

PERSPECTIVES

Perspectives énergétiques de la Belgique à politique *annoncée*

Mai 2024

Table des matières

Synthèse	1
1. Introduction.....	5
2. Modèle utilisé.....	7
2.1. Description générale	7
2.2. Considérations particulières	7
3. Hypothèses et cadre politique	9
3.1. Le PNEC et son contexte européen	10
3.1.1. Politiques et Mesures ('PAMs')	11
3.2. Hypothèses démographiques	17
3.3. Hypothèses macro-économiques	18
3.4. Prix internationaux des combustibles et prix des quotas d'émission carbone	21
3.5. Parc de génération électrique	22
3.5.1. Nucléaire	22
3.5.2. Éolien en mer	22
4. Résultats.....	24
4.1. Vue sectorielle sur la demande d'énergie	24
4.1.1. Résidentiel	24
4.1.2. Tertiaire	31
4.1.3. Transport	38
4.1.4. Industrie	45
4.2. Vue sectorielle sur la production d'électricité	50
4.2.1. Électricité appelée	50
4.2.2. Offre d'électricité	52
4.3. Vue transversale	62
4.3.1. Consommation intérieure et indépendance énergétique	62
4.3.2. Objectifs climatiques et énergétiques européens	65
4.3.3. Indicateurs socio-économiques	67
5. Conclusion.....	70
Bibliographie	72

Liste des tableaux

Tableau 1	Indicateurs sur les objectifs européens (horizon 2030)	1
Tableau 2	Mesures européennes prises en compte dans le scénario de référence	13
Tableau 3	Mesures fédérales prises en compte dans le scénario de référence	14
Tableau 4	Mesures régionales prises en compte dans le scénario de référence	15
Tableau 5	Normes d'efficacité énergétique des bâtiments - résidentiel	16
Tableau 6	Normes d'efficacité énergétique des bâtiments - non résidentiel	16
Tableau 7	Projections du nombre d'habitants et de ménages et taux de croissance moyen	17
Tableau 8	Résumé des valeurs ajoutées sectorielles et taux de croissance moyen	20
Tableau 9	Prix internationaux des combustibles [euro2022/boe] et des autorisations du CO ₂ [euro2022/tonne]	21
Tableau 10	Besoins en nouvelles capacités pour l'éolien, le solaire et les centrales au gaz	59
Tableau 11	Investissements financiers pour l'éolien, le solaire et les centrales au gaz	59
Tableau 12	Indicateurs relatifs à la production d'électricité	60
Tableau 13	Facteur d'utilisation moyen par technologie	61
Tableau 14	Indicateurs liés à la Directive d'énergie renouvelable	66
Tableau 15	Indicateurs liés aux directives de l'efficacité énergétique	67
Tableau 16	Dépenses en énergie des ménages	68

Liste des graphiques

Graphique 1	Évolution des émissions de gaz à effet de serre pour les principaux secteurs ESR	2
Graphique 2	Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans l'ensemble de l'économie	3
Graphique 3	Part des coûts énergétiques dans l'économie	3
Graphique 4	Évolution du nombre d'habitants et de ménages en Belgique	18
Graphique 5	Demande d'énergie utile dans le résidentiel	25
Graphique 6	Besoins énergétiques pour le chauffage par unité de surface résidentielle	25
Graphique 7	Consommation d'énergie finale du secteur résidentiel et pertes de conversion	27
Graphique 8	Pénétration des technologies de chauffage résidentiel	28
Graphique 9	Consommation finale d'énergie pour le chauffage résidentiel par type de carburant	28
Graphique 10	Investissements dans les rénovations et équipements de chauffage et refroidissement	30
Graphique 11	Dépenses énergétiques résidentielles par ménage	31
Graphique 12	Évolution de la demande d'énergie utile dans le tertiaire	32
Graphique 13	Besoins énergétiques par unité de surface tertiaire	33
Graphique 14	Besoins énergétiques par unité de surface tertiaire	34
Graphique 15	Pénétration des technologies de chauffage tertiaire	35
Graphique 16	Consommation finale d'énergie pour le tertiaire par type de carburant	36
Graphique 17	Investissements énergétiques dans le tertiaire	37
Graphique 18	Coût unitaire de production lié à l'énergie dans le secteur tertiaire	38
Graphique 19	Évolution des besoins en transport	39
Graphique 20	Évolution des besoins de transport selon le mode	40
Graphique 21	Intensité énergétique dans le secteur de transport	40
Graphique 22	Consommation finale d'énergie du transport, par forme d'énergie	41
Graphique 23	Structure et évolution du parc de voitures selon la forme d'énergie (à gauche) et le type de motorisation (à droite)	42
Graphique 24	Structure et évolution du parc de camions et camionnettes selon la forme d'énergie (à gauche) et le type de motorisation (à droite)	43
Graphique 25	Coûts du transport par passager-kilomètre (personnes) et par tonne-kilomètre (marchandises)	44
Graphique 26	Composantes des coûts dans le secteur des transports	44

PERSPECTIVES

Graphique 27	Évolution de la demande d'énergie utile dans l'industrie.....	46
Graphique 28	Consommation d'énergie finale de l'industrie et pertes de conversion.....	46
Graphique 29	Consommation finale d'énergie dans l'industrie, par source d'énergie.....	47
Graphique 30	Investissements liés à l'énergie de l'industrie, par branche.....	48
Graphique 31	Coût unitaire de production dans l'industrie : composante liée à l'énergie	49
Graphique 32	Part des coûts énergétiques dans la production totale de l'industrie, par catégorie	49
Graphique 33	Part d'électricité dans la consommation finale	51
Graphique 34	Électricité appelée	51
Graphique 35	Importations d'électricité	53
Graphique 36	Évolution (du mix) de la production brute d'électricité.....	54
Graphique 37	Production d'électricité à base de renouvelables.....	56
Graphique 38	Capacité nette de production électrique.....	57
Graphique 39	Mix de la capacité de production	58
Graphique 40	Investissements dans les moyens de production électriques.....	59
Graphique 41	Évolution (de la structure) de la production électrique.....	60
Graphique 42	Durée d'utilisation des centrales au gaz.....	62
Graphique 43	Évolution de la consommation intérieure brute et de l'intensité énergétique.....	63
Graphique 44	Évolution de la consommation intérieure brute par forme d'énergie	63
Graphique 45	Dépendance énergétique	64
Graphique 46	Émissions par secteur.....	66
Graphique 47	Part des coûts énergétiques dans l'ensemble de l'économie.....	68
Graphique 48	Investissements liés à l'énergie - Offre.....	69
Graphique 49	Investissements liés à l'énergie - Demande.....	69

Contributions

Cette publication a été réalisée sous la conduite d'Alex Van Steenberghe (avs@plan.be), avec la collaboration de Christophe Labar (cl@plan.be) et de Philippine de Radiguès (pdr@plan.be).

Synthèse

Nous présentons, dans cette publication, de nouvelles perspectives énergétiques à long terme. Comme dans les éditions précédentes (Devogelaer et Gusbin, 2014 et 2017), nous examinons l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie, pour différents secteurs et composantes. Ces perspectives sont établies à l'horizon 2050, année d'ici laquelle l'UE ambitionne d'émettre zéro émission nette. Nous accordons dès lors une attention plus soutenue à l'évolution et aux déterminants des émissions de gaz à effet de serre. Comme par le passé, l'analyse est réalisée avec PRIMES, un modèle de système énergétique à la pointe, développé et mis à jour par E3M.

Par rapport aux éditions précédentes, ces perspectives s'inscrivent dans un contexte politique très différent. La politique climatique, tant au niveau européen que national, a soudainement pris des atours très concrets. Au moment où ces perspectives sont élaborées, la stratégie européenne Fit-for-55 est transposée en législation belge et le projet de Plan National Énergie-Climat prend forme. Vu ce contexte dynamique et très évolutif, analyser la politique revient un peu à « tirer sur une cible en mouvement ».

Nous avons dès lors choisi de nous départir de l'option « à politique constante » des éditions précédentes et plutôt de présenter des perspectives « à politique annoncée ». Plus précisément, nous avons intégré les grands axes du contexte international, du cadre européen et du Plan National Énergie-Climat (PNEC) dans le scénario de référence, du moins dans la mesure où ils étaient connus avec suffisamment de précision en juin 2023. Nous avons également veillé à ce que seules les mesures connues, clairement définies et modélisables soient intégrées. Nous tenons également à souligner que nous avons, à chaque fois, opéré des choix plutôt prudents.

Cette approche nous permet de déterminer si la Belgique atteindra les objectifs de réduction des émissions, d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable fixés au niveau européen pour 2030. Cet exercice nous donne aussi la mesure du trajet à parcourir pour atteindre zéro émission nette en 2050.

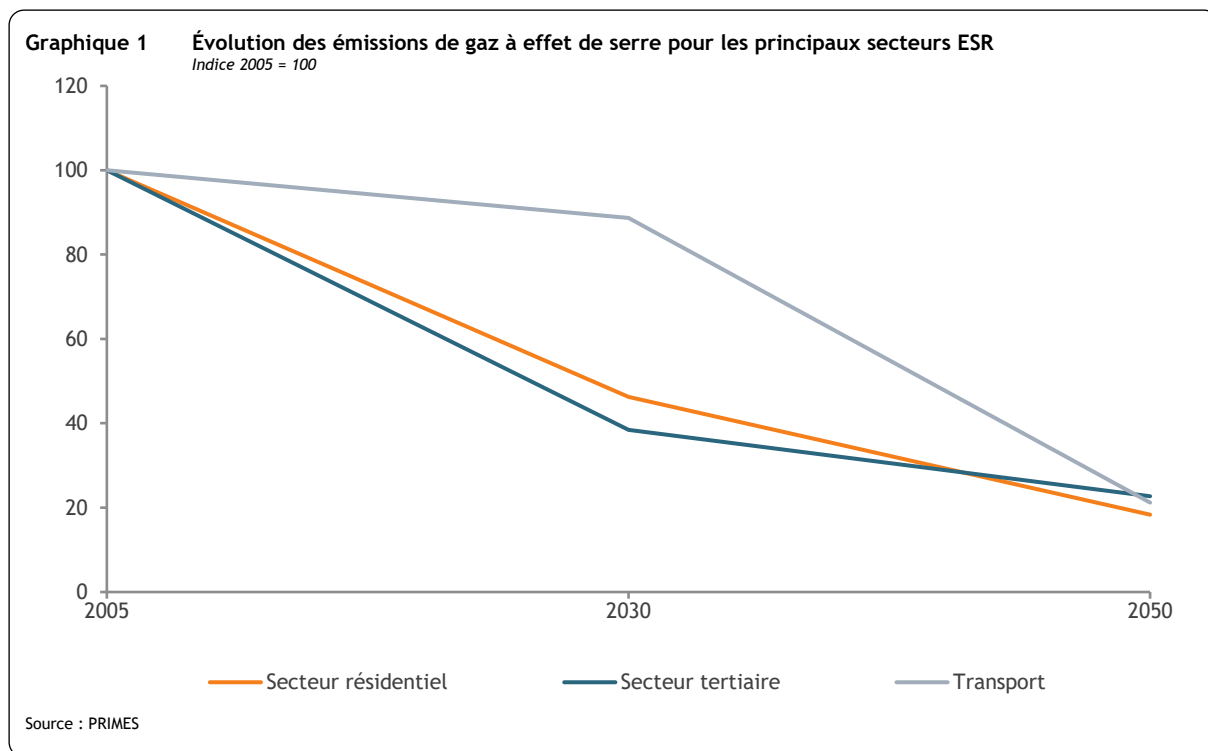
Le tableau ci-dessous présente les résultats de notre projection pour les indicateurs clés et les compare aux objectifs fixés pour 2030.

Tableau 1 Indicateurs sur les objectifs européens (horizon 2030)

	Réalisations	Objectifs
Réduction d'émissions dans les secteurs SER (par rapport à 2005)	-32%	-47%
Part des énergies renouvelables	24,1%	34%
Consommation finale d'énergie (par rapport à REF 2020)	-7,9%	-11,7%

Dans nos hypothèses, la Belgique n'atteindra pas globalement les objectifs européens. Une vue par secteur révèle toutefois une grande hétérogénéité.

En ce qui concerne les objectifs de réduction des émissions, le graphique ci-dessous montre l'évolution, par rapport à 2005, des différents secteurs étudiés. Ainsi, les secteurs résidentiel et tertiaire réduisent sensiblement, d'ici 2030, leurs émissions, respectivement de -53% et -62%. Cette évolution reflète à la fois les politiques annoncées dans le PNEC et les réactions du marché à ces annonces. Le marché des pompes à chaleur notamment serait en plein essor. Du côté des transports, la décarbonation est plus lente. Le transport des marchandises se passe difficilement des carburants fossiles et, dans le transport des personnes, l'interdiction européenne de vente de véhicules thermiques ne prend cours qu'en 2035.

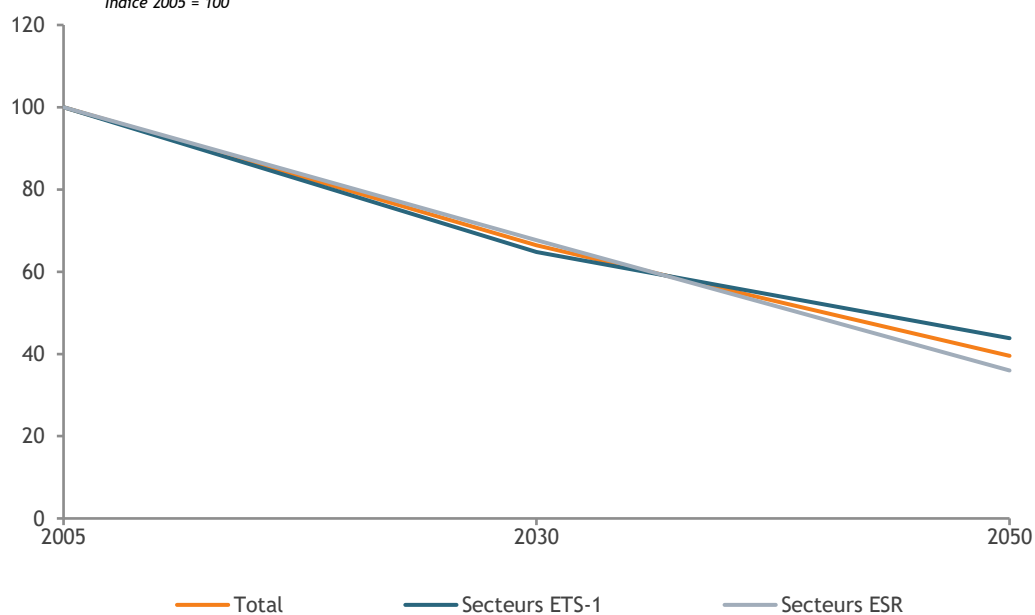


S'agissant des énergies renouvelables, les chiffres nationaux cachent aussi une grande hétérogénéité selon les secteurs. Alors qu'au niveau national, le part d'énergies renouvelables reste 24%, celle-ci grimperait à près de 44% d'ici à 2030 dans le secteur de l'électricité.

À long terme, à l'horizon 2050, et compte tenu d'une évolution plutôt modérée des prix dans les systèmes européens d'échange de quotas d'émission, la décarbonation de l'économie dans son ensemble peine à se concrétiser (voir graphique 2). Ceci est expliqué, dans une large part, par les retards dans la décarbonation des secteurs ETS-1 traditionnels (industrie et production d'électricité). En 2050, ces deux secteurs devraient encore largement recourir aux carburants fossiles, pour 35% et 46% respectivement des énergies consommées.

Cette perspective d'évolution montre la nécessité d'infléchir à la hausse l'évolution des prix du carbone dans le système d'échange des quotas d'émission ou de mener des politiques incitatives à l'utilisation de technologies à zéro émission. L'innovation orientée, soit la baisse du coût des technologies propres par le biais de politiques contraignantes, ne peut être simulée par PRIMES. Par conséquent, notre conclusion doit être interprétée comme une hypothèse plutôt prudente.

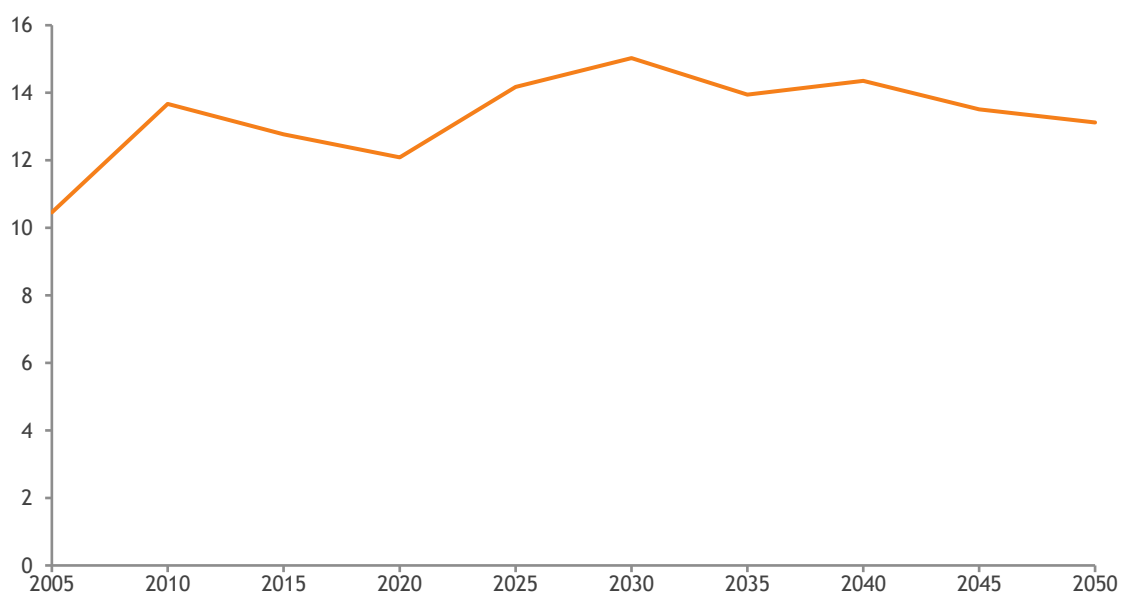
Graphique 2 Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans l'ensemble de l'économie
Indice 2005 = 100



Source : PRIMES

La transition climatique aura des répercussions sur les coûts en énergie des ménages et des entreprises. Plus particulièrement, les investissements dans les technologies alternatives et les économies d'énergie augmenteront considérablement au cours de la première phase de la transition. Comme le montre le graphique ci-dessous, la part des coûts énergétiques dans leur ensemble (combustibles, électricité et biens d'investissement économes en énergie) progressera sensiblement vers 2030. Ensuite, les investissements portent leurs fruits et les coûts énergétiques repartent à la baisse.

Graphique 3 Part des coûts énergétiques dans l'économie
% du PIB



Source : PRIMES

Cette dynamique de fond, à savoir une hausse des coûts au cours de la première période de transition, suivie d'un reflux, se manifeste différemment dans les secteurs. Chez les ménages, dont les coûts sont principalement liés à l'évolution des transports et du logement, la part des coûts énergétiques dans la consommation totale augmenterait considérablement pour atteindre 7,7% d'ici à 2030, avant de retomber à 4,7% en 2050, soit bien en deçà des niveaux mesurés en 2020.

Dans le secteur tertiaire, qui englobe le poids lourd économique des services, les coûts énergétiques unitaires augmenteront de 14% d'ici à 2030 par rapport à 2020. En 2050, ils seront inférieurs de 10% par rapport à 2020. En revanche, dans le secteur industriel, les coûts de l'énergie, mesurés par le même indicateur, restent élevés tout au long de la période de projection. D'ici à 2030, ils auront plus que doublé et, à l'horizon de 2050, ils dépasseront encore de 89% les niveaux de 2020. Le défi reste immense dans le traitement du fer, de l'acier et des minerais non métalliques. Cela montre l'importance de politiques d'accompagnement, notamment du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF).

En résumé, nos résultats montrent que d'ici 2030, les transports, et en particulier l'électrification du parc de véhicules, méritent une attention particulière si la Belgique veut atteindre les objectifs de réduction d'émissions qui lui incombent. Ils mettent aussi en évidence que la décarbonation, à technologie et politiques constantes, n'est possible que si l'on mène une politique de prix du carbone plus stricte dans l'industrie et la production d'électricité.

1. Introduction

Ce rapport constitue la dernière version des perspectives énergétiques pour la Belgique. Il fait suite à des précédentes études parues en 2014 et 2017. Comme ces dernières, il est basé sur le modèle PRIMES, un modèle d'ingénierie 'bottom-up' capable de produire des perspectives à long terme pour le secteur de l'énergie.

Contrairement aux éditions précédentes, cette publication intervient dans le cadre d'un environnement politique présentant une fluidité sans précédent. La politique climatique est devenue tangible et va plus loin que les modèles théoriques de chercheurs universitaires et des engagements pris lors de réunions internationales. Tant au niveau européen que national, les politiques qui façonneront probablement le secteur de l'énergie au cours des décennies à venir étaient en cours d'élaboration au moment où cette publication a été réalisée. Au niveau de l'UE, la stratégie « Fit for 55 » était en cours de négociation et de transposition en loi. Au niveau national, les quatre gouvernements constitutifs de la fédération belge rédigeaient leur contribution respective à la mise à jour du Plan National Énergie-Climat mis à jour. Ce Plan présente les stratégies envisagées pour que la Belgique atteigne son objectif en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Un premier projet a été publié en juin 2023. Ce document a servi (aux côtés des contours de la législation UE à l'époque) de principal apport politique au scénario de référence dans la présente perspective.

Ce cadre politique particulier donne une saveur spéciale au scénario de référence. Il ne peut assurément pas être assimilé au scénario « business as usual » (soit « avec les mesures existantes ») traditionnel des précédentes perspectives. Notre question principale n'est pas de savoir ce qui se passerait si aucune mesure supplémentaire n'était prise pour lutter contre le changement climatique. Ce scénario de référence se différencie également des scénarios "stratégiques" (« avec des mesures supplémentaires ». Ceux-ci étudient souvent l'utilisation d'un nombre limité de leviers politiques, comme une taxe carbone généralisée, pour atteindre un objectif de réduction donné. Ce n'est pas ce que cette étude va présenter.

A contrario, notre scénario de référence peut être qualifié de scénario « à politiques annoncées ». Au moment de compiler les mesures présentes dans les différents plans, bon nombre d'entre elles n'en étaient encore qu'au stade d'intentions. Cela laisse également en suspens la question de savoir si ces mesures permettraient d'atteindre les objectifs de réduction convenus au niveau européen.

« La Belgique atteindra-t-elle le zéro émission nette d'ici 2050 et réalisera-t-elle une réduction de 47% dans les secteurs du transport et des bâtiments ? » est une question absolument cruciale. La réponse à cette question aura des implications profondes au niveau politique. Une certaine nuance est donc de rigueur. Après avoir passé au crible toutes les mesures énoncées dans les différents plans, seules les mesures concrètes ont été retenues. Les objectifs ou intentions vagues ont été éliminés au même titre que les mesures qui ne pouvaient être intégrées dans le modèle PRIMES. Même si nous pensons avoir tenu compte des principaux leviers, d'autres mesures importantes n'ont peut-être pas pu être considérées. Notre scénario présentera l'ampleur du défi et indiquera le potentiel des séries de stratégies actuellement définies ainsi que les points d'attention plausibles. Avec des stratégies alternatives, à publier ultérieurement, nos résultats devraient contribuer à informer les décideurs politiques et le grand public à propos du défi qui nous attend. La politique climatique devient en effet tangible.

PERSPECTIVES

La présente publication est organisée comme suit. Le premier chapitre présentera PRIMES, le modèle utilisé. Le second chapitre abordera les différentes hypothèses macroéconomiques, démographiques et politiques influençant le scénario de référence. Les résultats seront exposés par secteur, mais également de manière transversale, dans le troisième chapitre. Celui-ci montrera l'évolution de la consommation d'énergie, de la production et des émissions de gaz à effet de serre en résultant. D'autres indicateurs, soulignant les aspects économiques de la transition énergétique et climatique seront également examinés.

2. Modèle utilisé

2.1. Description générale

Les perspectives énergétiques et d'émissions pour la Belgique à l'horizon 2050 ont été élaborées au moyen du modèle PRIMES, 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 »). 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, industries, 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 macro-sectorielles cohérentes, définies sur la base de modèles économétriques et d'équilibre général.

Depuis plusieurs années, la Commission européenne utilise le modèle PRIMES pour élaborer les perspectives énergétiques de l'Union européenne et de chaque État membre et pour étudier les répercussions de scénarios et politiques au niveau (multi)national, comme l'étude des scénarios pour réaliser le Green Deal, ou les scénarios européens de référence. Le développement et la gestion du modèle PRIMES sont assurés par le laboratoire E3M de la NTUA (National Technical University of Athens), qui a été récemment acquis par le bureau d'étude Ricardo. Pour certaines hypothèses, le modèle utilise des données fournies par d'autres modèles développés également par E3M, tel que le contexte macroéconomique et multisectoriel (provenant du modèle GEM-E3).

Dans le cadre de cet exercice, le modèle PRIMES a généré des perspectives énergétiques et d'émissions à long terme au niveau belge par étape de cinq ans. Les émissions calculées par le modèle PRIMES portent sur les émissions de CO₂ d'origine énergétique et celles liées aux processus industriels.

2.2. Considérations particulières

Il nous semble important de préciser que des fonctionnements dans le modèle PRIMES influencent la modélisation de façon non négligeable. Ceux-ci sont liés au contexte international, à la formation des prix de l'électricité, et aux barrières non marchandes. En ce qui concerne le contexte international, dans cet exercice, les importations nettes d'électricité sont calculées de manière endogène pour tous les pays européens. Les prix internationaux du carburant et le prix d'émission carbone sont les mêmes dans tous les pays, dont la Belgique.

En outre, les politiques spécifiques à chaque pays européen sont basées sur un scénario Fit-for-55 réalisé par E3M. Pour la Belgique, les politiques et autres hypothèses reflètent les mesures que nous avons

sélectionnées dans les plans énergie et climat de la Belgique. Autrement dit, l'exercice consiste en un scénario « little Belgium decarbonising, in a decarbonising Europe ». L'exercice laisse en suspens si la Belgique réalise l'objectif européen qui lui a été assigné.

Les résultats du module d'électricité du modèle, à savoir la capacité installée, la production et les prix qui en découlent, sont le fruit d'un processus d'optimisation. Les coûts totaux du système intertemporel sont minimisés sous réserve d'une multitude de contraintes, imposant un équilibre entre la demande et la production, les réserves de capacité de la centrale et les limites techniques, entre autres. Les prix sont calculés de manière à récupérer les coûts fixes, selon une tarification au coût moyen (règle de Ramsey-Boiteux). Les résultats peuvent être compris comme une allocation optimale reflétant une concurrence parfaite à long terme (ou, de manière équivalente, reflétant l'allocation imposée par un régulateur rémunérant la capacité par le prix de l'électricité). Ce mécanisme de fixation des prix diffère donc du mécanisme actuel de formation des prix sur les marchés de l'électricité.

Enfin, dans le contexte d'objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'évolution des coûts et l'adoption des nouvelles technologies revêtent une importance cruciale. Ces derniers dépendent non seulement de l'effet direct des politiques sur les prix relatifs, mais aussi de la façon dont les préférences des agents économiques eux-mêmes changent en raison d'un environnement politique changeant. Un exemple typique est l'effet boule de neige des subventions aux énergies renouvelables sur l'installation/l'acquisition de panneaux solaires dans un quartier dense. Si la subvention encourage une masse critique de consommateurs à installer des panneaux, elle réduit également les obstacles non commerciaux pour les autres consommateurs. En d'autres termes, l'incertitude technique, le manque d'informations, l'incapacité d'accéder au financement et d'autres problèmes institutionnels qui constituent des obstacles non liés au marché sont abordés dans un contexte politique riche. En termes de modélisation et en particulier dans PRIMES, ces barrières non commerciales se reflètent, d'une part, dans le taux d'actualisation des décisions d'investissement dans l'efficacité énergétique (par ex. faciliter l'investissement sans réduire les coûts) ou, d'autre part, dans les coûts cachés qui prennent la forme de désutilité (vivre ailleurs le temps de travaux de rénovation). Ces barrières non commerciales, ou plutôt leur suppression, mentionnées ci-dessus sont capturées par ce que l'on appelle les « conditions facilitateurs ».

Pour cet exercice de projection, ces "conditions facilitatrices" revêtent une grande importance. PRIMES prend d'abord en compte les effets explicites des mesures majeures, telles que les mesures réglementaires et les taxes, sur la base d'élasticités historiques. PRIMES prend également en compte les effets des politiques à travers des canaux moins conventionnels par le biais des "conditions facilitateurs". Ces "conditions" se sont avérées particulièrement importantes dans le secteur résidentiel. L'article de Fotiou et al. (2022) donne un aperçu des fondements théoriques et d'une application de concept.

3. Hypothèses et cadre politique

Ce chapitre présente les principales hypothèses exogènes qui sous-tendent le scénario de référence. Avant d'aborder le contexte international (prix des principaux vecteurs énergétiques), la démographie et le contexte macroéconomique, nous développons les hypothèses de politiques qui sont essentielles à notre récit.

Rappelons que nos hypothèses, même si nous les avons choisies dans le but de construire un récit cohérent, demeurent des hypothèses. Les scénarios à long terme tiennent de préférence compte des incertitudes qui entourent l'avenir, que l'on appelle "l'incertitude Knightienne", c'est-à-dire un risque dont nous ne connaissons pas actuellement l'amplitude - la distribution des probabilités. Les effets de l'invasion de l'Ukraine par la Russie sur le système énergétique est un exemple. Les effets des progrès technologiques sur les prix relatifs des énergies renouvelables, les chocs démographiques, etc. sont d'autres sources classiques d'incertitude.

Dans notre contexte, ajoutons à ces risques classiques une autre source d'incertitude : le risque politico-économique. Le lecteur remarquera que plus nous progressons dans le temps, moins les hypothèses sont précises. C'est particulièrement vrai dans le cadre des systèmes européens d'échange de quotas d'émission qui ne cessent de gagner en importance. Pour les secteurs de l'industrie et de l'électricité, nous avons utilisé des "futures" à court terme, qui ont fourni des valeurs conformes à d'autres sources. Pour le long terme, la période entre 2030 et 2050, la littérature décrit des trajectoires divergentes¹.

Compte tenu de l'objectif de neutralité carbone, l'hypothèse relative au prix du CO₂ correspond en fin de compte au poids relatif du mécanisme de tarification ETS par rapport à d'autres instruments de politique. Les autorités disposent, en principe, de plus d'un instrument pour atteindre différents objectifs, et de davantage d'instruments que ceux qui peuvent être modélisés dans un modèle tel que PRIMES. Par exemple, dans le contexte de la décarbonation de l'industrie, il existe des déductions fiscales au profit des entreprises ou des subventions directes. Dans le contexte de la production d'électricité, nous pensons à l'intervention publique directe ou aux « feebates² ». Le choix des différents instruments n'est pas seulement guidé par l'efficacité économique, mais souvent aussi par d'autres motifs, propres au processus démocratique. Les motifs qui en définitive prévalent sont une source d'incertitude comme les autres.

Vu ces éléments, notre scénario englobe deux périodes distinctes sur le plan qualitatif.

Jusqu'à 2030, il y a une relative certitude quant aux prix de l'énergie et aux mesures politiques qui sont souvent assez précises. La projection à cet horizon peut être considérée comme relativement stable et permet de répondre à la question centrale : *Compte tenu des grandes lignes des politiques annoncées, la Belgique atteindra-t-elle ses objectifs de réduction ?*

¹ Voyez par exemple le graphique 7 dans Umweltbundesamt (2023) "Rahmendaten fuer den Projektionsbericht 2023 fuer Deutschland"

² 'Feebates', une combinaison judicieuse de taxes et de subventions, ont été proposées par le FMI (2023) pour accélérer la décarbonation du secteur de l'électricité.

