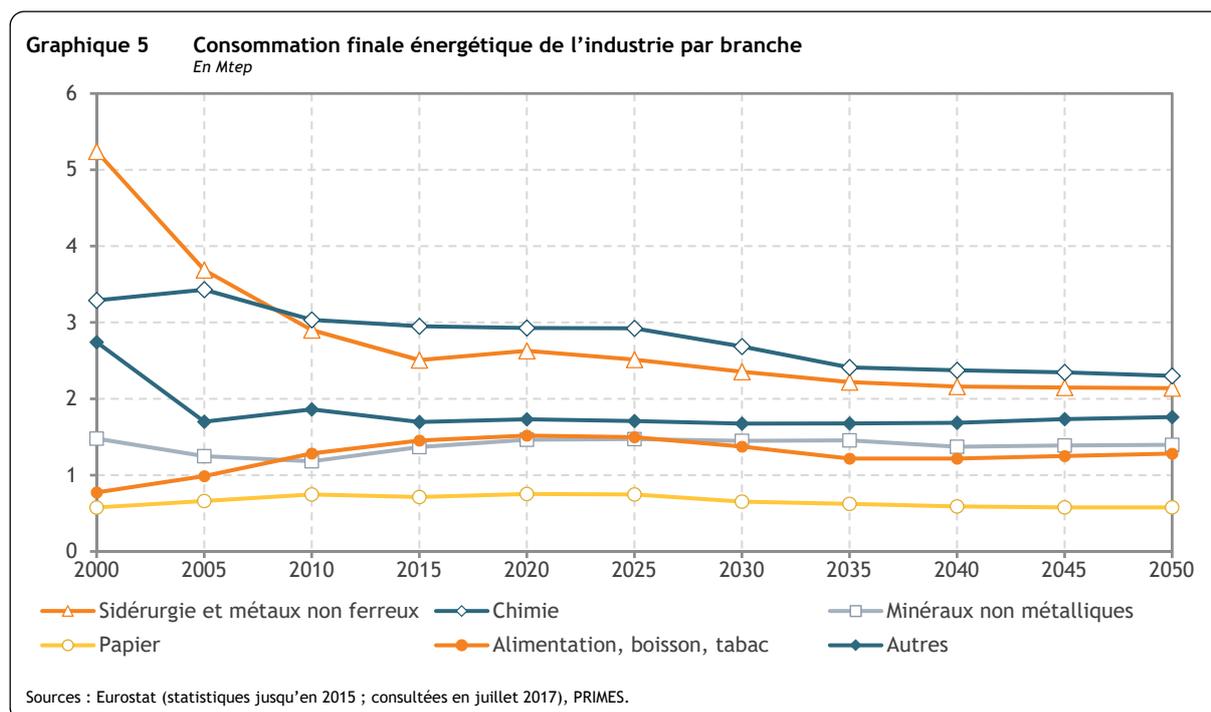
³⁵ Dans ce secteur la consommation d'énergie est particulièrement sensible aux températures extérieures, or l'année 2015 fait partie des années les plus chaudes de ces quinze dernières années. Les consommations énergétiques projetées d'ici 2050 restent sous les niveaux observés en 2000 et 2010.

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 poursuit sa croissance d'ici 2050. Sur la période 2015-2050, la valeur ajoutée brute de l'industrie progresse de 1,2 % 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 (0,8 %) inférieur aux secondes (1,4 %). Selon la nomenclature d'Eurostat pour les statistiques énergétiques³⁶, 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 quelque 40 % de la valeur ajoutée de l'industrie (43 % en 2015, 38 % en 2050).

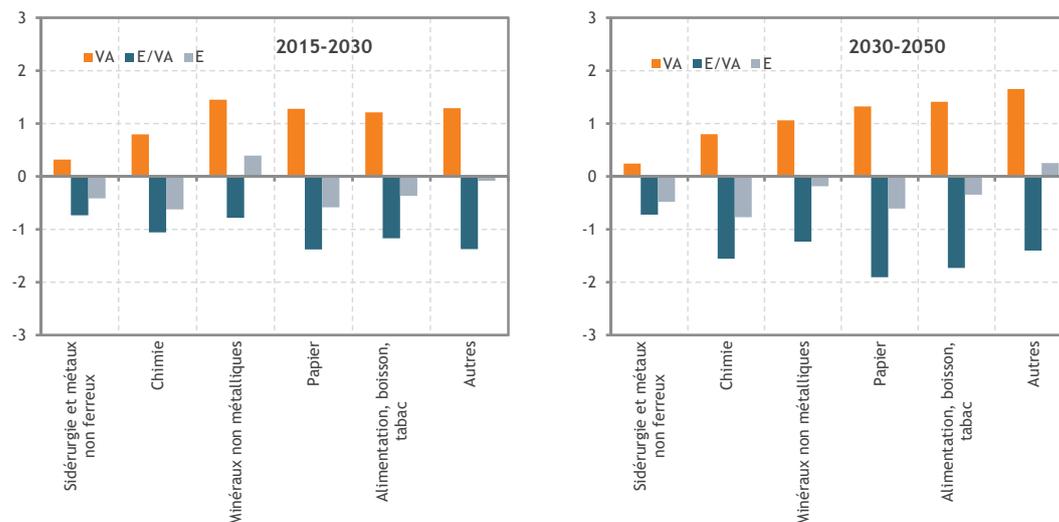
Le graphique 5 illustre l'évolution de la consommation finale d'énergie de l'industrie par branche d'activité.



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 à l'amélioration de l'efficacité énergétique qui peut être mesurée par le développement de l'intensité énergétique. Cette relation est illustrée dans le graphique 6 pour la période 2015-2030 (à gauche) et la période 2030-2050 (à droite).

³⁶ 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 6 Taux de croissance annuel moyen de la consommation énergétique des branches industrielles : décomposition entre l'effet activité et l'effet intensité énergétique
En %



Sources : Eurostat (statistiques 2015 ; consultées en juillet 2017), 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 2015-2030, 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 majorité des branches. Les gains d'efficacité énergétique sont particulièrement importants dans celles qui font partie de l'ETS et où le recours au gaz naturel et à l'électricité est important. Ils s'expliquent par la hausse sensible des prix de ces deux formes d'énergie³⁷ et par l'achat de quotas d'émission mis aux enchères. Pour la chimie, vient s'ajouter l'effet de changement dans la composition de l'agrégat³⁸ : un recul de la composante 'chimie de base' particulièrement intensive en énergie et dont la croissance est modérée et, à l'inverse, une progression de la composante 'fabrication de produits pharmaceutiques' en forte croissance et moins demandeuse en énergie.

La branche des minéraux non métalliques fait exception à la règle. D'abord, elle est moins impactée par la hausse des prix énergétiques : plus du tiers de sa consommation énergétique repose sur des combustibles moins onéreux (combustibles solides, déchets). Ensuite, les gains d'efficacité énergétique ne compensent pas la croissance de son activité.

Toutes branches confondues, la consommation finale énergétique de l'industrie est ainsi réduite de 5 % entre 2015 et 2030. Pour les branches intensives en énergie, la diminution s'élève à 5 %. Pour les autres branches, on note une réduction de 3 %. En conséquence, la part des branches intensives en énergie dans la consommation finale énergétique de l'industrie se contracte quelque peu : de 71 % en 2015 elle passe à 70 % en 2030.

³⁷ Cf. chapitres 3.2 et 4.2.

³⁸ Et aussi, l'effet inattendu d'une adaptation des statistiques énergétiques 2010-2015 entre février 2017 (moment où les simulations ont été réalisées) et juillet 2017 (moment où le document a été écrit).

Sur la période 2030-2050, l'intensité énergétique continue à décroître suffisamment pour compenser les effets de la croissance de l'activité. L'amélioration de l'efficacité énergétique³⁹ est entretenue par l'augmentation des prix énergétiques et par la hausse sensible du prix du carbone qui pousse à opter pour les technologies les plus efficaces lors du renouvellement des équipements. La consommation finale énergétique de l'industrie continue donc à fléchir ; en 2050, elle se situe 7 % sous le niveau de 2030. Ce fléchissement provient essentiellement des branches intensives en énergie (-10 %) alors que les branches non intensives en énergie voient leur consommation énergétique se stabiliser. La contribution des premières à la demande finale énergétique de l'industrie se réduit donc encore et s'établit à 68 % en 2050.

Comme le montre le graphique 7, les évolutions décrites ci-dessus s'accompagnent d'une diminution progressive de l'utilisation des combustibles solides (principalement du charbon) et des produits pétroliers et de leur contribution à la consommation énergétique totale de l'industrie. La consommation de combustibles solides et de produits pétroliers chute de moitié entre 2015 et 2050. La part des combustibles solides (resp. des produits pétroliers) passe de 14 % (resp. 6 %) en 2015 à 8 % (resp. 3 %) en 2050.

La consommation de gaz⁴⁰ se contracte jusqu'en 2040 puis se stabilise sur les dix dernières années de la projection. En 2050, elle est réduite de 23 % par rapport au niveau de 2015 principalement sous l'effet de la hausse sensible des prix du gaz naturel mais garde une part de marché autour de 33 %.

À l'inverse, la consommation de biomasse et déchets et de chaleur distribuée⁴¹ 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 13 % (resp. 7 %) des besoins énergétiques en 2050 contre 8 % (resp. 4 %) en 2015. La consommation de biomasse et déchets (resp. de chaleur distribuée) augmente de 46 % (resp. 61 %) sur la période de projection. La progression de la chaleur distribuée provient du développement de la cogénération suscitée par les politiques mises en place, notamment sous l'impulsion de la directive européenne sur l'efficacité énergétique.

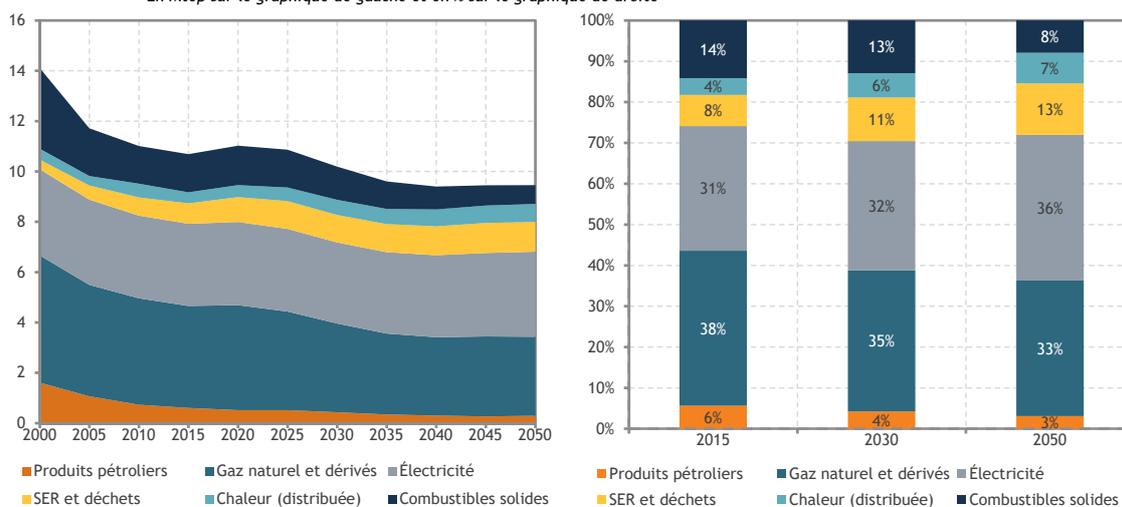
³⁹ Pour la chimie, l'effet de structure continue aussi à jouer un rôle.

⁴⁰ i.e. gaz naturel (entre 92 et 96 %) et gaz dérivés (entre 4 et 8 %).

⁴¹ Voir note de bas de page n°34. La même terminologie est utilisée pour tous les secteurs alors que dans l'industrie il s'agit plutôt de vapeur.

Graphique 7 Consommation finale énergétique de l'industrie par forme d'énergie

En Mtep sur le graphique de gauche et en % sur le graphique de droite



Sources : Eurostat (statistiques jusqu'en 2015 ; consultées en juillet 2017), PRIMES.
 Note : SER = sources d'énergie renouvelables.

Enfin, la consommation d'électricité connaît une évolution en contrepied par rapport à celle du gaz : elle reste quasi stable d'ici 2040 puis se met à croître sur la période 2040-2050. En 2050, la consommation d'électricité de l'industrie progresse de 4 % par rapport à 2015 (39,3 TWh vs. 37,9 TWh) et gagne cinq points de pourcentage. L'électricité devient progressivement la forme d'énergie dominante dans l'industrie où elle couvre 36 % des besoins énergétiques à la fin de la période de projection.

Les coûts énergétiques constituent un autre indicateur intéressant car ils représentent un des facteurs explicatifs de la compétitivité de l'industrie⁴². Les coûts énergétiques supportés par l'industrie englobent les coûts d'investissement⁴³ associés aux équipements énergétiques (fours, chaudières, etc.), les coûts relatifs aux achats de combustibles⁴⁴, d'électricité et, le cas échéant, de vapeur, et enfin le coût des enchères payées par les entreprises des secteurs ETS. Le graphique 8 et le graphique 9 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 énergétiques⁴⁵ pour une unité de valeur ajoutée dans une branche ou un ensemble de branches⁴⁶. 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 2015 et 2050 : 18 milliards EUR en 2050 comparé à 10 milliards en 2015 (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 4, les dépenses d'achat d'énergie progressent de 48 %, et enfin le paiement des enchères dans le cadre du

⁴² Par rapport à la situation dans les autres pays.

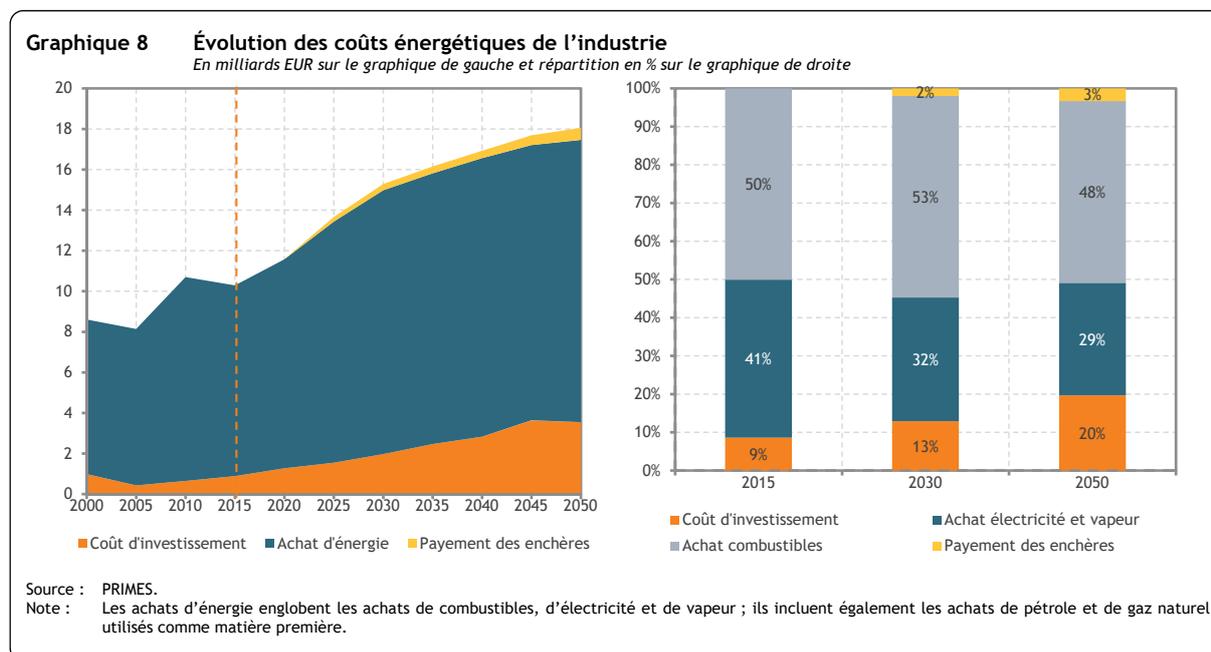
⁴³ Comptabilisés sous la forme d'annuités.

⁴⁴ En ce compris les achats d'énergie utilisée comme matière première, principalement dans la pétrochimie.

⁴⁵ Hors usages non énergétiques (matière première) et achat de quotas d'émissions.

⁴⁶ Voir http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee1_en.pdf

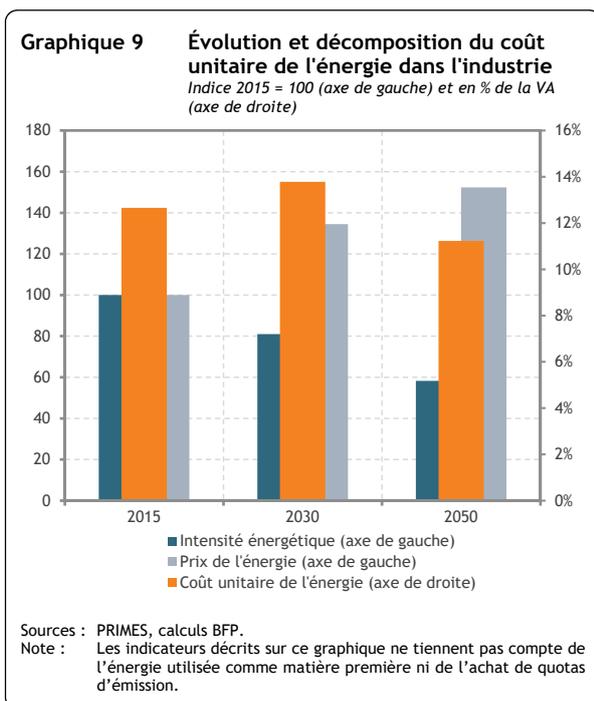
système ETS voit son montant croître, surtout après 2020, en raison notamment de l'évolution du prix des quotas d'émission.



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 91 % en 2015, leur part passe à 77 % en 2050. À l'inverse le coût des investissements gagne 11 points de pourcentage : 20 % en 2050 contre 9 % en 2015. Enfin, le montant des enchères payées par les industries faisant partie de l'ETS représente 3 % 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 41 % en 2015, elle tombe à 29 % en 2050. La réduction régulière de la part du coût des achats de combustibles après 2030 vient de la croissance plus modérée du prix du gaz naturel à la fin de la période de projection (voir graphique 1), forme d'énergie abondamment utilisée dans l'industrie belge tant comme combustible que comme matière première.

L'évolution du coût unitaire de l'énergie (graphique 9) 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.



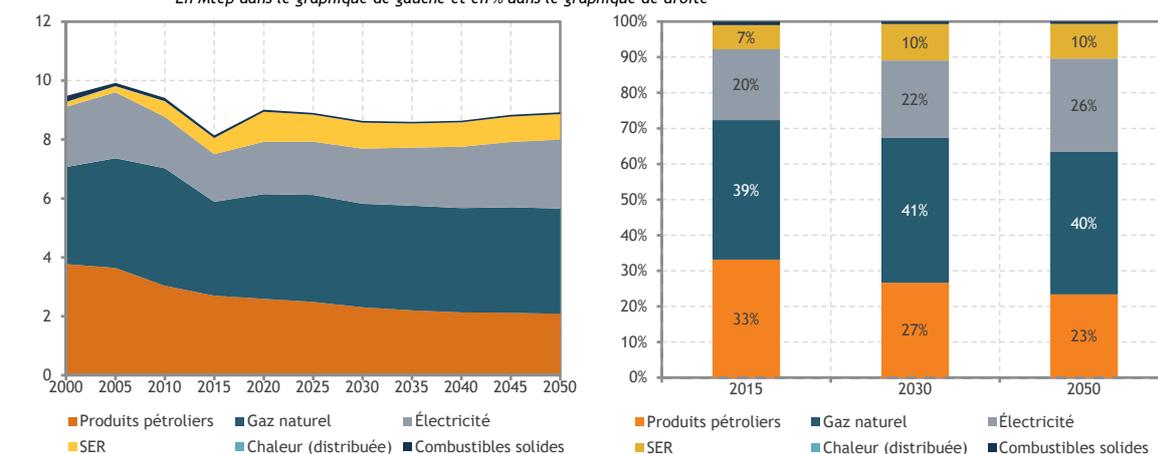
Sur la période de projection (2015-2050), le coût unitaire de l'énergie évolue selon une courbe en U inversé : il s'accroît d'abord entre 2015 et 2030 (de 12,7 % à 13,8 %) pour se réduire ensuite et atteindre 11,2 % en 2050, soit 1,5 points de pourcentage sous le chiffre de 2015. Alors que l'intensité énergétique de l'industrie décline régulièrement d'ici à 2050, cette tendance à la baisse n'est pas suffisante pour contenir l'envol du prix de l'énergie d'ici 2030 et le coût unitaire augmente. 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. Elle cache les spécificités des branches individuelles et en particulier les branches intensives en énergie pour lesquelles les coûts énergétiques représentent un objet de préoccupation en termes de compétitivité.

4.1.2. Secteur résidentiel

La consommation d'énergie dans le secteur résidentiel est particulièrement sensible aux températures extérieures. En effet, le chauffage des bâtiments représente quasi les trois quarts de la consommation énergétique de ce secteur. Cette dépendance est perceptible pour les années historiques (graphique 10) où les consommations réelles sont rapportées. Ainsi, 2010 a été une année particulièrement froide ; elle se caractérise par une consommation énergétique élevée. À l'inverse, 2015 a été une année plutôt chaude ; elle présente un niveau de consommation énergétique bien inférieur à celui des années précédentes. En projection, l'effet de dépendance aux températures est gommé en considérant des consommations énergétiques normalisées (voir 3.4). L'augmentation de la consommation finale énergétique en 2020 est essentiellement le reflet de cette normalisation : la valeur des degrés-jours normaux utilisée en projection est supérieure à la valeur des degrés-jours réels enregistrés en 2015. Il en est donc de même des besoins de chauffage.