Entre 2030 et 2050, en revanche, l'incertitude s'accroît. Comme risque 'politique', décrit plus haut, nous pensons au poids incertain de la tarification du carbone à l'échelle européenne par rapport à d'autres instruments. Nous avons choisi de privilégier une approche relativement prudente pour les deux systèmes d'échange de quotas d'émission. Cela donnera une idée de la *mesure dans laquelle d'autres instruments sont nécessaires si le signal prix classique n'est pas pleinement suivi*. Deux scénarios de décarbonation combinant des trajectoires de prix plus strictes et d'autres politiques seront présentés dans une publication ultérieure.

3.1. Le PNEC et son contexte européen

Le contexte politique de ces recherches évolue très rapidement. Analyser la politique climatique revient à « tirer sur une cible en mouvement » car bon nombre des décisions qui façonneront le domaine dans les décennies à venir sont prises en ce moment même. Au moment où cette version des perspectives énergétiques est rédigée, l'Union européenne a largement légiféré sur sa stratégie "Fit-for-55", tandis qu'à l'échelle nationale, les plans nationaux en matière d'énergie et de climat sont en cours d'élaboration. Ces plans résultent eux-mêmes d'engagements internationaux contraignants pris envers les Nations unies.

Vu l'importance de ce processus dynamique pour cet exercice et la répartition très complexe des responsabilités en matière de climat, il nous a semblé utile d'évoquer l'environnement politique en termes généraux avant de décrire en détail les mesures politiques prises en compte dans le scénario de référence.

Au niveau européen, la loi sur le climat adoptée en 2021 est la législation phare dans ce domaine. Elle prévoit l'objectif explicite d'atteindre la neutralité climatique d'ici 2050 et, à plus court terme, de réduire les émissions à l'échelle du continent de 55% d'ici 2030. Ce cadre sera concrétisé, au cours des prochaines années, dans des politiques qui s'appliqueront à l'ensemble de l'UE. Ces politiques toucheront principalement aux secteurs de l'énergie et de l'industrie lourde, par le biais des systèmes d'échange de quotas d'émission (ETS-1 et 2). L'Union européenne est également active dans les domaines des transports, des bâtiments et de la taxation de l'énergie endéans ses compétences : la réglementation de l'industrie et du commerce et fixation de taux d'imposition minimums.

Dans les domaines où l'UE ne dispose pas des compétences pour agir de manière indépendante, plusieurs objectifs sont imposés. À cet égard, la directive sur les énergies renouvelables, qui exige que 40% du mix énergétique soit renouvelable d'ici 2030, et la directive sur l'énergie, qui impose de réduire la demande finale d'énergie au niveau de l'UE de 11,7% d'ici le même horizon, revêtent une importance particulière.

Le règlement de répartition de l'effort a aussi son importance pour les États membres. Ce règlement fixe des objectifs nationaux de réduction des émissions pour les secteurs non couverts par le système ETS-1. Une nouvelle législation imposant des objectifs de réduction stricts a été adoptée en mars 2023. L'objectif de réduction des émissions pour la Belgique a été relevé de 35% à 47% à l'horizon 2030, par rapport à leur valeur en 2005.

Ce cadre européen dynamique se reflète dans le Plan National Énergie-Climat (PNEC). Ces plans visent à définir des stratégies nationales pour atteindre les objectifs fixés au niveau supranational et sont élaborés selon un cycle de quatre ans. Un premier plan a été finalisé en 2019 et a depuis été évalué par la Commission européenne. Parallèlement à la législation « Fit for 55 », de nouveaux projets actualisés du PNEC devaient être présentés avant juin 2023 en vue d'être définitivement adoptés en juin 2024. Le scénario de référence se fonde sur les mesures énoncées dans les projets qui ont été fournis par les quatre entités fédérées belges. Nous insistons dès lors sur le fait que les nouvelles mesures susceptibles d'apparaître dans les versions définitives ne seront pas prises en compte.

3.1.1. Politiques et Mesures ('PAMs')

La création d'un scénario à politique annoncée implique une sélection judicieuse et cohérente des mesures à considérer. Ces mesures interviennent à plusieurs niveaux politiques : européen, fédéral et régional.

a. Choix des mesures

Elaborer un scénario de référence pour les perspectives énergétiques dans un environnement dynamique et complexe nécessite, entre autres, de faire des choix judicieux quant aux politiques à inclure. Cela signifie que nous devons accepter que certaines politiques en cours de discussion n'aient pas pu être prises en compte ou, dans le meilleur des cas, n'aient été prises en compte que dans des valeurs provisoires, si les intentions du gouvernement concerné par rapport aux leviers politiques spécifiques à actionner sont claires.

Nous répétons ici que nous ne sommes toutefois jamais contents d'inclure de simples objectifs dans notre scénario de référence. Les engagements internationaux contraignants, tels que les objectifs de réduction des émissions décrits dans le règlement européen sur la répartition de l'effort, les objectifs en matière d'énergies renouvelables ou les objectifs de répartition modale dans les transports fixés dans certains plans énergie et climat, ont été délibérément omis, faute de précisions sur les politiques à mettre en œuvre pour les réaliser. Notre objectif est en effet d'informer les décideurs sur la question de savoir si les leviers spécifiques mobilisés suffisent pour atteindre ces objectifs et si des efforts supplémentaires sont nécessaires. C'est surtout pertinent pour la période post-2030, dès lors que les politiques à cet horizon sont moins détaillées.

Les politiques étant privilégiées par rapport aux objectifs, il convient donc de sélectionner les politiques à prendre en compte. Cet exercice est complexe pour deux raisons. Premièrement, la politique doit être décrite dans des termes susceptibles d'être traduits dans le modèle. Ils doivent donc être quantifiables et faire l'objet d'une interprétation minimale de notre part. Cela n'a pas toujours été possible, en particulier dans le cadre du Plan National pour l'Énergie et le Climat.

Deuxièmement, le modèle utilisé doit être en mesure d'intégrer cette politique. Bien que PRIMES soit un modèle bottom-up très élaboré qui permet en principe une représentation très détaillée des politiques pertinentes, il n'a pas été possible de saisir toute la complexité du Plan National Énergie-Climat pour plusieurs raisons mentionnées ci-dessous. L'exercice a été compliqué par le fait que notre version de PRIMES représente la Belgique dans son ensemble et que, par conséquent, les politiques régionales

ont dû être agrégées. Nous sommes néanmoins convaincus que les principaux choix tirés des plans ont été inclus. Au cas où nous aurions écarté des mesures susceptibles de produire des effets importants, nous expliquons ci-dessous les raisons qui ont motivé nos choix.

b. Mesures issues de l'Union européenne

Les principaux leviers politiques auxquels recourt l'Union européenne sont les mesures de prix, les réglementations et l'imposition minimum, ils sont résumés au tableau 2.

La politique phare de l'UE est la réforme du système bien connu ETS-1 (encadré) pour la production d'électricité, l'industrie et l'aviation commerciale. Les objectifs ont été revus à la hausse et sa couverture sectorielle a été élargie. Comme chacun sait, ce système limite les émissions par le biais de quotas négociables par les secteurs concernés. L'offre de quotas d'émissions est réduite plus rapidement, tandis que les quotas gratuits pour certains secteurs intensifs en énergie sont progressivement supprimés. Un "mécanisme d'ajustement carbone aux frontières" (MACF) devrait protéger ces secteurs de la concurrence internationale et ainsi empêcher les fuites de carbone. Enfin, à partir de 2024, le secteur maritime sera inclus dans le système.

Encadré Système ETS

Depuis 2005, un système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre (Emissions Trading System ou ETS) est en vigueur à l'échelle européenne. Jusqu'à présent, celui-ci s'applique principalement aux entreprises grandes consommatrices d'énergie, au secteur de production d'électricité et de chaleur, ainsi qu'à l'aviation commerciale. Il est toutefois prévu qu'il s'étende, à partir de 2024, au secteur maritime. Son principe est le suivant. Une limite (ou cap) est fixée par l'Europe sur la quantité totale de gaz à effet de serre qui peut être engendrée par l'ensemble du secteur concerné. Cette limite prend la forme d'autorisations d'émissions : une autorisation donne le droit d'émettre une tonne équivalente de CO₂ (le CO₂, le N₂O et les PFC sont les trois seuls gaz couverts par le mécanisme dans tous les secteurs. Le méthane est inclus dans le maritime.). Une partie de ces autorisations est donnée gratuitement aux entreprises, le reste est mis aux enchères sur le marché primaire. Ces autorisations peuvent également être revendues d'une entreprise à l'autre (de gré à gré ou sur le marché secondaire). Leur prix fluctue donc en fonction de la demande et de l'offre (cap), cette dernière se réduisant progressivement au fil des années (4,3%/an entre 2024 et 2028 et 4,4%/an par après). Toute entreprise ne disposant pas de suffisamment d'autorisations pour couvrir ses émissions se voit octroyer une pénalité financière. Par le coût supplémentaire qu'il engendre aux entreprises polluantes, ce système influe également sur les choix opérés par les entreprises, que cela soit au niveau du combustible choisi, ou au niveau des procédés utilisés (p.ex. électrification).

En 2023, un second système d'échange de quotas (ETS-2), complémentaire au premier, a été créé. Celui-ci couvrira les émissions issues de la combustion aux fins de chauffage dans les bâtiments, celles liées au transport routier et générées par de petites entreprises non couvertes par le système actuel. Il est prévu que ce système entre en vigueur dès 2027. L'objectif est que, d'ici 2030, les émissions couvertes par l'ETS-2 soient réduites de 42% par rapport à leur valeur en 2005.

Pour compléter l'ETS-1, un système d'échange parallèle sera mis en place après 2027 pour les combustibles et carburants fossiles utilisés dans les transports, le chauffage et les petites et moyennes entreprises non couvertes par l'ETS-1. Ce système est communément appelé ETS-2. Les États membres peuvent en principe s'engager à adopter leur propre système, plus contraignant. La Belgique a toutefois choisi de rejoindre le système européen ETS-2.

Le MACF n'est inclus que de manière implicite, en ce sens que la production industrielle reste constante en projection. Il n'est donc pas question de fuites de carbone en raison de délocalisations.

Le prix des quotas dans les systèmes ETS-1 et 2 ainsi que les prix internationaux des produits énergétiques sont indiqués dans le tableau 9 de la section 3.4.

La directive révisée sur la taxation de l'énergie est une mesure européenne relativement moins importante, mais néanmoins pertinente pour la Belgique. Cette directive impose de nouveaux taux d'accise minimums sur les produits énergétiques. Si ces règles ne sont pas trop restrictives pour la Belgique, par exemple pour les carburants du transport, elles ont par contre des répercussions sur les taux d'accise belges, relativement bas du point de vue européen, prélevés sur le mazout de chauffage.

Au-delà des taxes et des prix, l'UE a un rôle important à jouer dans la réglementation sectorielle. Les principales politiques prises en compte dans ce domaine sont les normes d'émission pour les nouveaux véhicules et la part obligatoire de biocarburants dans l'aviation. Les émissions de CO₂ des voitures et camionnettes neuves doivent être réduites de 55% et 50% respectivement d'ici à 2030, tandis que la vente de voitures et camionnettes thermiques sera interdite à partir de 2035. Dans l'aviation, la part des carburants durables devrait atteindre 70% d'ici 2050, contre 2% en 2025.

Bien que la plupart des mesures dans le secteur de la construction doivent être prises au niveau national, l'UE impose un certain nombre de règles minimales. Il s'agit en particulier de l'obligation pour les bâtiments publics neufs d'être climatiquement neutres d'ici 2028, et pour tous les autres bâtiments neufs d'être climatiquement neutres à l'horizon 2030. L'Union européenne prévoit également une obligation d'équipement en panneaux photovoltaïques pour les bâtiments publics et d'utilité publique neufs à partir de 2027 et pour les bâtiments résidentiels neufs à partir de 2030.

Le tableau ci-dessous synthétise les politiques et mesures européennes prises en compte dans le scénario de référence. Le type de mesure et le secteur concerné sont indiqués.

Tableau 2 Mesures européennes prises en compte dans le scénario de référence

Mesure additionnelle	Secteur	Catégorie de mesures
ETS-1 ³ : suppression anticipée des quotas d'émission	Industrie, électricité	Taxation / tarification
ETS-1 : Suppression progressive des quotas d'émission gratuits	Industrie, électricité	Taxation / tarification
ETS-1 : Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF)	Industrie, électricité	Taxation / tarification
Extension ETS ⁴	Transport, bâtiments, industrie (en partie)	Taxation / tarification
Imposition minimale des carburants ⁵	Transport, bâtiments, industrie, électricité	Taxation / tarification

³ Réforme du système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (Directive EU/2023/959)

⁴ Idem

⁵ Directive sur la taxation de l'énergie (Révision de la directive 2003/96/EC)

Mesure additionnelle	Secteur	Catégorie de mesures
Normes d'émissions pour les voitures et les camionnettes ⁶	Transport	Réglementation
Part des biocarburants avancés dans l'aviation ⁷	Transport	Réglementation
Installation de panneaux solaires ⁸	Bâtiments	Réglementation
Norme sur la neutralité climatique ⁹	Bâtiments	Réglementation
RFNBO minimaal aandeel ¹⁰	Industrie, Transport	Réglementation

Enfin, nous mentionnons certains éléments de Fit-for-55 qui ne sont pas pris en compte, principalement en raison de problèmes rencontrés pour les intégrer dans les modèles. Il s'agit notamment de mesures qui généralement accompagnent les politiques plus restrictives mentionnées ci-dessus : le Fonds pour l'innovation et le Fonds social pour le climat.

c. Mesures fédérales

En Belgique, les politiques climatique et énergétique relèvent principalement des compétences régionales. Néanmoins, le gouvernement fédéral conserve des leviers importants, tels que la réglementation de l'industrie et du commerce interrégionaux, la capacité offshore et surtout les taxes sur l'énergie.

Les politiques que nous avons retenues sont énumérées dans le tableau 3. Il s'agit de mesures fiscales telles qu'une réforme des droits d'accise qui s'accompagne d'une réduction de la TVA sur le gaz et l'électricité et d'une nouvelle limitation de l'exonération partielle des droits d'accise pour le transport de marchandises (le "régime du diesel professionnel"). Au niveau de la réglementation, les biocarburants avancés remplaceront ceux issus de sources moins durables. Le gouvernement fédéral entend également accroître la capacité des énergies renouvelables en mer. Enfin, la compagnie ferroviaire nationale devra réduire sa consommation finale d'énergie.

Tableau 3 Mesures fédérales prises en compte dans le scénario de référence

Description de la mesure	Secteur	Type de mesure
Réforme du diesel professionnel	Transport	Taxation
Part des biocarburants produits à partir de denrées alimentaires et d'aliments pour animaux	Transport	Réglementation
Part des biocarburants avancés	Transport	Réglementation
Réduction de la consommation finale du rail	Transport	Autres
Réforme des accises et de la TVA sur le gaz et l'électricité	Transport, bâtiments	Taxation
Exonération des accises sur l'électrolyse	Électricité et offre	Taxation
Iles solaires	Électricité et offre	Capacité
Capacité et infrastructure hydrogène	Électricité et offre	Capacité
Éolien Offshore Esbjerg	Électricité et offre	Capacité
Capacité de regazéification du port de Zeebrugge	Électricité et offre	Capacité
TVA réduite sur les pompes à chaleur	Bâtiments	Taxation

Source : PFECE (2023)

Nous attirons l'attention sur les mesures potentiellement importantes qui n'ont pas été prises en compte. Il s'agit notamment de la récente réforme de la taxation des voitures de société, car il n'était pas possible de modéliser les dépenses fiscales dans le module transport de PRIMES (REMOVE). Comme la plupart des modèles bottom-up de systèmes énergétiques, REMOVE ne prend pas en compte les déductions

⁶ Normes d'émission de CO₂ pour les voitures et camionnettes neuves (Règlement EU/2019/631)

⁷ Règlement relatif à l'instauration d'une égalité des conditions de concurrence pour un secteur du transport aérien durable - ReFuel EU aviation (Règlement EU/2023/2405)

⁸ Directive sur la performance énergétique des bâtiments (*accord provisoire des colégislateurs*)

⁹ Idem

¹⁰ Renewable Energy Directive (EU/2023/2413)

et les régimes favorables dans l'impôt des personnes physiques ou des sociétés, etc. En outre, pour des raisons de calendrier, les mesures du Budget 2024 n'ont pas été prises en compte. Elles englobent une réforme majeure des accises qui transfère la charge fiscale de l'électricité vers le gaz et le mazout de chauffage.

d. Mesures régionales

Dans le cadre de la gestion européenne du climat, les efforts des États membres portent principalement sur le secteur des transports et de la construction (résidentielle et tertiaire). En Belgique, ces domaines relèvent en grande partie des compétences régionales.

Les principales mesures quantifiables et applicables sont présentées dans le tableau 4. S'agissant des politiques et mesures régionales, nous avons été confrontés à une complication supplémentaire. En effet, toutes les régions n'ont pas pris des mesures dans le même domaine, et lorsqu'elles l'ont fait, comme dans le cas des réglementations en matière de logement et des subventions aux technologies de chauffage, la sévérité des mesures varie d'une région à l'autre. Ces mesures ont donc dû être agrégées en valeurs "nationales" à l'aide de facteurs de pondération.

Dans le domaine des transports, les sociétés régionales de transport public veulent, à l'instar du rail, montrer l'exemple en fixant des objectifs de décarbonation de leur flotte. Certaines régions établissent également des zones à faibles émissions et interdisent les voitures à moteur thermique à partir de 2040¹¹. D'autres cherchent à verdir le parc de camions en exonérant les véhicules propres du prélèvement kilométrique. Il est important que chaque région se fixe des objectifs ambitieux en matière d'infrastructures de recharge sur son territoire d'ici l'interdiction des voitures thermiques.

Tableau 4 Mesures régionales prises en compte dans le scénario de référence

Description de la mesure	Secteur	Type de mesure	Région
Flotte de bus publics zéro émission	Transport	Autres	FL & BXL
Zones à basses émissions	Transport	Réglementation	BXL & WAL
Exonération du prélèvement kilométrique pour les camions propres	Transport	Taxation	FL
Installation de bornes de recharge EW	Transport	Infrastructure	Toutes
Interdiction et non-remplacement des chaudières au mazout	Bâtiments	Réglementation	Toutes
Limite de la durée de vie des chaudières au mazout	Bâtiments	Réglementation	Toutes
Restrictions pour les chaudières au gaz	Bâtiments	Réglementation	BXL & FL
Rendement minimum dans les bâtiments neufs	Bâtiments	Réglementation	FL
Obligation d'installation de panneaux solaires	Bâtiments	Réglementation	FL
Subventions directes pour certaines installations de chauffage	Bâtiments	Subventions	Toutes
Règles sur l'efficacité énergétique des bâtiments	Bâtiments	Réglementation	Toutes
Suppression progressive des mesures de soutien aux ressources renouvelables	Électricité et offre	Subventions	Toutes
Mesures d'aménagement du territoire	Électricité et offre	Réglementation	Toutes
Réduction de la capacité d'incinération des déchets	Électricité et offre	Capacité	BXL & FL

Sources : PACE (2023), PRACE (2023) et VEKP (2023)

C'est dans le secteur des bâtiments que les mesures ont le plus de répercussions. Dans tous les plans, les dispositifs de subventionnement des équipements de chauffage sont réformés. La tendance générale est en faveur des pompes à chaleur, tandis que les aides résiduelles pour les installations de chauffage

¹¹ Cette "interdiction" a été modélisée comme l'introduction d'une amende qui prend la forme d'une taxe au kilomètre.

au gaz sont progressivement supprimées. Les chaudières au mazout sont de manière générale interdites dans les bâtiments neufs, leur durée de vie est limitée et leur remplacement est désormais interdit. Les chaudières au gaz ne sont interdites qu'à Bruxelles et en Flandre, où une exigence de rendement s'applique également aux bâtiments neufs dans le but de promouvoir l'installation de pompes à chaleur.

Les régions fixent également des normes de performance énergétique, exprimées en KwU (théoriques) par mètre carré et par an, auxquelles les bâtiments résidentiels et non résidentiels doivent se conformer. Nous avons pris en compte les différentes normes auxquelles les bâtiments existants doivent répondre. Elles sont synthétisées dans les deux tableaux suivants, respectivement pour les bâtiments résidentiels et non résidentiels.

Tableau 5 Normes d'efficacité énergétique des bâtiments - résidentiel
Kwh/m²/an

	Bruxelles Tous	Flandre Appartements	Flandre Bâtiments fermés	Flandre Bâtiments ouverts ou semi-ouverts	Wallonie Tous
2020-2025					
2025-2030					
2030-2035	275 minimum	300 minimum	400 minimum	500 minimum	510 minimum
2035-2040			300 minimum	400 minimum	425 minimum
2040-2045	150 minimum	200 minimum		300 minimum	340 minimum
2045-2050					255 minimum
2050+	100 minimum	100 minimum			

Tableau 6 Normes d'efficacité énergétique des bâtiments - non résidentiel
Kwh/m²/an

	Bruxelles Tous	Flandre Tous	Wallonie Tous
2020-2025			
2025-2030			
2030-2035		500 minimum	
2035-2040		400 minimum	
2040-2045		300 minimum	100 minimum
2045-2050	« climatiquement neutre »		

Gardons à l'esprit que la palette de mesures des plans régionaux est plus large que ce qui est indiqué dans les tableaux ci-dessus. Des règles supplémentaires s'appliquent aux bâtiments publics, aux immeubles loués et aux immeubles en cas de transfert de propriété. Il n'a pas été possible de faire la distinction dans PRIMES. Nos résultats sont dès lors prudents dans ce domaine. Pour les mêmes raisons, les réductions de précompte immobilier et les mesures relatives aux droits d'enregistrement ne peuvent être incluses, de même que les tarifs préférentiels pour les raccordements aux réseaux de gaz (supprimés à Bruxelles et en Flandre). De même, tout comme pour le fédéral, les mesures adoptées depuis juin 2023 ne sont pas prises en compte. Nous pensons, par exemple, aux nouvelles subventions à l'achat de voitures électriques instaurées en Flandre.

Deux éléments des Plans wallon et flamand restent pour nous une zone grise. Dans le Plan wallon, la formulation de la sortie du gaz est vague, il est en effet indiqué qu'elle doit encore être mise en œuvre concrètement. Dans le Plan flamand, l'incertitude a trait aux objectifs de parts de marché pour les véhicules neufs, notamment une part de marché nulle pour les voitures particulières et les camionnettes à moteur thermique d'ici à 2029. Étant donné que cet objectif a toujours été considéré comme conditionnel

à l'évolution du marché, nous avons décidé de ne pas l'inclure. Le rôle de la régulation dans le secteur des transports sera approfondi dans une publication ultérieure.

3.2. Hypothèses démographiques

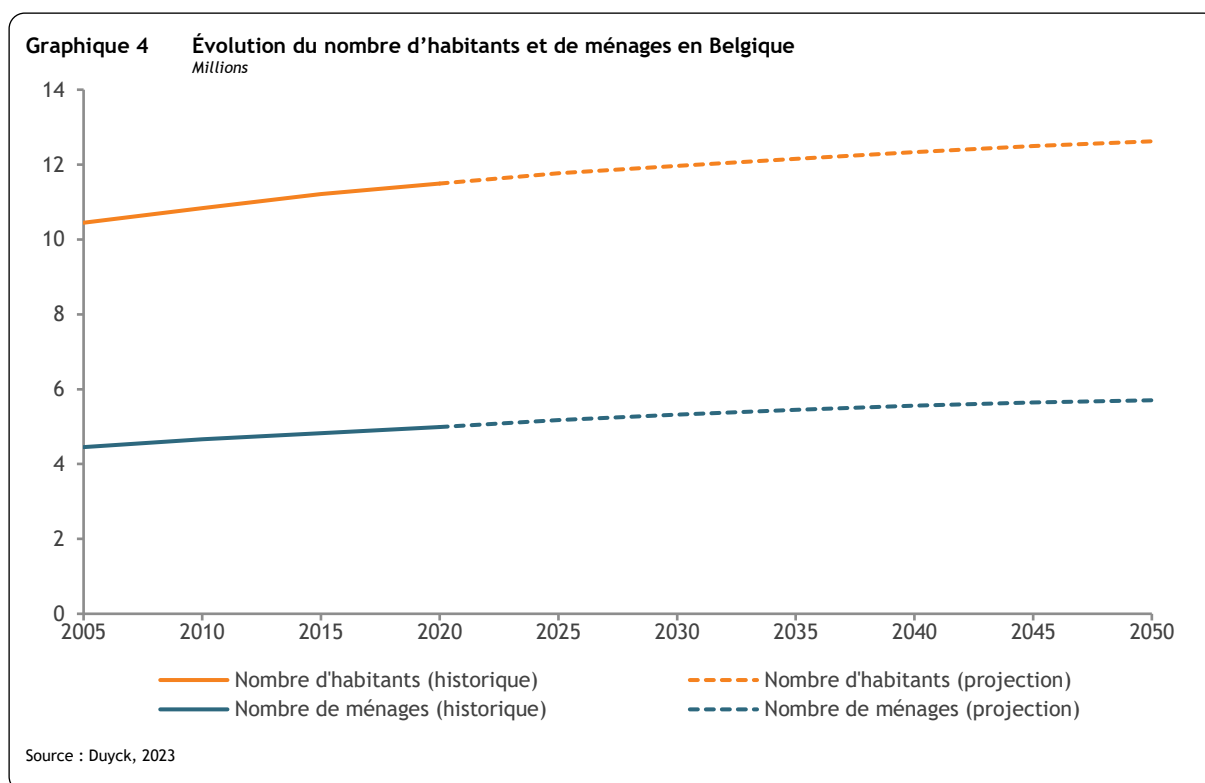
La démographie d'un pays influence sa consommation énergétique, et ce, dans plusieurs secteurs. Dans le secteur résidentiel, le nombre d'habitants et de ménages influe sur la quantité d'appareils ménagers en service et sur la surface de logements devant être éclairée et chauffée (ou climatisée). Le nombre d'habitants a également une incidence sur le secteur du transport. Cela se manifeste tant sur la taille du parc automobile que sur l'utilisation des transports en commun. Enfin, l'évolution démographique a des répercussions sur le secteur tertiaire et le développement de son parc immobilier.

Comme dans les précédentes éditions des perspectives énergétiques, les projections du nombre d'habitants et de ménages sont issues des perspectives démographiques du Bureau fédéral du Plan, telles que publiées en janvier 2023 (Duyck et al., 2023). Celles-ci sont reproduites en tableau 7.

Tableau 7 Projections du nombre d'habitants et de ménages et taux de croissance moyen
Millions, personnes et %

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	30//25	35//30	40//35	45/40	50//45
Nombre d'habitants	11,8	12,0	12,2	12,3	12,5	12,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Nombre de ménages	5,2	5,3	5,4	5,6	5,6	5,7	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2
Taille moyenne du ménage	2,27	2,25	2,23	2,22	2,21	2,21	-0,2	-0,2	-0,1	-0,0	-0,0

Afin de permettre une meilleure interprétation de ces chiffres, et de les mettre en perspective avec les valeurs historiques, le graphique 4 reprend l'évolution du nombre d'habitants et de ménages sur la période 2000-2050. L'on peut y constater un ralentissement progressif de la croissance du nombre d'habitants. Alors que le taux de croissance moyen était de 0,5% en 2020 et 2025, il passe à 0,3% en 2030 et atteint 0,2% en 2050. Poursuivant la tendance historique, le nombre de ménages continue à croître plus rapidement que le nombre d'habitants. Cela s'accompagne d'une diminution de la taille moyenne des ménages. À partir de 2040, le taux de croissance des ménages se rapproche toutefois de celui du nombre d'habitants, entraînant une stabilisation de la taille moyenne des ménages à 2,21 personnes.



3.3. Hypothèses macro-économiques

L'énergie s'avère être un élément crucial au fonctionnement de l'économie, que cela soit pour alimenter les machines industrielles ou pour garantir le fonctionnement des différents équipements informatiques et électroniques.

Au-delà de leur emploi à des fins énergétiques, certains combustibles servent également de matière première à divers procédés. Ainsi, le gaz naturel intervient, par exemple, dans la fabrication d'engrais azotés pour l'agriculture. Le pétrole, quant à lui, sert notamment à la production de polyester et de nylon dans l'industrie du textile. Il entre également dans la composition de certains produits cosmétiques et de parfumerie.

Pour élaborer des perspectives énergétiques, il importe donc de projeter l'évolution de l'activité économique. PRIMES étant un modèle d'équilibre partiel (section 2.1.), l'économie et le secteur énergétique n'y interagissent pas. Cette projection devra donc être réalisée de manière exogène.

L'évolution du produit intérieur brut constitue notre point de départ pour établir une telle projection. Ce dernier est, en effet, l'un des principaux indicateurs reflétant l'activité économique d'un pays. Il agrège les valeurs ajoutées des différents secteurs de l'économie, en y ajoutant les impôts et y soustrayant les subventions. Dans le cadre de ces perspectives, les projections du produit intérieur brut sont issues du rapport annuel du Comité d'étude sur le vieillissement de 2022¹². Le modèle d'équilibre

¹² Si un rapport plus récent est paru à l'été 2023, il convient de mentionner que les hypothèses utilisées dans ces perspectives ont été transmises à E3Modelling début 2023.

général GEM-E3¹³a ensuite été utilisé afin de déduire les projections de la valeur ajoutée générée par les différentes branches d'activité. Sur cette base, les indicateurs de sortie physique ont pu être obtenus pour les différents (sous-)secteurs (e.g. les quantités de ciment, d'aluminium, ou de papier produites).

Le tableau 8 reprend les projections des valeurs ajoutées des différentes branches d'activité, ainsi que leur taux de croissance moyen, sur la période 2025-2050. À titre de comparaison, les valeurs historiques pour 2020 y figurent également.

¹³ Ce modèle est également développé par E3Modelling et utilisé dans le cadre de divers travaux de la Commission européenne, notamment lors de l'élaboration des scénarios énergétiques de référence.

PERSPECTIVES

Tableau 8 Résumé des valeurs ajoutées sectorielles et taux de croissance moyen
Milliards d'euro2022 et %

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	25//20	30//25	35//30	40//35	45//40	50//45
PIB	528,16	600,73	644,21	691,92	734,95	787,47	847,19	2,6	1,4	1,4	1,2	1,4	1,5
VA brute													
Industrie	63,95	65,23	70,37	75,55	79,77	85,26	91,46	0,4	1,5	1,4	1,1	1,3	1,4
Sidérurgie	1,67	1,67	1,56	1,57	1,57	1,59	1,60	-1,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Métaux non ferreux	1,19	1,19	0,98	1,01	1,05	1,10	1,15	-4,7	0,7	0,9	0,6	0,8	0,9
Chimie	23,96	23,96	23,78	25,28	26,45	28,02	29,80	-1,8	1,7	1,2	0,9	1,2	1,2
Minéraux non métalliques	2,68	2,87	3,04	3,24	3,38	3,54	3,68	1,4	1,1	1,3	0,8	0,9	0,8
Papier	1,94	2,23	2,41	2,63	2,80	3,02	3,28	2,9	1,5	1,8	1,3	1,5	1,6
Alimentation, boisson, tabac	9,19	10,29	10,96	11,93	12,62	13,61	14,75	2,3	1,3	1,7	1,1	1,5	1,6
Fabrications métalliques	14,55	16,41	18,45	20,19	21,86	23,87	26,14	2,4	2,4	1,8	1,6	1,8	1,8
Textile	1,15	1,15	1,07	1,01	0,98	0,93	0,87	0,0	-1,2	-1,2	-0,8	-1,1	-1,3
Autres	7,77	7,94	8,19	8,74	9,16	9,72	10,38	0,4	0,6	1,3	0,9	1,2	1,3
Construction													
Tertiaire	360,33	416,81	446,34	480,02	511,18	548,59	591,11	2,9	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5
Services marchands	211,83	249,40	270,33	290,82	310,71	333,76	360,20	3,0	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5
Services non-marchands	98,91	105,57	110,77	120,73	128,59	139,37	151,72	3,3	1,6	1,5	1,3	1,4	1,5
Commerce	49,74	62,10	65,61	68,82	72,27	75,84	79,51	1,3	1,0	1,7	1,3	1,6	1,7
Agriculture	3,38	2,92	2,94	2,98	3,02	3,05	3,11	4,5	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9

3.4. Prix internationaux des combustibles et prix des quotas d'émission carbone

Une autre hypothèse fondamentale que nous devons formuler concerne les prix internationaux des combustibles et du CO₂. À l'instar de la plupart des produits, une élasticité-prix de la demande existe pour (une partie de) l'énergie. Ainsi, des prix élevés des combustibles conduiront à une réduction de leur consommation. En outre, la croissance des prix peut susciter la substitution d'un combustible par un autre et initier des transitions vers d'autres technologies (p.ex. remplacer une chaudière à mazout par une pompe à chaleur). Dans le cadre de ces perspectives, nous utiliserons les projections de prix élaborées par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) et présentées dans le World Energy Outlook (WEO) de 2022. Celles-ci se déclinent en trois scénarios. Dans le cadre de ce travail, nous avons opté pour le scénario Announced Pledges. Il nous a paru être le plus cohérent avec le cadre de nos travaux. En outre, il constitue un compromis entre les deux autres scénarios que sont le Stated Policies et le Net Zero Emissions. En effet, il prend déjà en compte une partie des réformes importantes qui sont en vigueur au niveau européen, ou sur le point de l'être, telles que la réforme du secteur de l'ETS ou l'obligation pour les nouvelles voitures et vans d'être sans émission à partir de 2035.

D'un point de vue plus technique, notons que les projections figurant dans le WEO ne sont données que pour deux années cibles : 2030 et 2050. Le modèle PRIMES fonctionnant par pas de cinq ans, une interpolation des valeurs du WEO a donc été effectuée. De manière plus spécifique, nous avons émis l'hypothèse que la variation des prix était constante sur l'ensemble de la période considérée. Notons que, pour 2025, l'interpolation a été réalisée en exploitant les futures¹⁴ de 2024. Ces derniers fournissent, en effet, une bonne représentation des prix du marché sur le court terme. Mentionnons également que les projections de prix pour l'ETS-2 ne figurent pas dans le WEO. Pour ce scénario de référence, nous avons choisi un prix de 45€/tonne pour l'ensemble des années cibles. Ce choix est motivé par l'annonce de l'Europe de mettre en place un mécanisme de stabilité des prix, consistant à mettre 20 millions d'autorisations supplémentaires sur le marché si le prix de 45€/tonne était dépassé. D'autres trajectoires de prix feront l'objet d'une variante.

Le tableau 9 résume l'ensemble des valeurs considérées. Celles-ci sont exprimées en prix de 2022, ce qui permet de nous affranchir de l'impact de l'inflation dans nos analyses et comparaisons. L'on peut constater que l'ensemble des combustibles voient leur prix diminuer entre 2030 et 2050. Cela peut s'expliquer par une demande mondiale inférieure, résultant à la fois d'une augmentation de l'efficacité des divers équipements, de l'électrification de certains procédés, et d'une diminution directe de la demande finale (la sobriété énergétique). Le prix des émissions est quant à lui en constante augmentation entre 2025, 2030 et 2050.

Tableau 9 Prix internationaux des combustibles [euro2022/boe] et des autorisations du CO₂ [euro2022/tonne]

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Pétrole brut	64,5	61,7	60,7	59,7	58,8	57,8
Gaz naturel	79,2	46,6	44,1	41,6	39,4	37,2
Charbon	20,8	13,8	13,3	12,8	12,3	11,8
CO ₂ (ETS-1)	93,7	130,1	148,2	168,7	180,4	192,8
CO ₂ (ETS-2)	/	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0

¹⁴ Les *futures*, aussi dénommés *futures contract*, sont des contrats standardisés pour la vente d'un produit, à un prix donné, à un instant futur donné, entre deux parties ne se connaissant pas. À l'échéance de ce contrat, l'acheteur se doit de payer, et recevoir, le produit et le vendeur de le lui livrer.

3.5. Parc de génération électrique

L'évolution du parc de production électrique sera déterminée par le modèle PRIMES. Les investissements prendront en compte l'évolution de la demande et porteront sur les technologies les plus économiquement favorables. À cette fin, les coûts d'investissement, les coûts fixes d'opération, ainsi que le prix des combustibles et des permis d'émissions du CO₂ seront considérés. Le modèle identifiera également les centrales actuelles qui ne sont plus économiquement viables et les considérera comme amorties.

Le nucléaire et l'éolien en mer seront toutefois traités de manière exogène, le rôle de l'État concernant l'évolution de ce parc étant prédominant. Dans les deux sections suivantes, les cadres légaux respectifs sont brièvement exposés, et les capacités considérées sont motivées.

3.5.1. Nucléaire

La loi du 31 janvier 2003, relative à la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, établit un cadre réglementaire précis concernant l'évolution du parc nucléaire.

D'une part, tout nouvel investissement est prohibé, la loi stipulant qu'« aucune nouvelle centrale nucléaire destinée à la production industrielle d'électricité à partir de la fission de combustibles nucléaires, ne peut être créée et/ou mise en exploitation ».

D'autre part, la mise à l'arrêt progressive des cinq réacteurs existants y est prescrite. Initialement, chaque unité devait cesser d'opérer quarante ans après sa mise en service. La Loi a toutefois été révisée à plusieurs reprises afin de prolonger la durée d'exploitation de trois unités (Tihange 1, Doel 1 et Doel 2). Par ailleurs, en mars 2022, le gouvernement fédéral a indiqué « prendre les mesures nécessaires pour prolonger de dix ans la durée de vie des centrales nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 ». Après un accord intermédiaire, conclu le 28 juin 2023, le gouvernement fédéral et Engie ont confirmé, en juillet 2023, le redémarrage des deux réacteurs dès l'hiver 2025. Dans la foulée, Engie a mis à jour le calendrier de maintenance sur la plateforme de transparence REMIT/NordPool. Celui-ci prévoit les périodes d'indisponibilités suivantes en 2025 :

- Doel 4 : du 1er juillet au 2 novembre,
- Tihange 3 : du 24 mars au 6 mai et du 1er septembre au 2 novembre.

Il indique également le 1er novembre 2035 comme date de mise à l'arrêt définitive de ces deux unités.

Sur cette base, une capacité de 2 077MW sera considérée pour 2025, 2030 et 2035, en tenant compte des maintenances exposées ci-dessus. Une capacité nulle sera ensuite maintenue jusqu'en 2050.

3.5.2. Éolien en mer

Les investissements dans l'éolien en mer sont également régulés par l'État. En effet, depuis juin 2019, les concessions domaniales pour la production d'électricité renouvelable en mer du Nord ne peuvent être octroyées par le ministre de l'Énergie qu'après l'organisation d'une procédure de mise en concurrence. Le déroulement de cette procédure, ainsi que les conditions d'octroi, sont déterminés par le Roi,

par arrêté délibéré en Conseil des ministres, et après avis de la CREG. Par ailleurs, ces concessions ont une durée maximale de trente ans¹⁵.

À l'heure actuelle, une capacité de 2 261MW est déjà opérationnelle dans la zone orientale de la zone économique exclusive belge de la mer du Nord.

En septembre 2022, le gouvernement fédéral a conclu un accord de principe sur la division d'une seconde zone, la zone Princesse Elisabeth, en trois lots. Il est prévu que 700MW soient installés dans le premier lot. Pour les deux autres, la puissance sera comprise entre 1 225MW et 1 400MW. Les études préliminaires (conditions météorologiques, caractérisation des sols et sous-sols marins, etc.) ont déjà commencé et devraient s'achever en 2024. Le premier appel d'offres devrait avoir lieu peu après. Celui lié aux deux autres parcelles devrait être organisé en 2026. L'objectif est que le premier lot soit opérationnel au dernier quadrimestre de 2028 et que les deux autres entrent en service d'ici 2030.

Dans le cadre de ces perspectives, une puissance de 2 261MW a donc encore été considérée pour 2025. Celle-ci a ensuite été augmentée à 5 761 MW en 2030 et a été maintenue constante pour les autres années cibles. Ce faisant, nous avons émis l'hypothèse que les éoliennes de la zone orientale, arrivant progressivement en fin de vie en 2037, seront remplacées par des éoliennes équivalentes.

Malgré l'annonce d'un repowering de la zone orientale, annoncé en conférence de presse le 18 mars 2022, une trop grande incertitude (tant sur l'augmentation de capacité, que sur le calendrier de mise en œuvre) subsistait au moment d'arrêter nos hypothèses.

¹⁵ Ces dispositions figurent à l'Article 5 de la loi du 12 mai 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'introduire une procédure de mise en concurrence pour la construction et l'exploitation d'installations de production dans les espaces marins sous la juridiction de la Belgique et ratifiant l'arrêté royal du 11 février 2019, modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

4. Résultats

4.1. Vue sectorielle sur la demande d'énergie

Dans sa structure de décision, le modèle considère d'abord les besoins en énergie, soit l'énergie utile, puis une imbrication de décisions ultérieures (choix du combustible et de l'équipement). L'énergie utile se décompose en utilisations et processus (par exemple, chauffage de l'eau, climatisation, réduction du minerai pour la fabrication de l'acier). Les besoins en énergie, appelés énergie utile, sont satisfaits en consommant l'énergie finale, qui découle de l'optimisation suivante : l'agent représentatif de chaque secteur ou sous-secteur fait des choix parmi les combustibles, technologies et économies d'énergie pour minimiser les coûts en répondant aux besoins d'énergie utile.

Pour chaque secteur, le résultat des projections est dès lors détaillé en commençant par les besoins énergétiques (énergie utile), la façon dont ils sont satisfaits (demande d'énergie finale), et les implications financières de ces choix.

4.1.1. Résidentiel

Le secteur résidentiel est un grand consommateur d'énergie. En 2021, il représentait 26% de la consommation finale d'énergie en Belgique, dont la majeure partie était destinée au chauffage des bâtiments (Eurostat, 2021). Avec une part de 17%, le secteur résidentiel est également un producteur de gaz à effet de serre notable (Inventaire des gaz à effet de serre, 2023).

Les sections suivantes se penchent sur la demande d'énergie du secteur résidentiel, laquelle est prédominante pour le chauffage du bâtiment. Les principaux leviers politiques activés dans les politiques annoncées consistent, d'une part, à améliorer la performance thermique du bâti et l'efficacité de l'équipement utilisé pour chauffer, via des obligations d'atteindre successivement un certain niveau de label énergétique, et d'autre part, à interdire des technologies de chauffage et à accompagner ces mesures de subsides.

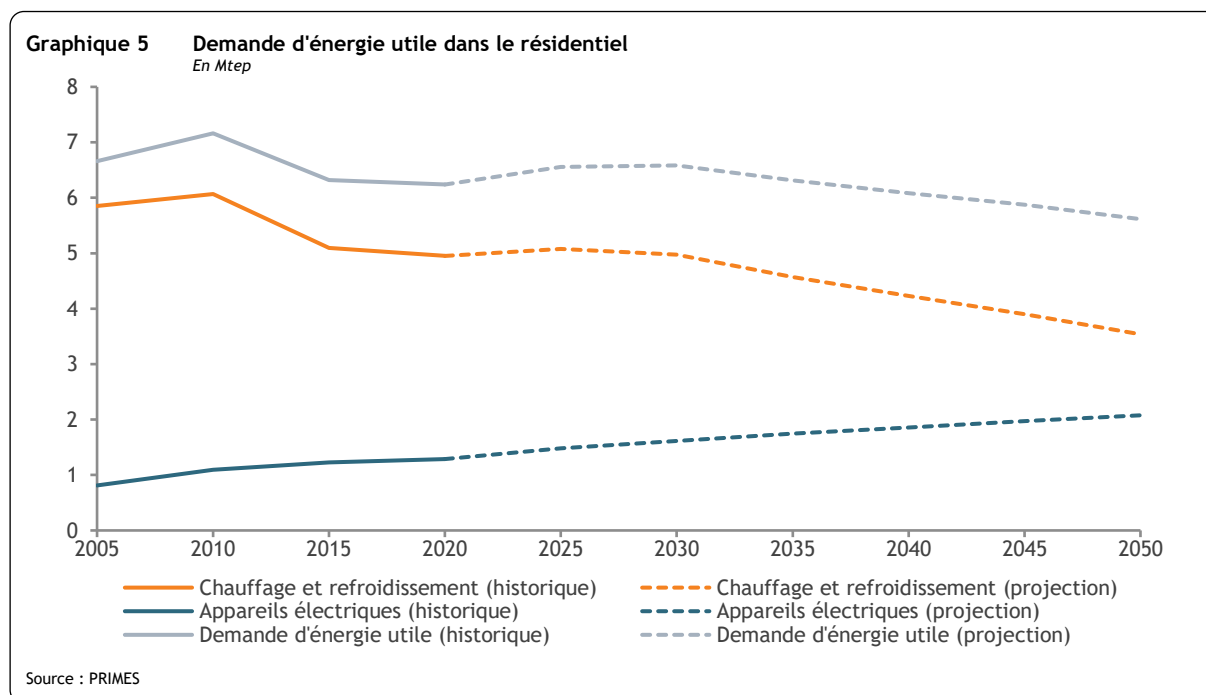
a. Énergie utile

Dans le secteur résidentiel, la demande désirée pour les services énergétiques, autrement dit, la demande « utile » d'énergie concerne des usages spécifiques tels que le chauffage et le refroidissement de l'espace, l'eau chaude sanitaire et la cuisine ou encore le besoin en éclairage ainsi que le fonctionnement d'appareils électriques.

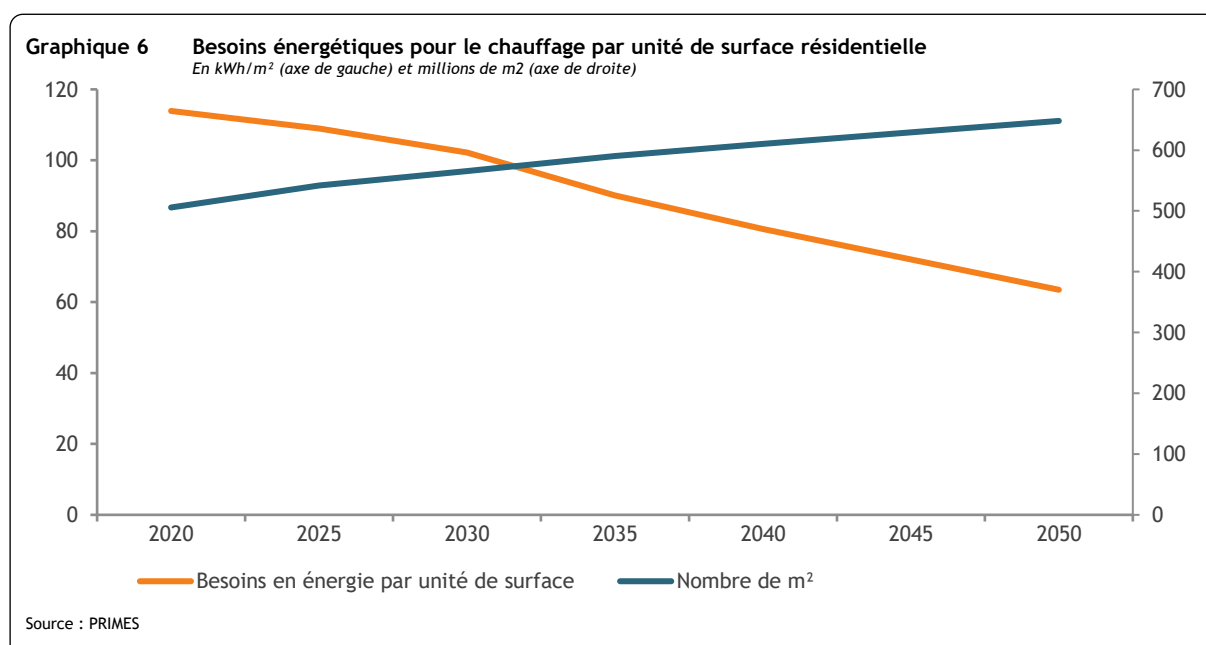
Cette demande de service énergétique est fonction du revenu, de la croissance démographique et du coût unitaire d'énergie des ménages¹⁶ dont découle le comportement en matière de choix d'efficacité énergétique. Le modèle prend en compte des projections de la température extérieure, la composition du parc immobilier (car la rénovation n'a pas le même coût en fonction du type, de l'âge et de la classe

¹⁶ Le coût unitaire de l'énergie dans le secteur résidentiel est défini comme la proportion que représentent les achats d'énergie dans les dépenses de consommation finale des ménages.

de bâtiment), les comportements de consommation d'énergie et d'autres facteurs (par exemple non marchands) qui affectent les décisions d'investissements en efficacité énergétique.



Le graphique 6 montre l'évolution des besoins de chauffage et les besoins d'appareils électriques. Les besoins énergétiques pour les appareils et éclairage augmentent de 1,3 Mtep en 2020 à 1,6 Mtep en 2030, soit une augmentation de 25%, qui traduit une utilisation plus intensive et énergivore d'appareils électriques (électro-ménagers, consoles, etc.) par ménage, ainsi qu'une augmentation du nombre de ménages. Cette croissance se poursuit et atteint 18% entre 2030 et 2040, et 15% de 2040 à 2050. En termes d'importance relative des besoins de chauffage et les besoins d'appareils électriques, en 2020, les appareils électriques et l'éclairage sont responsables d'environ un cinquième des besoins totaux en énergie dans le secteur résidentiel, et cette part relative augmente, en projection, jusqu'à 37% en 2050.



A l'inverse, les besoins en chauffage (et refroidissement dans une moindre mesure) des bâtiments résidentiels, après une période stable entre 2020 et 2030, diminuent de 5 Mtep en 2030 à 3,5 Mtep en 2050, soit une diminution d'environ 30%. Pourtant, la surface totale de logements augmentera entre aujourd'hui et 2050. Le graphique 6 montre l'évolution des besoins de chauffage par unité de surface. La diminution des besoins par unité de surface est légère dans un premier temps, diminuant de 114 kWh/m² en 2020 à 102 kWh/m² en 2030 (soit 10% de réduction entre 2020 et 2030), puis à 81 kWh/m² en 2040 (soit 21% de réduction entre 2030 et 2040), et à 64 kWh/m² en 2050 (soit 21% de réduction entre 2040 et 2050).

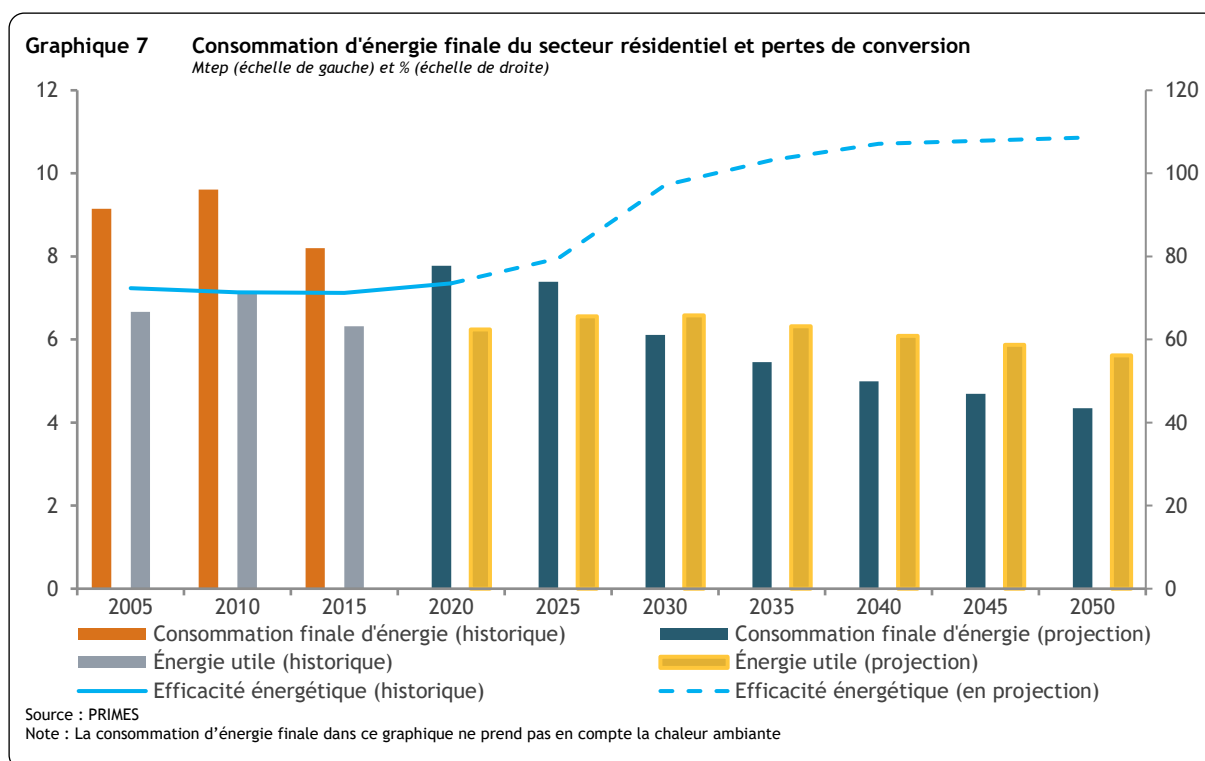
La réduction de cet indicateur traduit l'impact de la nouvelle réglementation en matière d'isolation et de performance de l'équipement. Les politiques modélisées impliquent des standards à atteindre pour les bâtiments existants à partir de 2030 seulement. À partir de 2030, les bâtiments les plus énergivores seront les premiers concernés et leur rénovation mènera à des réductions importantes des besoins. À partir de 2040, les engagements sont plus ambitieux si bien que le recul sensible des besoins de chauffage se poursuit. Concrètement, le nombre de rénovations par an double quasiment entre 2030 et 2035, passant de 79 000 rénovations par an à 140 000 rénovations par an. Selon les projections, plus de 200 000 rénovations seront réalisées en une année en 2050. Le taux de rénovation peut être interprété comme le nombre de ménages qui entreprennent des rénovations une année donnée. Moins 1% des ménages auraient entrepris des rénovations en 2020. Ce pourcentage augmente à 1,5% en 2030, pour ensuite dépasser 3% en 2040 et 2050.

b. Consommation finale d'énergie

Une fois les besoins énergétiques déterminés, le modèle formule le problème de répondre à cette demande utile en utilisant les équipements de chauffage et refroidissement, ainsi que l'énergie achetée sur le marché ou auto-produite (p.ex. panneaux solaires sur la toiture).

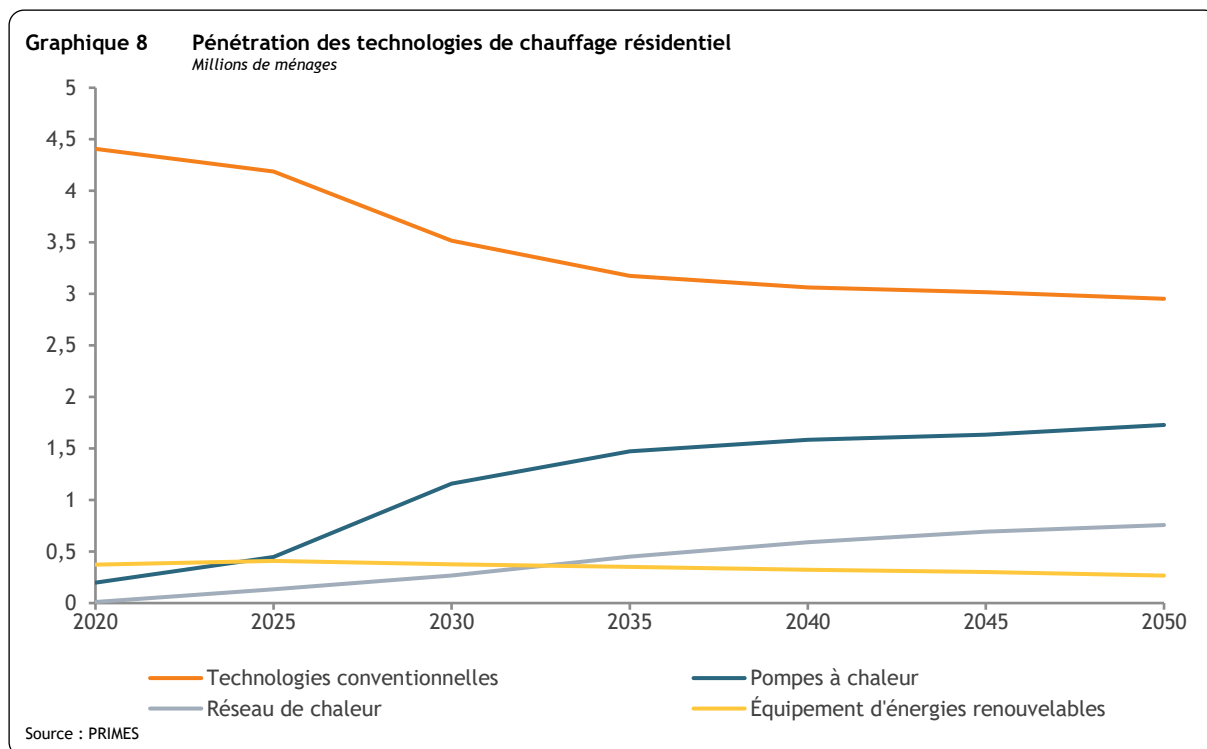
C'est la consommation d'énergie finale qui répond à la demande utile. La consommation d'énergie finale est l'énergie qui arrive à la porte des ménages, avant la dernière conversion effectuée par l'équipement de chauffage. Par exemple, pour produire une demande utile de 0,9 kWh, une chaudière demandera 1 kWh de gaz environ (selon le type de chaudière). Cette valeur est la demande finale d'énergie. Pour les usages d'appareils électriques, la conversion est environ de facteur 1. La demande d'énergie finale est donc la demande d'énergie utile à laquelle sont soustraites les « pertes » de conversion. Le graphique suivant montre comment la projection de demande d'énergie utile se compare à la demande d'énergie finale. Historiquement, la demande d'énergie finale est supérieure à la demande utile car les équipements de chauffage conventionnellement utilisés impliquent des facteurs de conversion inférieurs à 1. Avec la pénétration des pompes à chaleur, qui ont un facteur de conversion bien supérieur, la tendance s'inverse et les besoins énergétiques sont supérieurs à la demande finale nécessaire pour les satisfaire.

La consommation d'énergie finale diminue graduellement de 7,8 Mtep en 2020 à 4,3 Mtep en 2050, soit une diminution moyenne de 2% par an (graphique 7). À mesure que la consommation d'énergie finale baisse, pour atteindre, puis passer sous le niveau de la consommation d'énergie utile à partir de 2025, la courbe d'efficacité énergétique montre une tendance croissante.

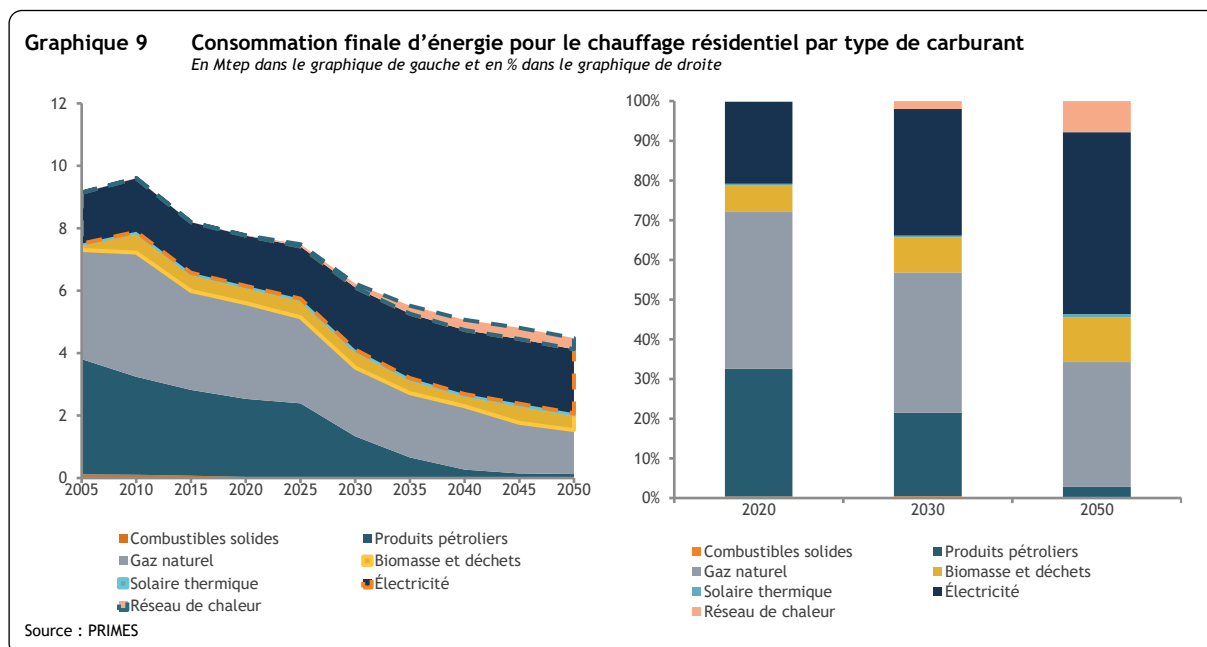


En 2020, 88% des ménages sont équipés de technologies conventionnelles de chauffage (graphique 8). Les 12% restants sont équipés des technologies alternatives telles que les pompes à chaleur, les réseaux de chaleur (toutes sources de chaleur confondues) ou des équipements utilisant de l'énergie renouvelable, comme le solaire thermique, la géothermie ou la biomasse. En 2050, la majorité des ménages resteront équipés de technologies conventionnelles, mais la proportion décroît à 52%, tandis que 30% des ménages sont équipés de pompes à chaleur. Cela implique une augmentation annuelle moyenne de 8% de pompes à chaleur entre 2020 et 2050. Autrement dit, en moyenne entre 2020 et 2050, 51 000 ménages s'équipent de pompes à chaleur¹⁷. Les ménages alimentés en chaleur par réseau doublent chaque année, pour atteindre le nombre de 760 000 à la fin de la période de projection. Le nombre de ménages se chauffant à partir de renouvelables n'augmente pas, voire est en légère diminution.

¹⁷ Notons que le nombre de ménage augmente de 0.4% en moyenne par an



Une vue de la consommation finale par combustible utilisé (graphique 9) nous permet d’observer plus en profondeur l’effet des différentes interdictions prévues par les plans régionaux concernant le chauffage des bâtiments.



En 2020, les ménages n’ont pratiquement plus recours au charbon. Le chauffage au mazout décline progressivement jusqu’en 2050, où il ne représente plus que 3% de la consommation finale d’énergie. La consommation de gaz naturel diminue, de 3 Mtep en 2020 à 1,4 Mtep en 2050. Néanmoins, le gaz naturel reste une source de chauffage très importante : en proportion de la consommation finale, elle représente 40% en 2020, et encore 31% en 2050.

La consommation d'électricité pour le chauffage augmente de 27% entre 2020 et 2050. Cette augmentation est due à la pénétration des pompes à chaleur mais aussi à l'augmentation du nombre de ménages. Elle représente, en 2050, 45% de la consommation dans le résidentiel.