Dans un premier temps, la consommation résidentielle d'énergie augmente ainsi de 8,1 Mtep en 2015 à 9,0 Mtep en 2020. Ensuite, la consommation d'énergie se tasse régulièrement et atteint un niveau plancher (en projection) entre 2030 et 2040 (8,6 Mtep). Enfin, elle repart à la hausse pour atteindre 8,9 Mtep en 2050. Le niveau atteint en 2050 est comparable à celui de 2020 (et de 2000). Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'énergie du secteur résidentiel progresse de 0,3 % en moyenne par an.

Graphique 10 Consommation finale d'énergie du secteur résidentiel par forme d'énergie*En Mtep dans le graphique de gauche et en % dans le graphique de droite*

Sources : Eurostat (statistiques jusqu'en 2015 ; consultées en juillet 2017), PRIMES.

Note : SER = sources d'énergie renouvelables.

Cette évolution globale cache des évolutions particulières pour les différentes formes d'énergie consommées.

La consommation de charbon, qui représentait moins de 1 % de la consommation énergétique résidentielle en 2015, recule encore sur la période de projection (-32 %). En 2050, les ménages n'y auront pratiquement plus recours. La consommation de produits pétroliers décline également (de 23 % entre 2015 et 2050), notamment en raison du recours accru au gaz naturel, aux sources d'énergie renouvelables ou aux applications électriques (comme les pompes à chaleur) pour les besoins de chauffage. La consommation de gaz naturel s'accroît de 12 % entre 2015 et 2050. Cependant cet accroissement a lieu entre 2015 et 2020 ; au-delà de 2020, la consommation de gaz naturel se stabilise.

En revanche, la demande d'électricité explose de 44 % sur la période 2015-2050. L'accroissement de la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel s'explique essentiellement par le nombre sans cesse croissant d'appareils électriques par ménage et l'augmentation du nombre de ménages, et dans une moindre mesure par le développement des pompes à chaleur électriques. Néanmoins, compte tenu de l'amélioration sensible du rendement énergétique des appareils électriques et de l'éclairage (on prévoit un gain d'efficacité énergétique de 32 % d'ici 2050), la croissance de la demande d'électricité reste contenue, elle se monte à 1,1 % par an en moyenne entre 2015 et 2050. Ramenée au nombre de ménages, la consommation électrique s'accroît de 21 % d'ici 2050 (de 3 900 kWh en 2015 elle passe à 4 700 kWh en 2050) soit +0,5 % en moyenne par an. Elle est surtout tirée par les usages spécifiques⁴⁷ : +31 % sur la période 2015-2050 ou +0,8 % en moyenne par an. À titre de comparaison, la consommation électrique par ménage dédiée aux autres usages (chauffage de l'eau et des bâtiments et cuisson) progresse de 8 % sur la même période, soit une croissance de 0,2 % en moyenne par an.

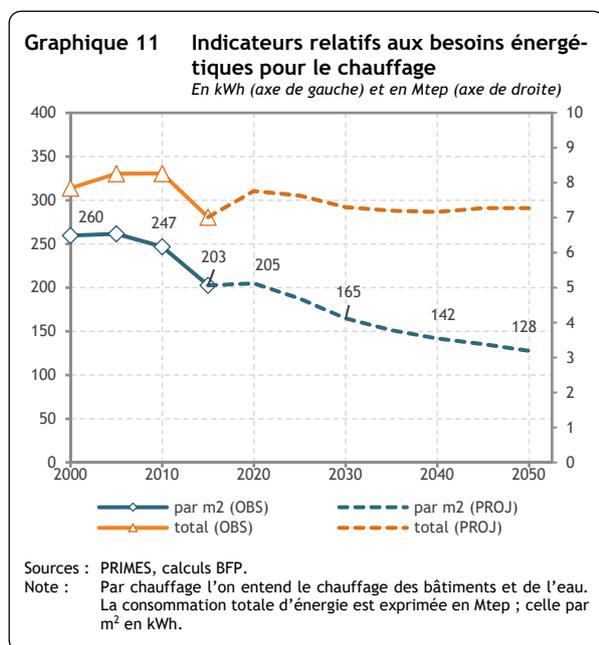
⁴⁷ Les usages spécifiques désignent les usages qui ne peuvent pas se faire à partir d'une autre source d'énergie que l'électricité comme l'éclairage, l'audiovisuel et l'informatique. Ils recouvrent aussi l'utilisation des petits appareils électrodomestiques (fer à repasser, aspirateur, grille-pain, etc.) et du gros électroménager (lave-linge, réfrigérateur, etc.).

La biomasse suit une évolution similaire et voit sa consommation s'accroître de 40 %. Elle est dépassée en termes de croissance par le solaire thermique (facteur 6) et la géothermie (qui passe de 0 à 4 ktep en 2050), mais cette dernière reste très marginale en 2050.

En fin de période de projection, le gaz naturel reste la forme d'énergie la plus utilisée dans le secteur résidentiel (40 % de la demande finale d'énergie), suivi par l'électricité (26 %), les produits pétroliers (23 %) et les sources d'énergie renouvelables (10 %). Parmi les sources d'énergie renouvelables, la biomasse domine avec un peu plus de 8 % en 2050. En 2015, ces parts étaient de 39 % pour le gaz naturel, 20 % pour l'électricité, 33 % pour les produits pétroliers et 7 % pour les sources d'énergie renouvelables.

L'intensité énergétique du secteur résidentiel (rapport entre la consommation finale d'énergie et les dépenses de consommation finale des ménages) s'améliore de 1,5 % par an en moyenne entre 2015 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 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 légèrement pour atteindre 0,70 tep en 2050⁴⁸, ce qui représente une réduction de 3 % par rapport à 2015, année où la consommation d'énergie par habitant s'élevait à 0,72 tep⁴⁹. Ce recul s'explique par la diminution de la consommation énergétique par habitant pour le chauffage et la cuisson (-8 % au cours de la période 2015-2050), alors que la consommation électrique par habitant pour les appareils électriques et l'éclairage augmente sensiblement (+38 % au cours de la période 2015-2050).



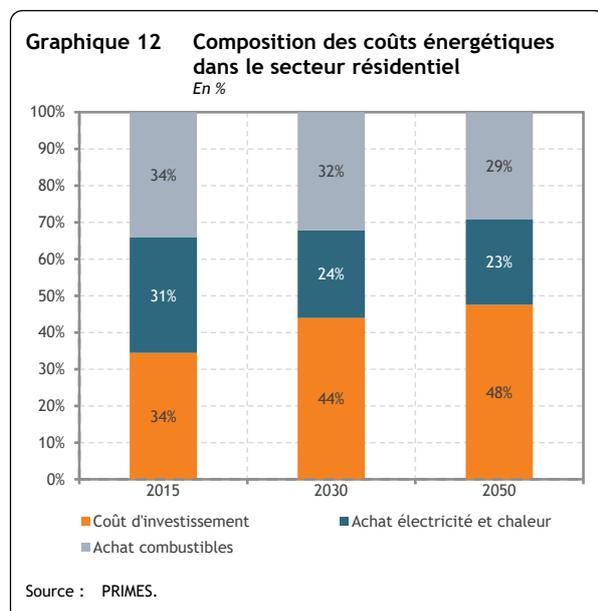
La réduction des besoins énergétiques par habitant pour le chauffage traduit l'impact des décisions d'investissement dans l'isolation et les chaudières plus performantes pour le bâti existant et dans des maisons à basse (ou zéro) énergie pour le bâti neuf. Ces décisions découlent des obligations décrites dans les différentes directives européennes et traduites en mesures concrètes au niveau national et régional. L'effet de ces mesures politiques est perceptible sur un autre indicateur largement utilisé, à savoir la consommation d'énergie par m² de logement. Le graphique 11 présente son évolution parallèlement à celle de la consommation totale. À politique inchangée, on enregistre une baisse sensible de la consommation d'énergie par m² qui passe de 203 kWh en 2015 à 128 kWh en 2050, soit

-37 %. Cette amélioration de l'efficacité énergétique des logements pris individuellement est cependant contrée par deux effets volume : celui lié au nombre de logements (dont le nombre de ménages peut

⁴⁸ 1 tep = 11 630 kWh.

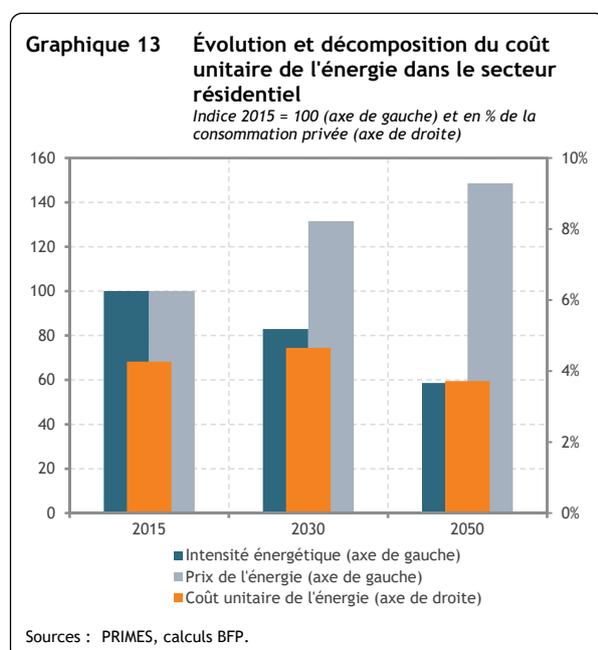
⁴⁹ Pour mémoire, l'année 2015 a été une année chaude caractérisée par une consommation énergétique résidentielle relativement faible.

constituer un proxy) et celui lié à la superficie moyenne par logement qui est supposée augmenter dans cet exercice de projection.



Les coûts énergétiques supportés par le secteur résidentiel couvrent ici les investissements relatifs aux équipements consommateurs d'énergie (chaudières, appareils électriques, etc.) et à l'isolation des bâtiments et les coûts d'achat de combustibles et d'électricité. Ils font plus que doubler entre 2015 et 2050 : ils augmentent ainsi de 2,1 % par an en moyenne. L'accroissement des coûts énergétiques provient de toutes ses composantes mais en premier chef des coûts d'investissement (+3,0 % par an en moyenne), suivis par les dépenses liées à l'achat de combustibles comme le gaz naturel et le gazoil de chauffage (+1,6 % par an en moyenne), ferment ensuite la marche les dépenses d'achat d'électricité (+1,2 % 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 12) : elle frôle les 50 % en 2050 alors qu'elle était de 34 % en 2015. A contrario, la contribution des dépenses d'achat de combustibles (resp. d'électricité) décroît : 29 % (resp. 23 %) en 2050 comparé à 34 % (resp. 31 %) en 2015.



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).

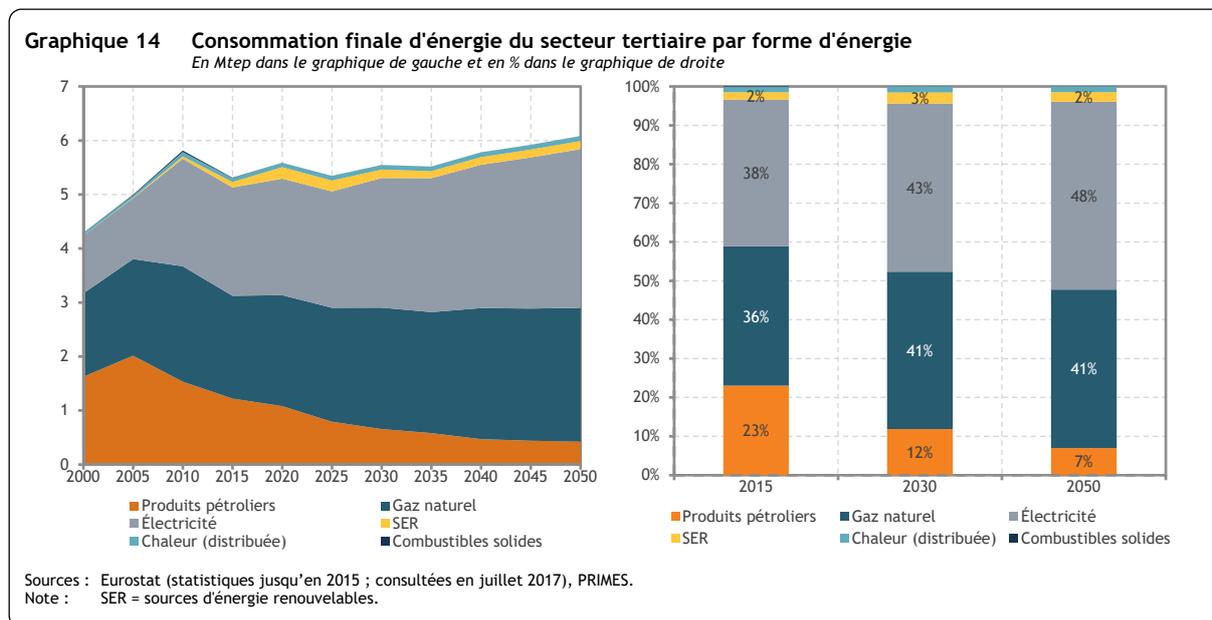
Comme le montre le graphique 13, le coût unitaire de l'énergie croît dans un premier temps et passe de 4,3 % en 2015 à 4,7 % en 2030. La diminution de l'intensité énergétique ne suffit alors pas à contrebalancer l'augmentation abrupte du prix de l'énergie (combustibles et électricité). Après 2030, le coût unitaire de l'énergie amorce une pente descendante ; il s'établit à 3,7 % en 2050, soit sous le pourcentage enregistré en 2015.

4.1.3. Secteur tertiaire

La consommation finale énergétique du secteur tertiaire (services et agriculture) dépend également des conditions de température mais dans une moindre mesure que pour le secteur résidentiel. La part de la consommation d'énergie consacrée au chauffage des bâtiments y est globalement moins importante. L'effet climatique sur les consommations énergétiques observées est néanmoins visible sur le graphique 14 : une pointe de consommation en 2010, année particulièrement froide, et un creux en 2015, année plutôt chaude.

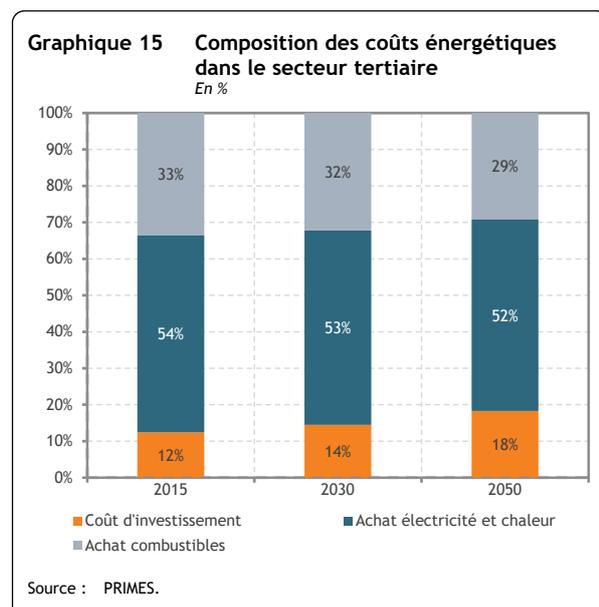
Entre 2015 et 2050, la consommation finale énergétique augmente de 15 %, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de la consommation d'énergie de 0,4 %. Le graphique 14 montre que la consommation d'énergie reste quasi stable entre 2020 et 2035 avant de partir à la hausse sur les dernières années de la projection. L'évolution à moyen terme montre que les politiques d'efficacité énergétique entreprises à ce jour et les prix énergétiques parviennent à compenser l'effet d'une activité sectorielle en croissance.

À long terme, l'intensité énergétique du secteur tertiaire (rapport entre la consommation d'énergie et la valeur ajoutée) continue néanmoins à diminuer. Sur la période de projection, elle baisse de 36 % ou de 1,3 % en moyenne par an. C'est le résultat des progrès technologiques et des glissements entre les différentes formes d'énergie qui, en dépit d'un accroissement rapide de la valeur ajoutée de ce secteur (+1,7 % par an en moyenne sur la période 2015-2050), permettent de modérer le rythme de croissance de la consommation d'énergie.

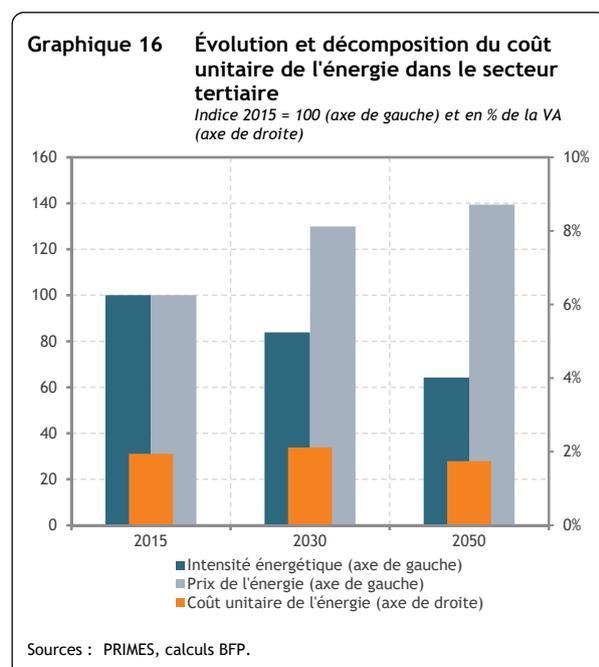


On constate également une redistribution de la consommation entre les différentes formes d'énergie : la part des produits pétroliers enregistre une baisse considérable (de 23 % en 2015 à 7 % en 2050) au profit du gaz naturel et de l'électricité. La part du gaz naturel passe de 36 % en 2015 à 41 % en 2050 tandis que celle de l'électricité progresse de 38 % en 2015 à 48 % en 2050. La consommation électrique augmente de 47 % entre 2015 et 2050 et celle de gaz naturel de 30 %. Quant à la consommation de produits pétroliers, elle chute de 65 %, ce qui se traduit par une perte de part de marché de 16 points de pourcentage.

En revanche, la chaleur s'accroît de 27 % et les sources d'énergie renouvelables, principalement de la biomasse, de 51 %. Leurs contributions au mix énergétique restent cependant marginales.



Les coûts énergétiques supportés par le secteur tertiaire augmentent de 71 % entre 2015 et 2050, soit un taux de croissance de 1,5 % 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 15). Ainsi, la part des coûts d'investissement passe de 12 % en 2015 à 14 % en 2030 puis à 18 % en 2050. En contrepartie, la contribution du coût d'achat d'énergie se réduit au cours du temps. Cette diminution ne concerne néanmoins que les dépenses d'achat de combustibles (principalement du gaz naturel et du gaz de chauffage) dont la part chute de 33 % en 2015 à 29 % en 2050 grâce notamment à une meilleure isolation des bâtiments et à l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes de chauffage. La contribution des dépenses d'achat d'électricité aux coûts énergétiques reste quant à elle quasi stable, elle oscille entre 52 et 54 %. L'amélioration continue de l'efficacité énergétique des appareils électriques compense pratiquement la multiplication des usages électriques et le renchérissement du prix de l'électricité. Ce coût est et reste le plus gros poste de dépenses du secteur tertiaire.



Les coûts énergétiques supportés par le secteur tertiaire augmentent de 71 % entre 2015 et 2050, soit un taux de croissance de 1,5 % 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 15). Ainsi, la part des coûts d'investissement passe de 12 % en 2015 à 14 % en 2030 puis à 18 % en 2050. En contrepartie, la contribution du coût d'achat d'énergie se réduit au cours du temps. Cette diminution ne concerne néanmoins que les dépenses d'achat de combustibles (principalement du gaz naturel et du gaz de chauffage) dont la part chute de 33 % en 2015 à 29 % en 2050 grâce notamment à une meilleure isolation des bâtiments et à l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes de chauffage. La contribution des dépenses d'achat d'électricité aux coûts énergétiques reste quant à elle quasi stable, elle oscille entre 52 et 54 %. L'amélioration continue de l'efficacité énergétique des appareils électriques compense pratiquement la multiplication des usages électriques et le renchérissement du prix de l'électricité. Ce coût est et reste le plus gros poste de dépenses du secteur tertiaire.