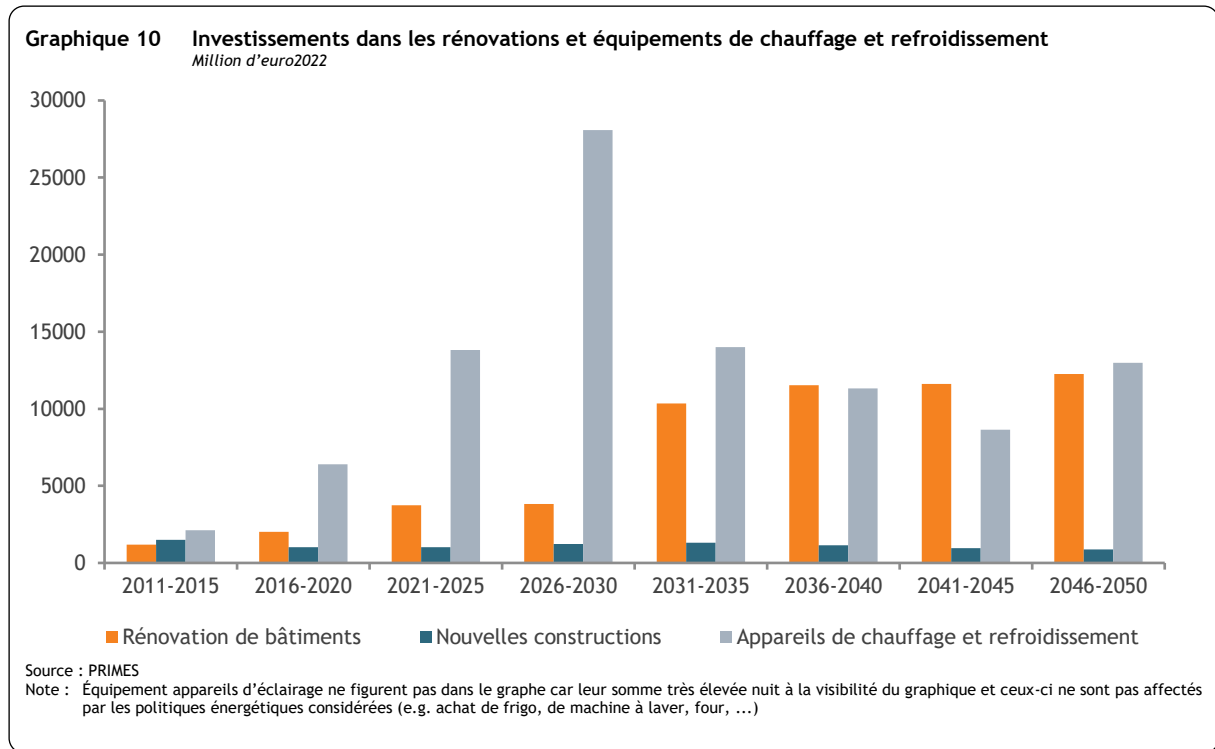
L'usage de la biomasse décroît de 5% entre 2025 et 2050. Le solaire thermique connaît une évolution très contenue, tandis que la chaleur distribuée par des réseaux de chaleur s'accroît pour représenter 8% de la demande finale d'énergie en 2050.

Ces évolutions résultent, d'une part, de subventions qui aident à basculer des technologies conventionnelles aux pompes à chaleur, et d'autre part, de l'interdiction d'installer des systèmes de chauffage à combustible fossile dans les nouveaux bâtiments qui est en vigueur dans plusieurs régions. Cette interdiction a plus particulièrement réduit la technologie du chauffage au mazout. En ce qui concerne le chauffage au gaz, les règles ne sont pas aussi strictes et diffèrent d'une région à l'autre. La tendance à la baisse du prix international du gaz, combinée à notre hypothèse plutôt prudente d'évolution des prix dans l'ETS-2, signifie que cette technologie reste économiquement viable au cours de la période 2030-2050.

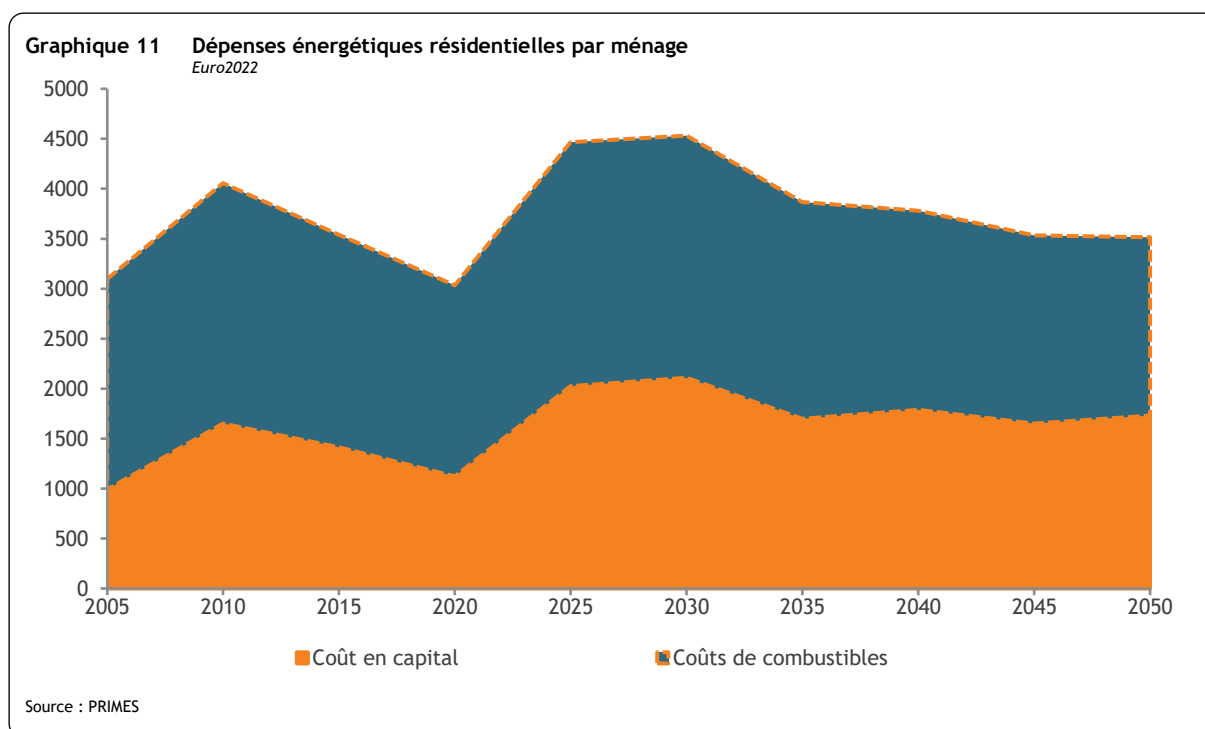
c. Indicateurs financiers

L'accélération des rénovations et remplacements d'équipement de chauffage entraînent une hausse des coûts d'investissement pour les ménages. Le graphique suivant montre l'évolution des investissements par période de 5 ans. Les investissements dans les équipements explosent entre 2026 et 2030. Comme nous l'avons mentionné, cela peut s'expliquer par les mesures restrictives des gouvernements, souvent accompagnées de subventions, mais aussi par les effets de réseau typiques qui permettent la percée d'une nouvelle technologie. Ceux-ci, c'est l'hypothèse qui sous-tend PRIMES, profitent particulièrement au marché des pompes à chaleur.

Les investissements dans les rénovations de bâtiments existants s'accroissent jusqu'en 2050, avec un saut particulièrement important en 2031-2035, reflétant le début des contraintes de performance énergétique pour le bâti existant (graphique 10). Sous l'effet des politiques menées, l'investissement dans des nouvelles constructions est marginal en comparaison avec les équipements et les rénovations, surtout à partir de 2030.



Cette vague d'investissements dans des logements plus efficaces et dans les nouvelles technologies entraîne une modification des habitudes de dépense des ménages. Le graphique ci-dessous montre que le niveau des dépenses énergétiques résidentielles et leur composition vont changer considérablement. Pour la période cruciale 2025-2035, les coûts des combustibles se taillent la part du lion des dépenses énergétiques résidentielles, alors qu'à la fin de la période de projection, ils en représentent un peu plus de la moitié. Pendant la transition, les dépenses énergétiques dans leur ensemble occupent une part sensiblement plus élevée du revenu disponible, avant de retomber progressivement à des niveaux historiquement bas.



4.1.2. Tertiaire

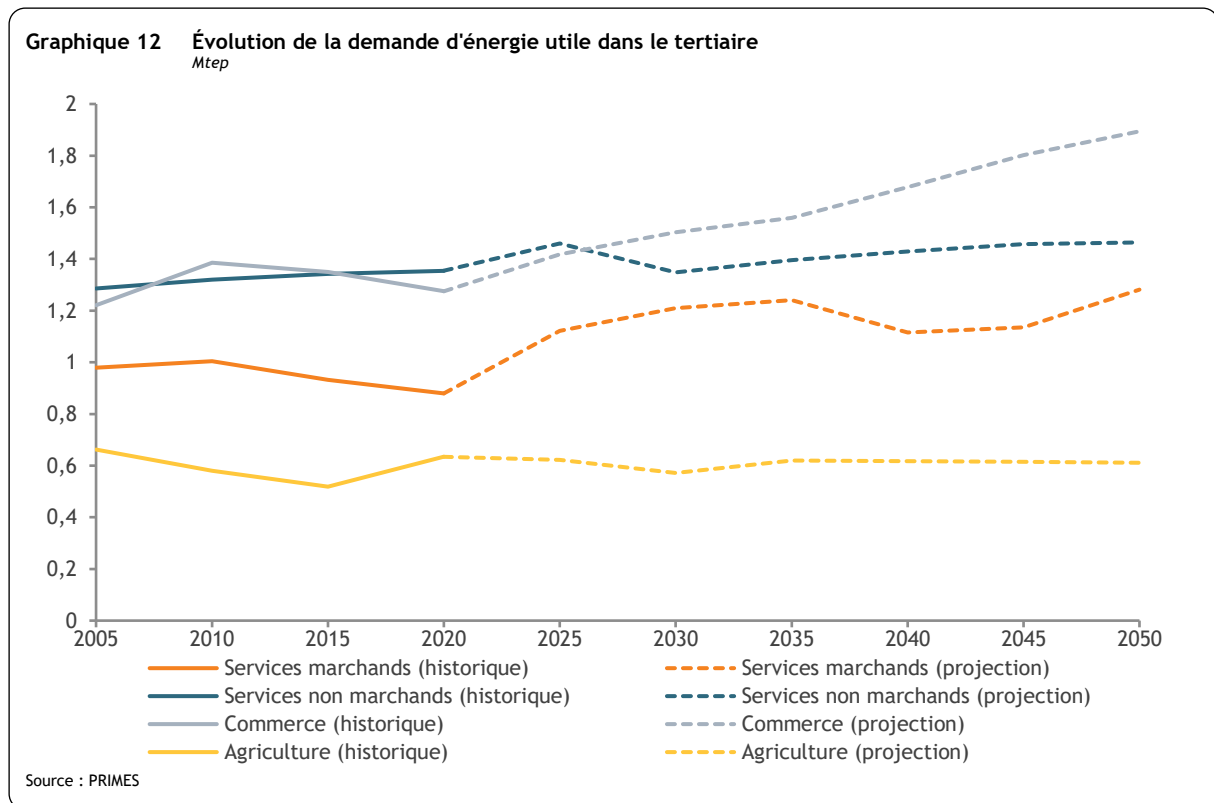
En 2021, le secteur tertiaire représentait 14% de la consommation finale d'énergie en Belgique (Eurostat, 2021). Il est responsable de 6,1% des émissions de gaz à effet de serre en Belgique (Inventaire des émissions de gaz à effet de serre, 2023).

Le secteur tertiaire compte les secteurs et sous-secteurs suivants : commerces, dont bâtiments commerciaux, entrepôts et entrepôts frigorifiques ; services marchands dont bureaux privés, hôtels et restaurants ; et services non marchands dont bureaux publics, hôpitaux et institutions de santé, école et bâtiments d'éducation ; et enfin bâtiments liés à l'agriculture. Les bâtiments sont segmentés par année de construction, mais pas par fonction. Il est donc difficile de prendre en compte, dans le Plan, les mesures qui concernent spécifiquement le patrimoine public.

a. Énergie utile

Dans le secteur tertiaire, la demande désirée pour les services énergétiques, autrement dit, la demande « utile » d'énergie concerne des usages spécifiques tels que le chauffage et refroidissement de l'espace, l'eau chaude sanitaire et la cuisine ou encore le besoin en éclairage ainsi que le fonctionnement d'appareils électriques.

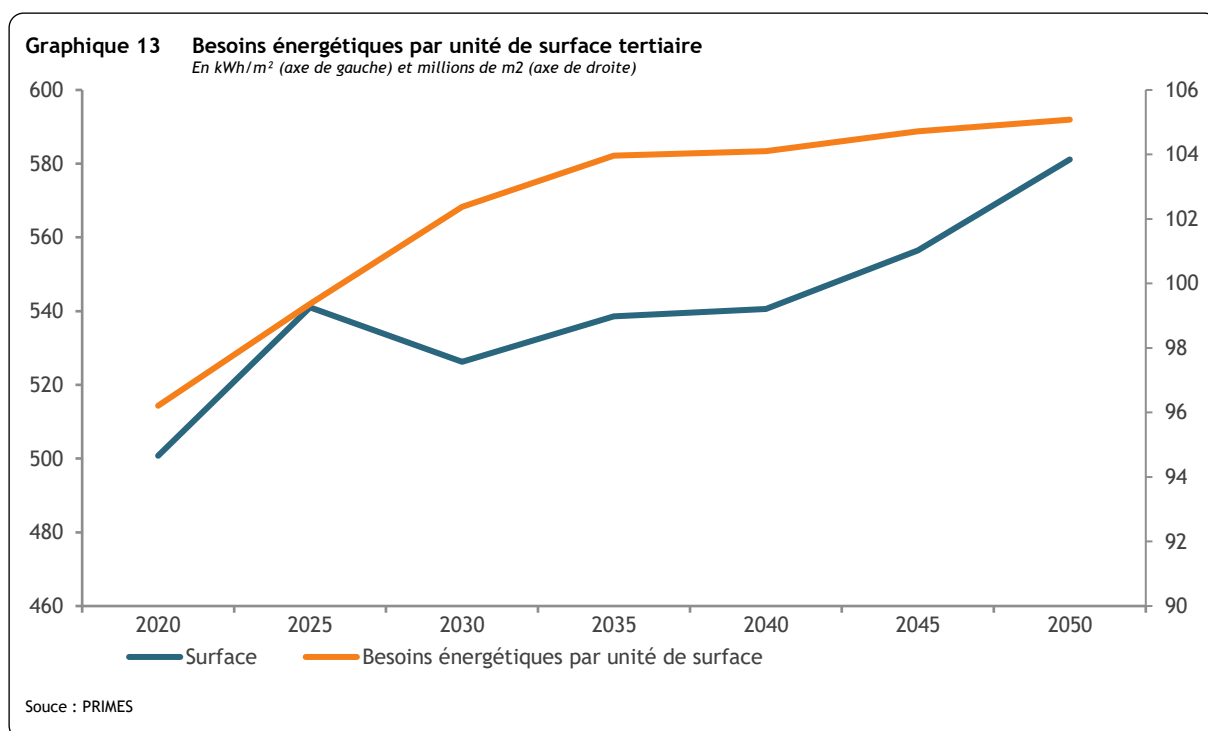
Le graphique suivant décrit la demande utile par type d'activités. Les commerces et les services marchands voient leurs besoins énergétiques augmenter sensiblement entre 2020 et 2050, de 46% et 49% respectivement. Les services non marchands et les bâtiments liés à l'agriculture enregistrent une croissance, voire décroissance plus contenue. Au total, la demande utile du secteur tertiaire s'élève à 4,1 Mtep en 2020, à 4,6 Mtep en 2030 et à 5,2 Mtep en 2050.



Cette augmentation peut s'expliquer par une légère augmentation (9%) de la surface des bâtiments tertiaires entre aujourd'hui et 2050 (graphique 13). En outre, par contraste avec le résidentiel, les besoins énergétiques par unité de surface sont également en croissance, allant de 500 kWh/m² en 2020 à 526 kWh/m² en 2030 (soit 5% d'augmentation entre 2020 et 2030), puis à 540 kWh/m² en 2040 (soit 3% d'augmentation entre 2030 et 2040), et à 581 kWh/m² en 2050 (soit 7% d'augmentation entre 2040 et 2050).

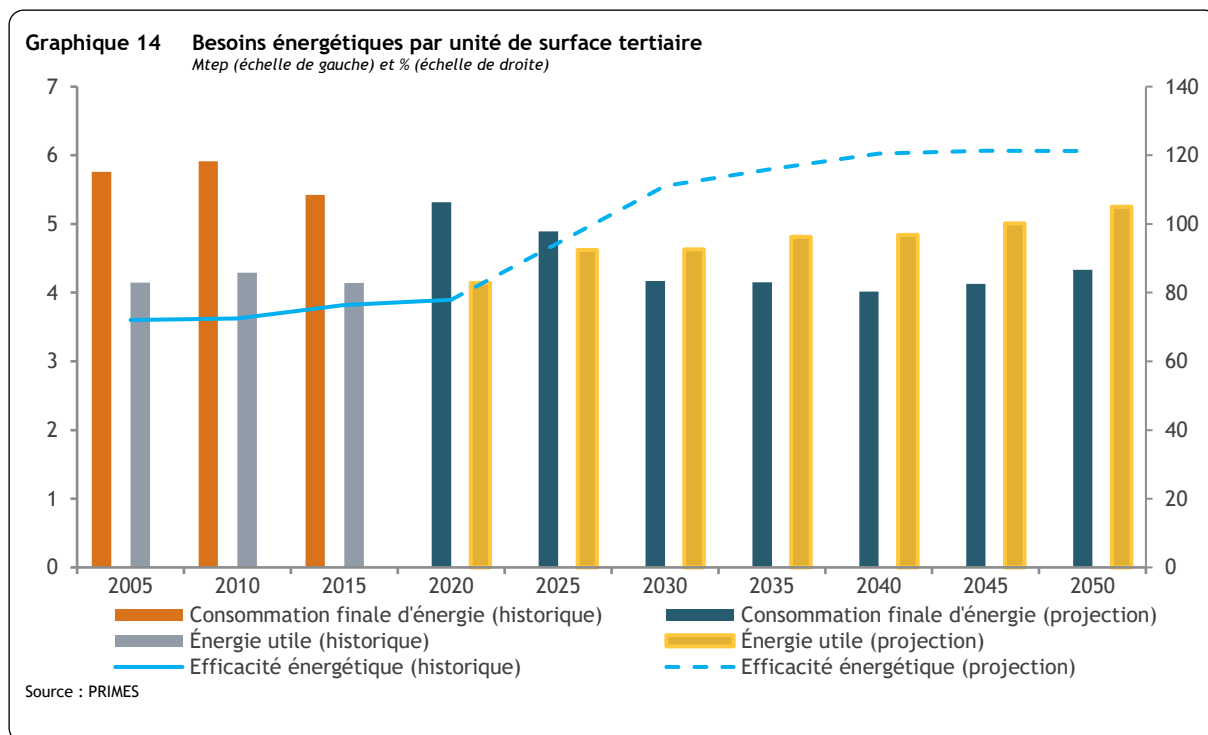
Cette évolution mitigée traduit l'impact des politiques de performance énergétique liée à l'isolation et à la performance de l'équipement dans les bâtiments tertiaires. Les politiques modélisées impliquent des standards à atteindre pour les bâtiments existants à partir de 2030, en Flandre seulement et à partir de 2040 en Wallonie.

À partir de 2030, les bâtiments les plus énergivores sont les premiers à faire l'objet de contraintes et leurs rénovations mèneront à des évolutions plus contenues des besoins énergétiques. À partir de 2040, les contraintes deviennent plus ambitieuses, mais s'appliquent à des bâtiments moins énergivores.



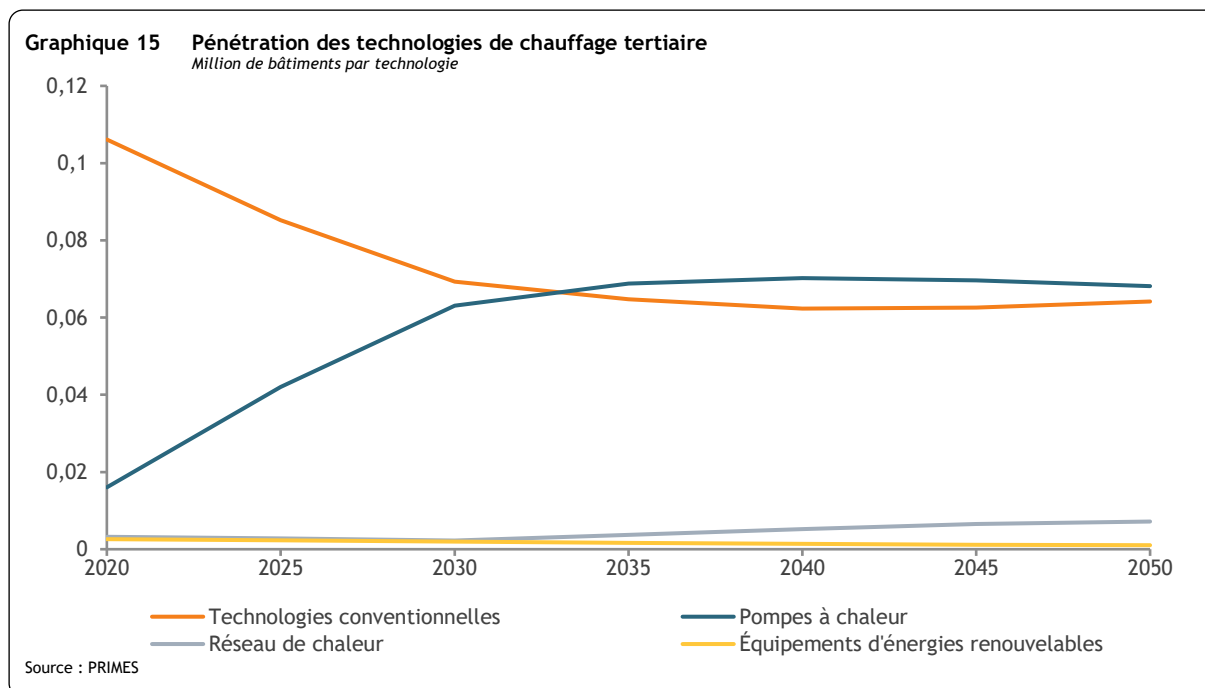
b. Consommation d'énergie finale

La consommation d'énergie finale vient répondre aux besoins détaillés ci-dessus, en utilisant les équipements de chauffage et refroidissement, ainsi que l'énergie achetée sur le marché ou auto-produite. La demande d'énergie finale est donc la demande d'énergie utile à laquelle sont soustraites les « pertes » de conversion. Le graphique suivant expose comment la projection de demande d'énergie utile se compare à la demande d'énergie finale. Similairement au secteur résidentiel la demande d'énergie finale est supérieure à la demande utile car les équipements de chauffage utilisés sont majoritairement thermiques, et par conséquent possèdent des facteurs de conversion inférieurs à 1. Avec la pénétration des pompes à chaleur, qui ont un facteur de conversion bien supérieur, la tendance s'inverse et les besoins énergétiques sont supérieurs à la demande finale nécessaire pour les satisfaire.



L'efficacité énergétique reflète les pertes de conversion entre la demande utile et la demande finale. On observe une amélioration marquée entre 2020 et 2030. L'efficacité énergétique continue ensuite de croître jusqu'en 2050, mais à un rythme moins soutenu. Tandis que la consommation d'énergie finale diminue, l'énergie utile augmente. Cela reflète une amélioration des équipements utilisés pour satisfaire cette énergie utile.

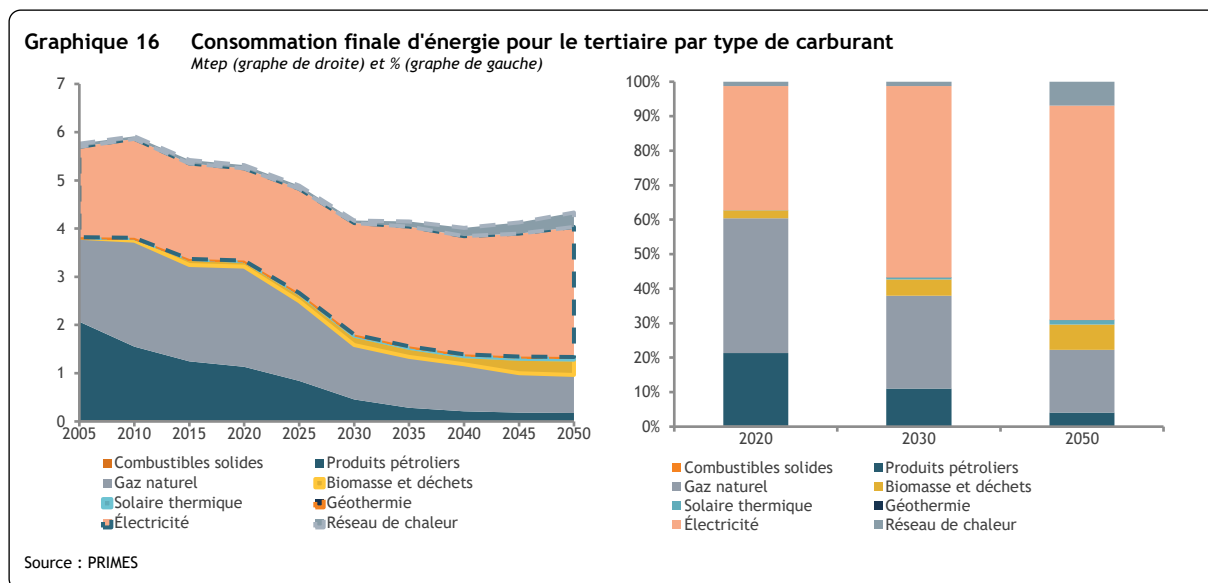
En 2020, 83% des bâtiments tertiaires sont équipés de technologies conventionnelles pour leur chauffage (graphique 15). 13% sont équipés des technologies alternatives telles que les pompes à chaleur, et les 4% restants sont approvisionnés par des réseaux de chaleur (toutes sources de chaleur confondues) ou des équipements utilisant de l'énergie renouvelable, comme le solaire thermique, la géothermie ou la biomasse. En 2050, une grande partie des bâtiments tertiaires resteront équipés de technologies conventionnelles, mais la proportion décroît à 46%, tandis que 48% des bâtiments tertiaires sont équipés de pompes à chaleur. Cela implique une augmentation moyenne par an de 5% de pompes à chaleur entre 2020 et 2050, soit bien moindre que dans les bâtiments résidentiels. Les bâtiments alimentés en chaleur par réseau augmentent de 3% chaque année, pour atteindre le nombre d'environ 7 200 à la fin de la période de projection. Les bâtiments tertiaires chauffés à base de renouvelables diminuent de 3% par an entre 2020 et 2050.



Le paragraphes et graphes suivants présentent une vue de la consommation finale par combustible. En 2025, les bâtiments tertiaires n'ont pratiquement plus recours au charbon (graphique 16). Le chauffage au mazout décline progressivement jusqu'en 2050, où il ne représente plus que 4% de la consommation finale d'énergie pour le chauffage. La consommation de gaz naturel diminue, de 2,1 Mtep en 2020 à 0,8 Mtep en 2050. Néanmoins, le gaz naturel reste une source de chauffage très importante : en proportion de la consommation finale pour le chauffage, elle représente 39% en 2020, et encore 18% en 2050.

La consommation d'électricité pour le chauffage augmente de 41% entre 2020 et 2050. Elle représente 62% de la consommation dans le tertiaire en 2050. Ceci inclut la consommation de pompes à chaleur mais aussi la consommation d'appareils électriques et d'éclairage.

La biomasse connaît une augmentation significative, bien qu'elle demeure marginale à 0,3 Mtep d'ici 2050. De manière similaire, l'énergie solaire thermique enregistre une évolution très marquée, mais demeure encore plus marginale, atteignant seulement 0,05 Mtep d'ici 2050. Parallèlement, la distribution de chaleur à travers des réseaux de chaleur connaît une croissance plus substantielle, représentant plus de 7% de la demande finale d'énergie d'ici 2050.



Comme pour le secteur résidentiel, l'évolution dans le tertiaire s'explique par une combinaison de politiques, à savoir les normes énergétiques, les interdictions et les subventions. Les pompes à chaleur bénéficient de mesures d'encouragement, ce qui déclenche un certain effet boule de neige. Toutefois, le faible prix du gaz, qui n'est pas compensé par un niveau suffisant d'ETS-2 freine ce processus, de sorte que la décarbonation ne progresse plus au cours de la période 2030-2050.

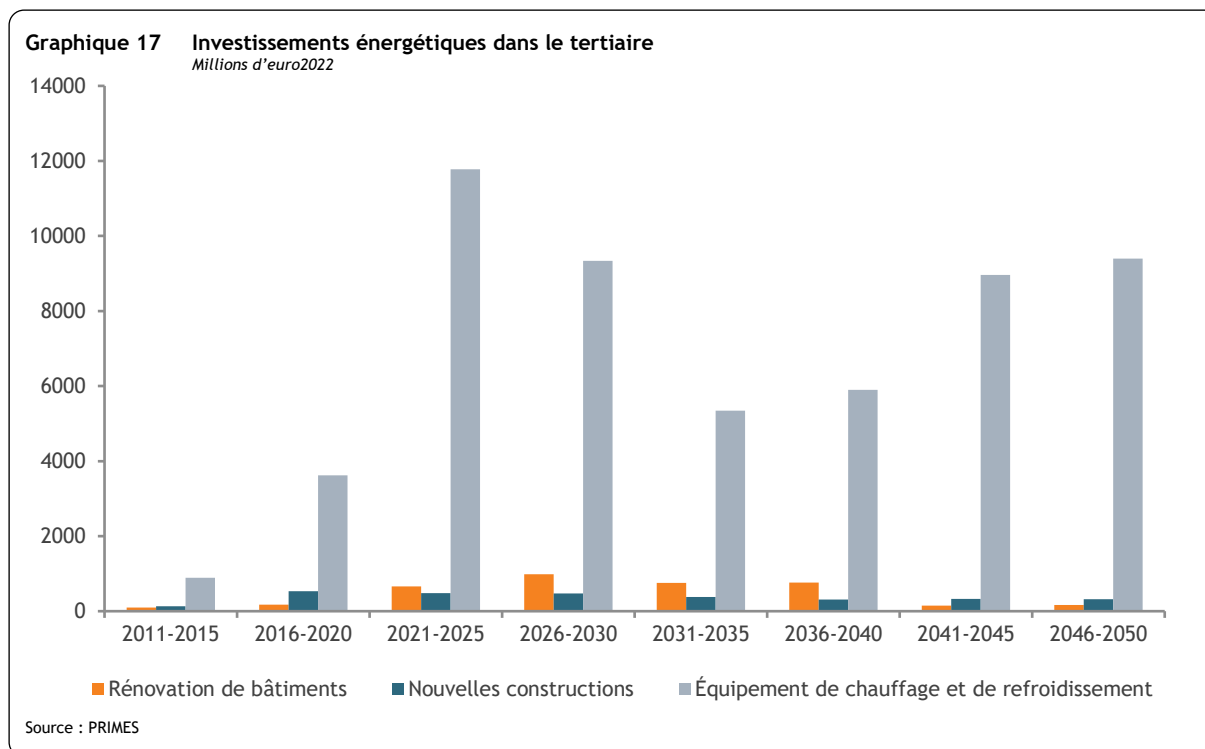
c. Indicateurs financiers

L'amélioration de l'enveloppe thermique et l'installation de nouveaux équipements de chauffage et refroidissement impliquent des investissements dans les bâtiments du secteur tertiaire.