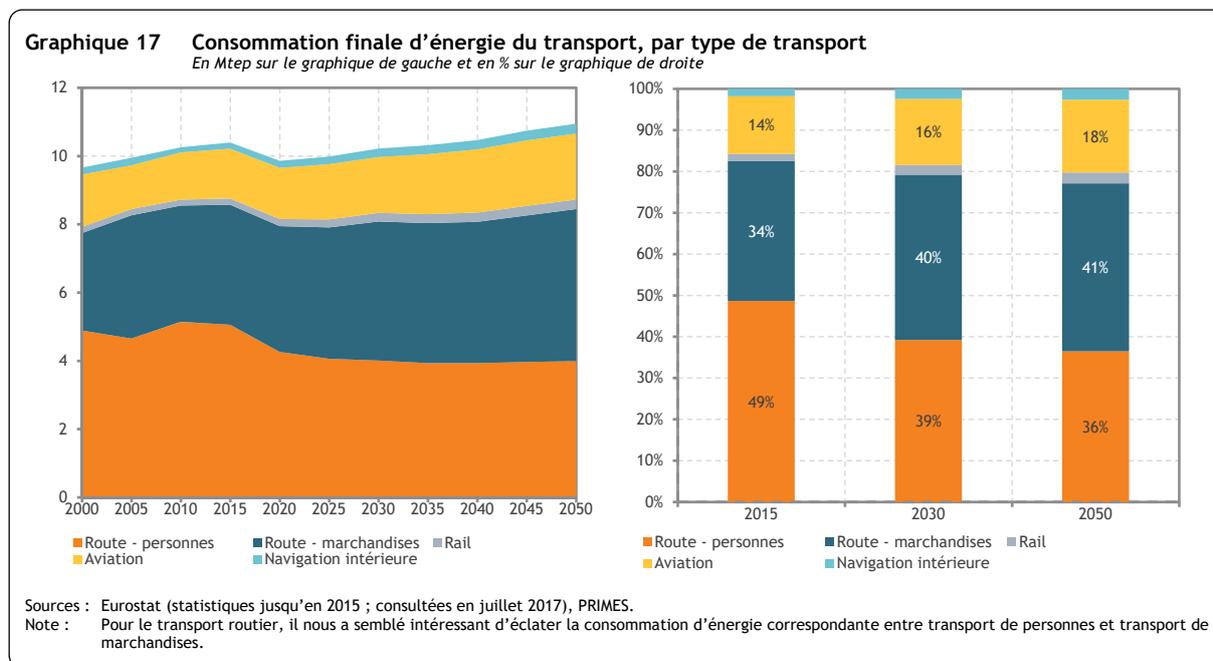
Comme l'on peut s'y attendre, le coût unitaire de l'énergie est considérablement plus faible dans le secteur tertiaire que dans l'industrie. Il se situe sous la barre des 2 % sur la période de projection (voir graphique 16). Son évolution est par contre comparable : une hausse jusqu'en 2030 suivie d'une baisse régulière entre 2030 et 2050. En 2050, le coût unitaire de l'énergie se situe sous le niveau de 2015 : 1,7 % vs. 1,9 %. L'effet prix de l'énergie domine l'effet intensité énergétique jusqu'en 2030 et puis c'est l'inverse.

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 personnes⁵⁰, la consommation finale d'énergie est répartie entre les modes routier (voitures et camionnettes 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.

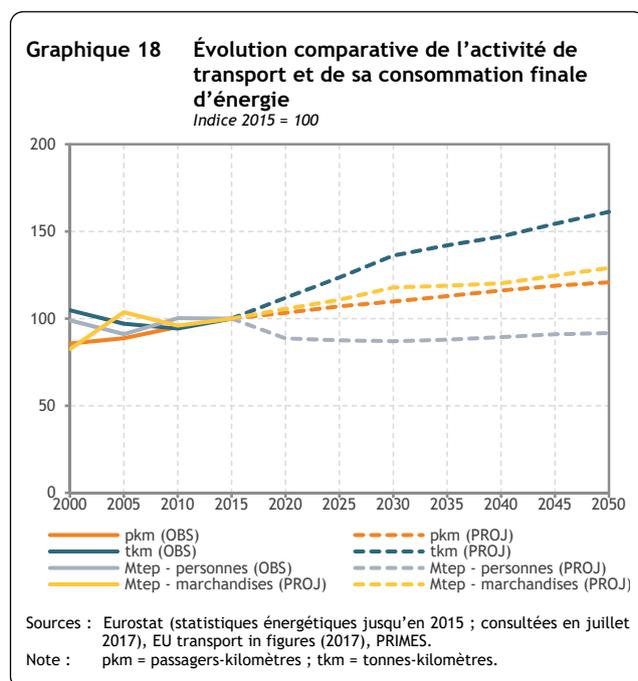
Comme le montre le graphique 17, en projection, la consommation finale d'énergie du transport évolue en deux temps : elle connaît d'abord une diminution entre 2015 et 2020 (-1,1 % en moyenne par an), puis une hausse quasi régulière entre 2020 et 2050 (+0,3 % en moyenne par an). En 2050, la consommation finale d'énergie du transport (11 Mtep) se situe 5 % au-dessus du niveau de 2015 (10,4 Mtep).

La chute de la consommation énergétique entre 2015 et 2020 est exclusivement imputable au transport routier de personnes qui contribue pour moitié environ à la consommation totale du secteur. Sa consommation énergétique chute de 16 % alors que les autres modes de transport voient leur consommation augmenter sur la même période. Après 2020 et jusqu'en 2040, la consommation énergétique du transport routier de personnes continue à s'affaïsser mais pas suffisamment pour contrecarrer la croissance régulière de la consommation des autres types de transport. Entre 2040 et 2050, la consommation énergétique est en progression générale. Une conséquence de ces évolutions est la perte de la première place pour le transport routier de personnes dont la part s'établit à 36 % en 2050 (elle était de 49 % en 2015) derrière le transport routier de marchandises qui représente alors 41 % de la consommation finale d'énergie du secteur (comparé à 34 % en 2015). Ensemble, les modes routiers couvrent toujours plus des trois quarts de la consommation énergétique des transports.



⁵⁰ 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.

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 61 % pour le transport de marchandises et de 21 % pour le transport de personnes, par rapport à 2015. À l'horizon 2030⁵¹, les pourcentages d'accroissement s'établissent respectivement à 36 % et 10 %. Malgré de telles progressions, la consommation finale d'énergie n'augmente que de 29 % d'ici 2050 pour le premier type de transport et diminue même de 8,4 % pour le second. Ces évolutions différenciées sont le reflet de l'amélioration de l'efficacité énergétique du transport⁵² qui accentue le découplage entre l'activité de transport et la consommation d'énergie.

Pour le transport de personnes, cette amélioration découle principalement de l'application de

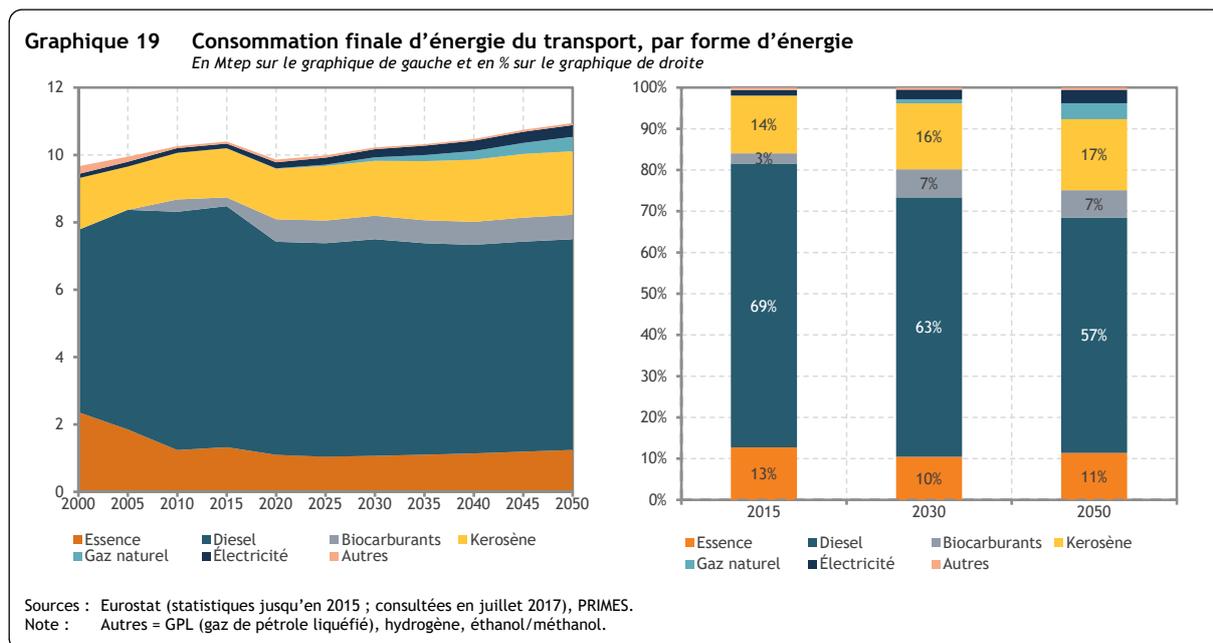
normes d'émission de CO₂ pour les nouvelles voitures (règlements 443/2009/CE et 333/2014/CE du Parlement européen et du Conseil) dont l'effet est particulièrement marqué au début de la période de projection. Après 2020, ces normes, combinées avec le développement de motorisations alternatives (voir infra) et l'amélioration de l'efficacité énergétique des autres modes de transport, continuent leurs effets mais ne suffisent plus à compenser l'augmentation de l'activité de transport et la consommation finale d'énergie part à la hausse.

Pour le transport de marchandises, l'amélioration de l'efficacité énergétique résulte notamment de l'application de normes d'émission de CO₂ pour les nouvelles camionnettes (règlements 510/2011/CE et 253/2014/CE du Parlement européen et du Conseil) et des progrès technologiques pour les autres moyens de transport de marchandises (camions, barges, trains).

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 19).

⁵¹ Par souci de cohérence interne à l'exercice, les perspectives d'évolution de l'activité de transport rapportées ici ont été calculées par le laboratoire E3M de la NTUA avec le modèle PRIMES-TAPEM (voir CE, 2016). Des perspectives d'évolution de la demande de transport sont également élaborées par le BFP tous les trois ans. À titre de comparaison, les dernières perspectives publiées (BFP, 2015) tablaient sur une augmentation de l'activité de transport de 45 % entre 2012 et 2030 pour les marchandises et de 11 % pour les personnes.

⁵² 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.



L'obligation d'avoir 10 % de sources d'énergie renouvelables dans les transports en 2020 (objectif SER-T) suscite le développement des biocarburants et explique la diminution de la consommation d'essence au début de la période de projection. Ensuite, la consommation d'essence augmente modérément. La part de marché de l'essence reste quasiment stable, autour de 10 %, sur la période de projection.

La consommation de diesel diminue également au début de la période de projection en raison de l'incorporation de biocarburant dans le diesel (objectif SER-T en 2020) mais aussi de la hausse des accises sur le diesel. Au-delà, la percée des nouveaux types de motorisation et les normes d'émission de CO₂ pour les camionnettes, entre autres facteurs, contiennent l'augmentation de la consommation malgré la croissance du trafic. Utilisé par plusieurs moyens de transport (voitures, camions, camionnettes, barges, etc.) le diesel reste le carburant dominant pour le transport : sa part reste supérieure à 50 % sur toute la période de projection.

Sous l'impulsion de l'objectif SER-T, les biocarburants voient leur consommation plus que doubler entre 2015 et 2020. Il s'agit alors principalement de bioéthanol⁵³ et de biodiesel⁵⁴ conventionnels, appelés aussi de première génération. Conformément à la directive 2015/1513/CE, la part des biocarburants de première génération est limitée à 7 % en énergie d'ici 2020. Après 2020, faute d'un nouveau cadre européen⁵⁵, la consommation de biocarburants ne progresse pratiquement plus : la part des biocarburants dans la consommation d'essence et de diesel se stabilise autour des 9 %. Rapportée à la consommation finale totale d'énergie du transport, la consommation de biocarburants passe de 3 % en 2015 à 7 % sur la période 2020-2050.

⁵³ Par l'arrêté royal du 21 juillet 2016, la teneur obligatoire en biocarburants dans l'ensemble des essences est fixée à 8,5 % en volume équivalent bioéthanol à partir du 1^{er} janvier 2017. Ce 8,5 % part du principe que 10 % de bioéthanol sont mélangés à l'essence E10 et 5 % dans le grade dit de protection pour les véhicules non compatibles avec l'E10 (source : Fédération pétrolière belge).

⁵⁴ 2015 est une année atypique pour le biodiesel : sa mise sur le marché des carburants a chuté de 42 % par rapport à 2014 en raison de l'annulation de la loi d'incorporation de biocarburants dans le diesel en juin 2015, suite à l'arrêt de la Cour constitutionnelle, loi corrigée et publiée le 25 décembre 2015 (source : Fédération pétrolière belge).

⁵⁵ En cours de discussion.

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 le renchérissement du prix du pétrole et les prix élevés du CO₂ dans les secteurs ETS dont fait partie le transport aérien. En 2015, le kérosène représentait 14 % de la consommation finale totale d'énergie du transport, en 2030 (resp. 2050) sa part passe à 16 % (resp. 17 %).

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 croît de 74 % entre 2015 et 2030 et est multipliée par un facteur 2,6 entre 2015 et 2050. Par rapport aux autres formes d'énergie, l'électricité reste cependant marginalement utilisée par les transports (1 % en 2015, 2 % en 2020 et 3 % en 2050 de la consommation totale d'énergie des transports). Ce sont surtout les voitures hybrides non rechargeables qui font une percée plutôt que les voitures électriques de type hybride rechargeable ou tout électrique (voir graphique 20). 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. De plus les voitures électriques sont beaucoup plus efficaces énergétiquement parlant que les voitures traditionnelles.

Enfin, d'autres formes d'énergie comme le gaz de pétrole liquéfié (GPL), le gaz naturel (GNC et GNL), ou encore l'hydrogène (H₂) 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 gaz naturel 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.

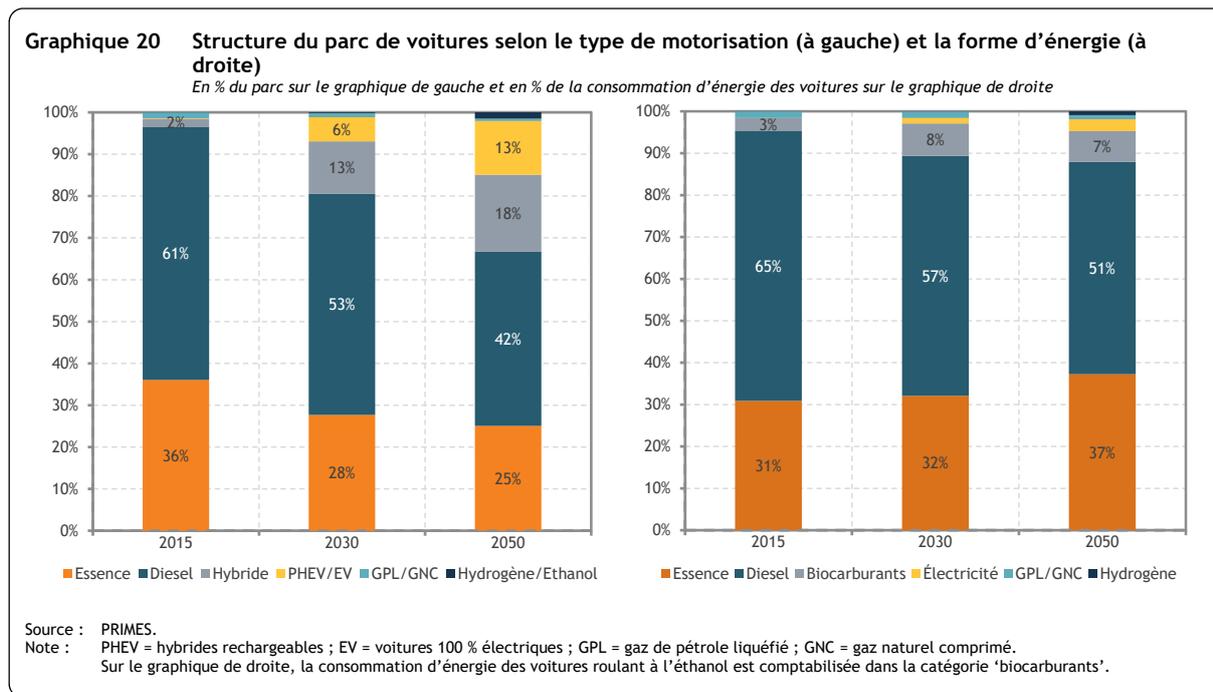
Le graphique 20 montre ainsi comment évolue la structure du parc de véhicules privés selon le type de motorisation (partie gauche du graphique) et la forme d'énergie (partie droite du graphique) d'ici 2050.

Alors qu'ils représentaient pratiquement 100 % du parc de voitures en 2015, les moteurs à combustion interne (essence et diesel) voient leur part diminuer progressivement (81 % en 2030 et 67 % en 2050) au profit principalement des moteurs hybrides non rechargeables (13 % en 2030 et 18 % en 2050) et dans une moindre mesure des voitures électriques, hybrides rechargeables incluses (6 % en 2030 et 13 % en 2050).

Les évolutions ci-dessus peuvent sembler peu ambitieuses pour la mobilité électrique au regard des nombreuses déclarations et initiatives récentes dans le chef des politiques, des constructeurs automobiles ou autres parties prenantes. Ces évolutions sont conditionnées par le cadre général adopté dans le scénario de référence, à savoir l'analyse de l'évolution future du système énergétique belge à politique

inchangée, et en particulier sans nouveaux objectifs de réduction des émissions de GES ou de développement des SER dans le transport ⁵⁶ au-delà de 2020. Pour concrétiser, accélérer et amplifier la transition vers l'électromobilité, nul ne niera la nécessité de définir de tels objectifs mais aussi de déterminer et mettre en œuvre les politiques et mesures adéquates.

Un des objectifs (intérêts) du scénario de référence consiste à jauger, avec des chiffres à l'appui, l'écart entre une évolution à politique inchangée et une évolution ambitionnée par la transition vers une société pauvre en carbone. À ce titre, le scénario de référence vise à éclairer l'action politique.

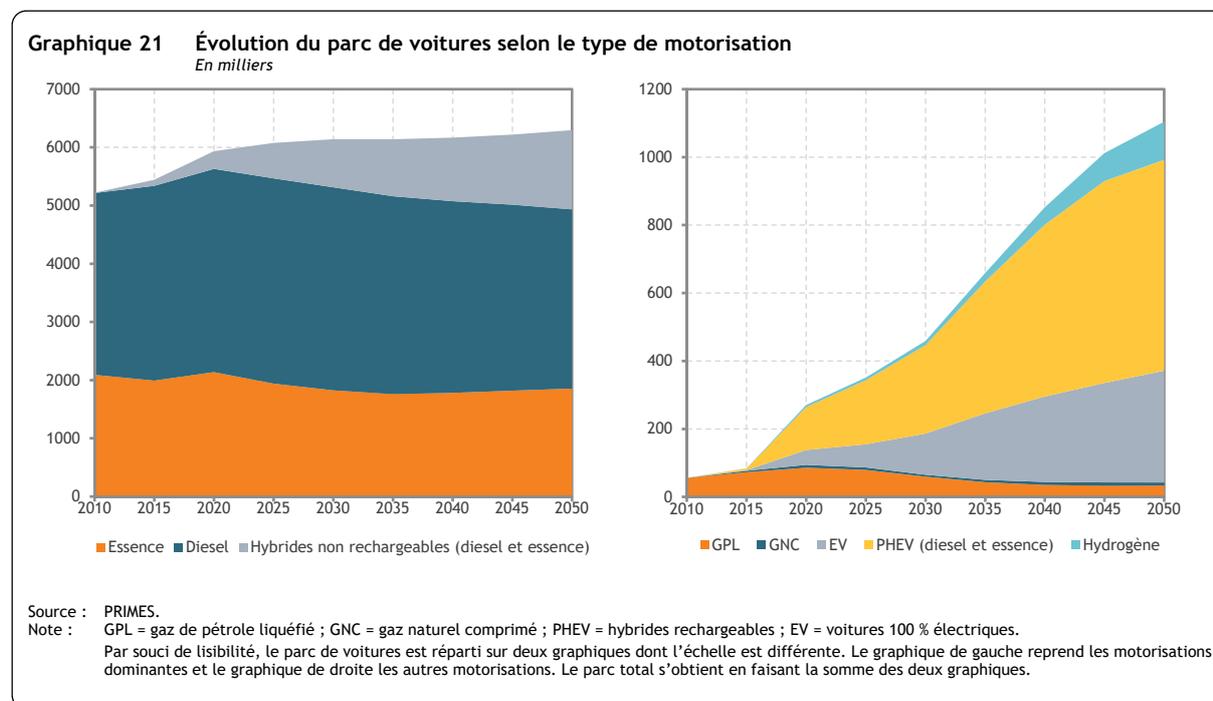


Les changements sont moins spectaculaires au niveau de la répartition entre formes d'énergie. Tout d'abord, les voitures hybrides, rechargeables ou non, consomment toujours de l'essence et du diesel sur une partie de leurs trajets, enfin les moteurs électriques ont une efficacité énergétique plus grande 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 2015, l'essence et le diesel couvraient 96 % de la consommation énergétique des voitures ; en 2050, ce pourcentage reste élevé puisqu'il est de 88 %. La part des biocarburants progresse surtout entre 2015 et 2020 sous l'impulsion des objectifs SER et SER-T, puis se stabilise autour de 7-8 % sur la période 2020-2050. Enfin, l'électricité consommée par les voitures ne dépasse pas 3 % de la consommation énergétique totale des voitures sur la période de projection, alors que la part des voitures électriques dans le parc automobile dépasse les 10 % en 2050. La consommation électrique des voitures privées s'élève à 0,5 TWh en 2030 et 1,1 TWh en 2050. Le chiffre pour l'année 2050 correspond à 25 % 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.

⁵⁶ L'électricité d'origine renouvelable entre en ligne de compte dans l'objectif SER-T.

Pour compléter l'analyse du transport routier privé de personnes, le graphique 21 donne l'évolution du parc de voitures selon le type de motorisation en termes absolus plutôt que relatifs.

De 5,5 millions d'unités en 2015, le parc de voitures passe à 7,4 millions d'unités en 2050 soit une augmentation de 34 % en trente-cinq ans (le rythme de croissance annuel moyen est de 0,8 %). La croissance de la population explique une partie de cet accroissement, l'autre facteur vient du nombre moyen de voitures par habitant⁵⁷ qui passe de 0,49 en 2015 à 0,58 en 2050 (soit +18 %).



En 2050, le parc automobile compte encore 4,9 millions de voitures « traditionnelles » (38 % de voiture à essence et 62 % de voitures diesel) mais le nombre de voitures hybrides non rechargeables progresse et atteint environ 1,4 millions. Parmi les autres types de motorisation, ce sont surtout les voitures électriques qui tirent leur épingle du jeu : quelque 620 mille voitures hybrides rechargeables et 330 mille voitures 100 % électriques viennent gonfler le parc en 2050.

4.2. Production d'électricité

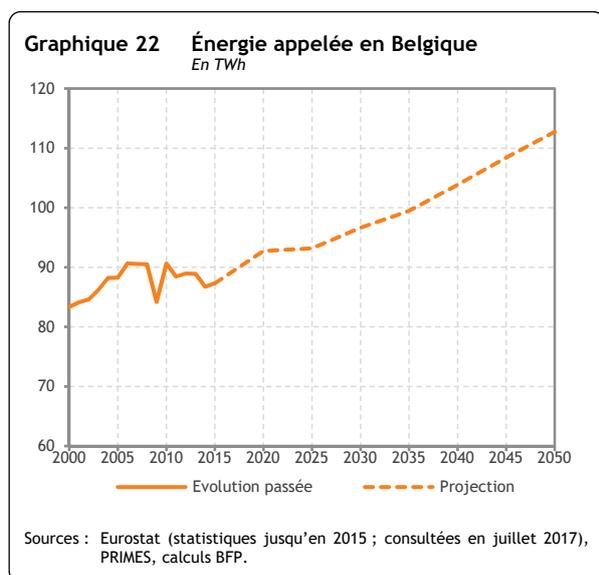
Après la consommation (ou demande) finale d'énergie, c'est une forme d'énergie spécifique, à savoir l'électricité, qui retient à présent notre attention. L'électricité s'est régulièrement retrouvée à la une de l'actualité ces dernières années. Des facettes très diverses du système électrique ont ainsi été exposées au grand public : la sécurité d'approvisionnement et la constitution de la réserve stratégique, la (prolongation de la) durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires, la percée des sources d'énergie renouvelables, l'augmentation de la facture d'électricité... Nous nous attendons à ce que l'intérêt porté à l'électricité ne cesse d'augmenter au cours des prochaines années. C'est précisément la raison pour laquelle des explications détaillées sont indispensables. Elles sont l'objet de ce chapitre spécifiquement consacré à l'électricité. On y examine ce qu'il advient du système électrique belge à politique inchangée

⁵⁷ Par ménage, le nombre moyen de voitures passe de 1,15 en 2015 à 1,28 en 2050, soit une augmentation de 12 %.

compte tenu toutefois de la réalisation des objectifs contraignants du paquet européen Climat-Énergie en 2020.

Le présent chapitre se compose de trois grandes parties : la demande, l'offre et les coûts. La première partie étudie la demande d'électricité et son évolution attendue. Une deuxième partie se penche sur la question de savoir comment satisfaire cette demande et comment garantir qu'une quantité suffisante d'électricité sera disponible pour répondre à la consommation future. Quant à la dernière partie, elle traitera des coûts de la production électrique, de leur évolution et des causes des changements constatés, et ce pour chaque poste de coûts.

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. La part de l'électricité dans la demande finale d'énergie grimpe ainsi de 1/5 en 2015 à 1/4 en 2050.

Si on ajoute la consommation d'électricité de la branche énergie et les pertes sur les réseaux de transport et de distribution à la demande finale d'électricité, on obtient l'énergie appelée, l'indicateur présenté dans le graphique 22. L'analyse de l'évolution historique de l'énergie appelée permet de constater que, depuis le début du millénaire (2000-2015), l'énergie appelée s'est accrue chaque

année de 0,3 % en moyenne. Entre 2015 et 2030, cette croissance s'accélère et on enregistre une croissance annuelle moyenne de 0,7 %. Dans la dernière partie de la période de projection (2030-2050), on observe le taux de croissance moyen le plus élevé avec 0,8 % par an. En 2050, l'énergie appelée atteint ainsi une valeur de 113 TWh, soit 25 TWh de plus qu'en 2015.

La différence entre les deux périodes (2015-2030 et 2030-2050) semble s'expliquer par l'efficacité énergétique : au début de la période de projection, les gains d'efficacité parviennent encore à brider la croissance, surtout dans l'industrie. Dans ce secteur, la demande d'électricité enregistre un léger recul en raison de la mise en œuvre réussie des mesures d'efficacité énergétique. Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, on observe toutefois une forte croissance de la consommation d'électricité qui s'explique notamment par les effets de volume (nombre croissant de ménages, croissance de l'activité dans le secteur tertiaire).

Après 2030, le rythme de croissance augmente, principalement parce qu'on considère qu'aucune politique supplémentaire d'efficacité énergétique ne sera menée et que le coût moyen de la production d'électricité s'inscrira en baisse à partir de 2030. De surcroît, l'effet volume dû au nombre croissant de ménages et à la relance de l'activité industrielle (voir 3.1) continuera à jouer un rôle et de nouvelles

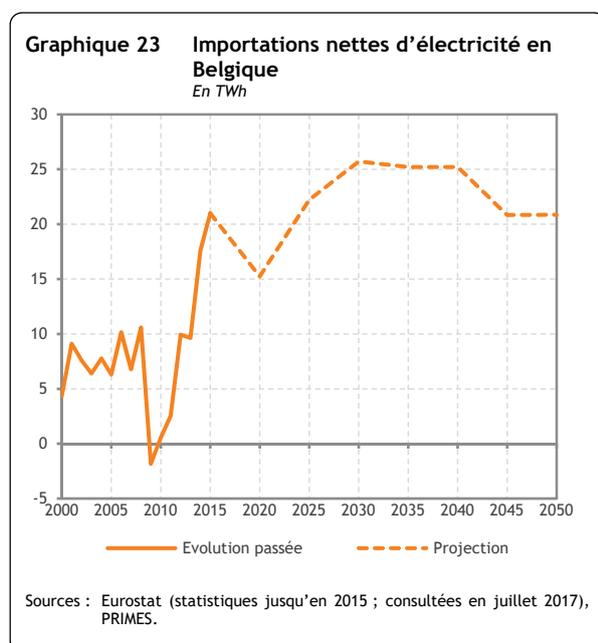
applications électriques feront leur apparition sur le marché, ce qui accentuera encore l'électrification de la demande finale.

4.2.2. Offre

Il existe deux manières de satisfaire la demande d'électricité : produire de l'électricité sur le territoire belge ou importer de l'électricité 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 utilisées pour produire l'électricité 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.

a. 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 (GRT) 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 des réseaux de transport 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 (voir CREG, 2014) : ils sont donc calculés de manière endogène dans le modèle. L'application d'une telle méthode peut toutefois 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 membres⁵⁸. Par rapport aux perspectives précédentes (Devogelaer et Gusbin, 2014), une représentation plus détaillée des interconnecteurs a été intégrée dans le modèle.

Si on applique les méthodes précitées au scénario de référence pour la Belgique, on obtient une croissance considérable des importations nettes entre 2015 et 2030. En réalité, on observe d'abord une baisse

⁵⁸ Pour déterminer les flux transfrontaliers, PRIMES résout un modèle d'optimisation DC *linear flow* qui respecte les deux premières lois de Kirchhoff.

entre 2015 et 2020, puis une véritable envolée entre 2020 et 2030. Cette évolution contraste avec la relative stabilité des importations nettes d'un point de vue historique. Durant la première décennie de ce siècle (2000-2010), les importations nettes d'électricité ont en effet fluctué entre 6 et 10 TWh, avec un creux en 2009, année où la Belgique est temporairement devenue exportatrice nette d'électricité. Les causes de ce phénomène sont aussi bien la contraction de la demande intérieure (suite à la crise économique et financière) que l'indisponibilité partielle du nucléaire en France. Toutefois, les importations nettes ont sensiblement progressé au cours des dernières années pour culminer en 2015. Penchons-nous à présent sur cette année 2015 et plus précisément sur le rôle des centrales nucléaires belges.

La Belgique dispose de sept unités nucléaires réparties sur deux sites, Doel et Tihange. Doel accueille quatre réacteurs nucléaires, appelés D1, D2, D3 et D4, tandis que les trois autres, T1, T2 et T3, sont exploités à Tihange (voir tableau 5). En 2015, les réacteurs les plus anciens, T1, D1 et D2, ont atteint le seuil des 40 ans (après une mise en service en 1975) et auraient dû tomber sous le coup de la loi sur la sortie progressive du nucléaire. En 2003, le Parlement fédéral belge avait en effet adopté une loi prévoyant la mise en œuvre d'un programme de sortie du nucléaire sur la période 2015-2025 afin de mettre graduellement à l'arrêt tous les réacteurs nucléaires ayant atteint une durée de vie de 40 ans. Cette loi a néanmoins été revue en 2013 pour prolonger de 10 ans la durée de vie opérationnelle de T1 (dans le cadre du Plan Wathelet⁵⁹). En février 2015, le programme a été appliqué et le réacteur le plus ancien, D1, a alors été mis à l'arrêt. Mais auparavant, durant l'été 2012⁶⁰, deux réacteurs (D3 et T2) avaient été stoppés assez soudainement après un entretien révélant la présence de défauts dus à l'hydrogène dans les cuves des réacteurs. L'arrêt simultané de trois réacteurs nucléaires en 2015 (D1, T2 et D3) a eu des répercussions sur le marché de gros en Belgique et a eu pour conséquence une hausse significative des importations nettes d'électricité (atteignant 27 % de la charge résiduelle). Au début de l'année 2016, les réacteurs T2 et D3 ont été relancés ainsi que le réacteur D1 suite à une nouvelle révision de la loi sur la sortie du nucléaire⁶¹. Depuis lors, le parc de production électrique belge peut à nouveau compter sur une capacité de production nucléaire de 5 926 MW.

Tableau 5 Parc nucléaire belge

Centrale	Réacteur	Capacité du réacteur (MW)	Année de mise en service	Age du réacteur en 2015
Doel	Doel 1	433	1975	40
	Doel 2	433	1975	40
	Doel 3	1006	1982	33
	Doel 4	1038	1985	30
Tihange	Tihange 1	962	1975	40
	Tihange 2	1008	1983	32
	Tihange 3	1046	1985	30
Total	7 réacteurs	5926		

Sources : ENTSO-E (2016), Forum nucléaire (2016).

⁵⁹ Durant l'été 2013, le gouvernement fédéral a amendé le programme de sortie du nucléaire arrêté dans la loi de 2003. Cet amendement, appelé « plan Wathelet » (qui doit son nom au secrétaire d'État à l'Énergie qui l'a signé, M. Wathelet), à la fois redéfinit le calendrier de fermeture des réacteurs nucléaires et énonce des mesures pour faire face à la perte de capacité de production contrôlable.

⁶⁰ Le réacteur D3 a été arrêté le 2 juin 2012 pour un entretien décennal. Des anomalies au niveau de la cuve ont été détectées et ont entraîné une indisponibilité prolongée du réacteur. Le 16 août 2012, T2 a subi son entretien décennal et le même type d'anomalies a été constaté. Par conséquent, son arrêt a été prolongé. De nombreux experts (inter)nationaux ont mené des examens approfondis et ont approuvé le redémarrage des deux entités en juin 2013. Toutefois, le 25 mars 2014, les deux réacteurs ont à nouveau été arrêtés à la suite d'une non-conformité détectée dans les systèmes testés.

⁶¹ Pour un aperçu détaillé des différentes révisions de la loi sur la sortie du nucléaire et ses origines, voir Laleman & Albrecht (2016).

On s'attend à ce que le niveau des importations nettes retombe à 15 TWh en 2020 en raison de la pleine disponibilité du parc nucléaire. Ensuite, elles augmentent sensiblement pour atteindre 25 TWh en 2030, connaissent un léger fléchissement à partir de 2040 pour finalement s'établir à environ 21 TWh en 2050. Ce niveau correspond à environ un cinquième de l'énergie appelée.

La progression entre 2020 et 2030 s'explique surtout par le fait que le parc nucléaire sera progressivement réduit à partir de 2022 avant d'être totalement démantelé en 2025. En outre, compte tenu de la forte pénétration des sources d'énergie renouvelables variables, les échanges transfrontaliers constituent une solution idéale pour répondre aux exigences d'équilibrage. Dans le modèle, on suppose en effet que les moyens d'équilibrage sont partagés à l'échelle internationale dans des marchés connectés et que l'empilement économique des centrales (Ang. : *unit commitment*) est réalisé de manière coordonnée.

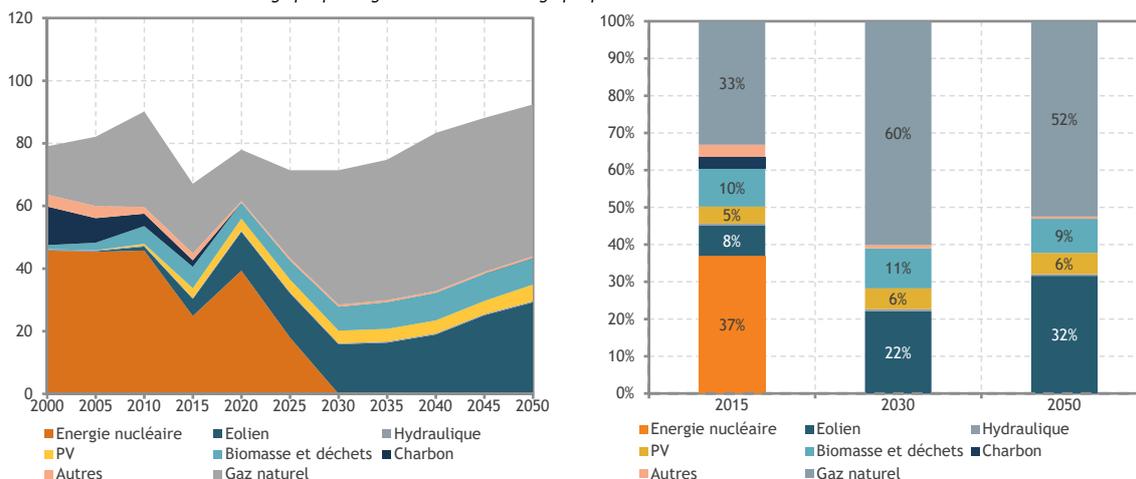
b. Production d'électricité

La production nette d'électricité augmente sur l'ensemble de la période de projection à un rythme de 0,9 % par an en moyenne. On distingue essentiellement deux périodes : une croissance modeste de 0,4 % par an en moyenne entre 2015 et 2030, puis une hausse sensible entre 2030 et 2050 caractérisée par un taux de croissance moyen de 1,3 % par an.

Une analyse plus approfondie permet d'encore subdiviser la première période : la production nette d'électricité augmente entre 2015 et 2020, puis diminue en 2025 avant de se stabiliser à l'approche de 2030. L'augmentation constatée en 2020 s'explique essentiellement par l'exploitation de l'ensemble du parc nucléaire, ce qui n'était pas le cas en 2015 (voir supra). Après 2020 (pour être plus précis à partir de 2022), on procède à la fermeture systématique des centrales nucléaires sur le sol belge selon le calendrier de sortie du nucléaire fixé dans la loi du 28 juin 2015⁶². Même si les sources d'énergie renouvelables sont en plein essor et que le gaz naturel est en nette progression, ces évolutions ne sont pas suffisantes pour compenser la perte du nucléaire. On observe donc une baisse de la production. Après 2025, l'année de la fermeture des dernières centrales nucléaires, on note toutefois un statu quo du niveau de production nette d'électricité. La croissance continue de l'électricité produite par les centrales au gaz et la progression de l'éolien maintiennent la production électrique belge à niveau avec une production nette de 71,4 TWh en 2030.

⁶² Voir note de bas de page n°6.

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

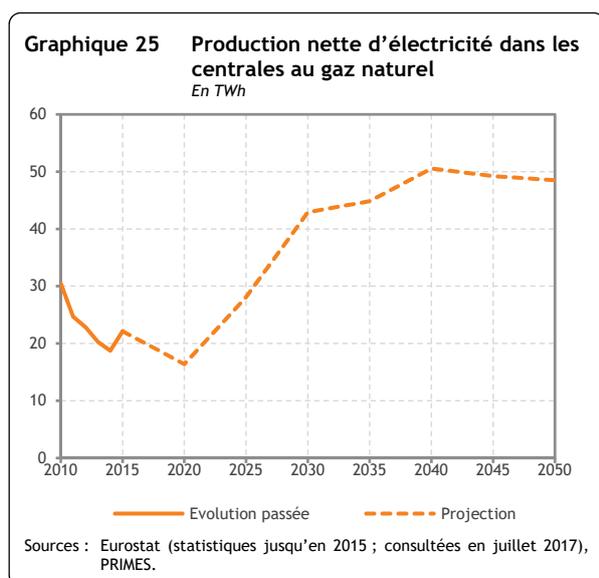


Source : PRIMES.
 Note : PV = solaire photovoltaïque ; autres = pétrole et gaz dérivés.
 Bien que la loi sur la sortie du nucléaire ait été totalement mise en œuvre, les dernières centrales nucléaires fermeront dans le courant de l'année 2025. On enregistrera donc encore une faible production nette pendant 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.

De 2030 à 2050, on observe une longue croissance de la production nette d'électricité qui atteint un niveau de 92,4 TWh en 2050, dépassant ainsi le pic historique de 2010. Cette hausse est essentiellement due au surcroît de production des centrales au gaz naturel (+13 %) et à un quasi doublement de la production éolienne.

Une analyse détaillée du mix de production nous permet de constater qu'il subit une mue radicale au cours de la période de projection. 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 2015, ces derniers se taillent la part du lion du mix : 26,6 TWh sont produits par des centrales au gaz naturel, au charbon ou au pétrole, avec une part prépondérante du gaz naturel. L'électricité nucléaire représente un peu plus du tiers du mix (24,8 TWh) et les unités renouvelables produisent 15,7 TWh.

En 2030, le mix est tout autre. Trois phénomènes expliquent cette transformation : la sortie du nucléaire, la nette augmentation du prix du carbone dans les secteurs ETS et l'interdiction implicite de construction de nouvelles centrales au charbon. 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 d'unités fonctionnant à partir de SER. De plus, la hausse du prix du carbone stimule le recours aux unités utilisant des sources d'énergie renouvelables. Enfin, l'interdiction de facto d'investir dans des centrales au charbon conduit à une image peu diversifiée des unités brûlant des combustibles fossiles. C'est ainsi qu'en 2030, les centrales au gaz naturel produisent 42,9 TWh d'électricité (60 %), contre 27,8 TWh (39 %) pour les unités fonctionnant à partir de SER.



En 2050, on atteint une production de 48,5 TWh (52 %) pour le gaz naturel et de 43,4 TWh (47 %) pour les unités fonctionnant à partir de SER. Même si le gaz naturel reste le combustible privilégié dans un scénario à politique inchangée, la production d'électricité à partir de SER enregistre une croissance sensible, et ce sans politique supplémentaire ni nouvel objectif contraignant pour les SER 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. Par ailleurs, on constate également une diminution des coûts d'investissement et on peut recueillir les fruits du marché intérieur de l'électricité en termes de complémentarité.

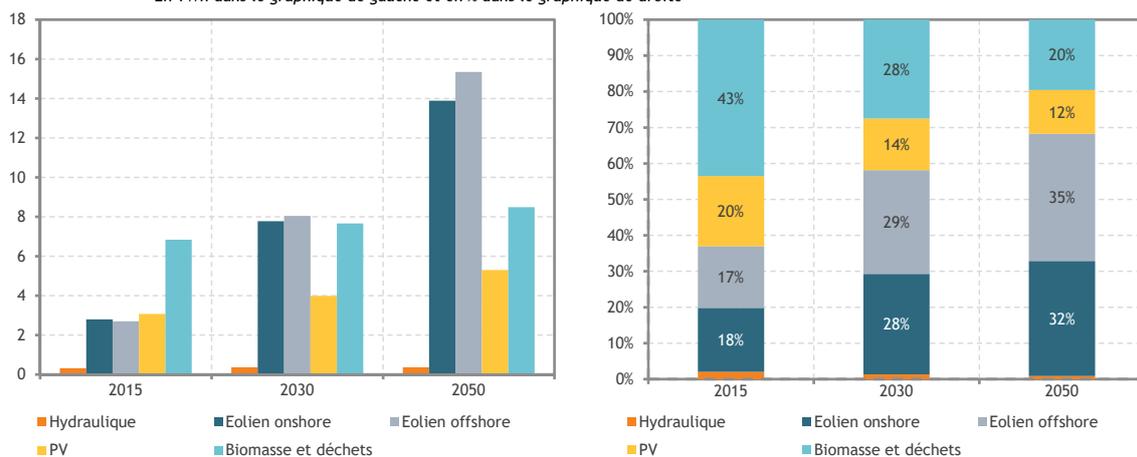
SER-E

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 le recours à ces formes d'énergie dans la production d'électricité. 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 (de 23 % en 2015 à 47 % en 2050), la contribution des SER variables (énergie solaire et éolienne) est moins élevée. Ensemble, les SER variables représentent 13 % de la production nette totale d'électricité en 2015. Leur part passe à 28 % en 2030 et 37 % en 2050.

Le graphique 26 présente la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et montre que la part des différentes sources d'énergie renouvelables varie au fil du temps.