Le graphique suivant présente l'évolution des investissements par période de 5 ans. Les investissements dans les équipements explosent entre 2020 et 2025. Cela peut s'expliquer par les interdictions pour certains types d'installations (p.ex. en Flandre et à Bruxelles, obligations d'équipement à haute efficacité énergétique dans les rénovations profondes dès 2025 ; Wallonie, interdiction de remplacement d'équipement à charbon et pétrole en 2026). Les investissements dans les rénovations de bâtiments existants sont bien inférieurs à ceux dans les équipements énergétiques. Ils s'accroissent jusqu'à la période 2026-2030 pour ensuite décroître, bien que les contraintes de performance énergétique se posent plus tard dans le calendrier. L'investissement dans des nouvelles constructions est marginal en comparaison avec les équipements et les rénovations, surtout à partir de 2030.

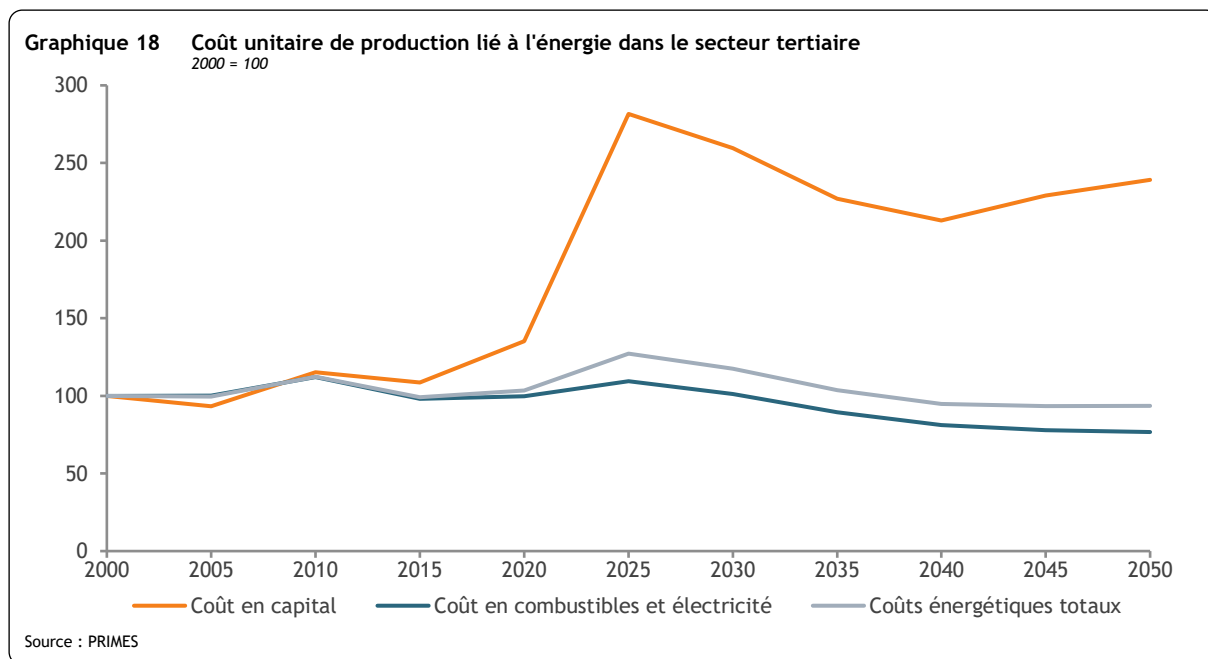
En parallèle, les investissements dans les rénovations de bâtiments existants sont bien inférieurs. Ils s'accroissent jusqu'à la période 2026-2030, avant de connaître une légère diminution. Malgré des contraintes de performance énergétique se manifestant plus tard dans le calendrier, cette tendance à la baisse persiste.

En ce qui concerne les nouvelles constructions, l'investissement dans ces dernières sous l'effet de politiques est marginal en comparaison avec les équipements et les rénovations, surtout à partir de 2025.



Comme pour les ménages dans le secteur résidentiel, la transition énergétique dans le secteur tertiaire modifie la structure des coûts pour les entreprises et les pouvoirs publics. Le graphique ci-dessous montre l'évolution de deux composantes du coût de production de l'énergie ainsi que celle du coût total de l'énergie exprimé par unité produite. Alors qu'à l'horizon 2020, l'évolution des deux composantes est similaire, les coûts d'investissement augmentent fortement au cours de la première période (2030), dès que la transition s'opère¹⁸. La situation ne se normalise plus, même si la baisse du coût des combustibles au fil de la transition permet de maîtriser la facture énergétique totale. Les dépenses d'équipement ne représentant qu'une part limitée des coûts énergétiques dans le secteur tertiaire, leur impact sur les coûts de production dans le secteur des services reste limité.

¹⁸ Il convient de noter que 2020 est l'année de référence de la simulation. Les agents économiques dans PRIMES ont donc plus de temps pour réagir aux politiques qui ne sont annoncées qu'en 2023 qu'ils n'en ont en réalité. Ceci explique la forte hausse en 2025 dans le graphique.



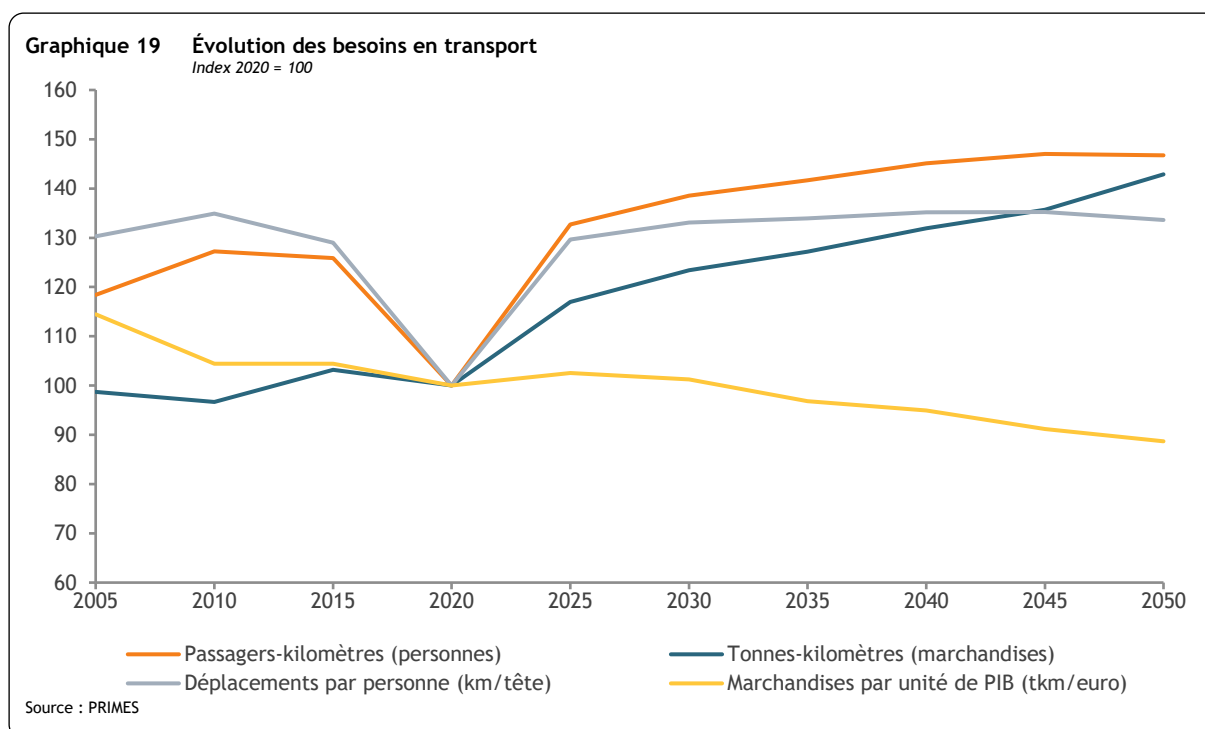
4.1.3. Transport

Le secteur du transport est l'un des principaux consommateurs d'énergie. En 2021, il représentait 25,7% de la consommation finale d'énergie en Belgique, dont la majeure partie – environ 96% – était destinée au transport routier (Eurostat, 2021). Avec une part légèrement inférieure à 25%, le secteur du transport est également l'un des principaux producteurs de gaz à effet de serre. Il se distingue des autres secteurs étudiés sur le plan de son poids économique car il englobe à la fois les activités des entreprises et des ménages.

a. Énergie utile

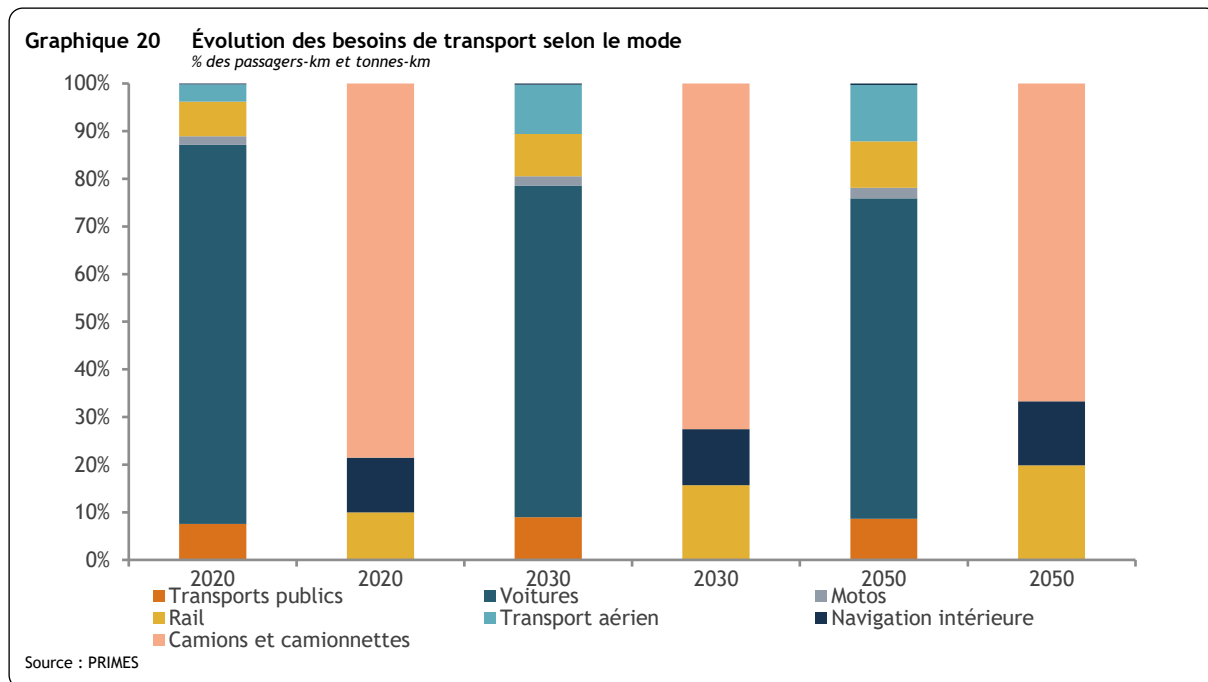
L'énergie utile dans le transport découle directement de la demande de transport. Ce volume est généralement mesuré par les indicateurs passagers-kilomètres et tonnes-kilomètres pour le transport des personnes et de marchandises respectivement. L'unité passager-kilomètre indique le transport d'un passager sur une distance d'un kilomètre. Deux personnes voyant cinq kilomètres à bord d'un véhicule motorisé génèrent par exemple dix passagers-kilomètres. Similairement, une tonne-kilomètre correspond au transport d'une tonne de marchandises sur une distance d'un kilomètre.

Le graphique ci-dessous indique une tendance à la hausse à long terme de la plupart des indicateurs, bien que la crise sanitaire de 2020 brouille les cartes. Le nombre total de passagers-kilomètres parcourus continue de croître de manière stable avant de se stabiliser vers la fin de la période de projection. En parallèle, on constate que la distance parcourue par personne est stable, voire décroît en fin de projection. Ainsi, c'est l'augmentation du nombre de passagers, induite par la croissance démographique, qui engendre la croissance du volume de transport. Cette même évolution explique en partie la courbe ascendante du nombre de véhicules. Dans le transport de marchandises, l'accroissement du volume est directement attribuable à la croissance économique. Contrairement au volume de passagers, les tonnes-kilomètres parcourues continueraient à croître, malgré une tendance à la baisse de l'intensité de transport du PIB.



Comme le montre le graphique 20, le mode routier couvre la majorité du volume de transport. En 2020, tant pour le transport des personnes que de marchandises, le mode routier (en excluant les transports en commun) représente environ 80% du volume de transport motorisé. Cette part modale, en projection, diminue à moins de 70% en 2050, mais la route reste toutefois prédominante. Ce résultat est prévisible, car peu de mesures quantifiables décrites dans les plans visent directement à modifier la part modale de la route. Ces mesures sont davantage axées sur le type de motorisation ou sur l'efficacité énergétique au sein d'une même catégorie de motorisation et jouent donc tout au plus un rôle indirect. L'ETS-2, du moins selon l'évolution des prix supposée, n'est pas suffisant pour déclencher un transfert modal significatif.

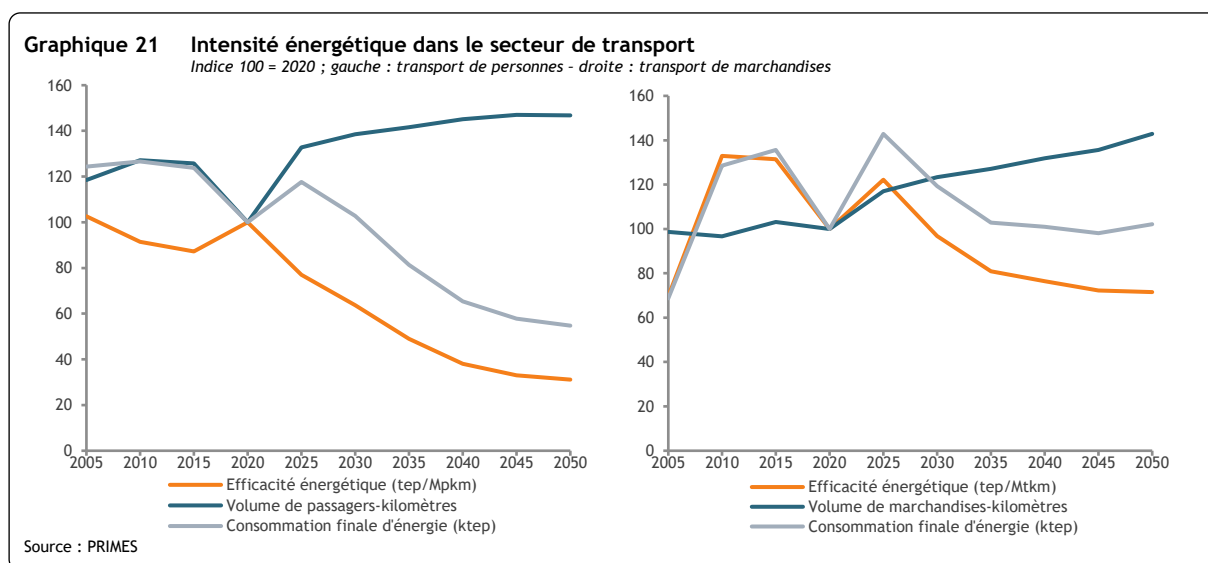
La réduction de la part modale routière est partiellement contrebalancée par une modeste augmentation de la part ferroviaire, surtout dans le transport de marchandises (atteignant 19% d'ici 2050). Dans le domaine du transport de personnes, l'aviation (à l'exception des trajets extra-UE) voit sa part augmenter de façon significative, atteignant 20% d'ici 2050.



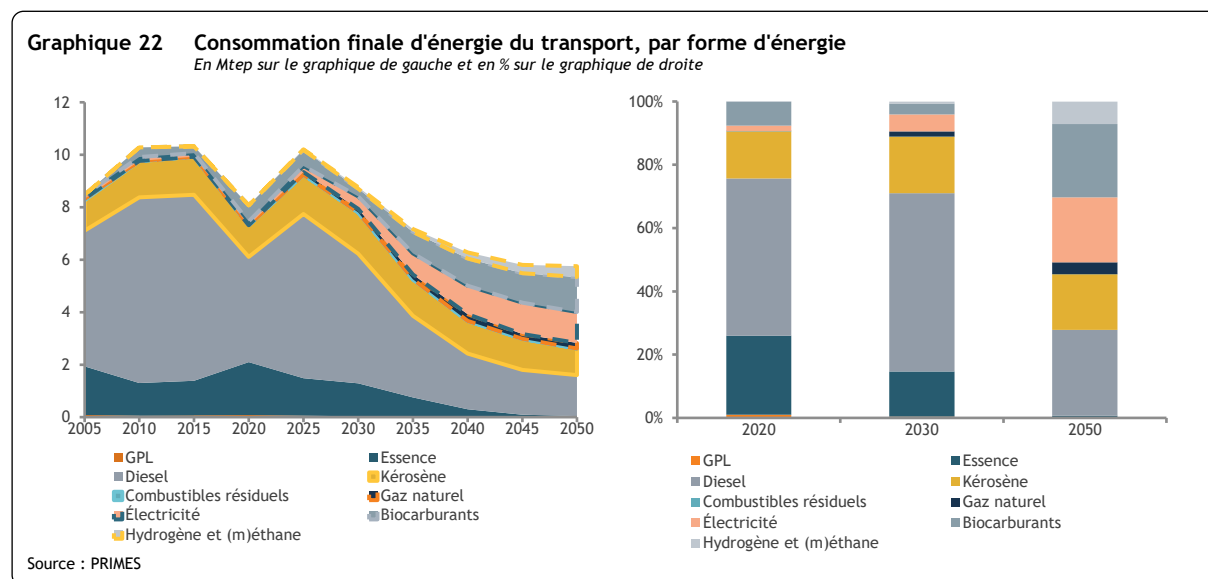
b. Consommation finale d'énergie

L'évolution de la consommation finale d'énergie du transport est fonction de plusieurs variables dont les principales sont l'évolution du volume de transport sur le territoire belge, comme détaillé précédemment, et l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur du transport.

Puisque le volume de transport augmente, la consommation finale d'énergie dans un premier temps s'accroît jusqu'en 2025, puis chute de 53% et 28% entre 2025 et 2050 pour le transport des personnes et des marchandises respectivement (graphique 21). Ces évolutions différenciées entre volume et consommation d'énergie découlent de l'amélioration de l'efficacité énergétique du transport et plus particulièrement du développement de motorisations alternatives (e.g. véhicules électriques).



Les gains d'efficacité énergétique sont le résultat direct des normes spécifiques à chaque type de moteur. En ce qui concerne les normes énergétiques, le règlement européen sur les normes d'émission pour les voitures et les camionnettes (2021/0197¹⁹) impose l'application de normes d'émission plus ambitieuses dans un premier temps, puis l'abandon progressif du moteur à combustion interne. Ce sont ces normes européennes qui ont le plus d'impact, le système ETS-2 jouant un rôle secondaire. Au niveau national, les zones à faibles émissions et l'achat de bus publics à basses émissions contribuent, dans une moindre mesure, à la mise en œuvre de normes moins polluantes. En outre, comme dans le cas des pompes à chaleur dans le secteur résidentiel, les changements dans la structure du marché et les préférences des consommateurs contribuent également à créer un "effet boule de neige" pour les voitures électriques.



La consommation de diesel, représentant 50% de la consommation énergétique du secteur du transport en 2020, diminue sur la période de projection pour tomber à 27% (graphique 22). Cette baisse s'explique par l'incorporation de biocarburants dans le diesel, et plus spécifiquement de biocarburants avancés d'ici 2030 (Renewable Energy Directive, REDIII²⁰). La part des biocarburants recule en effet de 8% en 2020 à 1% en 2030, pour remonter à 23% en 2050. Il s'agit principalement de biodiesel (dans une moindre mesure de bioéthanol), mais aussi de biocarburants alternatifs au kérosène, et de biogaz.

La consommation de kérosène progresse régulièrement d'ici à 2050, tirée par l'augmentation sensible de l'activité de transport aérien. La consommation du biokérosène augmente en parallèle. Le recours au biokérosène à partir de 2030 est le résultat de décisions prises par le secteur de l'aviation et qui sont endogènes au modèle. Le principal déterminant est le prix (à la hausse) de l'ETS. En 2050, le biokérosène représenterait le quart de la consommation totale de kérosène.

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 du transport ferroviaire, et d'autre part, de l'électrification progressive du transport routier. La consommation d'électricité est multipliée d'un facteur 7,7 entre 2020 et 2040,

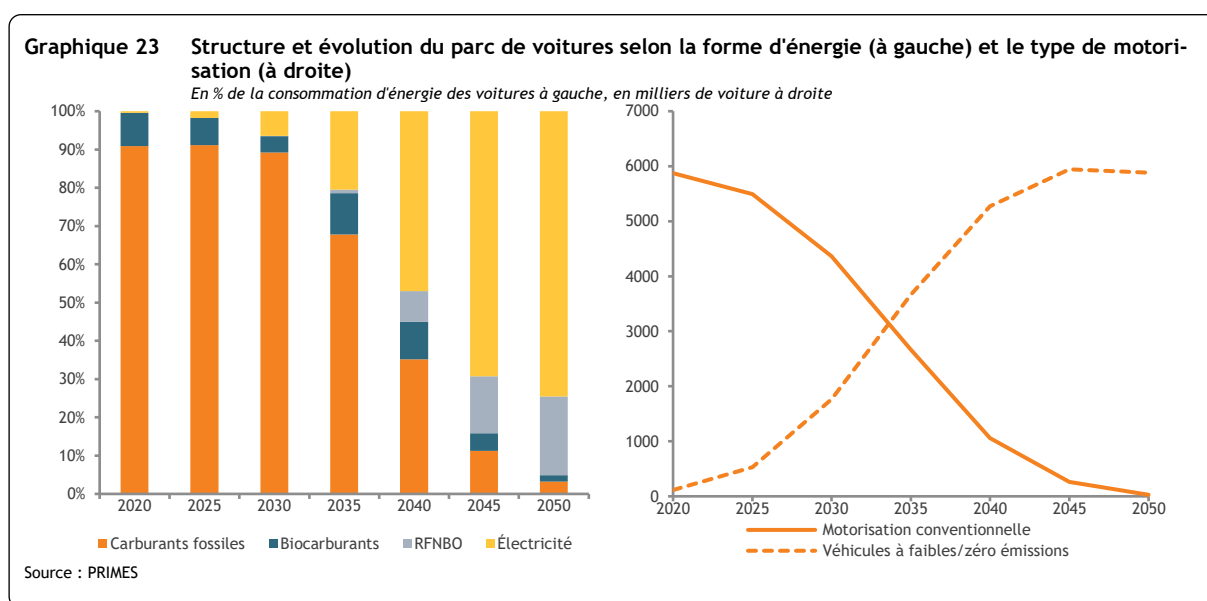
¹⁹ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-66-2022-INIT/en/pdf>

²⁰ Selon REDIII, La contribution des biocarburants avancés doit représenter au moins 4,2% de la quantité totale de carburants automobiles liquides et gazeux mis à la consommation au cours de l'année civile d'ici 2030. Passage de l'obligation de mélange à 10,45% (hors double comptage des biocarburants avancés) en 2030

pour ensuite se stabiliser entre 2040 et 2050. De plus, les moteurs électriques ayant une efficacité plus grande que les moteurs à combustion interne (les voitures électriques consomment moins d'énergie en équivalent pétrole que les voitures thermiques conventionnelles), la part de l'électricité dans la consommation électrique totale reste faible.

La progression des autres formes d'énergie reste plus limitée. L'hydrogène représente une part de 1% en 2030 car sur la base du REDIII, la part des carburants renouvelables d'origine non biologique (ci-après dénommés RFNBO) dans le transport doit être d'au moins 1% en 2030 (objectif contraignant) et elle peut atteindre 5,5%. Cette part augmente à 7% en 2050 dans les projections, sur la base d'optimisation économique. Le gaz naturel représente une part de 0% en 2020, 2% en 2030 et 4% en 2050.

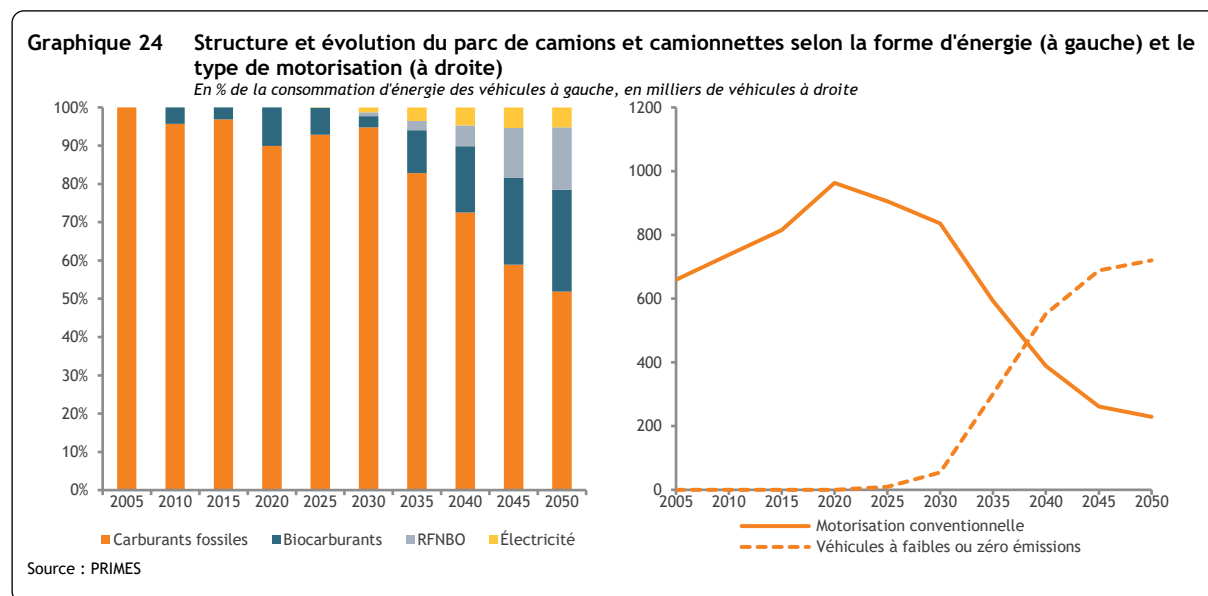
Les paragraphes suivants se penchent sur la percée des motorisations alternatives et sur la composition du parc de voitures privées.



Le parc de véhicules équipés de moteurs à combustion classiques est progressivement remplacé par des véhicules à motorisations nouvelles ou alternatives, telles que les voitures électriques ou à biocarburants (graphique 23). Par conséquent, la demande énergétique totale des voitures diminue au fil des années, passant de 3,9 Mtep en 2020 à 1 Mtep en 2050. Dans la catégorie des voitures particulières, la consommation des voitures utilisant des combustibles fossiles représente 90% de la consommation énergétique totale des voitures en 2020. Cette proportion commence à décroître seulement après 2030, au profit des véhicules électriques. La demande de RFNBO augmente à partir de 2025, en adéquation avec la transposition de l'objectif européen. Les biocarburants occupent une part mineure dans la consommation des véhicules privés, contrairement à la perspective plus globale exposée précédemment. Ils sont donc préférentiellement utilisés dans l'aviation ou le transport de marchandises.

Pour les voitures particulières, l'électricité représentera la majeure partie de la consommation finale d'énergie à la fin de la période de projection. Le graphique 24 montre une situation différente pour le transport routier de marchandises. Le basculement des camions et des camionnettes vers les carburants alternatifs et l'électricité est plus lent de sorte que la part des véhicules à moteur à combustion classique reste importante, même en fin de période de projection.

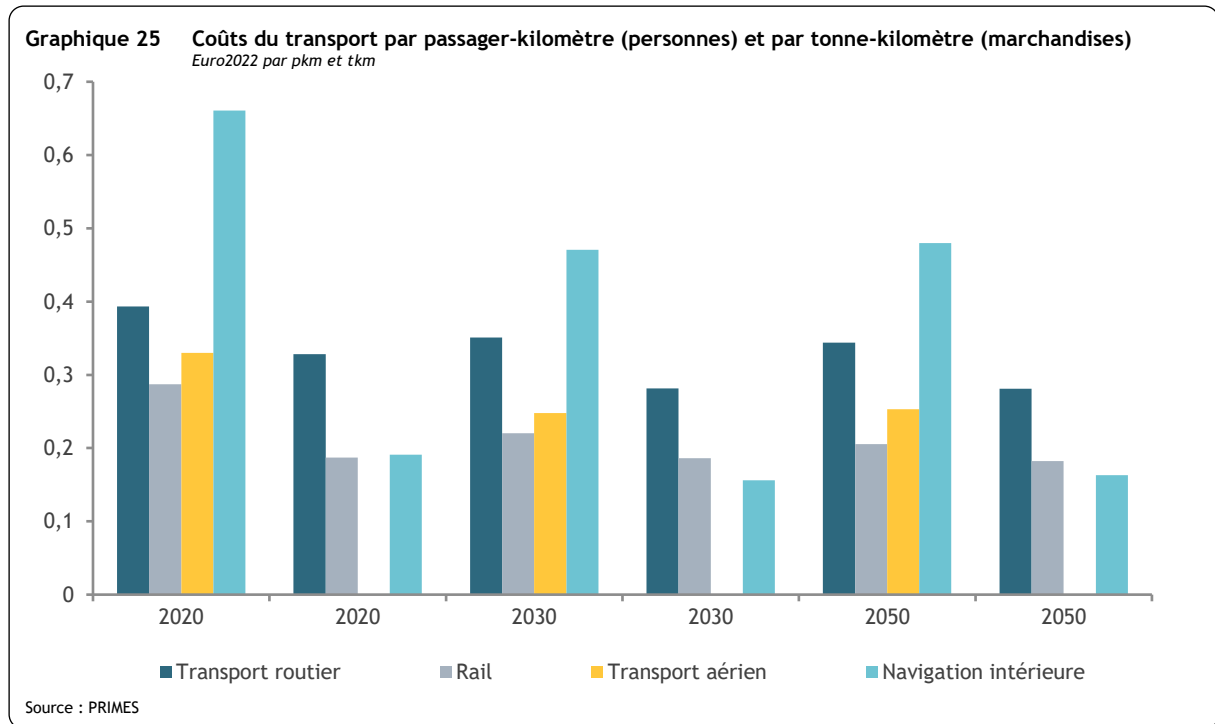
Compte tenu de l'efficacité relativement faible des moteurs aux carburants classiques par rapport à l'électricité et aux RFNBO, les carburants fossiles continuent de dominer la consommation d'énergie. Cela montre que des mesures plus restrictives, ou une trajectoire de prix stricte dans le système ETS-2, sont nécessaires pour ce secteur.