Alors que la biomasse et les déchets se taillent la part du lion des sources d'énergie renouvelables en 2015, la production d'énergie éolienne ne cesse de progresser pour atteindre une part de 67 % du mix d'énergies renouvelables en 2050. Cela correspond à une production nette d'énergie éolienne de 29,2 TWh, dont 15,3 TWh générés offshore. L'énergie solaire représente une production de 5,3 TWh en 2050 (12 % du mix SER), c'est-à-dire moins que la biomasse qui produit 8,5 TWh, soit une part de 20 %. Toutefois, la biomasse joue un rôle crucial dans le système énergétique. En effet, elle peut compléter la production en base dès lors qu'il s'agit d'une forme non intermittente d'énergie renouvelable. Enfin, la production dans les centrales hydroélectriques n'évolue quasiment pas sur la période de projection, car le potentiel hydroélectrique est presque entièrement exploité.

Graphique 26 Production nette d'électricité à partir de SER
En TWh dans le graphique de gauche et en % dans le graphique de droite



Sources : Eurostat (statistiques 2015 ; consultées en juillet 2017), PRIMES.
Note : SER = sources d'énergie renouvelables, PV = solaire photovoltaïque.

c. Capacité de production

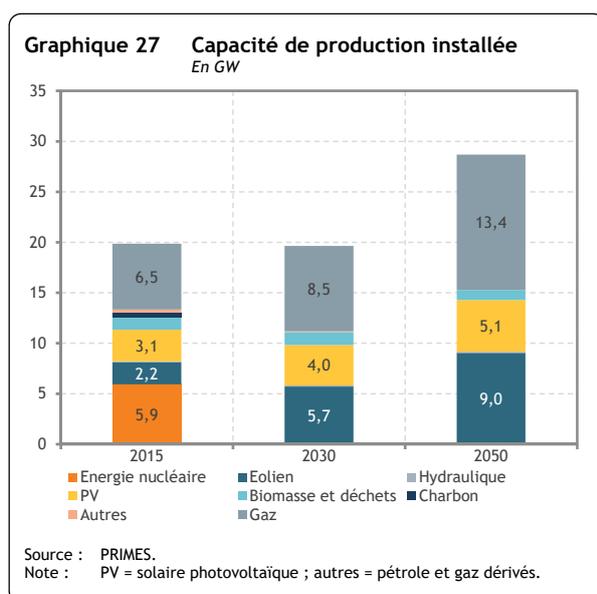
Si on traduit la production en nombre de centrales ou en capacité de production, une première remarque est que le rythme de croissance de la capacité est différent de celui de la production.

Durant la période 2015-2030, la capacité installée reste pratiquement inchangée (alors que la production connaît une croissance annuelle moyenne de 0,4 %), puis elle s'accroît de 1,9 % par an en moyenne au cours de la période 2030-2050 (contre 1,3 % pour la production). Quels sont les facteurs expliquant ces différences ? Penchons-nous dans un premier temps sur la période 2015-2030. La disparition du parc nucléaire suite à la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, la fermeture en 2016 de la dernière centrale au charbon et le démantèlement des centrales de pointe fonctionnant à partir de produits du pétrole sont compensés par la construction de centrales au gaz et d'unités renouvelables (principalement l'éolien) supplémentaires.

La quasi stabilisation de la capacité s'accompagne toutefois d'une hausse sensible du taux d'utilisation⁶³ de certaines technologies. La capacité de production à partir de gaz naturel est davantage sollicitée (plus grand nombre d'heures de fonctionnement ou *load hours*) pour combler le vide laissé par la production d'électricité d'origine nucléaire⁶⁴ : au cours de la période 2015-2030, son taux d'utilisation passe de 39 % à 61 %. De plus, le facteur de charge de l'éolien onshore bondit également grâce aux améliorations technologiques apportées aux turbines : il passe de 22 % en 2015 à 26 % en 2030 (voir tableau 7).

⁶³ Le taux d'utilisation est le rapport entre le temps effectif d'exploitation d'une unité et son temps d'exploitation maximum (qu'on appelle *nameplate capacity*). Sous forme d'équation, cela donne : taux d'utilisation = production / (capacité x 8760 heures).

⁶⁴ D'un point de vue historique, ce vide a été comblé, pour environ trois quarts, par un accroissement des importations nettes et, pour le solde, par un surcroît de production des centrales au gaz naturel (Devogelaer et Laine, 2016).



Les années postérieures à 2030 se caractérisent par une nette augmentation de la capacité de production. Cette envolée dépasse même la croissance de la production. Ce rythme plus soutenu s'explique principalement par trois facteurs mutuellement liés⁶⁵ : (1) la structure bipolaire du parc futur, (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.

Le premier point est lié au fait que le système électrique futur repose sur deux piliers : le gaz naturel et les sources d'énergie renouvelables. C'est là une conséquence directe de la décision de fermer les

centrales nucléaires existantes selon le calendrier de sortie du nucléaire fixé dans la loi du 28 juin 2015⁶⁶, en plus de l'interdiction de construire de nouvelles centrales nucléaires. En outre, il y a la fermeture de la dernière centrale au charbon sur le sol belge en 2016 et le moratoire de fait pour les nouvelles unités, illustré par le refus de délivrer un permis environnemental pour la construction d'une nouvelle centrale au charbon dans une zone intéressante pour ce type d'investissements, à savoir le port d'Anvers. Vu qu'une centrale au charbon ne peut être construite n'importe où en raison de la nécessité d'une voie d'eau à grand gabarit pour acheminer la matière première (en vrac), ce refus est lourd de conséquences pour le mix futur. Le gaz naturel et les sources d'énergie renouvelables sont donc les deux seules alternatives restantes : ce sont elles qui déterminent le paysage électrique futur.

Le deuxième facteur est qu'une partie de la capacité renouvelable 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 faut pouvoir compter sur 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, qui se réduit de nouveau. Le taux d'utilisation global passe ainsi de 42 % en 2030 à 37 % en 2050 (contre 39 % en 2015). Ce sont surtout les centrales au gaz qui sont touchées : leur taux d'utilisation dégringole de 61 % en 2030 à 44 % en 2050.

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, la disponibilité de l'ensemble du parc éolien ne peut être considérée comme totalement assurée dans les calculs. Par ailleurs, les centrales nécessitent

⁶⁵ Un quatrième facteur intervient également qui est lié à la modélisation. On suppose en effet qu'il n'y a pas d'extension des capacités d'interconnexion après 2020.

⁶⁶ Voir note de bas de page n°6.

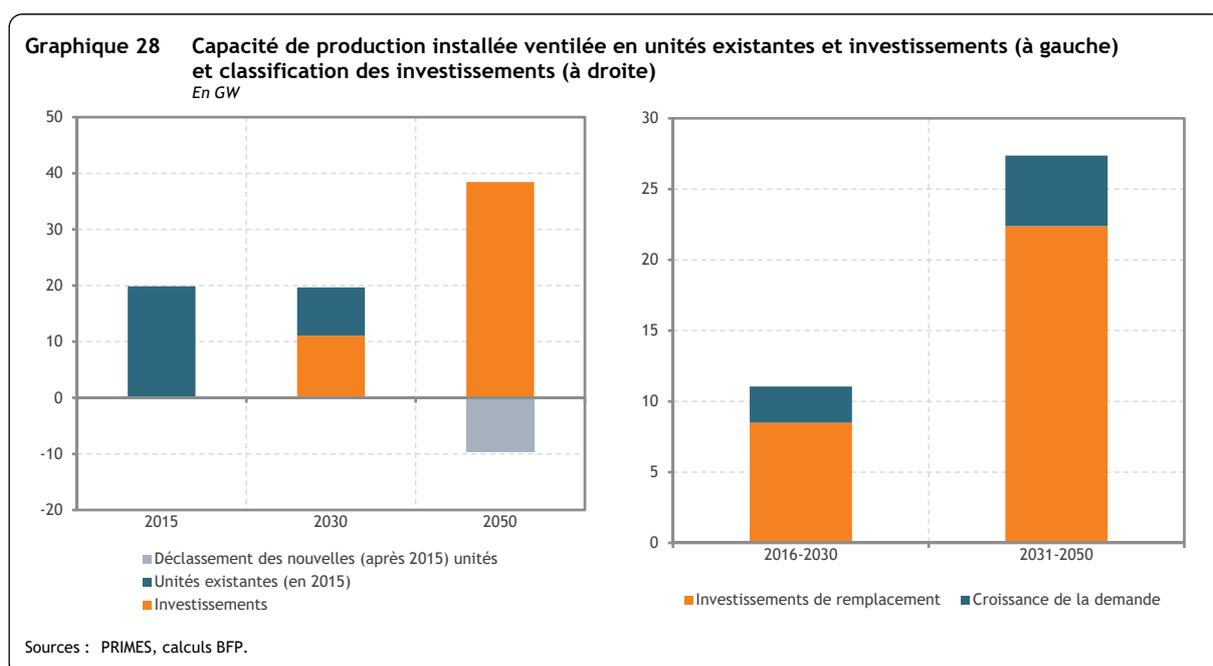
des entretiens, des pannes imprévues peuvent survenir, etc. De ce fait, il faut développer une capacité supplémentaire permettant d'assurer la couverture de la charge de pointe. La nécessité de disposer d'une certaine capacité fiable disponible vient augmenter la capacité totale installée et explique également le rythme de croissance plus élevé de la capacité par rapport à la production électrique.

En termes absolus, la capacité de production d'électricité s'élève à 20 GW en 2015. Quinze ans plus tard (en 2030 donc), c'est toujours le cas. En 2050, la capacité installée s'accroît d'environ 50 % par rapport au niveau de 2015, atteignant approximativement 29 GW.

Outre l'évolution du niveau de la capacité installée, on observe également des changements importants sur le plan du mix. En 2015, les centrales nucléaires représentent encore 30 % du mix de capacité, et les parts des centrales au gaz naturel, des centrales à biomasse et déchets et des autres unités fonctionnant à partir de SER (éolien, solaire, etc.) s'élèvent respectivement à 33 %, 6 % et 27 % du total. En 2030, le mix est totalement différent : les centrales nucléaires ne font plus partie du paysage électrique, et les centrales au gaz, les centrales à biomasse et déchets et les autres unités renouvelables représentent respectivement 43 %, 6 % et 50 % du mix. Enfin, en 2050, les centrales au gaz prennent 3 points de pourcentage aux centrales fonctionnant à partir de biomasse et de déchets et les parts deviennent donc respectivement 47 %, 3 % et 50 %. En termes absolus, les différentes technologies de production ont les capacités installées suivantes en 2050 : 13,4 GW pour les centrales au gaz, 1 GW pour les centrales à biomasse et déchets et 14,3 GW pour les autres unités fonctionnant à partir de SER, dont 9 GW pour l'éolien (5 GW onshore, 4 GW offshore).

d. Investissements

Il découle de ce qui précède que de nombreux investissements devront être réalisés au cours des prochaines décennies. Ces investissements sont nécessaires non seulement pour répondre à la demande croissante, 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 2015 et 2050 à 38 GW : 11 GW entre 2015 et 2030 et 27 GW entre 2030 et 2050. Cela signifie que, d'ici 2050, il faudra prévoir chaque année une capacité de production additionnelle d'environ 1 100 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 postérieure à 2030 est la plus critique, vu la forte augmentation de la demande, d'une part, et le remplacement des « nouvelles » centrales (mises en service après 2015) ayant des lead times de 25 à 30 ans, d'autre part. Par conséquent, le rythme d'investissement devra impérativement être accéléré après 2030. Il convient aussi de tenir compte des délais entre le moment où intervient la décision d'investir et le moment où l'investissement est réellement opérationnel (par exemple, de l'ordre de quatre à cinq ans pour une turbine gaz-vapeur).

En termes monétaires, les investissements à réaliser d'ici 2050 représentent un montant total de 32 milliards EUR, dont 15 milliards à injecter avant 2030 et 17 milliards entre 2030 et 2050.

e. Quelques indicateurs

Cette partie présente quelques indicateurs supplémentaires sous forme de tableau. Ils apportent un éclairage complémentaire sur le système électrique futur.

Tableau 6 Indicateurs relatifs à la production d'électricité

	2015	2030	2050
Rendement moyen de la production thermique (%)	44,4	51,5	53,8
Taux d'utilisation moyen de la capacité (%)	38,6	41,5	36,8
Part des importations nettes d'électricité (%)	23,9	26,6	18,5
Électricité à partir de centrales de cogénération (%)	17,3	18,1	12,4
Électricité à partir de SER (y compris les déchets) (%)	23,3	38,6	46,7
Capacité installée (GW)	19,9	19,6	28,7
Charge de pointe (GW)	12,9	14,3	16,7
Intensité en carbone (tCO ₂ /GW _{hel+th})	194	198	165

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 2015 et 2030 et s'améliore encore en fin de période de projection : en 2030 (2050), il passe à 51,5 % (53,8 %), contre 44,4 % en 2015. 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.

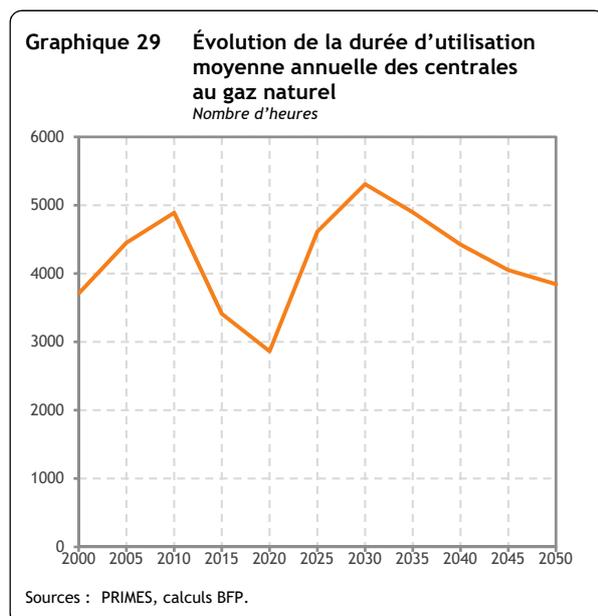
En revanche, le *taux d'utilisation* moyen connaît un parcours plus chaotique. Alors qu'il grimpe encore de 38,6 % en 2015 à 41,5 % en 2030 à la faveur d'un recours accru aux centrales au gaz naturel, il plonge ensuite pour atteindre en 2050 son niveau le plus bas de la période de projection : 36,8 %.

L'indicateur repris dans le tableau 6 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 7. Le tableau 7 montre aussi que les taux d'utilisation peuvent être très différents en fonction du combustible (ou de la source d'énergie) utilisé(e). Par exemple, le taux d'utilisation est historiquement bas pour l'énergie nucléaire en 2015. Ce constat s'explique par les raisons décrites plus haut. Cette technologie s'éteindra en 2025, il n'y a donc plus de chiffres à rapporter en 2030 et 2050.

Tableau 7 Évolution du taux d'utilisation de différents types de centrales
En %

	2015	2030	2050
Énergie nucléaire	48	-	-
Énergies renouvelables	19	23	28
Hydro (hors pompage)	32	34	34
Éolien onshore	22	26	31
Éolien offshore	43	41	44
Solaire photovoltaïque	11	11	12
Centrales thermiques	45	60	46
Gaz naturel	39	61	44
Biomasse - déchets	63	57	69

Sources : PRIMES, calculs BFP.



L'évolution du taux d'utilisation des unités fonctionnant à partir de SER semble positive. Elle est surtout à mettre à l'actif de l'éolien (aussi bien onshore qu'offshore) : grâce aux gains d'efficacité et aux améliorations logistiques, on s'attend à une évolution favorable du facteur de capacité.

Une autre évolution marquante mise en évidence dans le tableau 7 est la lourde chute du taux d'utilisation des centrales au gaz naturel (voir aussi la partie c de ce chapitre). Si nous présentons cette évolution sur une plus longue période (2000-2050) (graphique 29), on constate qu'elle ressemble au dos d'un chameau. Depuis 2010, le taux d'utilisation des centrales au gaz naturel s'est sensiblement

réduit, et cette tendance devrait perdurer jusqu'en 2020. Ce recul est dû à la baisse enregistrée pour l'énergie appelée (-3 % entre 2010 et 2015), au recours accru aux unités fonctionnant à partir de SER (qui sont prioritaires dans le système) et aux possibilités d'importation meilleur marché. Après 2020, on constate toutefois un net regain qui s'explique principalement par l'extinction du nucléaire qui laisse le champ libre aux centrales au gaz naturel dans le système (ou du moins à un nombre accru d'heures de fonctionnement). Après 2030, le facteur perd de nouveau du terrain pour finalement atteindre 44 % en 2050, soit quelque 3850 heures d'utilisation. Pourtant, la capacité et la présence des centrales au gaz naturel dans le système sont indispensables et on prévoit des investissements importants dans ce type de centrales au cours des prochaines décennies⁶⁷. Ces faibles taux d'utilisation peuvent s'expliquer par la conjonction de plusieurs facteurs : le prix du CO₂, les prix (relatifs) des combustibles fossiles et le développement des sources d'énergie renouvelables.

La ligne suivante du tableau 6 donne la *part des importations nettes d'électricité* dans l'énergie appelée. Elle reste à un niveau relativement élevé jusqu'en 2030 avant de connaître un léger fléchissement par la suite. 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

⁶⁷ Les investissements dans les centrales au gaz naturel pour la période 2015-2030 s'élèvent à pas moins de 4,5 GW (soit environ 11 centrales) ; sur l'ensemble de la période 2015-2050, ils se chiffrent même à 16,5 GW.

d'équilibrage) jouent également un rôle, outre l'augmentation du coût moyen de production (domestique). La part des importations nettes représente 27 % de l'offre totale d'électricité en 2030 avant de retomber à 18 % en 2050. La chute observée au cours de la période 2030-2050 s'explique par un double phénomène : une baisse du niveau des importations (numérateur) et une offre d'électricité en hausse (dénominateur) qui reflète la diminution du coût moyen de production (voir graphique 30).

Le tableau 6 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 17 % en 2015 à 18 % en 2030 et 12 % en 2050. Quant à la production brute d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, elle explose véritablement au cours des quinze premières années, essentiellement en raison de la Directive 2009/28/CE. Alors qu'elle ne représente que 23 %, soit environ un quart, de notre production brute d'électricité en 2015, elle atteint une part de 39 % en 2030. La période postérieure à 2030 se caractérise par la poursuite de la croissance qui s'explique, en l'absence d'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 production électrique à partir de SER atteint ainsi une part de 47 % en 2050.

La *capacité installée* reste pratiquement constante au cours de la période 2015-2030. Les investissements aussi bien dans des unités fonctionnant à partir de SER que dans des centrales au gaz naturel, permettent de compenser le démantèlement de la capacité nucléaire et d'autres centrales fossiles (charbon, pétrole). On enregistre toutefois une nette croissance de la capacité après 2030 : entre 2030 et 2050, la capacité installée bondit de pas moins de 46 %. Trois facteurs expliquent cette évolution : la demande croissante d'électricité, la part croissante des SER variables et la nécessité de tenir compte de leur caractère intermittent (back-up) et enfin le remplacement d'unités obsolètes démantelées.

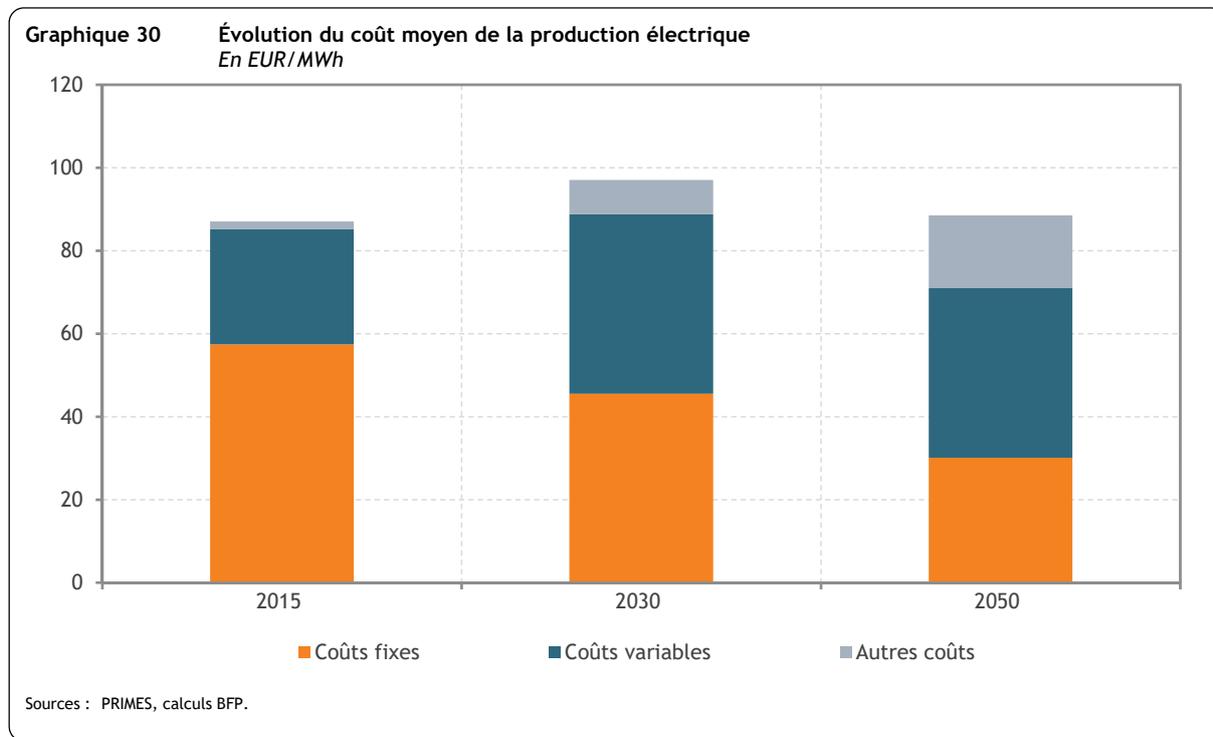
Le tableau 6 montre également la *charge de pointe*, dont l'évolution est pratiquement parallèle à celle de l'énergie appelée. En 2030 (2050), la charge de pointe dépasse de 11 % (29 %) le niveau de 2015. Elle s'élève à 14,3 GW (16,7 GW), contre 12,9 GW en 2015.

L'*intensité en carbone* du secteur électrique est fonction de l'évolution du mix énergétique et des technologies décrites plus haut. En 2030, l'intensité en carbone reste pratiquement constante par rapport à 2015, et ce en dépit de la fermeture des réacteurs nucléaires. L'accroissement sensible de la production à partir de SER et la hausse des importations nettes qui freine l'expansion de l'électricité produite en Belgique à partir de gaz naturel en sont les causes. Après 2030, l'intensité en carbone du secteur diminue pour deux raisons : tout d'abord, la production intérieure s'accroît et ensuite les unités fonctionnant à partir de SER continuent à être déployées à la faveur de la hausse du prix du carbone à moyen et long terme.

4.2.3. 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 pour produire de l'électricité divisé par la production nette d'électricité. Il se compose de trois éléments : 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 de combustibles et les autres coûts variables dont le coût du stockage du CO₂ le cas échéant. Les coûts exposés pour l'achat de quotas d'émissions mis aux enchères relèvent de la catégorie des autres coûts.



Les développements dans le secteur électrique ont un impact significatif sur les coûts : non seulement le niveau de ces coûts, mais également leur structure change au cours de la période étudiée.

Entre 2015 et 2030, le coût de la production d'électricité augmente sensiblement, puisqu'il passe de 87 EUR/MWh en 2015 à 97 EUR/MWh en 2030 en moyenne, soit une hausse de 11 %. Cette croissance est due à l'augmentation des coûts variables, et plus particulièrement des coûts des combustibles. Au cours de cette période, le prix du gaz naturel enregistre une progression marquée (voir graphique 1). De ce fait, les coûts des combustibles augmentent de pas moins de 58 %. La hausse du coût de production s'explique également, dans une moindre mesure, par les dépenses exposées pour acheter des quotas d'émissions dans les secteurs ETS : même si elles sont multipliées par quatre, leur poids absolu est encore relativement faible en 2030. Un élément marquant est que la catégorie des coûts fixes diminue. Une analyse plus fine nous apprend qu'en 2015 les coûts fixes sont particulièrement élevés car ils englobent les investissements de jouvence requis par la prolongation de la durée de vie opérationnelle des trois plus anciennes centrales nucléaires. En 2030, les coûts y afférant n'apparaissent plus dans le calcul.

Après 2030, le coût moyen de production s'inscrit en baisse en passant de 97 EUR/MWh en 2030 à 89 EUR/MWh en 2050, soit un niveau qui n'est supérieur que de 2 % à celui de 2015. La composition du coût de production continue également à évoluer. Un glissement semble en effet s'opérer entre les coûts fixes et les autres coûts. Alors que leurs parts s'élèvent à respectivement 47 % et 8 % en 2030, elles passent à 34 % et 20 % en 2050. Quant à la part des coûts variables, elle reste stable à 46 %.

Bien que de nombreux investissements (voir également la partie 4.2.2.d de ce chapitre) soient prévus durant cette période pour 1) remplacer des installations obsolètes et/ou démantelées, 2) répondre à la demande croissante et 3) assurer l'adéquation du parc de production (Ang. : *generation adequacy*) à tout moment, les coûts fixes connaissent un fléchissement. Cette fois, cette tendance s'explique par la nette diminution du coût du capital en raison des progrès technologiques et des effets d'apprentissage. Par rapport au scénario de référence des perspectives précédentes (Devogelaer et Gusbin, 2014), les coûts d'investissement du solaire photovoltaïque et dans une moins grande mesure de l'éolien offshore ont été revus à la baisse. Les principales causes de cette évolution sont les effets d'apprentissage⁶⁸ dans le cas du solaire photovoltaïque et les améliorations logistiques et les effets d'échelle après 2030 pour ce qui concerne l'éolien offshore.

Encadré 4 L'éolien offshore en Belgique

Pour développer le potentiel de l'éolien offshore, la Belgique travaille avec un système de concessions. Le ministre fédéral de l'Énergie a jusqu'à présent octroyé huit concessions domaniales pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens dans la partie belge de la Mer du Nord. Toutes ces concessions représentent ensemble 2 300 MW, dont 877 MW sont opérationnels aujourd'hui. Cette capacité contribue à atteindre l'objectif belge en termes de SER de 13 % en 2020, comme le prévoit la Directive 2009/28/CE.

Après 2020, dans le contexte de la transition énergétique, la capacité de production offshore peut toutefois dépasser la limite de 2 300 MW (Elia, 2015). Des objectifs ambitieux de 3 000 MW à 4 000 MW sont mentionnés dans le cadre d'études pour la plateforme *North Seas Countries' Offshore Grid Initiative* (NSCOGI). Si on souhaite étendre cette capacité, il est nécessaire de développer un deuxième corridor offshore-onshore. Et si on souhaite installer plus de 3 300 MW, des solutions supplémentaires (encore plus coûteuses) sont requises.

Le modèle PRIMES tient compte de la hausse des coûts du réseau en cas d'extension de la capacité offshore. Toutefois, cette évolution est, sur le long terme, plus que compensée par les améliorations logistiques et les effets d'échelle qui permettent de réduire le coût total des investissements offshore. On relève des baisses de coûts de 16 % à 22 % entre 2015 et 2030 et de 26 % à 37 % entre 2015 et 2050.

Notons également que les autres coûts explosent véritablement en raison de la hausse du prix des quotas d'émission de CO₂ qui grimpent de 33,5 EUR/tCO₂ en 2030 à 88 EUR/tCO₂ en 2050. Même si une grande quantité d'électricité est produite à partir de gaz naturel au cours de cette période (voir supra), on constate que le prix du gaz naturel augmente bien moins rapidement que celui des quotas d'émission de CO₂.

La structure du coût moyen de production évolue sensiblement tout au long de la période de projection : le poids des investissements dans le coût moyen de production s'amointrit au fil du temps, principalement en raison de l'arrêt des centrales nucléaires dont certaines ont nécessité des investissements de jouvence et des effets d'apprentissage et d'échelle pour les SER. En revanche, les coûts des combustibles et l'achat de quotas d'émission, deux postes de coûts qui sont exclusivement réservés aux centrales au

⁶⁸ Les améliorations technicoéconomiques dans le solaire photovoltaïque ont été estimées sur la base de données actualisées. C'est pourquoi le développement du photovoltaïque se base sur des coûts moins élevés que prévu par le passé et table sur la poursuite de l'exploitation du potentiel d'apprentissage dans le futur. Les coûts atteignent toutefois un niveau plancher qui est justifié par le coût incompressible de modules et composants comme les inverseurs, les cadres et les coûts d'installation.

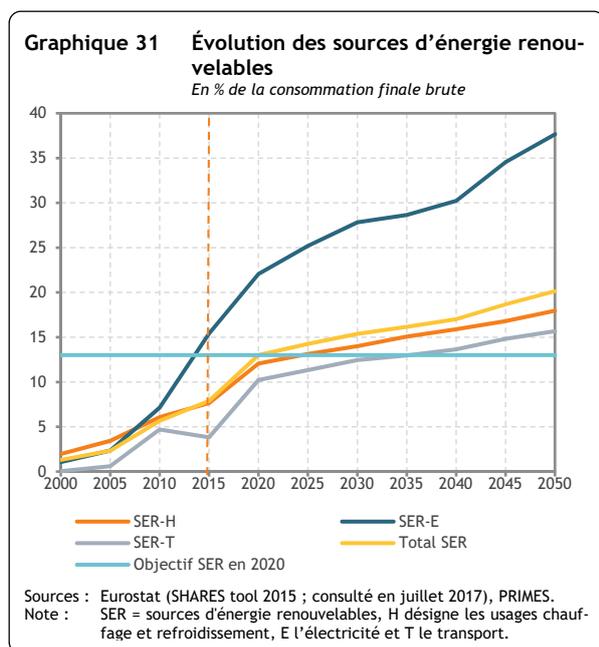
gaz naturel, gagnent en importance et représentent la majeure partie du coût moyen de production en 2050.

4.3. Sources d'énergie renouvelables

Cette nouvelle section traite plus particulièrement de l'évolution de la consommation totale de sources d'énergie renouvelables (SER) et de la consommation par usage ou application. On distingue ainsi trois applications des SER : le chauffage et le refroidissement (SER-H), la production électrique (SER-E)⁶⁹ et le transport (SER-T).

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.

La croissance des SER est particulièrement forte 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 % (contre un niveau minime de 1 % en 2000 et quelque 8 % en 2015). Après 2020, la part des SER progresse régulièrement mais à un rythme plus modéré pour atteindre 15 % en 2030 et 20 % en 2050. En termes absolus, les SER représentent 4,7 Mtep en 2020, 5,4 Mtep en 2030 et 7,3 Mtep en 2050 (contre 2,9 Mtep en 2015).



La part des SER pour le chauffage et le refroidissement fait plus que doubler sur la période de projection : elle passe de 8 % en 2015 à 18 % en 2050. En 2020 et 2030, elle s'établit respectivement à 12 % et 14 %. En termes absolus, la consommation de SER-H est multipliée par deux entre 2015 et 2050 (1,4 Mtep en 2015 et 2,9 Mtep en 2050). Il s'agit principalement de biomasse solide et dans une moindre mesure de solaire thermique, de biogaz, de déchets et de chaleur géothermique. Le développement des pompes à chaleur est également pris en compte dans le calcul des SER-H selon les règles comptables définies dans la directive SER (2009/28/CE). Leur contribution à la consommation SER-H reste modeste, sous le seuil des 5 %.

En ce qui concerne l'électricité, la progression est spectaculaire. La part des SER dans la consommation finale brute d'électricité passe de 15 % en 2015 à 22 % en 2020, puis à 28 % en 2030 et enfin à 38 % en 2050. En termes absolus, cela signifie un triplement de la consommation finale brute d'électricité à partir de SER : 1,2 Mtep en 2015 et 3,7 Mtep en 2050. Plus de détails notamment sur le rôle joué par les différentes formes de SER dans cette évolution sont donnés dans la partie 4.2.2.b.

⁶⁹ Déjà étudiée en détail dans la section 4.2.2.b.

Quant à la part SER-T, elle passe de 4 % en 2015 à 10 % en 2020, puis à 12 % en 2030 pour atteindre 16 % en 2050. Cet accroissement est dû à la pénétration continue des biocarburants d'abord de première génération, ensuite de deuxième génération et à la percée du transport routier électrique de passagers, surtout après 2030 (voir partie 4.1.4). Les pourcentages ci-dessus tiennent compte du plafond de 7 % pour les biocarburants de première génération et des règles de calcul stipulés dans la directive SER et des amendements ultérieurs⁷⁰. En 2015, la consommation de SER pour le transport provenait essentiellement (à hauteur de 83 %) des biocarburants (de première génération). En projection, les choses changent progressivement : le rôle des biocarburants diminue au profit de la composante électricité renouvelable. En 2050, celle-ci s'élève à 32 % contre 68 % pour la composante biocarburants.

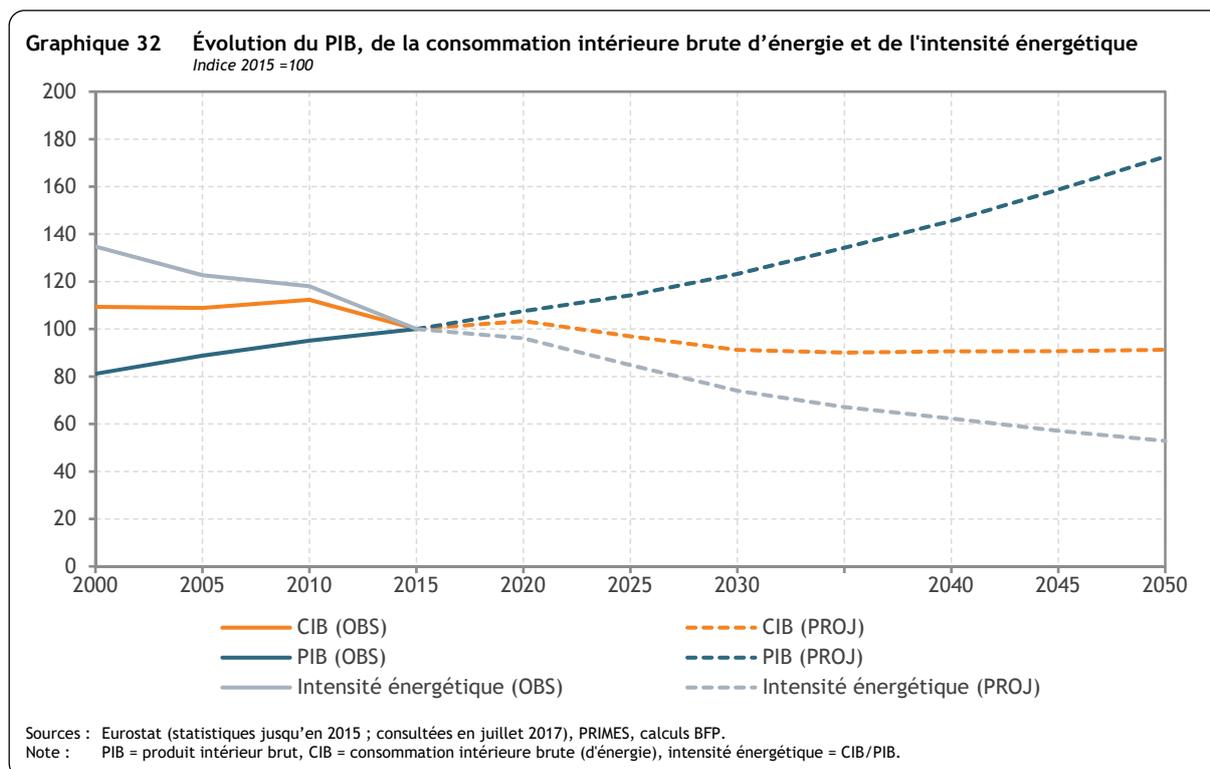
Exprimée en parts de la consommation totale de SER, la répartition entre les trois applications donne 48 % pour les SER-H, 41 % pour les SER-E et 11 % pour les SER-T en 2015. En 2030, les parts sont respectivement de 41 %, 41 % et 18 % et elles passent à 36 %, 47 % et 17 % en 2050.

Le pourcentage global (et pour les SER-T) calculé en 2020 respecte l'objectif national d'énergies renouvelables de 13 % (et l'objectif national d'énergies renouvelables dans le transport de 10 %) fixé dans la directive SER. Cela s'explique par les hypothèses implicites du scénario de référence selon lesquelles les objectifs SER pour 2020 seront atteints.

⁷⁰ Directive 2015/1513, appelée aussi directive ILUC.

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 formes⁷¹ d'énergie qu'elles soient produites sur le territoire belge ou importées.



Si on compare l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie à celle du PIB belge (graphique 32), 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 2015 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 1,8 % en moyenne.

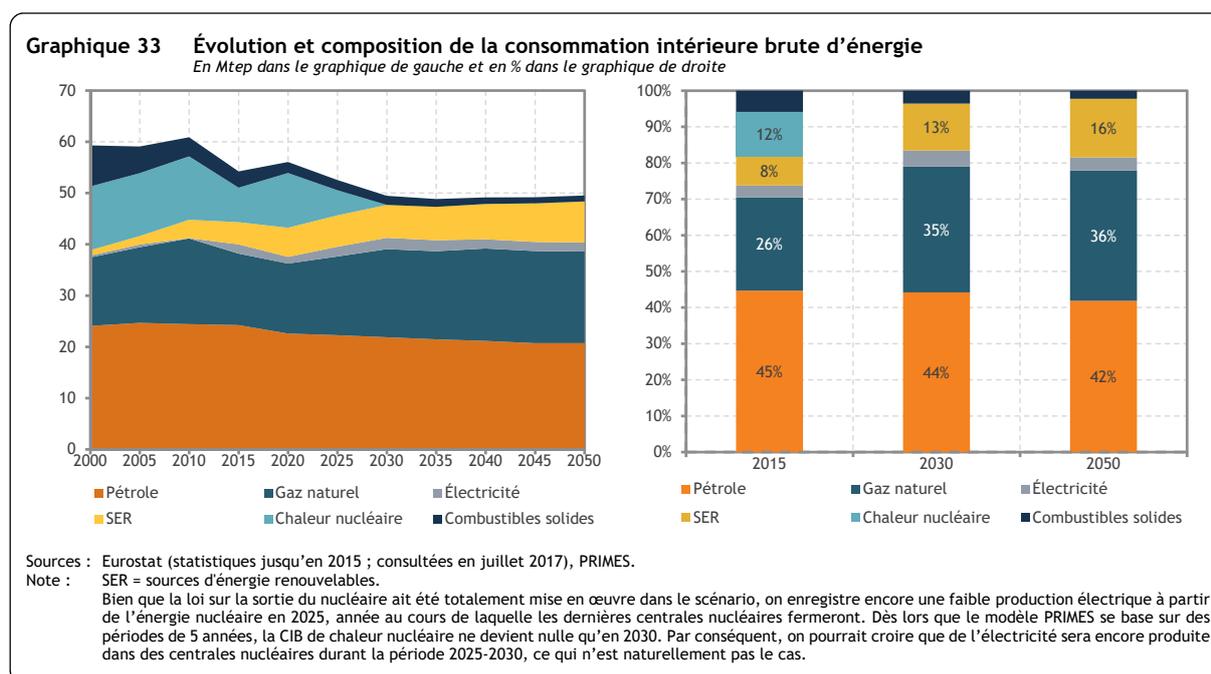
Le graphique 33 propose un éclairage plus précis de l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie. Entre 2015 et 2030, la CIB régresse en passant de 54,2 Mtep à 49,5 Mtep, puis se stabilise jusqu'en 2050. Par rapport au niveau de 2015, ces 49,5 Mtep impliquent une diminution de 9 %.

La baisse d'ici 2030 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). Le recours accru au vent et au soleil et l'arrêt du nucléaire pour la production électrique entraînent une moindre consommation intérieure d'énergie. La cause provient dans les deux cas de conventions statistiques. Pour le vent et le soleil, le facteur de conversion utilisé pour traduire la production électrique en termes

⁷¹ Également celles affectées à des fins non énergétiques, c'est-à-dire comme matière première.

de CIB est posé égal à 1 alors qu'il est supérieur à 1 lorsque l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles, de biomasse ou dans des centrales nucléaires. Pour le nucléaire, le facteur de conversion qui permet de passer de la production électrique à la CIB (chaleur nucléaire) est égal à 3, valeur la plus élevée de tous les facteurs de conversion⁷². Une réduction ou un arrêt de la production nucléaire et son remplacement par des SER et/ou du gaz naturel se traduit donc mécaniquement par une diminution de la CIB.

Après 2030, la stabilisation de la CIB traduit la neutralisation de l'effet volume causé par l'activité économique et les perspectives socio-démographiques par la poursuite de l'amélioration de l'efficacité énergétique et du déploiement des SER suscitée par les prix de l'énergie, du carbone et des technologies propres.

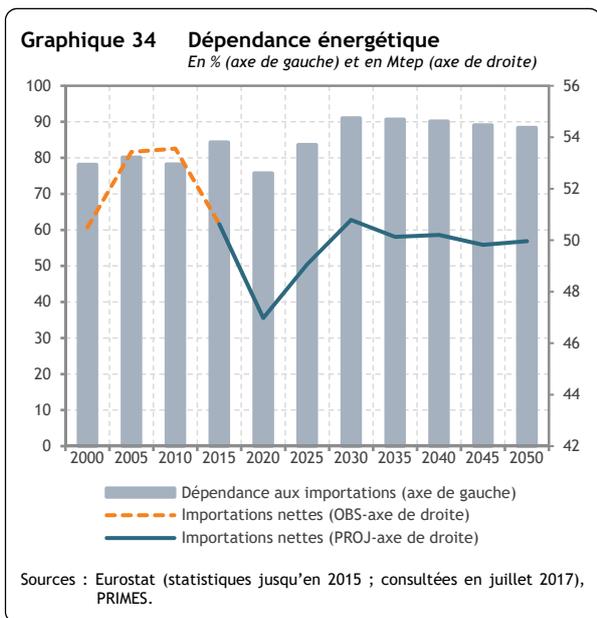


L'évolution du mix énergétique mérite qu'on s'y attarde. À l'horizon 2030 et au-delà, le nucléaire disparaît totalement du mix énergétique suite à l'arrêt des centrales nucléaires selon le calendrier légal. La part du pétrole se tasse légèrement (de 45 % en 2015, elle passe à 42 % en 2050) ; les plus gros consommateurs de produits pétroliers sont le transport et la pétrochimie (utilisés comme matière première), où les substitutions sont limitées à politique inchangée (voir 4.1.4). La part du charbon, principalement consommé dans la sidérurgie, est divisée par trois (6 % en 2015 et 2 % en 2050). En revanche, le gaz naturel gagne du terrain (de 26 % en 2015 à 36 % en 2050) et on constate un doublement de la contribution des SER (de 8 % en 2015 à 16 % en 2050). L'évolution de ces deux formes d'énergie est en grande partie due à l'accroissement de leur utilisation dans le secteur électrique en raison de l'augmentation considérable de la consommation électrique et de l'arrêt total de la production nucléaire en 2025 (voir 4.2). Enfin, la part de l'électricité⁷³ dans la CIB s'échelonne entre 2 et 4 %.