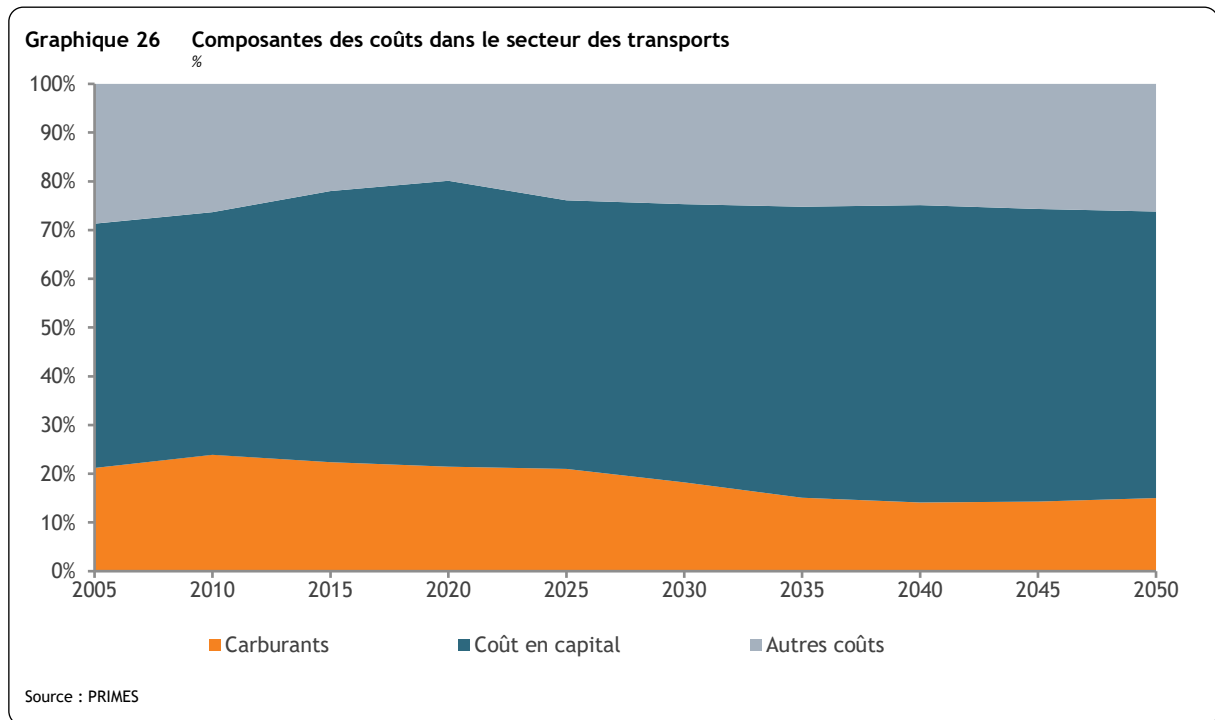
c. Indicateurs financiers

Le graphique suivant détaille les coûts induits par ces améliorations d'efficacité énergétique et changement de motorisation. D'un point de vue général, les coûts par volume de transport diminuent entre 2020 et 2030, puis leur évolution se stabilise après 2030.

Le secteur du transport ferroviaire se distingue par des coûts par volume de transport relativement bas, tant pour le transport des personnes que pour celui des marchandises, ce qui en fait une option économique. En comparaison, bien que la navigation intérieure soit plus coûteuse pour le transport de personnes, elle offre les coûts les plus bas pour le transport des marchandises. Les coûts par volume de transport sur route, pour les personnes et les marchandises, sont également en nette diminution de 2020 à 2030, restant relativement stables par la suite.



Comme pour les secteurs résidentiel et tertiaire, la structure des coûts dans le secteur du transport évoluera également sous l'effet de la transition énergétique et climatique. Le graphique ci-dessous montre la part du carburant, du capital et des autres composantes²¹ dans le coût par kilomètre. On constate une nouvelle fois la part croissante des coûts d'investissement (achat de véhicules).



²¹ Ces coûts englobent l'assurance, l'entretien, etc. Au sens strict, on peut également les considérer comme des coûts en capital, bien qu'ils ne soient pas directement liés à la consommation d'énergie.

4.1.4. Industrie

L'industrie manufacturière représentait un peu moins de 32% de la consommation finale d'énergie en 2021 (Eurostat, 2021). Cela en fait le principal consommateur parmi les quatre secteurs de la demande. Ce secteur est également unique²² en ce sens qu'il génère d'importantes émissions de CO₂ qui ne dépendent pas de la combustion de combustibles fossiles, mais qui sont inhérentes aux processus de production (ce que l'on appelle les émissions de processus). Ces émissions sont particulièrement importantes dans les secteurs de la chimie, de la transformation des métaux et de la production de ciment. L'industrie générait 30% des émissions de CO₂ en 2021, dont un peu plus de la moitié étaient des émissions de processus (Inventaire des émissions de gaz à effet de serre, 2023).

a. Énergie utile

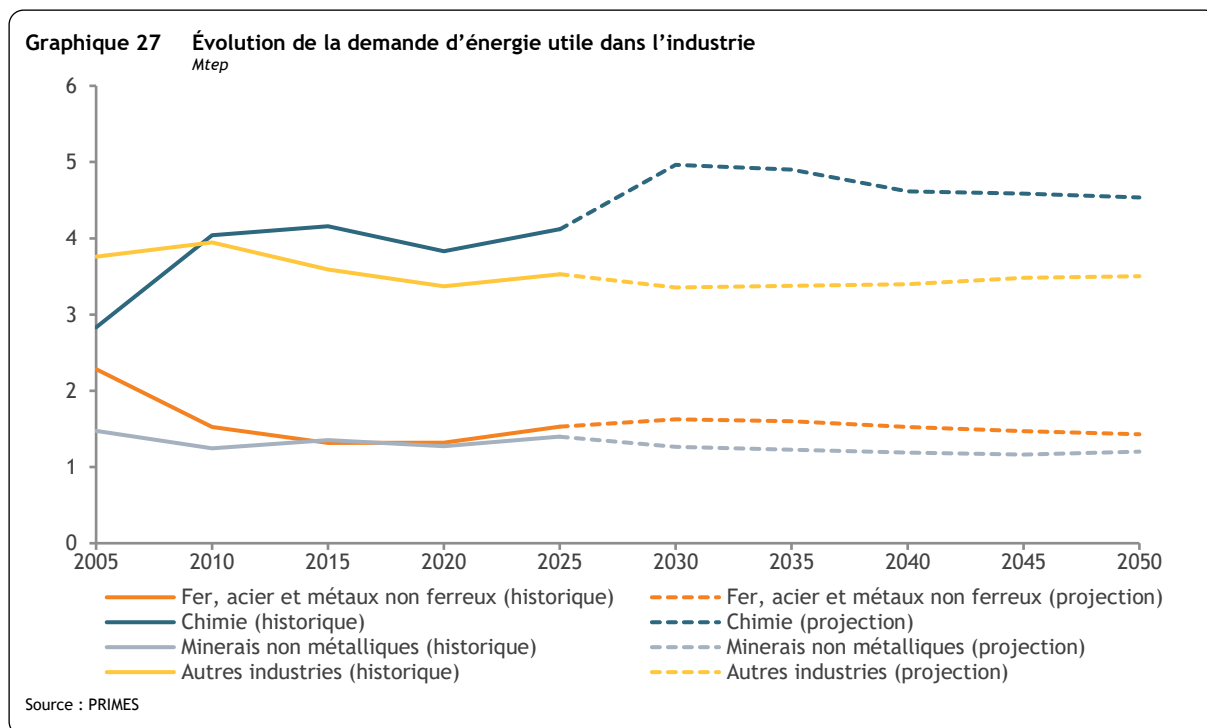
Comme pour les autres secteurs, nous esquissons dans un premier temps l'évolution de la demande d'énergie utile. Celle-ci dépend en grande partie des projections de la production dans ces secteurs, qui ont été présentées dans la section 3.3.

Pourtant, la relation entre la production et la demande d'énergie n'est pas de 1 pour 1. Cette relation résulte à terme de ce que l'on appelle l'amélioration autonome de l'efficacité énergétique (AEEI, d'après le terme anglais), une hypothèse exogène de l'évolution (à la baisse) de la part de l'énergie dans les coûts de production totaux des entreprises. Elle inclut tous les progrès technologiques qui ne peuvent être attribués aux choix du modèle. On pense, par exemple, à l'innovation de produit qui permet de mettre sur le marché des produits meilleurs et plus désirables, pour la même quantité de matière. Un autre exemple classique est l'utilisation de processus de production à plus forte intensité de main-d'œuvre, qui permet de fabriquer le même produit en utilisant moins d'énergie.

Le graphique illustre l'intensité énergétique de la production de différentes industries au cours de la période de projection. Elle est exprimée en mégatonnes d'équivalent énergétique par euro de valeur ajoutée. Bien que l'intensité énergétique historique ne suive pas toujours une tendance claire à la baisse, elle diminue régulièrement après 2030, d'environ 1% par an pour chaque industrie. Cette évolution est conforme à la littérature relative à l'AEEI (voir également Varga, Roeger et in 't Veld, 2021).

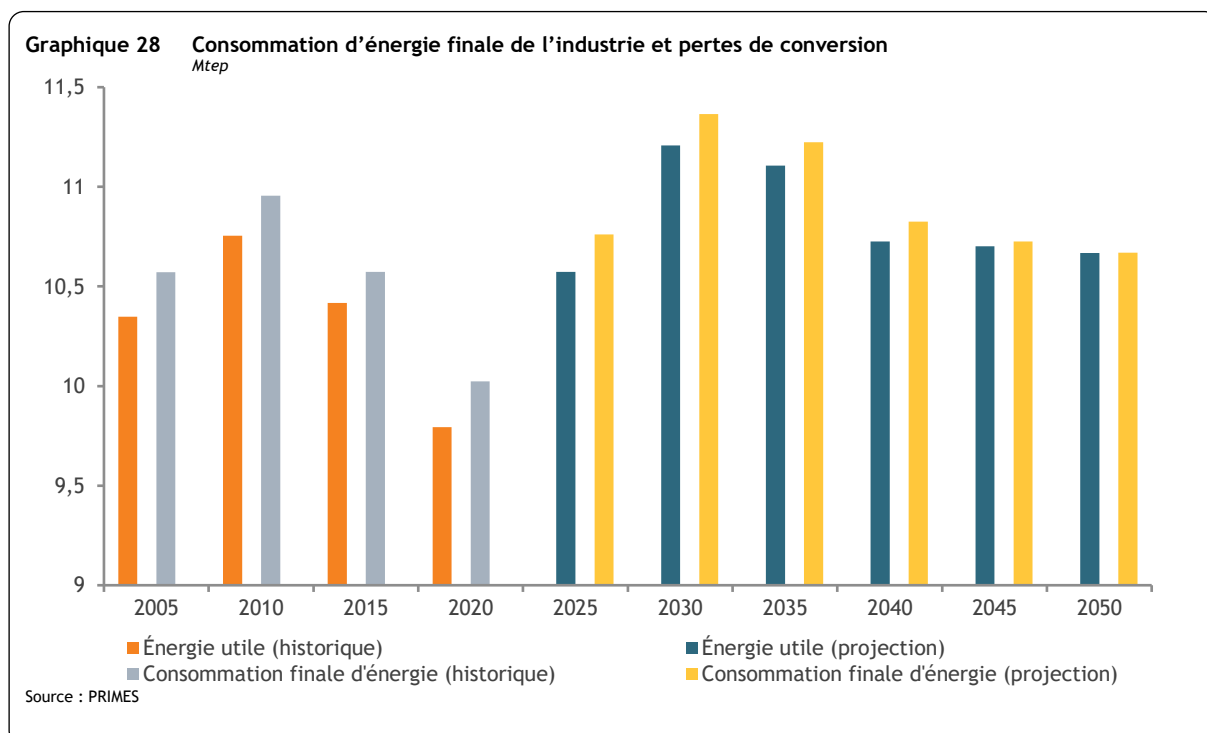
Compte tenu de l'AEEI, la demande d'énergie utile ne suit pas la tendance à la hausse de la valeur ajoutée enregistrée par chaque secteur. À l'exception de la chimie, elle reste identique pour chaque secteur sur la période de projection, voir graphique 27.

²² Le secteur agricole est une autre source d'émissions non liées à des combustibles. Dans notre pays, les 190 kt de CO₂ et 207 kt de méthane sont toutefois négligeables par rapport aux émissions totales.



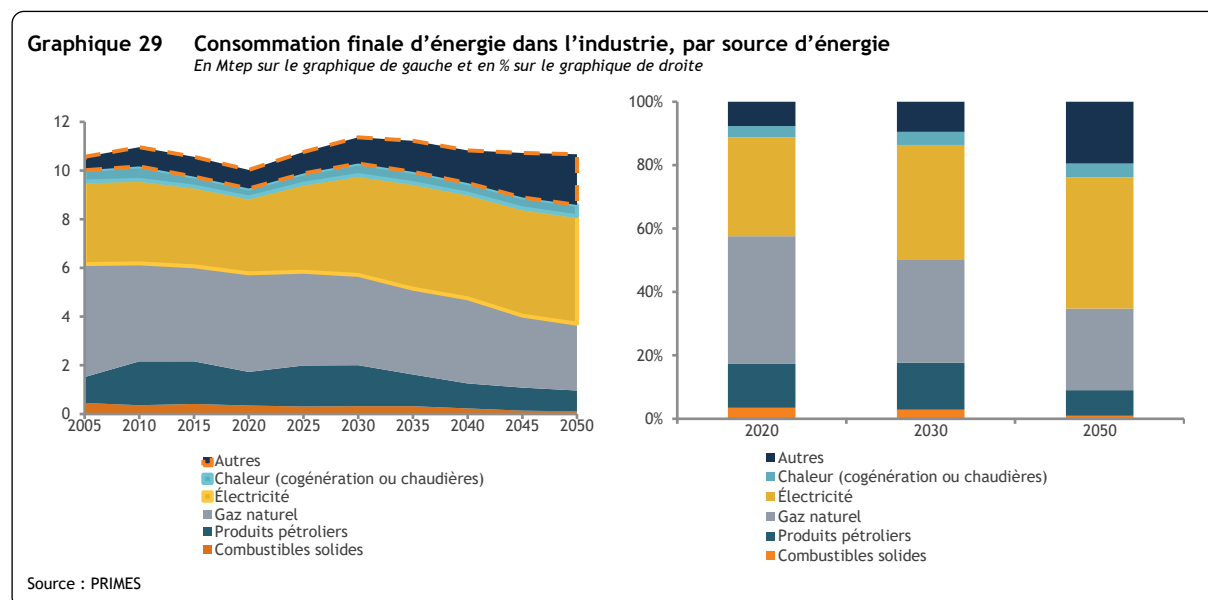
b. Consommation finale d'énergie

Dans l'industrie, comme dans d'autres secteurs, la consommation finale ne coïncidera pas avec la demande d'énergie utile. Le graphique 28 montre que dans l'industrie, le point de basculement où l'énergie utile coïncide avec la consommation finale ne sera pas atteint avant 2050. Cela contraste avec le secteur résidentiel, où l'électrification poussée signifie que dès 2030, la consommation finale sera inférieure à la demande d'énergie utile. Cela laisse présager un retard dans la transition du secteur industriel. À noter que la baisse de la demande en 2020 est la conséquence directe de la crise sanitaire



Le graphique 29 met en lumière la raison de cette lente transition. D'ici 2050, les produits pétroliers disparaissent largement, de même que les combustibles solides, qui représentaient une part relativement faible du mix énergétique de l'industrie. Dans un premier temps, le gaz naturel perd beaucoup de terrain vers 2030, mais conserve toutefois, avec une part d'un peu moins de 19%, une place importante dans la consommation d'énergie en fin de période de projection. L'électricité, en particulier, monte en puissance vers 2030 pour atteindre 40% en 2050. L'évolution des "autres carburants", soit l'hydrogène et l'hydrogène synthétique, est également perceptible à ce moment-là. En 2030, 42% d'entre eux sont constitués d'hydrogène vert (produit à partir d'énergies renouvelables). Cette part grimpe progressivement à 100%.

L'évolution des parts des autres combustibles et de l'énergie verte dans ces combustibles est le résultat d'une combinaison de politiques et d'hypothèses techno-économiques. La forte évolution de l'hydrogène au cours de la dernière décennie de la projection relève principalement d'hypothèses technologiques exogènes qui rendent cette technologie attrayante. La part de l'hydrogène vert tient à l'obligation découlant de la directive sur les énergies renouvelables RED II, qui stipule que l'hydrogène gris doit être éliminé du mix énergétique d'ici 2040.



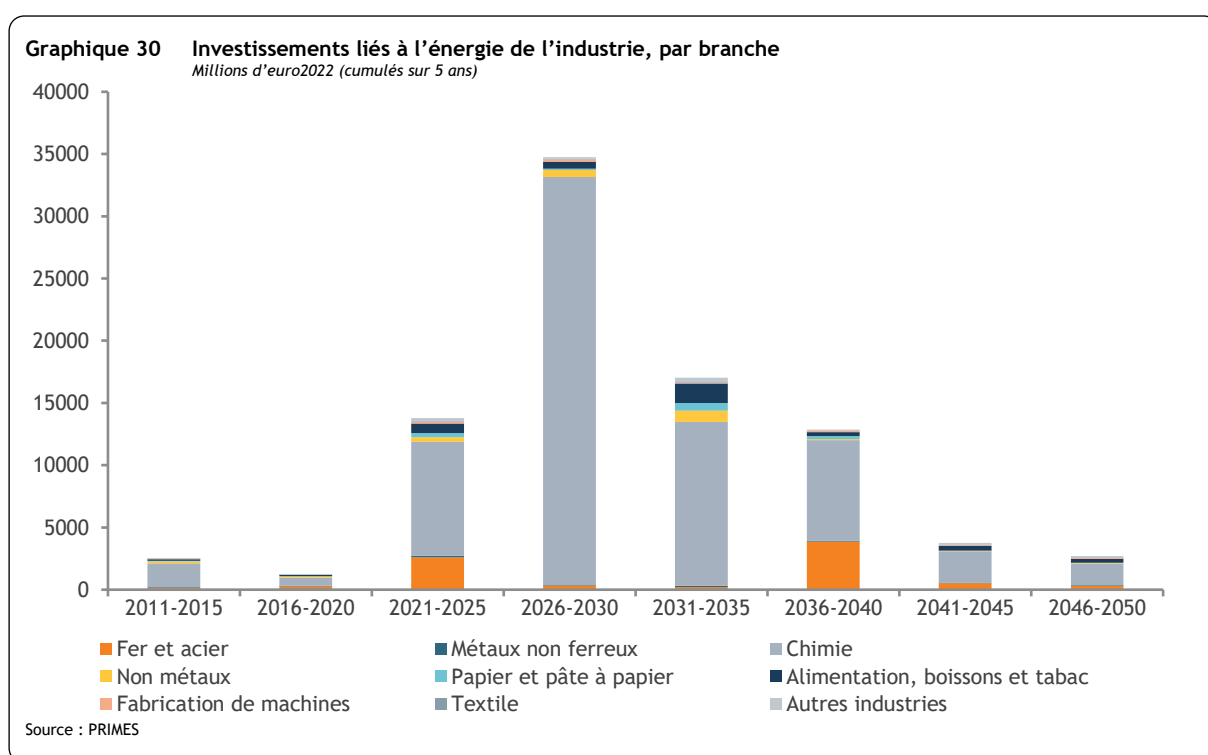
Les politiques menées expliquent aussi dans une large mesure la part résiduelle du gaz. La trajectoire ETS-1 que nous avons imposée n'est pas suffisante pour atteindre une décarbonation complète d'ici 2050. Cela montre la nécessité d'une tarification stricte ou de politiques alternatives, qui renforcent l'attrait des autres technologies.

Avant d'aborder l'impact financier des mesures prises, nous décrivons quelques évolutions sectorielles. Le recul le plus marqué de la part du gaz entre 2020 et 2050 est observé dans le secteur alimentaire et la sidérurgie : la part du gaz y diminue d'environ 25 points de pourcentage. Dans la production de papier, les autres industries et le secteur non métallique, la part du gaz diminue moins rapidement (9, 4 et 2 points de pourcentage respectivement). C'est dans les industries chimique et sidérurgique que l'électrification progresse le plus rapidement. La percée de l'hydrogène est presque entièrement due au secteur

chimique. Étant donné qu'aucune politique sectorielle n'est prise en compte, cette variation s'explique dans son ensemble par des hypothèses technico-économiques.

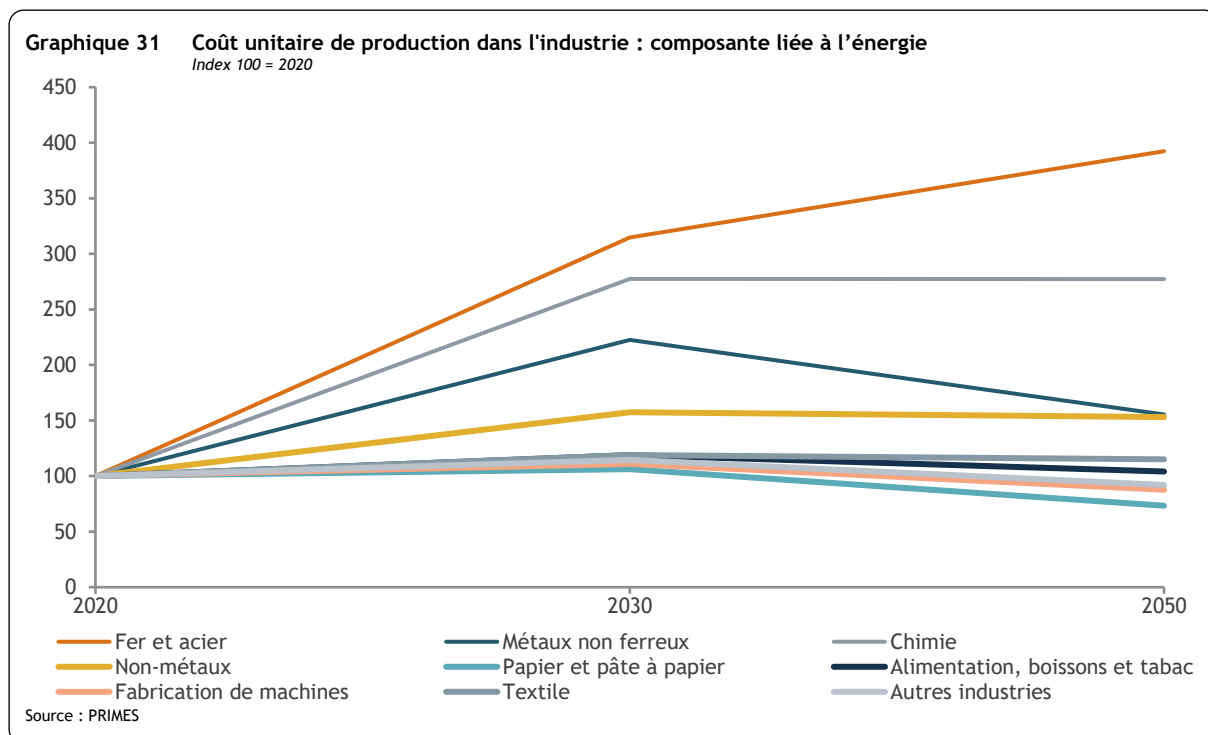
c. Indicateurs financiers

Le graphique 30 montre l'évolution des investissements liés à l'énergie dans les différentes branches industrielles, cumulés sur des intervalles de cinq ans. Comme PRIMES permet d'anticiper les décisions économiques, il apparaît que les investissements les plus importants auront lieu au début de la période de transition. En anticipant dès le début la hausse continue des prix dans le système d'échange de quotas d'émission ETS-1, les entreprises évitent des coûts supplémentaires. L'industrie chimique réalise, à chaque période, la plus grande part des investissements, ce qui indique à la fois l'importance économique de cette industrie dans notre pays et son intensité de CO₂ relativement importante par unité de valeur ajoutée.

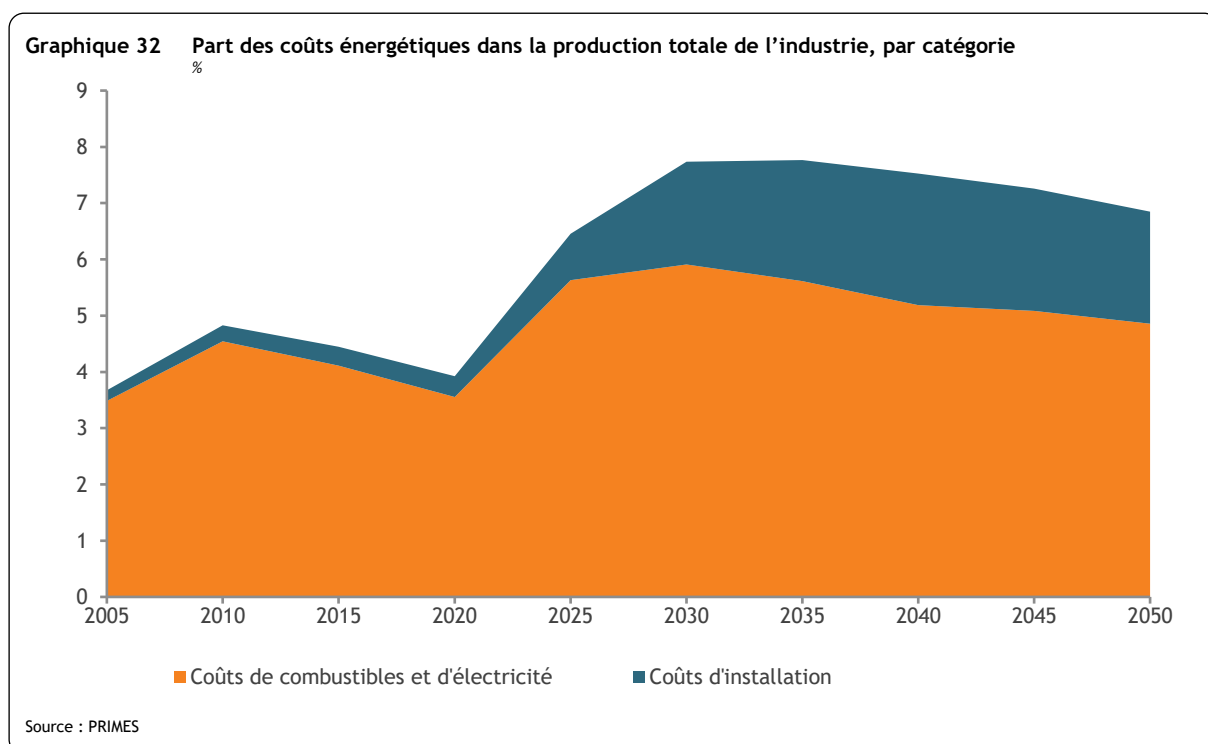


Les besoins en nouveaux investissements en capital et l'augmentation des prix des vecteurs énergétiques pèsent néanmoins sur les coûts de production des entreprises les plus touchées à moyen terme. Le graphique 31 montre l'évolution de la composante énergétique des coûts unitaires dans diverses branches industrielles.

Au cours de la première période de transition, les coûts augmentent dans toutes les branches mais la sidérurgie, la fabrication de métaux non ferreux, de non-métaux et de produits chimiques sont plus particulièrement touchées. Par la suite, à l'exception de la sidérurgie, les coûts de l'énergie diminuent puisque les effets à la fois des investissements dans les économies d'énergie et de la baisse des prix internationaux de l'énergie se font sentir. Toutefois, ce n'est que dans les branches du papier, de la construction mécanique et dans d'autres industries que les coûts de l'énergie finissent par être inférieurs aux niveaux de 2020 en termes réels.



Un tel choc d'offre affecte la structure des coûts des entreprises considérées dans leur ensemble. Le graphique 32 met en évidence un schéma qui devrait maintenant être familier. Au cours de la première période de la transition, les coûts de l'énergie augmentent dans des proportions historiques, principalement en raison de l'augmentation (sensible) des coûts du capital. Ce n'est qu'au cours de la deuxième période que la pression sur l'industrie s'atténue quelque peu. Le défi reste néanmoins de taille pour l'industrie, contrairement au secteur tertiaire où les coûts de l'énergie retombent sous les niveaux de 2020.



4.2. Vue sectorielle sur la production d'électricité

L'électricité est l'un des vecteurs permettant de répondre aux besoins énergétiques du pays. Le rôle clé qui lui est attribué pour atteindre la neutralité climatique nous incite à nous y intéresser de plus près. En effet, l'électrification progressive des différents secteurs requiert de disposer d'un parc de production évoluant en adéquation avec l'accroissement de la demande. L'électricité ne pouvant être facilement stockée, assurer cette adéquation n'est toutefois pas trivial, surtout au vu de l'intégration accrue de sources d'énergie renouvelable intermittentes dans le réseau.

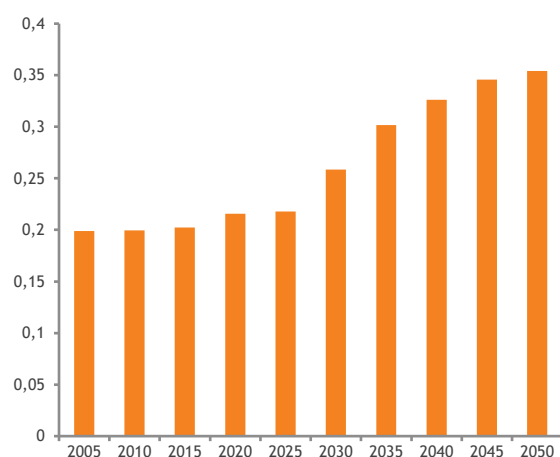
Dans cette section, nous commencerons par examiner l'évolution de l'électricité appelée. Celle-ci correspond à la quantité d'électricité nécessaire pour satisfaire les besoins nationaux. Nous poursuivrons notre analyse en examinant la manière dont cette demande d'électricité est assouvie, tant en termes d'importations que de production indigène. Une attention particulière sera portée sur l'évolution du parc de production belge, et ce, aussi bien au niveau des moyens conventionnels que renouvelables. Enfin, les investissements accompagnant la mutation du parc électrique seront examinés.

4.2.1. Électricité appelée

Nous avons présenté, dans les sections dédiées, l'évolution sectorielle de la consommation finale d'électricité. Cela nous a permis de constater une croissance assez importante dans l'ensemble des secteurs, et ce, jusqu'en 2035. Tant pour l'industrie que pour le résidentiel (graphiques 29 et 9), cette consommation se stabilise sur l'intervalle 2035-2050. Elle poursuit toutefois son augmentation, jusqu'en 2045, dans le secteur du transport (graphique 22) et, jusqu'à la fin de l'horizon, dans le secteur tertiaire (graphique 16).

Les sections précédentes ont également mis en lumière l'électrification croissante prenant place au sein de l'ensemble des secteurs. Ainsi, alors que la part d'électricité dans la consommation finale était de 21,6% en 2020, elle passe à 26% en 2030 et atteint 35% en 2050. L'on peut remarquer, sur le graphique 33, que l'évolution la plus forte se produit entre 2025 et 2035. Cette croissance s'effectue à un taux annuel moyen de 3,5% entre 2025 et 2030 et de 3,1% entre 2030 et 2035. À titre de comparaison, le taux de croissance annuel moyen vaut 1,3% sur l'ensemble de l'horizon projeté. De manière sectorielle, c'est le résidentiel qui connaît l'électrification la plus prononcée sur l'intervalle 2025-2035. La part d'électricité dans la consommation finale y augmente annuellement de 6% entre 2025 et 2030 et de 3% entre 2030 et 2035. Cela s'explique notamment par l'installation massive de pompes à chaleur (graphique 8, section 4.1.1). Vient ensuite le secteur du transport qui voit la part d'électricité dans la consommation finale croître annuellement de 18% entre 2025 et 2030 et de 16% entre 2030 et 2035. Les secteurs de l'industrie et tertiaire ont une évolution moins marquée, avec un taux de croissance moyen respectif de 1,5% et 2,2% sur l'intervalle 2025-2035.