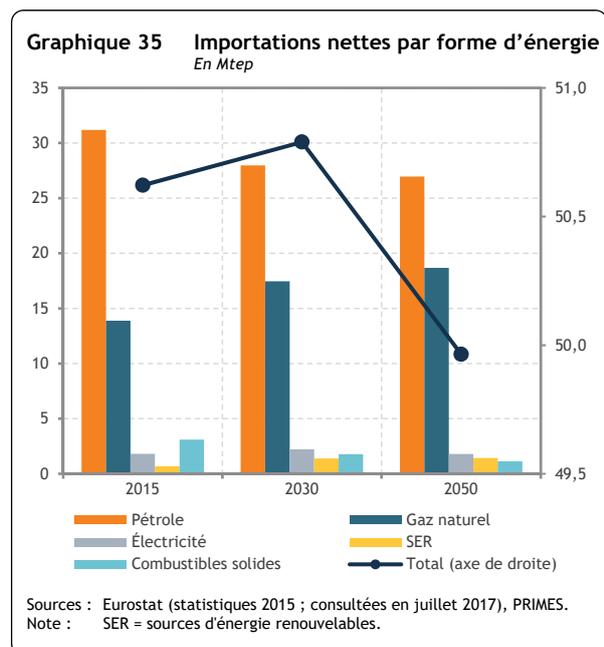
⁷² Pour le nucléaire cela équivaut à définir un rendement 'fictif' de 33 % (1/3). À titre de comparaison, le rendement d'une centrale au gaz à cycle combiné varie entre 56 et 59 % ; le facteur de conversion correspondant s'échelonne donc ici entre 1,7 et 1,8.

⁷³ La catégorie 'électricité' dans la CIB et dans le Graphique 33 représente les importations nettes d'électricité ; les besoins énergétiques pour la production domestique d'électricité sont comptabilisés dans la consommation des différentes formes d'énergie primaire auxquelles on a recours.

Couvrir nos besoins énergétiques est impossible sans recourir aux importations. La Belgique ne dispose



en effet d'aucune ressource domestique fossile. Le graphique 34 montre l'évolution des importations nettes d'énergie et de la dépendance énergétique de la Belgique. Même si les deux indicateurs baissent d'ici 2020, qui est l'année où on dressera le bilan du paquet Climat-Énergie, ils se redressent par la suite puis diminuent modérément sur la période 2030-2050. Malgré une envolée sur la période 2020-2030, les importations nettes de 50,8 Mtep enregistrées en 2030 restent sous les (ou comparables aux) niveaux historiques 2000-2015. Quant à la dépendance énergétique, qu'on définit comme la part des importations nettes d'énergie dans la CIB, elle culmine en 2030 (91 % comparé à 84 % en 2015), puis recule légèrement pour s'établir à 88 % en 2050.



La composition des importations nettes⁷⁴ (graphique 35) montre clairement la prépondérance (des produits) du pétrole et, en second lieu, du gaz naturel dont la part s'accroît. Ensemble, ces deux formes d'énergie représentent quelque 90 % des importations énergétiques nettes sur la période de projection. Les importations nettes de pétrole diminuent de 14 % entre 2015 et 2050, tandis que les importations de gaz naturel augmentent de 35 %⁷⁵. Les combustibles solides, principalement le charbon, continuent à céder du terrain : les importations chutent de 64 %.

Notons que l'évolution des importations décrite ci-dessus influe sur la balance commerciale nationale. Ainsi, on estime qu'il faudra consacrer 12 mil-

liards EUR de plus (en termes constants) aux importations d'hydrocarbures⁷⁶ (pétrole et gaz naturel) en 2050 par rapport à la facture de 2015. Une ventilation par type de combustible indique que les dépenses augmenteront de 8 milliards EUR pour le pétrole et de 4 milliards EUR pour le gaz naturel.

Les importations d'électricité progressent d'ici 2030 puis fléchissent jusqu'à retrouver en 2050 un niveau comparable à celui de 2015. Enfin, les importations nettes de SER font plus que doubler entre 2015 et

⁷⁴ 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).

⁷⁵ Par rapport au maximum historique enregistré en 2010, les importations de gaz naturel s'accroissent de 11 %.

⁷⁶ Soutes maritimes non comprises.

2050. Les importations de SER concernent la biomasse, les autres SER (vent, soleil, etc.) sont ‘produites’ sur le territoire belge.

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 les formes liquides surtout utilisées comme carburant pour le transport. Alors que les premières dominent nettement les secondes en 2015, les importations de biocarburants gagnent progressivement du terrain et représentent 40 % des importations totales de biomasse en 2050. Les importations de biomasse solide couvrent un pourcentage stable (40 %) des besoins en biomasse de ce type d'ici 2050. En revanche, les importations de biocarburants constituent une fraction de plus en plus importante de la consommation : moins de 10 % en 2015 et 60 % en 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 8 Consommation d'énergie primaire et indicateurs y afférents

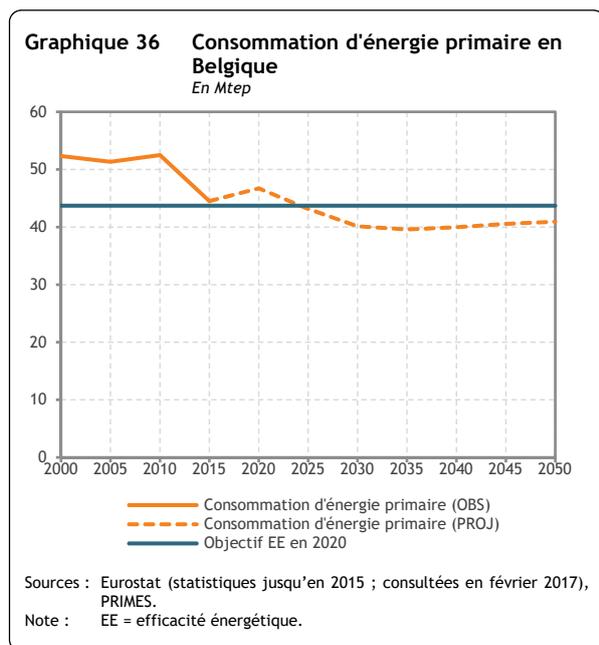
	2015	2030	2050
Consommation d'énergie primaire (Mtep)	44,5	40,1	40,9
Intensité énergétique primaire du PIB (tep/MEUR)	110,9	81,2	59,1
Consommation d'énergie primaire/tête (tep/habitant)	4,0	3,3	3,2

Sources : 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 0,2 % par an en moyenne entre 2015 et 2050. La consommation d'énergie primaire est l'un⁷⁷ des deux indicateurs utilisés 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'EE 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 2020⁷⁸.

⁷⁷ L'autre indicateur est la consommation finale d'énergie (voir 4.1).

⁷⁸ Voir note de bas de page n°32.



Les résultats du scénario de référence indiquent que l'objectif belge ne sera pas réalisé en 2020, mais à partir de 2025. En 2020, la consommation d'énergie primaire s'élève à 46,7 Mtep, ce qui représente 3 Mtep de trop par rapport à l'objectif absolu. Même s'il n'est qu'indicatif, cet objectif a une grande valeur symbolique : l'efficacité énergétique est et reste un levier d'action primordial pour réduire la dépendance énergétique et les émissions de gaz à effet de serre. Elle constitue une des cinq dimensions de l'Union européenne de l'énergie. La consommation d'énergie primaire recule toutefois entre 2020 et 2035, puis elle repart à la hausse, parallèlement à la CIB, pour s'établir à 40,9 Mtep en 2050.

L'intensité énergétique primaire du PIB, qui reflète le rapport entre la consommation d'énergie primaire et le PIB, diminue de 1,8 % par an en moyenne sur la période 2015-2050. La consommation d'énergie primaire par habitant recule également : -0,6 % par an en moyenne entre 2015 et 2050. Elle s'établit à 4,0 Mtep⁷⁹ en 2015, 3,3 Mtep en 2030 et 3,2 Mtep en 2050.

4.5. Émissions de gaz à effet de serre

Ce chapitre analyse l'évolution des émissions de 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 CO₂ (d'origine énergétique ou non), et d'autre part, l'étude (CE, 2016) pour les émissions autres que le CO₂. 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 revanche, elles incluent les émissions relatives au transport aérien international qui est rapporté séparément dans l'inventaire national des GES⁸⁰.

En Belgique, le principal gaz à effet de serre est le dioxyde de carbone (CO₂), qui représentait 85 % des émissions totales en 2015. Le méthane (CH₄) représentait 7 %, le protoxyde d'azote (N₂O) 5 % et les gaz fluorés 3 % des émissions totales⁸¹.

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 tableau 2). Dans les secteurs non ETS, l'évolution des émissions de GES est compatible avec l'objectif

⁷⁹ 1 Mtep = 11,63 TWh.

⁸⁰ Les émissions rapportées dans ce chapitre correspondent ainsi à la somme des émissions sous les intitulés 'Total (LULUCF exclus)' et 'soutes du transport aérien international'.

⁸¹ Source : www.climat.be

belge de réduction de 15 % en 2020 (par rapport à 2005) conformément à la décision n°406/2009/CE⁸². 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 CO₂

Les émissions de CO₂ 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 CO₂. Dans la suite du texte, la première catégorie d'émission sera qualifiée d'énergétique et les deux dernières de non énergétiques.

Les émissions totales de CO₂ diminuent de 10 % sur la période de projection (2015-2050)⁸³. Cette évolution est due tant au CO₂ énergétique (-9,7 %) qu'au CO₂ non énergétique (-15 %). Par rapport à 2005, la réduction est encore plus significative, -27 % en 2050, quoique insuffisante pour tendre vers une économie pauvre en carbone. La majeure partie des réductions a lieu entre 2005 et 2020, date butoir du paquet législatif Climat-Energie (-26 %). Après 2020, les émissions de CO₂ partent à la hausse jusqu'en 2030 puis fléchissent jusqu'à atteindre un niveau très légèrement inférieur à celui de 2020.

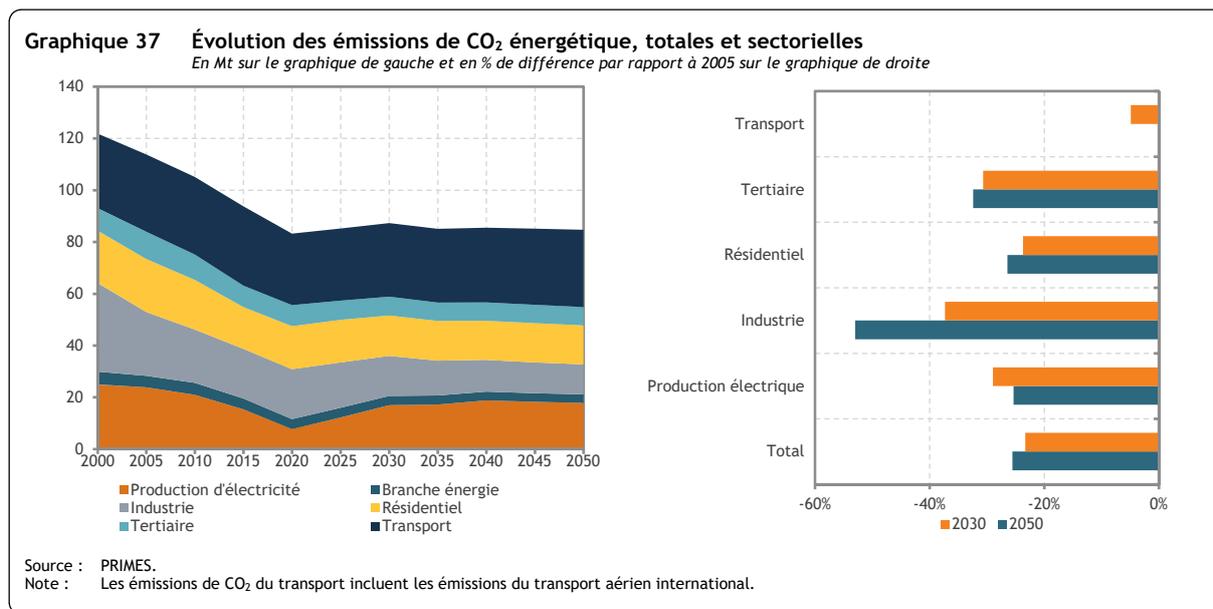
Le modèle PRIMES permet une analyse sectorielle des émissions de CO₂ énergétique. Le graphique 37 présente ainsi les évolutions dans les différents secteurs : en termes absolus sur le graphique de gauche et en pourcentage de réduction (ou de croissance) par rapport à l'année 2005 sur le graphique de droite. Contrairement aux chapitres précédents où les évolutions sont décrites par rapport à 2015, point de départ des projections, ce chapitre privilégie la référence à 2005 qui est l'année de base pour plusieurs objectifs de réduction d'émissions.

L'évolution des émissions de CO₂ énergétique découle en droite ligne des projections énergétiques décrites précédemment et reflète les changements structurels (en particulier dans l'industrie), le déploiement des sources d'énergie renouvelables et l'amélioration de l'efficacité énergétique dans tous les secteurs.

Par rapport à 2005, les émissions totales de CO₂ énergétique sont réduites de 23 % en 2030 et de 26 % en 2050.

⁸² 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.

⁸³ Pour les chiffres absolus voir Tableau 9.



Les secteurs étudiés 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).

Le secteur électrique fait partie de l'ETS et l'évolution des émissions de CO₂ est directement liée au prix du carbone sur le marché européen des quotas d'émissions. Mais d'autres facteurs entrent aussi en ligne de compte comme l'objectif SER en 2020 ou la production électrique dans les centrales nucléaires.

À l'horizon 2020, les émissions chutent de façon spectaculaire : -68 % par rapport à 2005. Quatre facteurs en sont la cause. Le premier facteur est la montée en puissance des sources d'énergie renouvelables afin de contribuer à l'objectif de 13 % de SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020 (la production électrique à partir de SER est quasi multipliée par 7). Le deuxième facteur est la progression de la cogénération. Le troisième facteur est la baisse de la production électrique domestique au profit des importations, baisse qui concerne plus spécifiquement la production dans les centrales au gaz. Enfin, le quatrième et dernier facteur est l'arrêt des centrales au charbon.

La période 2020-2030 est ensuite marquée par la fermeture des centrales nucléaires 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 CO₂ qui restent néanmoins toujours bien en-dessous du niveau de 2005 (-29 % en 2030 par rapport à 2005).

Enfin, malgré la progression régulière des sources d'énergie renouvelables dans le mix électrique, la production électrique à partir de gaz naturel s'accroît en fin de période de sorte que les émissions de CO₂ augmentent encore entre 2030 et 2050 mais à un rythme plus modéré : à l'horizon 2050 elles se situent 25 % sous le niveau de 2005.

L'évolution du mix énergétique pour la production électrique induit une réduction de son intensité en carbone de 36 % en 2050 par rapport à 2005.

Les émissions de CO₂ de la branche énergie (raffineries, etc.) représentent une petite fraction des émissions totales de CO₂ énergétique (4 %) et qui reste stable sur la période de projection. Elles décroissent de respectivement 20 % et 25 % en 2030 et 2050, par rapport à 2005.

C'est dans l'industrie que les réductions d'émissions de CO₂ énergétique sont les plus significatives. Les émissions diminuent de 37 % en 2030 et 53 % en 2050 par rapport à 2005 malgré la croissance de l'activité économique de ce secteur. Cependant, comme la croissance est moindre dans les branches intensives en énergie que dans les autres (voir chapitre 4.1.1) les émissions se réduisent. Ayant déjà recours actuellement, pour plus de 80 %, 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 48 % entre 2005 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 CO₂ mais dans une moindre mesure. L'intensité en carbone de l'industrie diminue de 42 % entre 2005 et 2050 en raison surtout de la fermeture de plusieurs sites sidérurgiques intégrés.

L'évolution des émissions de CO₂ 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 24 % en 2030 et 26 % en 2050 par rapport à 2005. Dans le secteur tertiaire, les pourcentages de réduction sont respectivement de 31 % et 32 %. La majeure partie des réductions d'émission vient 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'écoconception, 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 rénovation⁸⁴ 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 aussi les réductions d'émission mais dans une moindre mesure.

Enfin, les émissions de CO₂ énergétique émises par le transport évoluent en deux temps. Les émissions se réduisent d'abord entre 2005 et 2020, puis repartent à la hausse jusqu'à remonter, en 2050, au même niveau qu'en 2005. Les principaux facteurs explicatifs de l'évolution à l'horizon 2020 sont la mise en œuvre des normes CO₂ 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 2020, 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 (surtout le transport aérien et le transport de marchandises) prend le dessus. En 2030, les émissions se situent encore 5 % sous le niveau de 2005 mais en 2050, elles regagnent ce niveau.

⁸⁴ Le taux de rénovation des bâtiments est de 0,6 % (resp. 0,4 %) par an dans le secteur résidentiel (resp. tertiaire) en moyenne sur la période de projection.

4.5.2. Émissions de GES autres que le CO₂

Les émissions de GES autres que le CO₂ sont les émissions de CH₄, N₂O 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, 2016)⁸⁵ avec le modèle GAINS⁸⁶ dont nous reprenons tels quels les résultats. Ainsi, les émissions chutent de 27 % entre 2005 et 2030 puis s'accroissent modérément jusqu'en 2050. En 2050, elles se situent 24 % sous le niveau de 2005.

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 9 Évolution des émissions de gaz à effet de serre
Mt éq. CO₂

	2005	2015	2030	2050	Évolution (%)	
					2005-2030	2005-2050
Émissions totales de GES	147,9	123,2	111,4	109,1	-25	-26
CO ₂ énergétique	113,8	93,8	87,3	84,7	-23	-26
CO ₂ non énergétique	13,3	10,1	8,9	8,6	-33	-35
Autres que CO ₂	20,9	19,3	15,2	15,7	-27	-24
Émissions de GES - ETS	69,8	50,7	47,4	45,2	-32	-35
Sans l'aviation	66,0	46,3	42,5	39,6	-36	-40
Aviation	3,8	4,4	4,9	5,7	28	47
Émissions de GES - non ETS	78,1	72,5	64,0	63,8	-18	-18
CO ₂	60,2	53,8	49,0	48,4	-19	-20
Autres que CO ₂	17,9	18,7	15,0	15,5	-16	-14

Sources : PRIMES, CE (2016).

Note : Les émissions de GES pour l'année 2015 diffèrent quelque peu des émissions rapportées officiellement par la Belgique, postérieurement à la simulation du scénario de référence. Selon l'inventaire final transmis au secrétariat de la CCNUCC en avril 2017, les émissions totales de GES (LULUCF exclus, soutes du transport aérien international inclus) s'élevaient à 121,6 Mt en 2015.

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

Les émissions autres que CO₂ ont été calculées en appliquant les valeurs de réchauffement planétaire figurant dans le deuxième rapport d'évaluation du GIEC.

En 2030, les émissions totales de GES s'élèvent à 111,4 Mt équivalent CO₂, soit 25 % sous le niveau de 2005 (ou 26 % sous le niveau de 1990 et 10 % sous celui de 2015). Dans les secteurs ETS, les émissions de GES sont réduites de 32 % par rapport à 2005 (et de 7 % par rapport à 2015). Dans les secteurs non ETS, la réduction s'élève à 18 % par rapport à 2005 (et à 12 % par rapport à 2015)⁸⁷. Les pourcentages de réduction ainsi calculés se basent sur les émissions de GES en 2005 rapportées dans (EC, 2016) qui s'écartent quelque peu des données consignées dans l'inventaire belge des émissions de gaz à effet de serre le plus récent (avril 2017). Au niveau des émissions totales, l'écart est de 0,5 %.

Sur la période 2030-2050, une réduction modérée des émissions totales de GES est à noter : 109,1 Mt en 2050 vs. 111,4 Mt en 2030. Elle provient des secteurs ETS (-5 %) alors que dans les secteurs non ETS, les

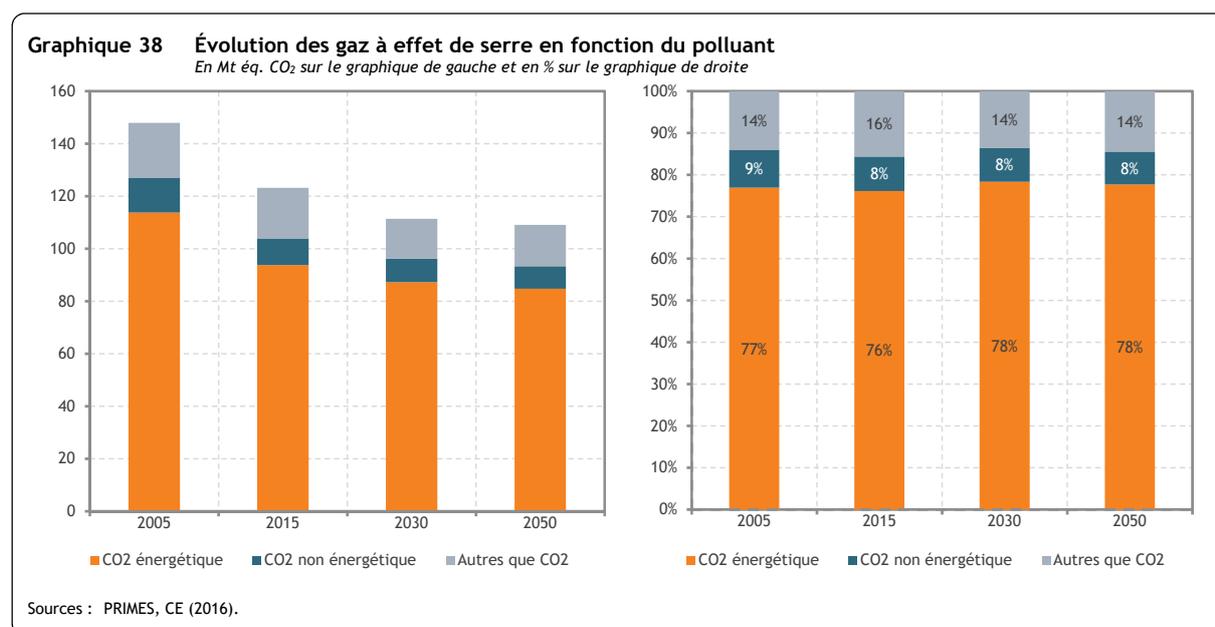
⁸⁵ Voir p.200 de la publication.

⁸⁶ Pour une description détaillée de la méthodologie GAINS pour le calcul des émissions autres que le CO₂, voir (Höglund-Isaksson et al., 2016).

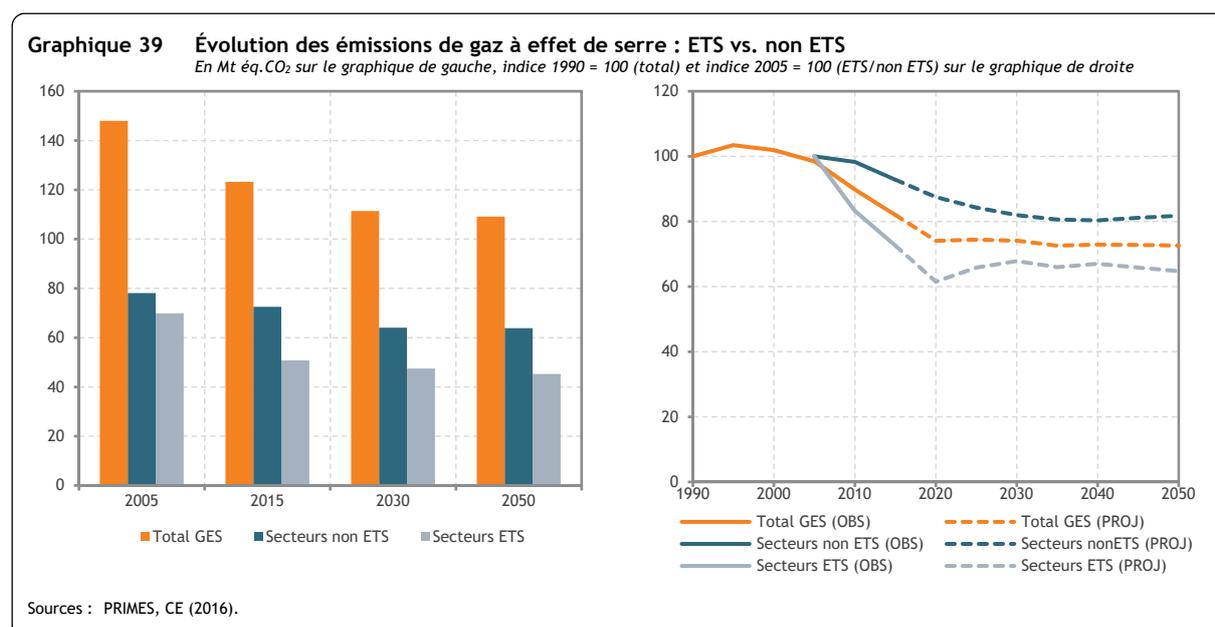
⁸⁷ En vertu de la décision 2013/162/UE et de la décision d'exécution 2013/634/UE de la Commission relatives à la détermination des allocations annuelles de quotas d'émission des États membres pour la période 2013-2020, le quota d'émission non ETS alloué à la Belgique pour l'année 2020 s'élève à 67,7 Mt. Les émissions de GES dans le non ETS projetées en 2020 (68,3 Mt) sont légèrement supérieures à ce plafond.

émissions se stabilisent. En 2050, les émissions totales de GES se situent respectivement 27 % et 11 % sous les niveaux de 1990 et 2015.

Le graphique 38 et le graphique 39 illustrent différemment l'information reprise dans le tableau précédent. Le premier montre la répartition des GES entre les catégories CO₂ énergétique, CO₂ non énergétique et GES autres que le CO₂ (CH₄, N₂O 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.



Le graphique 38 illustre bien la prépondérance des émissions de CO₂ énergétique dans les émissions totales de GES en Belgique (entre 76 et 78 %). La répartition entre les différentes catégories de GES reste assez stable sur la période 2005-2050.

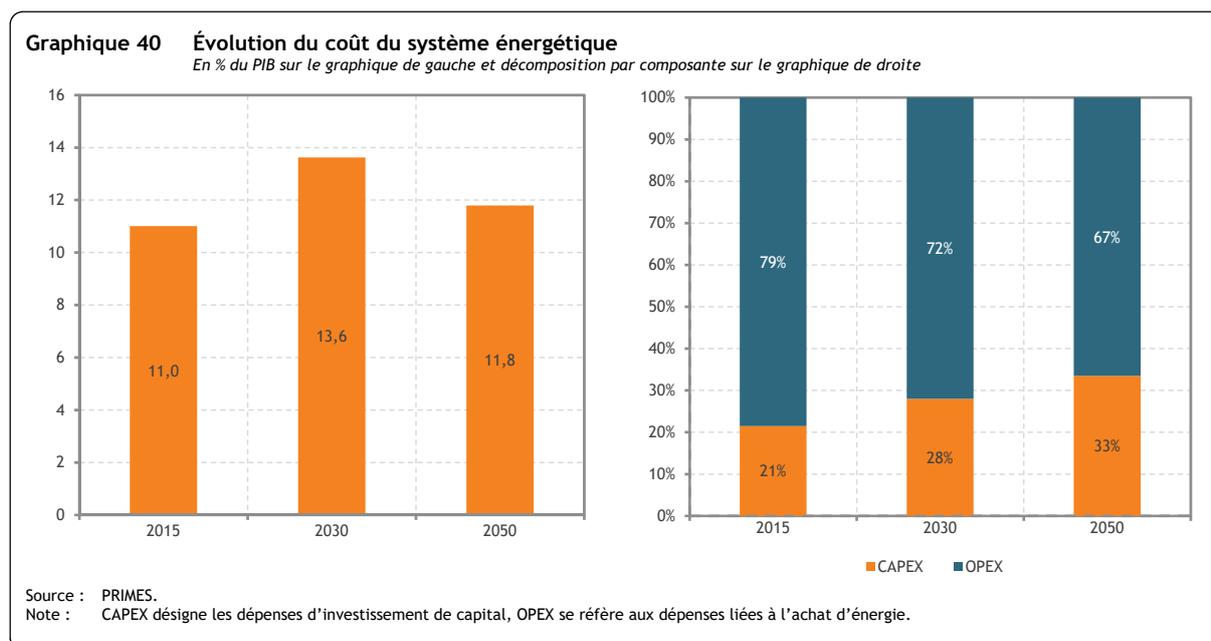


Comme le montre le graphique 39, la réduction des émissions de GES est plus marquée dans les secteurs ETS que dans les secteurs non ETS sur la période 2005-2050. La tendance dans les secteurs ETS vient principalement de la production électrique (voir supra) et se concentre sur la période 2005-2020. Ce faisant, la part des secteurs ETS dans les émissions totales de GES diminue progressivement : de 47 % en 2005, elle passe à 43 % en 2030 puis à 41 % 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 quotas d'émissions d'autres entreprises sur le marché européen. Le coût des enchères que devront payer les entreprises belges est estimé à 1,3 milliard EUR en 2030 et à 3,4 milliards EUR en 2050. En fin de période de projection, il est réparti de la manière suivante : 47 % pour le secteur électrique, 6 % pour la branche énergie, 40 % 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 belge⁸⁸ et sur la structure de ce coût. Le graphique 40 ci-dessous illustre cet impact.



Le coût du système énergétique rapporté au PIB augmente particulièrement d'ici à 2030 : il représente 13,6 % du PIB contre 11,0 % en 2015, soit un accroissement d'un peu moins de trois points de pourcentage. Cette progression sensible a différentes causes : la mise en œuvre des politiques en matière d'effi-

⁸⁸ 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).

capacité 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 des prix des énergies fossiles qui gonfle la facture énergétique⁸⁹ (carburants pour le transport, gaz naturel pour le chauffage ou les processus industriels, électricité⁹⁰).

La progression du coût du système énergétique sur la période 2015-2030 (+2,9 % en moyenne par an) est surtout tirée par les dépenses en capital⁹¹. Celles-ci doublent quasiment alors que les dépenses liées à l'achat d'énergie augmentent de 40 %. En conséquence, la part des investissements (CAPEX) dans le coût total croît : elle passe de 21 % en 2015 à 28 % en 2030.

Après 2030, le coût du système énergétique belge rapporté au PIB amorce une pente descendante et s'établit, en 2050, à 11,8 % du PIB. En d'autres termes, les coûts énergétiques augmentent alors moins vite que le PIB (1,0 % par an en moyenne vs. 1,7 %) 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 encore d'ici à 2050 où elle représente 33 % du coût total contre seulement 21 % en 2015. Il convient aussi de noter qu'au sein des dépenses d'exploitation (OPEX), la fraction relative à l'électricité reste stable sur la période de projection (autour de 32 %).

⁸⁹ Et ce malgré la diminution des besoins en énergie fossile d'ici à 2020.

⁹⁰ 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.

⁹¹ Il s'agit ici uniquement des dépenses en capital effectuées dans les secteurs de la demande finale (industrie, résidentiel, tertiaire et transport). Les investissements du secteur électrique et des autres secteurs de la transformation de l'énergie sont implicitement pris en compte dans le coût de l'électricité et des autres formes d'énergie repris dans la composante OPEX.

5. Abréviations et glossaire

AIE :	Agence internationale de l'énergie.
BFP :	Bureau fédéral du Plan.
CCNUCC :	Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques.
CE :	Commission européenne.
CSF :	Conseil supérieur des finances.
CWE :	Europe du Centre-Ouest ; regroupe les pays du Benelux, la France et l'Allemagne.
DGS :	Direction générale statistiques – Statistics Belgium du Service public fédéral Économie.
GIEC :	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.
Mtep :	millions de tonnes équivalent pétrole.

CAPEX : dépenses d'investissement de capital (Ang. : *Capital expenditures*). Le CAPEX correspond au total des dépenses d'investissement (corporel et incorporel) consacrées à l'achat d'équipements.

CCGT : centrales au gaz à cycle combiné. Il s'agit de centrales thermiques au gaz naturel dans lesquelles l'électricité est produite à deux niveaux successifs : en premier lieu, par la récupération de la chaleur de combustion du gaz dans les turbines à gaz, et en deuxième lieu, par l'utilisation de l'énergie encore disponible dans les gaz de combustion dans des chaudières alimentant des générateurs à vapeur. Cette technologie permet d'atteindre des rendements plus élevés : de 56 à 60 %, contre seulement 35 % pour des centrales thermiques au gaz classiques.

CFBE : consommation finale brute d'énergie. Cet indicateur désigne les produits énergétiques fournis à des fins énergétiques à l'industrie, aux transports, aux ménages, aux services, y compris aux services publics, à l'agriculture, à la sylviculture et à la pêche, y compris l'électricité et la chaleur consommées par la branche énergie pour la production d'électricité et de chaleur et les pertes sur les réseaux pour la production et le transport d'électricité et de chaleur

CIB : consommation intérieure brute (d'énergie). Cet indicateur des bilans énergétiques représente la quantité d'énergie nécessaire pour satisfaire la consommation intérieure d'un pays. Elle est calculée comme la production primaire (énergie extraite ou produite sur le territoire) + les importations + les mouvements des stocks – les exportations – soutes maritimes. Un indicateur apparenté est la consommation d'énergie primaire. Cette dernière correspond à la consommation intérieure brute, à l'exclusion des utilisations non énergétiques.

EE : efficacité énergétique. L'efficacité énergétique est le rapport entre l'énergie directement utilisée (dite énergie utile) et l'énergie consommée (en général supérieure du fait des pertes). Elle s'applique à un équipement énergétique particulier, par exemple une chaudière ou un véhicule. Elle relève des qualités intrinsèques de cet équipement. De manière plus large, elle désigne le rapport entre les résultats, le service, la marchandise ou l'énergie que l'on obtient et l'énergie consacrée à cet effet.

ESCO : (Ang. : *Energy Service Companies*) société qui offre des services énergétiques ou d'autres mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique dans des installations ou locaux de clients finals.

ETS : système d'échange de quotas d'émissions (Ang. : *Emission Trading System*). Ce système est une pièce maîtresse de la politique de l'Union européenne de lutte contre le changement climatique. Il a été mis en place par la directive 2003/87/CE du parlement européen et du conseil. Il constitue un outil essentiel pour réduire de manière économiquement avantageuse les émissions de gaz à effet de serre d'installations ou secteurs particuliers, comme les centrales électriques, les raffineries, les co-keries, certaines industries grandes consommatrices d'énergie et l'aviation.

EV : véhicules 100 % électriques. Véhicules fonctionnant uniquement grâce à un moteur électrique alimenté par une batterie. La batterie est rechargée sur le réseau électrique.

GES : gaz à effet de serre. Les gaz à effet de serre sont des gaz qui absorbent une partie des rayons solaires en les redistribuant sous la forme de radiations au sein de l'atmosphère terrestre, phénomène appelé effet de serre. Parmi la quarantaine de gaz à effet de serre recensés par le Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'Évolution du Climat (GIEC), les principaux sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O) et les gaz fluorés.

GNC : gaz naturel comprimé. Il s'agit du gaz naturel utilisé comme carburant automobile. Sa composition est semblable au gaz naturel distribué dans les gazoducs. Il est stocké sous haute pression (à au moins 200 bar) dans des réservoirs spécifiques.

GNL : gaz naturel liquéfié. Cette terminologie désigne le gaz naturel transformé sous forme liquide. Cet état est atteint lorsque le gaz est refroidi à une température d'environ -160°C à pression atmosphérique. La transformation du gaz naturel en GNL réduit son volume pour un même pouvoir calorifique et facilite dès lors son transport et son entreposage. Il constitue un carburant alternatif au diesel pour les camions et les barges.

GPL : gaz de pétrole liquéfié. Mélange d'hydrocarbures légers (butane, propane) issus du raffinage du pétrole brut.

LULUCF : (Ang. : *land use, land use change and forestry*). Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie. C'est un des secteurs repris dans la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques, qui mesure et comptabilise les émissions et l'absorption de carbone par les terres cultivées et les forêts.

OPEX : dépenses d'exploitation (Ang. : *Operational expenditures*). Dans la présente étude, les dépenses d'exploitation concernent essentiellement celles liées aux besoins en énergie.

PHEV : véhicules hybrides rechargeables. Véhicules fonctionnant avec un moteur électrique, complété par un système thermique alimenté par de l'essence ou du diesel. Ceci permet d'augmenter l'autonomie du véhicule. La batterie est rechargée sur le réseau électrique.

PIB : produit intérieur brut. Le produit intérieur brut est l'un des agrégats majeurs des comptes nationaux. C'est un indicateur économique qui permet de mesurer les richesses produites au sein d'un pays ou d'une zone géographique au cours d'une période déterminée.

pkm : passagers-kilomètres. Un passager-kilomètre est une unité de mesure représentant le transport d'un passager par un moyen de transport déterminé (rail, route, air, mer, voies navigables intérieures) sur une distance d'un kilomètre.

PERSPECTIVES

SER : sources d'énergie renouvelables. Cette terminologie englobe les sources d'énergie se renouvelant assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de temps humaine. Elle inclut l'énergie éolienne, solaire, aérothermique, géothermique, hydrothermique, marine et hydroélectrique, la biomasse mais aussi les gaz de décharge, les gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz.

SER-E : sources d'énergie renouvelables dédiée à la production électrique (vent, solaire photovoltaïque, hydraulique, etc.).

SER-H : sources d'énergie renouvelables dédiées aux usages chauffage et refroidissement (solaire thermique pour la production d'eau chaude, pompes à chaleur, biomasse, etc.).

SER-T : sources d'énergie renouvelables dédiées au transport (biocarburants, électricité d'origine renouvelable, etc.).

tkm : tonnes-kilomètres. Une tonne-kilomètre est une unité de mesure correspondant au transport d'une tonne de marchandises (y compris le conditionnement et la tare des unités de transport intermodal) par un moyen de transport (route, rail, air, mer, voies navigables intérieures) sur une distance d'un kilomètre. Seule la distance parcourue sur le territoire national du pays déclarant est prise en compte pour le transport national, international et de transit.

VA : valeur ajoutée. La valeur ajoutée correspond au chiffre d'affaires moins les coûts intermédiaires, c'est-à-dire les matières premières et les services que les entreprises ont dû acheter pour produire.

WACC : coût moyen pondéré du capital (Ang. : *Weighted average cost of capital*). Il représente le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers en retour de leur investissement.

6. Références

- Bureau fédéral du Plan (2017), *Perspectives économiques 2017-2022*, Perspectives, juin 2017.
- Bureau fédéral du Plan et Direction générale Statistique et Information économique (2017), *Perspectives démographiques 2016-2060 – Population et ménages*, Perspectives, mars 2017.
- Conseil supérieur des finances (2017), *Rapport annuel du Comité d'étude sur le vieillissement*, juillet 2017.
- Commission européenne (2016), *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050*, juillet 2016.
- Commission européenne, DG ECFIN (2014), *European Economic Forecasts*, European Economy 7/2014.
- CREG (2014), *Principles of Flowbased Market Coupling*, Slides, juin 2014.
- Devogelaer, D. et B. Laine (2016), *Marché de l'électricité : facteurs influençant la formation des prix de gros dans une petite économie ouverte - Enseignements tirés de la relance du nucléaire en Belgique*, Bureau fédéral du Plan, Working Paper 9-16, octobre 2016.
- Devogelaer, D. et D. Gusbin (2014), *Le paysage énergétique belge : perspectives et défis à l'horizon 2050 - Description d'un scénario de référence pour la Belgique*, Bureau fédéral du Plan, Perspectives, octobre 2014.
- Elia (2015), *Plan de Développement fédéral du réseau de transport 2015-2025*, version définitive, 18 septembre 2015.
- ENTSO-E (2016), *Transparency Platform*, <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>, consultée en mars 2016.
- Eurostat (2014), <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/5786153/KS-HA-14-001-01EN.PDF/3862f1cc-75d7-49e5-bca9-37cfe3be4b80>
- Eurostat, *Energy Balances 2015*, <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/8113778/KS-EN-17001-EN-N.pdf/99cc20f1-cb11-4886-80f9-43ce0ab7823c>
- Forum nucléaire (2016), <https://www.forumnucleaire.be/publications>, consulté en mars 2016.
- Höglund-Isaksson, L., W. Winiwarter, P. Purohit, A. Gomez-Sanabria (2016), *Non-CO₂ greenhouse gas emissions in the EU28 from 2005 to 2050: Final GAINS Reference Scenario 2016 – GAINS model methodology*, International Institute for Applied Systems Analysis, 2016.
- International Energy Agency (2016), *World Energy Outlook 2016*, novembre 2016.
- Laleman, R. and Albrecht, J. (2016), *Belgian blackout? Estimations of the reserve margin during the nuclear phase-out*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 81, 416-426.

Le Bureau fédéral du Plan

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) est un organisme d'intérêt public chargé de réaliser, dans une optique d'aide à la décision, des études et des prévisions sur des questions de politique économique, socioéconomique et environnementale. Il examine en outre leur intégration dans une perspective de développement durable. Son expertise scientifique est mise à la disposition du gouvernement, du Parlement, des interlocuteurs sociaux ainsi que des institutions nationales et internationales.

Il suit une approche caractérisée par l'indépendance, la transparence et le souci de l'intérêt général. Il fonde ses travaux sur des données de qualité, des méthodes scientifiques et la validation empirique des analyses. Enfin, il assure aux résultats de ses travaux une large diffusion et contribue ainsi 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

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 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

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.

Le BFP établit deux fois par an, en février et en septembre, des prévisions à court terme pour l'économie belge, sous la responsabilité de l'Institut des comptes nationaux. Ces prévisions servent de base à la confection du budget de l'État et au contrôle budgétaire, d'où la dénomination de « budget économique ». Le BFP publie au printemps des perspectives économiques sur un horizon de cinq ans, dont une version préliminaire préparée en mars constitue le cadre macroéconomique du programme de stabilité de la Belgique. Dans la foulée sont élaborées, en collaboration avec des institutions régionales, des perspectives économiques régionales.

Le BFP réalise également, une fois par an, des perspectives financières de long terme centrées sur le coût budgétaire du vieillissement ainsi qu'une analyse de la soutenabilité sociale des pensions, pour le compte du Comité d'étude sur le vieillissement dont il assure le secrétariat.

Chaque année, le BFP élabore, en collaboration avec la Direction générale Statistique, des perspectives démographiques. Tous les trois ans, le BFP élabore pour la Belgique des perspectives énergétiques. Tous les trois ans, il élabore également des perspectives d'évolution de la demande des transports en collaboration avec le SPF Mobilité et Transports. Dans ces trois domaines, ces perspectives sont réalisées sur un horizon 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.

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
<http://www.plan.be>

Impression : Fedopress