Graphique 33 Part d'électricité dans la consommation finale

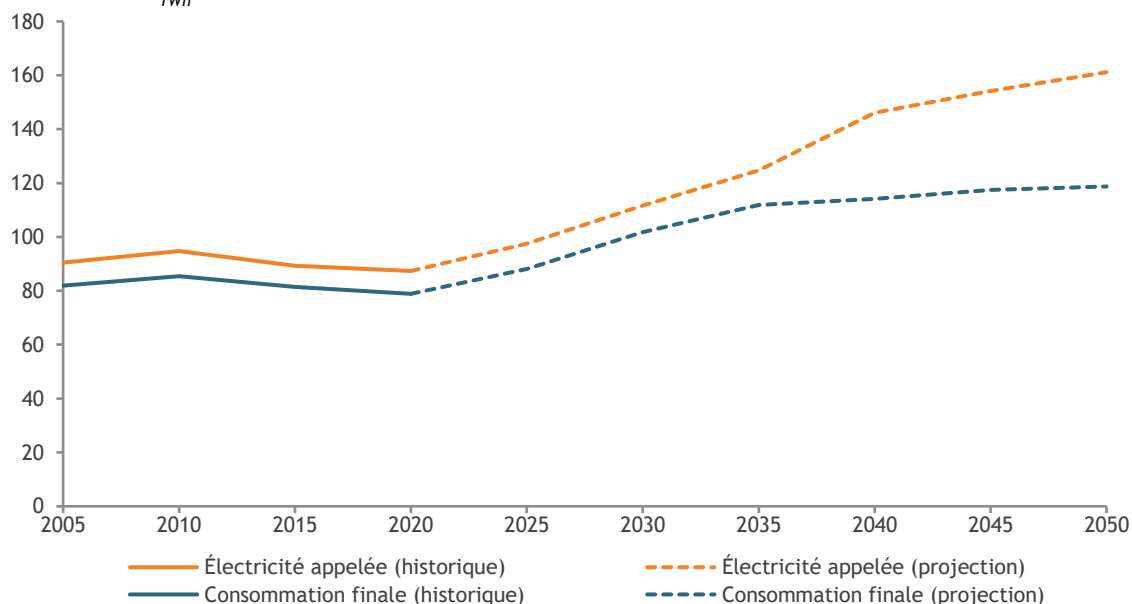


Source : PRIMES

Afin d'obtenir la quantité totale d'électricité qui doit être générée pour répondre aux besoins du pays, que nous appellerons *l'électricité appelée*, deux éléments doivent être ajoutés à la consommation finale. Le premier correspond aux pertes survenant sur les réseaux de transport et de distribution. Celles-ci oscillent entre 4,4% et 4,5% de la consommation finale d'électricité. Le second élément est l'électricité consommée par le secteur de l'énergie. Il inclut l'électricité requise pour le raffinage du pétrole, la production de combustibles synthétiques et d'hydrogène, les stations de pompage-turbine²³ et batteries, et le fonctionnement des centrales électriques (éclairage, refroidissement des réacteurs, etc.).

Le graphique 34 montre la projection de l'électricité appelée. Il la met également en perspective avec les données historiques. Notons que, lorsque l'on parle d'électricité, il est plus adéquat de le faire en termes de (multiples du) MWh. Contrairement aux résultats illustrés dans les précédents graphiques, l'électricité appelée, ainsi que les autres indicateurs présentés dans cette partie du document, sont donc exprimés en TWh.

Graphique 34 Électricité appelée
TWh



Source : Eurostat (historique) en PRIMES (projectie)

²³ Toute conversion énergétique s'accompagne de pertes. Ainsi, la conversion d'électricité en énergie hydraulique dans les stations de pompage-turbine, et la restauration sous forme électrique, résulte en une consommation nette d'électricité. Pour une station de pompage-turbine, l'efficacité d'un cycle complet (pompage puis turbine) est typiquement comprise entre 70% et 80%.

Sur la première partie de l'horizon (2020-2035), l'on constate que l'énergie appelée suit la même croissance que la consommation finale d'électricité. De manière plus spécifique, leur taux de croissance annuel moyen est de 2,4% sur cet intervalle. L'écart se creuse toutefois sur la seconde partie de l'horizon projeté. Alors que le taux de croissance annuel moyen tombe à 0,4% pour la consommation finale d'électricité, il se maintient à 1,7% pour l'électricité appelée.

Cette différence provient, entre autres, d'une consommation accrue d'électricité pour la production d'hydrogène, par électrolyse, et de combustibles synthétiques (méthane, méthanol, et procédés Fischer-Tropsch²⁴). A titre d'exemple, la capacité d'électrolyseur représentait à peine 0,2GW en 2035. Celle-ci passe à 0,9GW en 2040, 2,2GW en 2040 et atteint 3,2GW en 2050. Le développement d'installations de capture de CO₂ dans l'air participe également à l'augmentation de l'électricité appelée. Si celles-ci voient le jour en Belgique en 2035 (0,1kt_{CO₂}/an), elles ne se développent réellement qu'en 2040 (3,0kt_{CO₂}/an) et 2050 (4,8kt_{CO₂}/an).

En 2050, l'électricité appelée représente 161TWh, soit 73TWh de plus qu'en 2020. D'ici 30 ans, nos besoins en électricité auront donc pratiquement doublé ! Il importe dès lors d'examiner la manière dont cette demande pourra être assouvie.

4.2.2. Offre d'électricité

A l'instar de la plupart des commodités, la demande d'électricité peut soit être satisfaite par une production domestique soit par des importations. L'électricité ne pouvant être facilement stockée, les importations sont toutefois davantage contraintes que pour d'autres commodités (par ex. le gaz ou le pétrole). Des importations en vue de créer une réserve de plusieurs semaines sont, par exemple, inenvisageables.

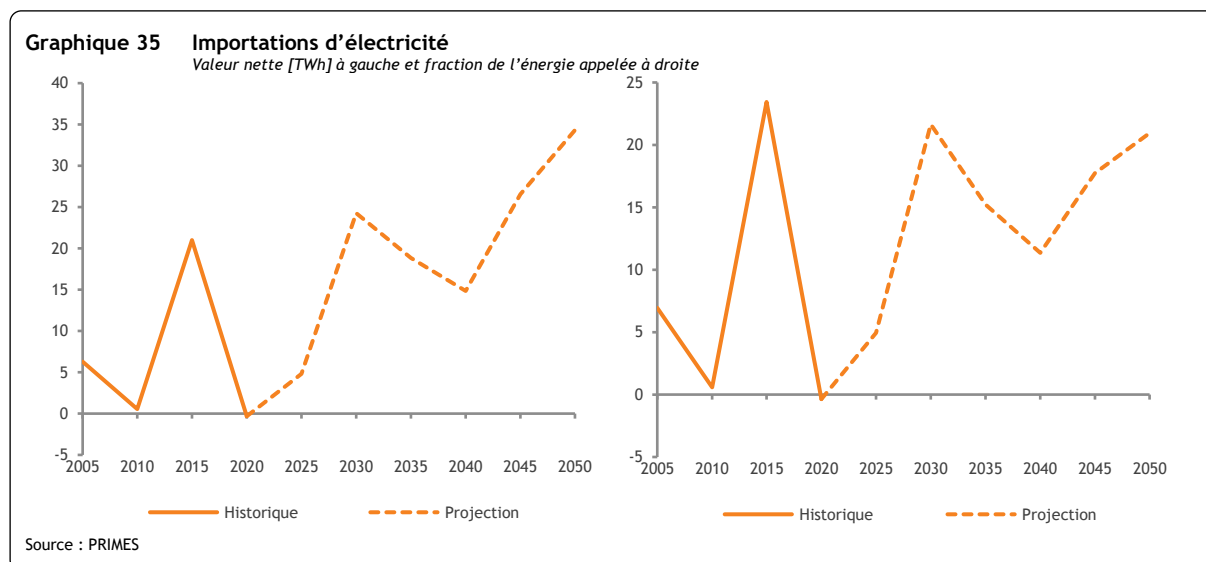
a. Importations nettes

Les flux d'électricité entre les pays voisins sont incessants et bidirectionnels. Ceux-ci dépendent, à la fois, de la demande d'électricité et des moyens de production disponibles dans les différents pays interconnectés. En effet, si de l'électricité peut encore être produite, sur base de renouvelables ou de centrales nucléaires, dans un pays voisin, il sera économiquement préférable de l'importer plutôt que de démarquer localement des centrales au gaz ou au fioul. Afin de projeter les échanges entre la Belgique et ses voisins, une modélisation du parc de production, et de la demande d'électricité, de ces derniers est donc également requise. A cela s'ajoute la prise en compte des capacités d'échange entre les voisins directs, dépendant des lignes de transmission les reliant.

Il est sans doute utile de rappeler que l'une des complexités de l'électricité est qu'elle suit le chemin du « moindre effort ». Ainsi, si un pays A achète de l'électricité à un pays B, il se peut qu'elle transite par un pays C, même si les pays A et B sont directement interconnectés. Cela implique que l'échange entre A et B mobilise une partie de la capacité d'échange entre A et C, ainsi qu'entre B et C. Les échanges possibles entre A et C, ainsi qu'entre B et C, se trouvent alors réduits. Afin de prendre cet aspect en

²⁴ De manière simplifiée, le procédé Fischer-Tropsch permet la production d'hydrocarbures du type C_nH_{2n+2} à partir d'hydrogène et de monoxyde de carbone

compte, le modèle PRIMES résout un modèle d'optimisation *Direct Current Power Flow*. Sans rentrer dans les détails techniques, il s'agit d'une approximation (linéaire) du *Power Flow*, permettant d'analyser les flux électriques dans un réseau interconnecté en se basant sur les lois de Kirchhoff (loi des nœuds et des mailles).



Le graphique 35, figure de gauche, présente l'évolution des importations annuelles nettes, soit la différence entre les importations et exportations annuelles. Bien que la Belgique ait historiquement revêtu le statut d'importateur net²⁵, la situation s'était inversée entre 2019 et 2022 inclus²⁶. Les projections montrent que le pays redevient importateur net jusqu'en 2050. Trois intervalles peuvent être distingués. Entre 2020 et 2030, les importations augmentent de 24TWh (soit 20% de l'électricité appelée). Elles diminuent ensuite jusqu'à atteindre 14TWh en 2040. L'on assiste alors à une reprise à la hausse jusqu'en 2050, où elles égalent 32TWh.

Si l'on s'intéresse à la part d'électricité appelée qui est importée, l'on constate (figure droite de graphique 35) que les valeurs projetées restent dans une plage comparable aux données historiques. Elles restent même inférieures au pic de 2015. Malgré une augmentation des importations nettes, en valeur absolue, la dépendance de la Belgique vis-à-vis de ses voisins reste donc relativement stable.

b. Production d'électricité

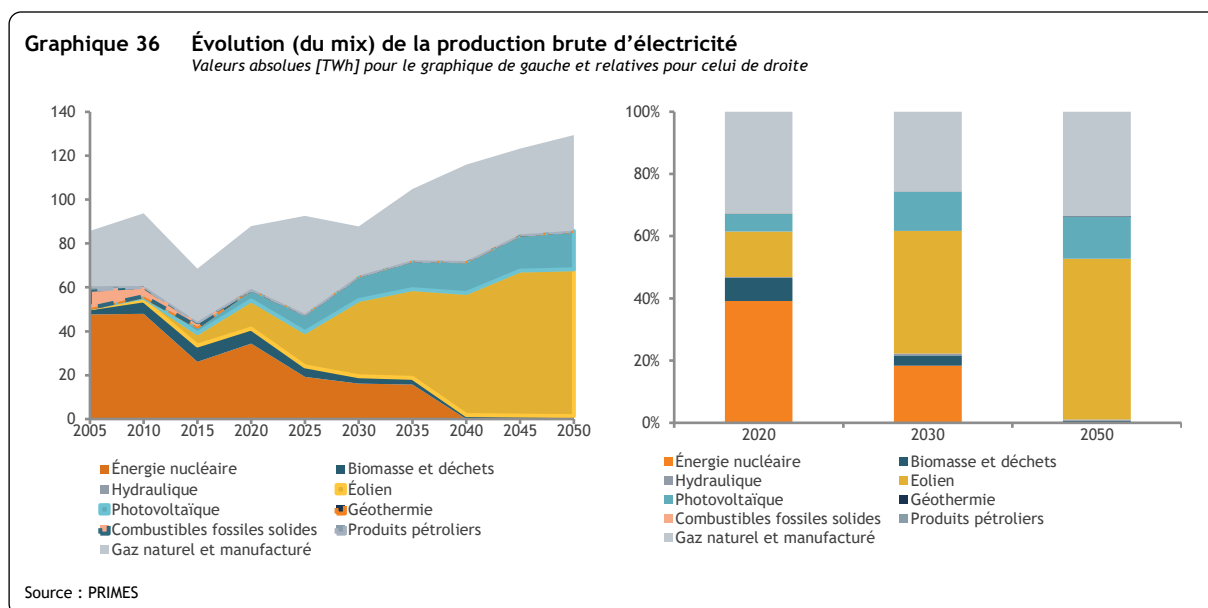
Nous venons de voir que les importations représentent, au maximum, 21% de l'électricité appelée. La majeure partie de l'électricité appelée reste donc produite sur le territoire belge. Nous allons, à présent, nous intéresser à la manière dont celle-ci se répartit entre les différentes technologies. Après une vue d'ensemble, une attention particulière sera portée sur les sources d'énergie renouvelable.

²⁵ L'année 2009 fait toutefois exception. Comme indiqué dans l'édition 2017 des perspectives énergétiques du BFP, les facteurs expliquant cette exception sont « aussi bien la contraction de la demande intérieure (suite à la crise économique et financière) que l'indisponibilité du nucléaire en France ».

²⁶ Les années 2021 et 2022 ne sont pas représentées sur le graphique, PRIMES fonctionnant par pas de cinq ans et utilisant l'année 2020 comme année de « base ». A titre d'information, selon les chiffres de la Direction générale de l'énergie du SPF Economie, les importations nettes étaient de 7,88TWh en 2021 et 7,53TWh en 2022. Notons qu'en 2023, la Belgique avait déjà repris le statut d'importatrice nette.

Vue d'ensemble

Le graphique 36 (figure de gauche) présente la projection de la production brute d'électricité par catégorie. Il la met également en perspective avec les données historiques. Cela nous permet de constater une augmentation quasi-monotone de la production domestique, et ce, depuis 2015. Seule l'année 2030 fait exception, le niveau d'importation supérieur (graphique 35) conduisant à une plus faible sollicitation des centrales au gaz belges. Sur l'intervalle 2020-2050, la production domestique croît avec un taux annuel moyen d'1,3%. En 2050, elle atteint 129,4TWh, soit 38% de plus que le pic historique de 2010. Cette croissance est principalement liée à deux éléments. D'une part, le déploiement accéléré de l'éolien, dont la production quadruple entre 2020 et 2050. D'autre part, un plus grand recours aux centrales au gaz (+52% entre 2020 et 2050).



Le graphique 36 permet également d'évaluer, de manière plus approfondie, l'évolution de trois moyens de production qui ont joué, ou seront appelés à jouer, un rôle significatif dans la production d'électricité. Il s'agit des centrales nucléaires, des éoliennes (et panneaux solaires) et des centrales au gaz.

S'agissant du nucléaire, l'on observe une diminution progressive de la production jusqu'en 2035, année de mise à l'arrêt prévue des deux dernières unités (Tihange 3 et Doel 4). De manière plus précise, la fermeture des cinq premiers réacteurs²⁷, combinée aux maintenances prolongées de Tihange 3 et Doel 4 durant l'année 2025, conduit à une diminution significative de la production entre 2020 et 2025 (-44%). Les unités de Doel 2 et Tihange 1 ayant encore assuré du service pendant la majeure partie de 2025, la production diminue encore entre 2025 et 2030 (-16%). Elle reste alors stable entre 2025 et 2035.

Dès 2030, le déploiement de l'éolien et, dans une moindre mesure, du solaire photovoltaïque permet de compenser la perte des cinq unités nucléaires. En 2040, ces deux sources assurent, à elles seules, une production très proche de celle qu'elles se partageaient avec les unités de Tihange 3 et Doel 4 en 2035 (72,0TWh contre 72,3TWh). Leur déploiement se poursuit, à un rythme plus faible, jusqu'en 2050. Cela permet d'atteindre une production de 84,4TWh, soit plus que l'ensemble du parc en l'an 2000 (82,8TWh).

²⁷ Doel 3 fin 2022, Tihange 2 début 2023, Doel 1 début 2025, ainsi que Tihange 1 et Doel 2 fin 2025

La production des centrales au gaz varie significativement sur l'horizon projeté. En 2025, l'on observe un pic de production (+56% par rapport à 2020), le développement des énergies renouvelables n'étant pas suffisant pour combler la perte inhérente à la fermeture des unités nucléaires et l'augmentation de la demande d'électricité. En 2030, le développement de l'éolien, combiné à des importations plus élevées, entraînent une sollicitation plus faible (-50% par rapport à 2025) des centrales au gaz. Leur production repart ensuite à la hausse en 2035 et 2040 pour se stabiliser aux alentours de 40-44TWh.

L'évolution du mix électrique (figure droite du graphique 36) souligne la métamorphose complète du parc belge. En 2020, plus de la moitié de la production provenait encore de centrales « classiques ». Les centrales nucléaires représentaient alors 39% du mix et celles au gaz 33%. Les énergies renouvelables, biomasse et déchets compris, assuraient un peu plus d'un quart de la production. Dès 2040, la situation s'inverse : les renouvelables assurent plus de 60% de la production, tandis que les centrales « classiques » ne contribuent plus qu'à hauteur d'un tiers.

Vu l'ampleur de la production des sources d'énergie renouvelables dans les prochaines années, un examen plus approfondi n'est sans doute pas superflu.

Production renouvelable

Tout d'abord, rappelons que les énergies renouvelables se divisent en deux catégories : les sources intermittentes (solaire photovoltaïque, éolien et hydraulique au fil de l'eau) et les sources pilotables (géothermie, biomasse et déchets). Si les dernières peuvent être utilisées comme des centrales « classiques », la production des premières est tributaire des conditions météorologiques et ne peut donc être modulée à l'envie.

Il s'avère que la répartition entre ces deux catégories évolue au fil du temps. Avant 2015, la production renouvelable était dominée par les sources pilotables (83% en 2005 et 73% en 2010). En 2015, les deux types sont quasiment à parité, comme le montre la sous-figure droite du graphique 37. L'on constate ensuite une diminution progressive de la production sur base de biomasse et déchets, tant en niveau absolu que relatif. En 2050, celle-ci est inférieure à 1TWh.

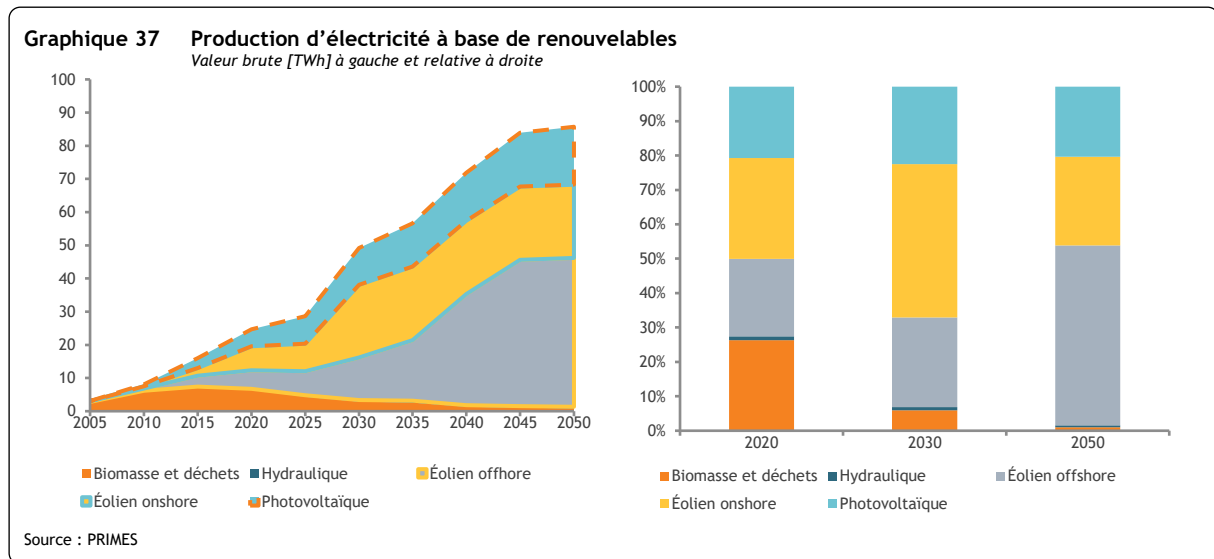
Si les sources d'énergie renouvelable intermittente progressent toutes, elles le font à un rythme différent.

En 2030, l'on peut remarquer un saut dans la production éolienne en mer. Cela correspond à la mise en service de la zone Princesse Elisabeth, permettant multiplier par 2,5 la capacité installée en mer du Nord. Avec cette augmentation, la production éolienne en mer représente près de la moitié de la production renouvelable en 2030. Comme expliqué avant, la capacité a été supposée constante entre 2030 et 2050, ce qui entraîne une production stable jusqu'à la fin de l'horizon projeté.

S'agissant de l'éolien terrestre, la croissance observée entre 2015 et 2020 se poursuit jusqu'en 2050, avec un taux annuel moyen de 7%. Ce faisant, la production culmine à 45TWh en 2050 et représente plus de la moitié de la production renouvelable (52%).

Avec une croissance annuelle moyenne de 4% entre 2020 et 2050, la production photovoltaïque atteint 17,5TWh en 2050. Malgré cette augmentation, la contribution du solaire photovoltaïque à la production renouvelable stagne aux alentours de 20% pour l'ensemble de l'horizon projeté.

Le potentiel hydraulique étant limité en Belgique, la production des centrales au fil de l'eau ne peut évoluer de manière comparable à celle de l'éolien ou du solaire. La mise en service de nouvelles stations en Wallonie permet toutefois de doubler de la production entre 2020 et 2035 (+247GWh).



c. Capacité de production

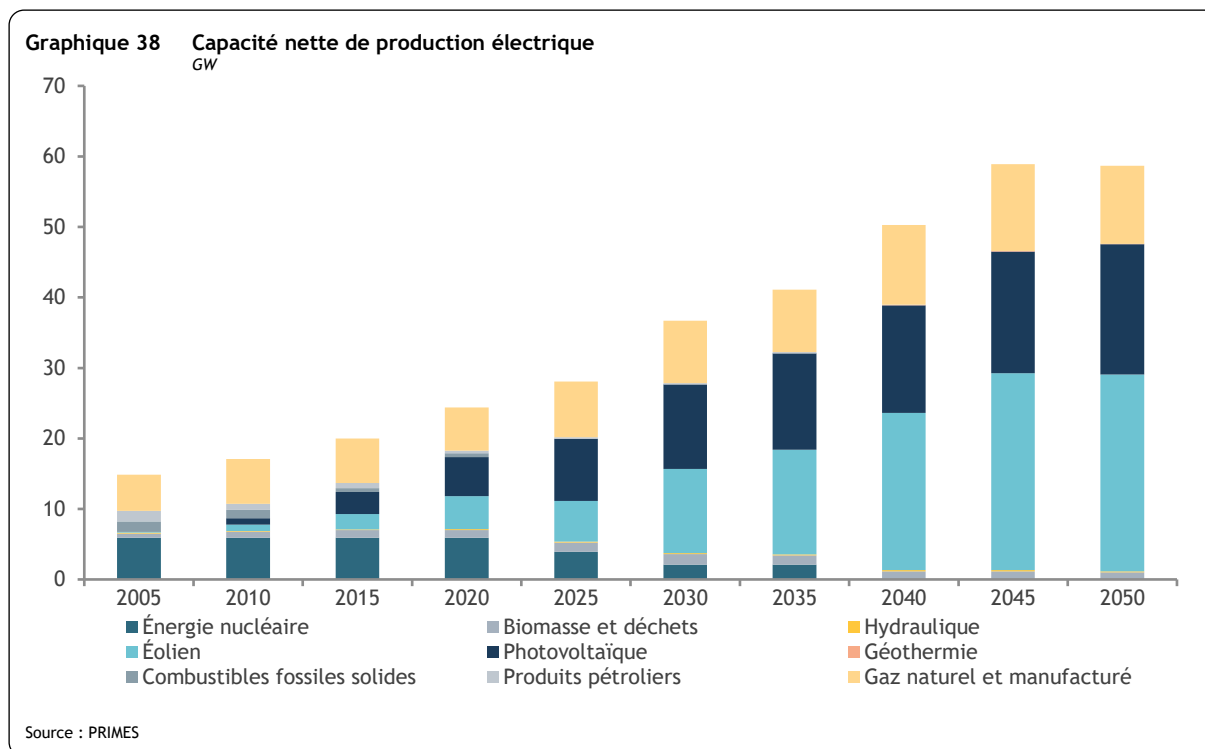
Jusqu'à présent, nous nous sommes concentrés sur la quantité d'électricité produite (ou consommée). Nous allons maintenant passer en revue l'évolution du parc de production en termes de capacités installées. Ces deux éléments peuvent progresser distinctement, comme nous allons le voir.

Sur base du graphique 38, l'on peut tout d'abord observer que la capacité installée est en augmentation monotone jusqu'en 2045, contrairement à la production (graphique 37). Elle se stabilise à 59GW en 2040-2050. En 30 ans, le parc de production multiplierait ainsi sa capacité par 2,4.

En comparant le graphique 36 et le graphique 38, l'on constate également que la capacité évolue plus rapidement que la production. Ainsi, sur l'intervalle 2020-2050, le taux de croissance annuel moyen de la première est de 3,0%, alors qu'il vaut 1,3% pour la seconde. Cela s'explique par la combinaison de trois éléments majeurs : les contraintes concernant les moyens de production, l'intégration massive de sources intermittentes et le besoin de garantir (à chaque instant) un équilibre entre la production et la demande.

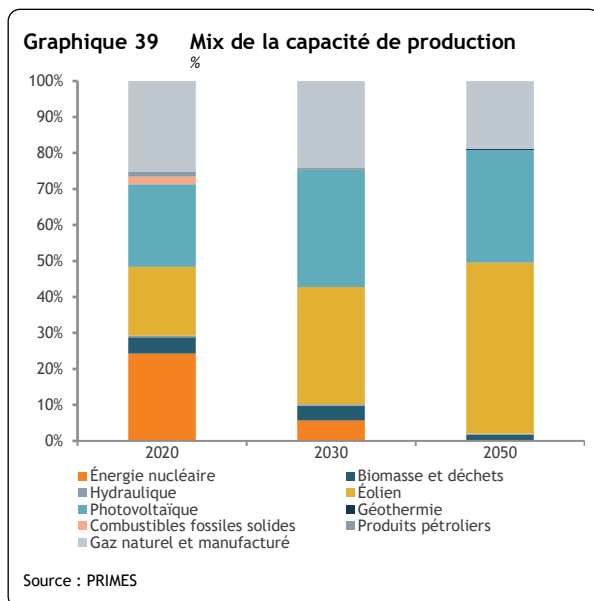
La fermeture progressive des unités nucléaires existantes et la prohibition d'en construire de nouvelles, associée au souhait de ne plus installer de centrales au charbon, restreint le choix des moyens de production. L'on a, d'une part, les renouvelables et, de l'autre, les centrales au gaz (naturel, dérivé, à hydrogène, ou de synthèse²⁸). D'un point de vue économique, les résultats de PRIMES indiquent que les conditions ne sont pas favorables pour le développement de centrales alimentées en hydrogène et en gaz synthétique. Il en va de même pour les unités brûlant de la biomasse qui disparaissent progressivement (sur le graphique 38). Il ne reste donc que deux alternatives : les sources d'énergie renouvelable intermittentes et les centrales au gaz naturel et dérivée.

²⁸ Par gaz de synthèse, l'on pense notamment au méthane créé sur base d'hydrogène et de CO₂.



Par définition, les sources d'énergie renouvelable intermittentes sont tributaires des conditions météorologiques. Leur production peut donc se trouver drastiquement réduite à certains instants de la journée (e.g. la nuit pour le photovoltaïque) ou à certaines périodes de l'année. Pour une capacité installée donnée, cela résulte en une production annuelle typiquement inférieure à celles de centrales « classiques ». A titre d'exemple, sur la période 2010-2020, une centrale nucléaire (resp. centrale au gaz) produisait en moyenne 6,1TWh/GW (resp. 4,6TWh/GW), alors que l'éolien en mer produisait 3,2TWh/GW, l'éolien terrestre 1,8TWh/GW et le solaire photovoltaïque 0,8TWh/GW. Cela explique que, plus la proportion de ces sources dans le parc électrique est importante, plus l'écart entre la production et la capacité installée se creuse.

De plus, l'on sait que la stabilité du réseau électrique requiert un équilibre permanent entre la demande et la production. Afin de pallier le manque de production solaire et éolien, en cas de conditions météorologiques défavorables, il importe de disposer d'unités commandables pouvant assurer la relève. Ces unités n'étant pas exploitées en continu, leur production annuelle se retrouve assez limitée. Cela creuse davantage l'écart entre l'augmentation de la capacité installée et de la production. A titre d'exemple, en 2025, les centrales au gaz totalisaient une capacité de 7,9GW et assuraient une production de 44,7TWh. Alors 3,2GW supplémentaires sont installés entre 2025 et 2050, leur production reste inférieure à 44,1TWh sur cette période.



De manière analogue à ce qui a été fait pour la production (figure droite du graphique 36), l'on présente, au graphique 39, l'évolution du mix de la capacité électrique. Ce graphique souligne, à nouveau, la mutation complète du mix à partir de 2030. Jusqu'à 2020 inclus, les centrales classiques formaient plus de la moitié du parc. Le nucléaire et les centrales au gaz étaient à quasi-parité. En 2040, les installations photovoltaïques et éoliennes représentent près de trois quarts du parc. Notons que, même si la capacité photovoltaïque évolue (graphique 38), sa part dans le mix stagne aux alentours de 30% entre 2030 et 2050.

La comparaison des mix de production (graphique 36) et de capacité (graphique 38) met en lumière des évolutions distinctes entre la capacité et la production. Citons trois exemples. En 2020 et 2030, alors que le nucléaire ne représente plus, respectivement, que 24% et 6% de la capacité installée, il assure encore 39% et 18% de la production totale. A contrario, le solaire photovoltaïque représente environ 30% dans le mix de capacité entre 2030 et 2050 alors qu'il stagne à 13% dans le mix de production. Enfin, l'évolution de l'éolien dans le mix de capacité est assez proche de celle dans le mix de production (39% vs. 33% en 2030, 48% vs. 44% en 2040, et 52% vs. 48% en 2050)).

d. Investissements et indicateurs financiers

Nous venons de voir que la capacité installée en Belgique augmenterait de 34GW entre 2020 et 2050. Ce développement touche principalement l'éolien (+23GW), le solaire photovoltaïque (+13GW) et, dans une moindre mesure, les centrales au gaz (+5GW). Le déploiement de ces capacités s'accompagne inévitablement d'investissements dans le secteur électrique. Ceux-ci font l'objet de cette section.

Avant d'entrer dans l'aspect économique, il convient de préciser que les capacités qui ont été présentées jusqu'ici correspondent aux valeurs installées à un instant donné. Effectuer la différence entre ces valeurs à deux instants donnés ne donne donc qu'une borne inférieure sur la capacité nouvellement installée. En effet, cela ne prend pas en compte le fait que d'anciennes centrales ont pu quitter le marché et être remplacées par de nouvelles. L'on ne peut donc se contenter de cette approche pour analyser les investissements financiers inhérents au développement du parc.

Le graphique 40 détaille, pour les quatre moyens de production principaux (éolien en mer et terrestre, solaire photovoltaïque et centrales au gaz), la manière dont la capacité évolue. De manière plus précise, pour chaque année cible, il présente la capacité déjà installée à l'année cible précédente (2010 étant utilisée pour l'année cible 2020), ainsi que les investissements et démantèlements opérés entre les deux années cibles. L'on constate que le modèle considère peu de démantèlements pour l'éolien en mer et l'éolien terrestre (seulement 1,3GW en 2050). Cela reste également limité pour le solaire photovoltaïque (0,8GW en 2020 et 3,1GW en 2050). La situation est toutefois plus dynamique pour les centrales au gaz :

4,5GW en 2040 et 3,3GW en 2050. Cela conduit aux besoins d'investissements résumés au tableau 11. L'on y constate que les investissements en capacité pour les centrales au gaz sont nettement plus élevés que les variations de la capacité installée ne le laissent penser : 6,7GW entre 2030 et 2040 (pour une variation de capacité de 2,2GW) et 3,1GW entre 2040 et 2050 (alors que la capacité installée chute de 0,2GW).

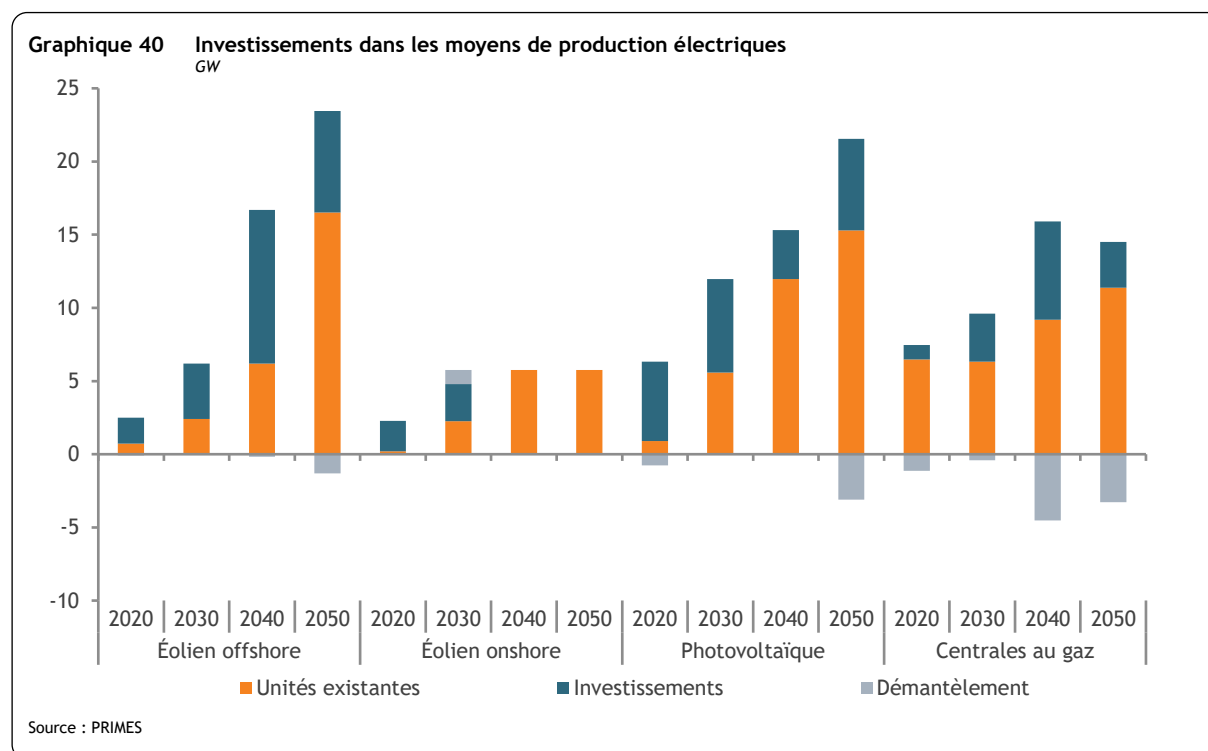


Tableau 10 Besoins en nouvelles capacités pour l'éolien, le solaire et les centrales au gaz²⁹
GW

Technologie	Période	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Éolien terrestre		3,8 (3,8)	10,5 (10,3)	6,9 (5,6)
Éolien en mer		2,5 (3,5)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Solaire photovoltaïque		6,4 (6,4)	3,4 (3,3)	6,3 (3,2)
Centrales au gaz		3,3 (2,9)	6,7 (2,2)	3,1 (-0,2)

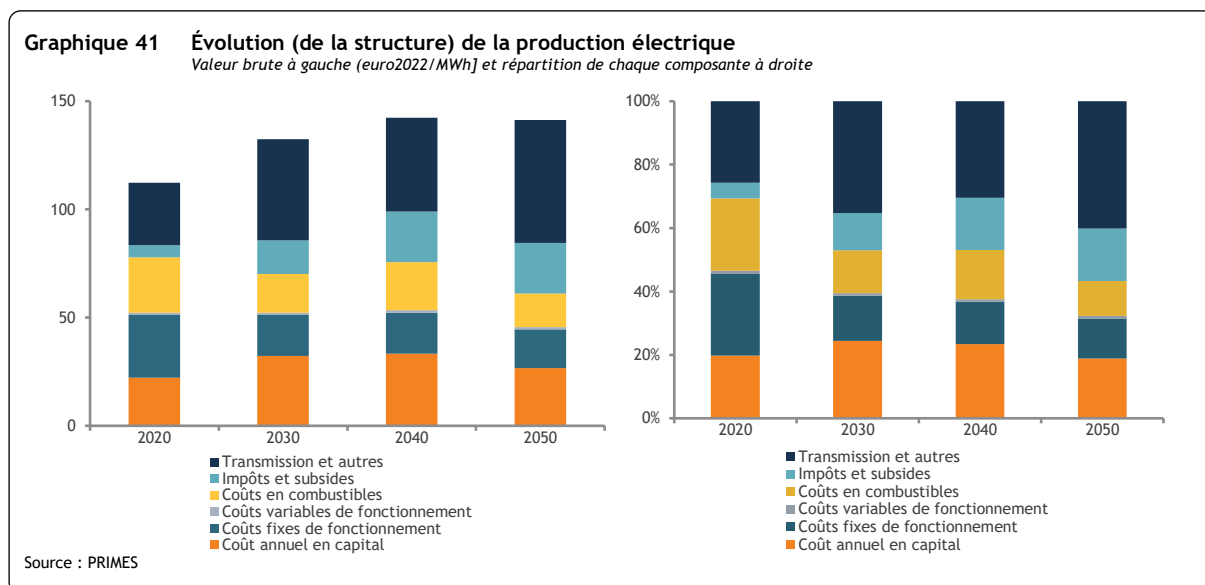
Les investissements financiers liés aux besoins en nouvelles capacités sont présentés au tableau 11. L'on peut y constater que les investissements les plus importants sont liés au déploiement de l'éolien, avec un total de 37,1 milliards d'euros entre 2020 et 2050. Pour les quatre technologies considérées, un investissement de 58,6 milliards d'euros sera requis d'ici 2050. Celui-ci se répartit assez équitablement entre les trois périodes (2020-2030, 2030-2040 et 2040-2050).

Tableau 11 Investissements financiers pour l'éolien, le solaire et les centrales au gaz
Millions d'euro2022

Technologie	Période	2020-2030	2030-2040	2040-2050	Total
Éolien		12538,0	14858,8	9684,4	37091,2
Solaire photovoltaïque		5005,4	2288,6	3958,1	11252,1
Centrales au gaz		2655,2	3948,4	2720,7	9324,7
Total		21516,9	21631,6	15421,3	58569,8

²⁹ A titre de comparaison, la variation de la capacité installée sur cette période est reprise entre parenthèses.

Nous concluons cette section par une analyse de l'évolution du coût moyen de l'offre d'électricité (graphique 41). Ce coût est défini comme le coût de production total divisé par la production nette, plus le coût de transport et autres coûts d'approvisionnement. Le coût de production comprend le coût annuel du capital, les coûts d'exploitation fixes et variables, ainsi que les coûts de combustible et les taxes.



En termes absolus, le coût de production de l'électricité va augmenter à partir de 2030, pour ne jamais revenir aux niveaux d'avant la transition climatique. Cette augmentation s'explique principalement par une augmentation de la part des coûts d'investissement amortis et des autres coûts d'approvisionnement (transport et autres). Par la suite, les coûts du carburant diminuent légèrement, pour être remplacés par un poids accru des taxes, via notamment une augmentation du prix de l'ETS.

e. Autres indicateurs

Dans les précédentes sections, nous avons étudié l'évolution de l'électricité appelée, la manière dont cette demande était satisfaite par les importations et la production indigène, ainsi que la façon dont la production se traduisait en termes de capacités. Quelques indicateurs supplémentaires nous semblent également utiles pour mieux cerner l'évolution du système électrique belge. Ceux-ci sont présentés au tableau 12.

Tableau 12 Indicateurs relatifs à la production d'électricité

Indicateur	Année	2020	2030	2040	2050
Rendement moyen de la production électrique [%]		44,2	59,1	75,6	77,0
Rendement moyen de la production thermique [%]		44,9	48,7	54,3	53,1
Émissions des centrales thermiques [MtCO ₂]		15,5	13,8	19,0	18,9
Taux d'utilisation moyen de la capacité [%]		39,7	26,7	26,1	25,0

Sans surprise, l'on constate que le rendement moyen de la production électrique augmente de manière monotone entre 2020 et 2050. Cela s'explique par la progression des sources d'énergie renouvelable dans le mix électrique. Par convention, ces sources ont, en effet, un rendement unitaire³⁰.

Le rendement des centrales thermique est sujet à une évolution à la hausse. Entre 2020 et 2050, il augmente de près de 20%. Cela s'explique, entre autres, par le remplacement progressif d'anciennes centrales au gaz par de plus performantes (cf. section d.).

Comme indiqué en section c. en d., la pénétration des sources intermittentes dans le réseau conduit à un taux d'utilisation plus faible de la capacité installée³¹. Ce taux passe ainsi de près de 40% en 2020 à 25% en 2050, soit une réduction de près de 40%. Son évolution n'est toutefois pas uniforme entre toutes les technologies, comme le montre le tableau 13.

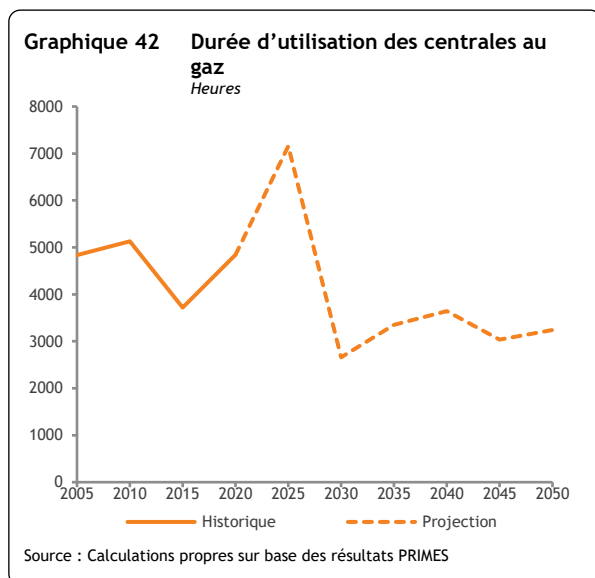
Tableau 13 Facteur d'utilisation moyen par technologie
%

Technologie	Année	2020	2025	2030	2040	2050
Éolien en mer		36,6%	42,0%	43,4%	43,7%	43,7%
Éolien terrestre		26,4%	23,6%	23,6%	23,2%	23,1%
Solaire photovoltaïque		10,5%	10,8%	10,6%	10,8%	10,8%
Centrales hydrauliques au fil de l'eau		28,5%	35,2%	35,5%	35,6%	35,4%
Centrales au gaz		55,2%	61,9%	26,9%	43,2%	43,5%
Centrales biomasses		36,2%	32,1%	22,7%	10,5%	6,9%

L'on constate que, pour le solaire photovoltaïque, les valeurs restent stables sur l'horizon projeté (10,8% en moyenne). Il en va de même pour l'éolien terrestre et les centrales hydrauliques au fil de l'eau. Leur taux d'utilisation moyen est, respectivement, de 23,2% et 35,4%. Pour l'éolien en mer, le taux d'utilisation moyen augmente légèrement en 2030 avec la mise en service d'éoliennes plus performantes dans la zone Princesse Elisabeth. Celui-ci passe d'une valeur moyenne de 38% en 2010-2025 à 43,7% en 2030-2050. L'on observe également que les centrales biomasses sont de moins en moins exploitées, leur taux d'utilisation est divisé par 6 entre 2050 et 2020. L'on note finalement que l'utilisation des centrales au gaz varie significativement en fonction de l'année.

³⁰ Celui-ci est défini comme le rapport entre l'énergie produite et l'énergie consommée. Les conventions Eurostat supposent que l'énergie « éolienne » (ou solaire) consommée correspond à l'énergie produite par l'éolienne (ou le panneau solaire photovoltaïque).

³¹ Pour rappel, le taux d'utilisation moyen (ou facteur de capacité) est défini comme le rapport entre la production « réelle » et la production maximale (soit la puissance nominale multiplié par la période considérée). Pour les sources d'énergie renouvelable intermittentes, le taux d'utilisation est donc (principalement) déterminé par les conditions météorologiques.



Le graphique 42 permet d'étudier plus en détail l'utilisation des centrales au gaz. La durée d'utilisation, qui y est présentée, correspond au nombre d'heures durant lesquelles la centrale serait utilisée si sa production était toujours réalisée à la puissance maximale. Elle s'obtient en multipliant le taux moyen d'utilisation par le nombre d'heures dans l'année (soit 8 760 pour une année non bissextile). L'on peut constater que, l'année 2025 mise à part, la durée d'utilisation se maintient en dessous du minimum historique de 2015. Avec une moyenne de 3 187h sur la période 2030-2050, les centrales au gaz sont donc moins sollicitées de 30% par rapport à la période 2000-2020 (4 574h).

4.3. Vue transversale

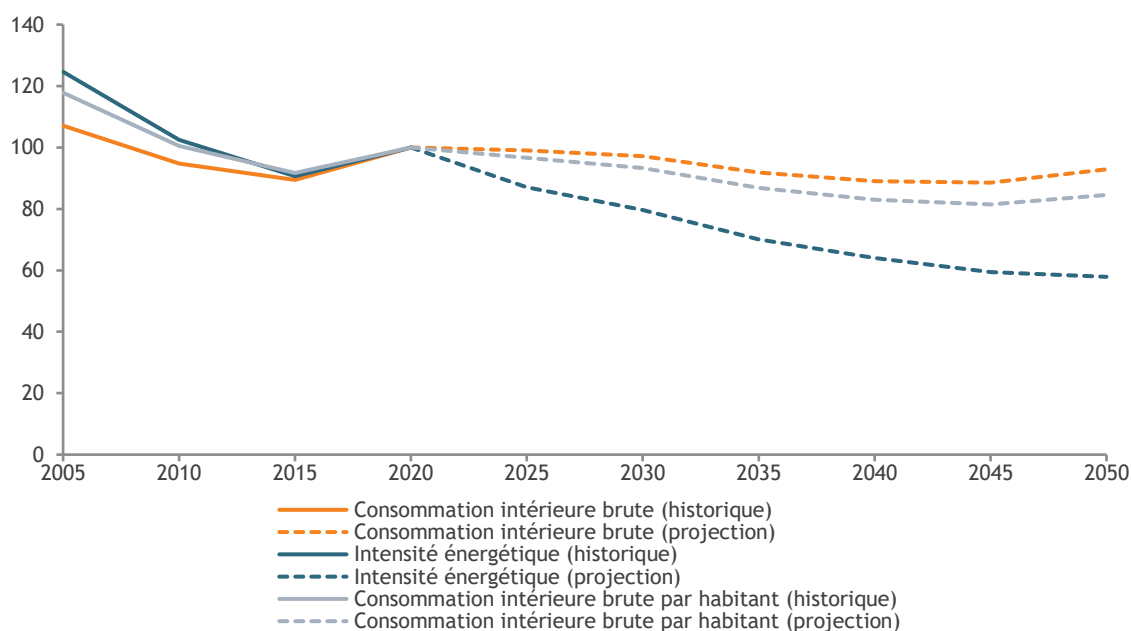
Dans les sections précédentes, nous avons adopté une approche strictement sectorielle. Nous avons examiné l'évolution de la consommation et de la production d'énergie, le choix de combustibles et de technologies, ainsi que certains indicateurs pertinents d'un point de vue socioéconomique. Dans cette section, nous présentons quelques indicateurs qui offrent une perspective transversale. Nous abordons la consommation totale intérieure d'énergie par rapport à l'offre et ensuite la question cruciale de savoir si la Belgique, compte tenu de nos choix d'instruments de politique, est en mesure d'atteindre les objectifs européens de 2030 en matière de réduction des émissions, d'efficacité énergétique et autres. Ce volet est suivi d'un bref examen de quelques grands indicateurs socioéconomiques.

4.3.1. Consommation intérieure et indépendance énergétique

Tant les besoins en énergie que l'offre à l'échelle nationale évolueront profondément sous l'influence de la transition. Cela aura des répercussions sur l'approvisionnement général en énergie de la Belgique. Cet approvisionnement est représenté par l'indicateur « consommation intérieure brute d'énergie », qui englobe la consommation de toutes les formes d'énergie qu'elles soient produites sur le territoire belge ou importées.

La consommation intérieure brute de la Belgique fluctue de façon modérée au long de la période de projection (graphique 43). L'évolution de la consommation intérieure brute par tête suit une tendance similaire. L'intensité énergétique est calculée par le rapport de la consommation intérieure brute sur le produit intérieur brut du pays. Elle diminue à un taux annuel de 1,8% de 2020 à 2050. En d'autres termes, le PIB belge nécessite de moins en moins d'énergie pour s'accroître. Il convient de noter cependant que cet indicateur ne prend en compte que l'énergie produite sur le territoire ou importée, mais pas l'énergie nécessaire à la production de biens produits hors de la Belgique.

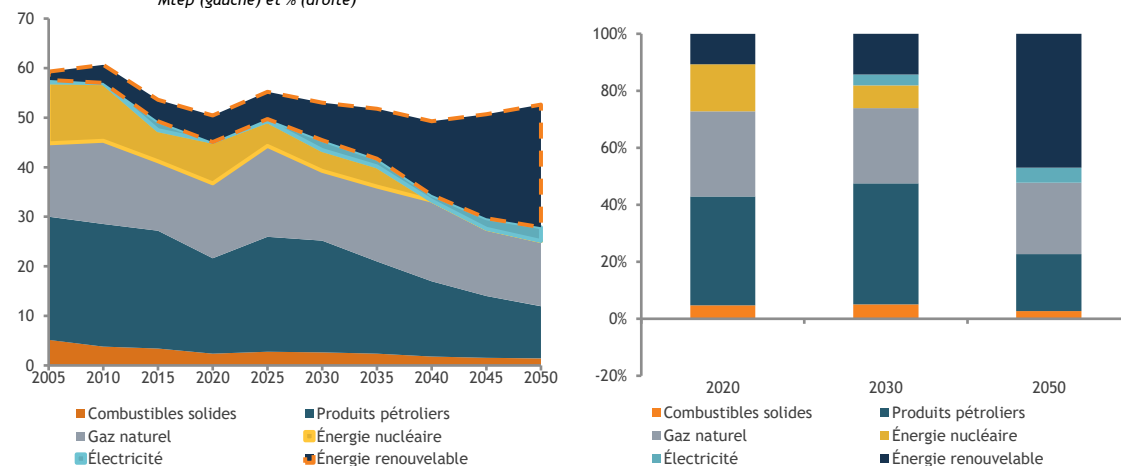
Graphique 43 Évolution de la consommation intérieure brute et de l'intensité énergétique
Index 2020=100



Source : PRIMES

Le graphique suivant approfondit l'évolution de la consommation intérieure brute par forme d'énergie. La demande intérieure brute se stabilise légèrement au-delà de 50 Mtep en 2050. L'amélioration de l'efficacité énergétique et les changements de source d'énergie précédemment évoqués jouent ainsi un rôle crucial pour atténuer l'impact du volume de l'activité économique et de la croissance démographique.

Graphique 44 Évolution de la consommation intérieure brute par forme d'énergie
Mtep (gauche) et % (droite)



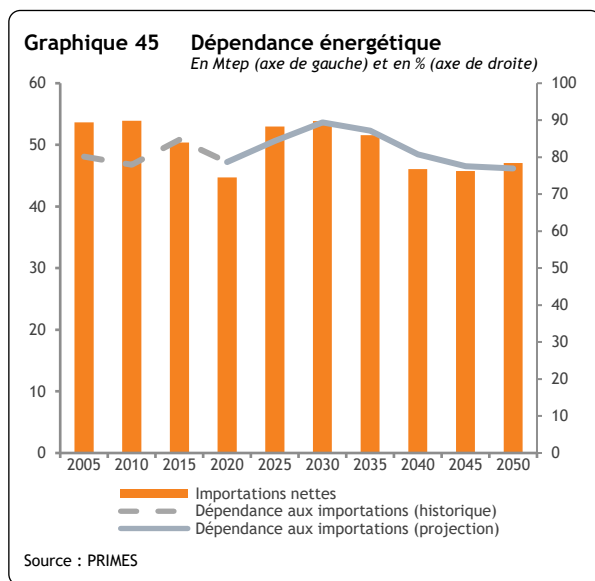
Source : PRIMES

Précisons ici quelques conventions statistiques. Dans le cas de l'énergie solaire et éolienne, le facteur de conversion utilisé pour traduire la production électrique en termes de consommation intérieure brute est de 1. Pour des technologies thermiques, ce facteur sera supérieur à 1. Dès lors, le recours croissant aux énergies renouvelables, notable à partir de 2025 et qui progressera de 6% chaque année jusqu'en 2050, entraîne une diminution de la consommation intérieure brute. En ce qui concerne l'énergie nucléaire, le facteur de conversion pour passer de la production électrique au produit intérieur brut est

établi à 3 par convention, équivalent à un rendement fictif d'un tiers. Par conséquent, l'arrêt des deux dernières centrales nucléaires en 2035 contribue à une réduction de la consommation intérieure brute.

Les combustibles fossiles ne se trouvent pas (ou plus) sur le territoire belge et sont importés. Le pétrole occupe actuellement une part significative de la consommation intérieure brute, mais sa contribution diminue de 38% en 2020 à 20% en 2050. La part du charbon, toujours utilisé dans l'industrie et la chimie, décroît de 5% en 2020 à 3% en 2050. De même, la part du gaz naturel connaît une légère baisse, passant de 30% en 2020 à 25% en 2050.

L'électricité dans la consommation intérieure brute est l'électricité nette importée. En 2020, les importations nettes d'électricité étaient légèrement négatives. Elles augmentent à 2 Mtep en 2030 et à 2.8 Mtep en 2050.



Le graphique ci-contre montre l'évolution des importations nettes d'énergie et de la dépendance énergétique (part des importations nettes dans la consommation intérieure brute). Les deux indicateurs fléchissent modérément. La dépendance énergétique de la Belgique atteint un pic en 2030, pour ensuite diminuer et se stabiliser en dessous des 80% en 2050.

Les importations nettes sont majoritairement composées des importations de pétrole et gaz naturel, même si ces combustibles cèdent du terrain entre 2030 et 2050 aux importations nettes d'énergie renouvelable (soit la biomasse car les autres SER sont considérées comme produites sur le territoire

belge.) et de fuels synthétiques. La biomasse importée peut se présenter sous trois formes : solide (bois, pellets, etc.), liquide (biocarburants) et gazeux (p.ex. biogaz).

4.3.2. Objectifs climatiques et énergétiques européens

Dans cette section, nous abordons une série d'objectifs européens imposés dans le cadre de la stratégie Fit-for-55 et examinons si notre pays, compte tenu des plus importants politiques convenues dans le Plan National Énergie-Climat, est en mesure de les atteindre.

Le plus connu d'entre eux est sans doute l'objectif en matière de gaz à effet de serre. Moins connus sont les objectifs relatifs aux énergies renouvelables fixés dans la directive du même nom, ainsi qu'un ensemble d'objectifs découlant de la directive sur l'efficacité énergétique. Nous abordons ces trois éléments majeurs de la législation européenne l'un après l'autre.

a. Objectifs en matière de gaz à effet de serre

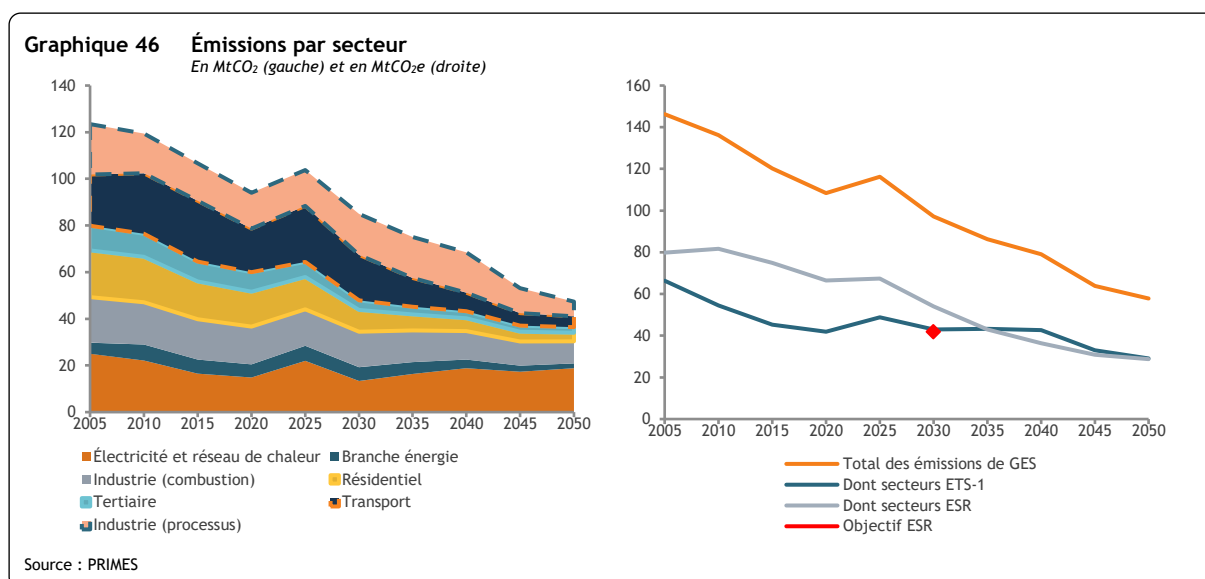
La Belgique s'est engagée à atteindre un objectif de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 47% d'ici 2030 par rapport à 2005, dans les secteurs non soumis au système d'échange de quotas d'émission (non-ETS) tels que le transport, les bâtiments, l'agriculture et les déchets. Cet engagement découle du règlement européen révisé sur le partage de l'effort (UE) n° 2023/857, communément désigné sous le nom Effort Sharing Regulation. Il est important de noter qu'aucun objectif de réduction des émissions n'est fixé au niveau national pour le secteur ETS, car ce secteur relève d'un instrument politique européen indépendant du cadre national.

A l'horizon 2050, l'Union européenne s'est fixé l'objectif d'atteindre des émissions nettes nulles et donc la neutralité climatique d'ici 2050 dans la proposition de loi européenne sur le climat³².

Le graphique 43 (section de gauche) présente les émissions de CO₂ par secteur. Les secteurs de production d'énergie tels que l'électricité, les réseaux de chaleur ou les raffineries montrent des réductions de CO₂ d'environ 30%. En revanche, l'industrie, combinant la combustion et les processus, réduira ses émissions de moitié entre 2020 et 2050. Il semble que le système d'échange de quotas d'émission (ETS), compte tenu des hypothèses de trajectoires établies dans le cadre de cette analyse, ne permette pas une réduction absolue des émissions, étant donné la croissance de l'activité économique et démographique. Il est également à noter qu'une partie de l'industrie n'est pas soumise à l'ETS et n'a fait l'objet que de mesures limitées dans cet exercice de projection. Les secteurs du bâtiment et du transport affichent des diminutions plus substantielles de leurs émissions au cours de la période de projection, soit respectivement 80% et 79%, découlant notamment des mesures annoncées.

Plus globalement, les secteurs soumis à la régulation Effort Sharing montrent une tendance décroissante de leurs émissions, mais n'atteignent qu'une réduction des émissions de 32% entre 2005 et 2030, soit en deçà de l'objectif européen, voir graphique 46 (partie de droite). Sur toute la période de projection, le secteur Effort Sharing voit ses émissions diminuer de 64%.

³² Proposition de règlement du parlement européen et du conseil (2021/0200) modifiant le règlement (UE) 2018/842 relatif aux réductions annuelles contraignantes des émissions de gaz à effet de serre par les États membres de 2021 à 2030 contribuant à l'action pour le climat afin de respecter les engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris



b. Objectifs en matière de sources d'énergie renouvelable

Outre l'objectif contraignant de partage de l'effort, la révision de la directive sur les énergies renouvelables (2023/2413) fixe un objectif contraignant d'une part d'énergies renouvelables de minimum 42,5% en 2030 au niveau européen, bien au-delà du minimum de 32% défini dans REDIII. La directive est entrée en vigueur le 20 novembre 2023 et prévoit une période de 18 mois pour transposer cet objectif au niveau national. Cela a donné lieu, provisoirement, à la fixation d'un objectif de 34% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en Belgique en 2030. Le scénario de base débouche sur une part de 24,1%, soit n'atteint pas l'objectif fixé par la REDIII.

Ce chiffre national cache toutefois des différences substantielles. Dans le secteur de l'énergie, cet objectif indicatif serait largement atteint. En revanche, dans le secteur résidentiel et du transport, la part des énergies renouvelables, telle que définie dans la directive, dans ces deux secteurs resterait inférieure à 34%, en dépit de progrès engrangés par rapport à 2020.

Tableau 14 Indicateurs liés à la Directive d'énergie renouvelable

	2020	2030	2050
Objectif indicatif belge 2030	13	34	-
Objectif indicatif belge en 2018	13	17,5	-
Scénario de base		24,1	45,6
RES Chauffage et refroidissement	9,9	22,4	39,4
RES Énergie	24,8	43,8	52,5
RES Transport	8,4	23,6	619,8

c. Objectifs en matière d'efficacité énergétique

La nouvelle directive sur l'efficacité énergétique, publiée en septembre 2023, fixe un objectif de réduction de -11,7% d'ici 2030 pour l'ensemble de l'Union européenne, défini comme une diminution de la demande d'énergie primaire par rapport au scénario de référence PRIMES de 2020. Les États membres se voient attribuer des objectifs nationaux indicatifs, en fonction d'une formule complexe qui prend notamment en compte leur capacité de charge. L'objectif correspond à une réduction annuelle moyenne

de -1,5%, ce qui est sensiblement plus rapide que les -0,8% par an prévus par la directive précédente de 2018. Pour la Belgique, l'objectif national serait de -13% (projet de Plan National Énergie-Climat).

Le tableau 15 présente l'évolution de la consommation d'énergie finale et primaire par rapport au scénario de référence PRIMES de 2020, ainsi que celle d'autres indicateurs liés à l'efficacité énergétique. Les résultats montrent que la Belgique, qui devrait réduire de 8% sa consommation finale, serait loin de l'objectif européen. À titre d'information, nous indiquons également le taux de rénovation annuel, ainsi qu'un indicateur de l'efficacité du chauffage et de la climatisation dans le résidentiel. Une autre directive européenne, la directive sur la performance énergétique des bâtiments, vise implicitement à doubler le taux de rénovation d'ici 2030. Cet objectif implicite ne serait pas atteint non plus.

Tableau 15 Indicateurs liés aux directives de l'efficacité énergétique

	2020	2030	2050
Énergie finale (vav. Ref 2020)		-7,9%	-19,1%
Énergie primaire (vav. Ref 2020)		+3,2%	+2,9%
Taux de rénovation	1,0%	1,5%	3,5%
Consommation de chaleur et froid résidentiel (kWh/m ²)	127,3	83,4	40,2

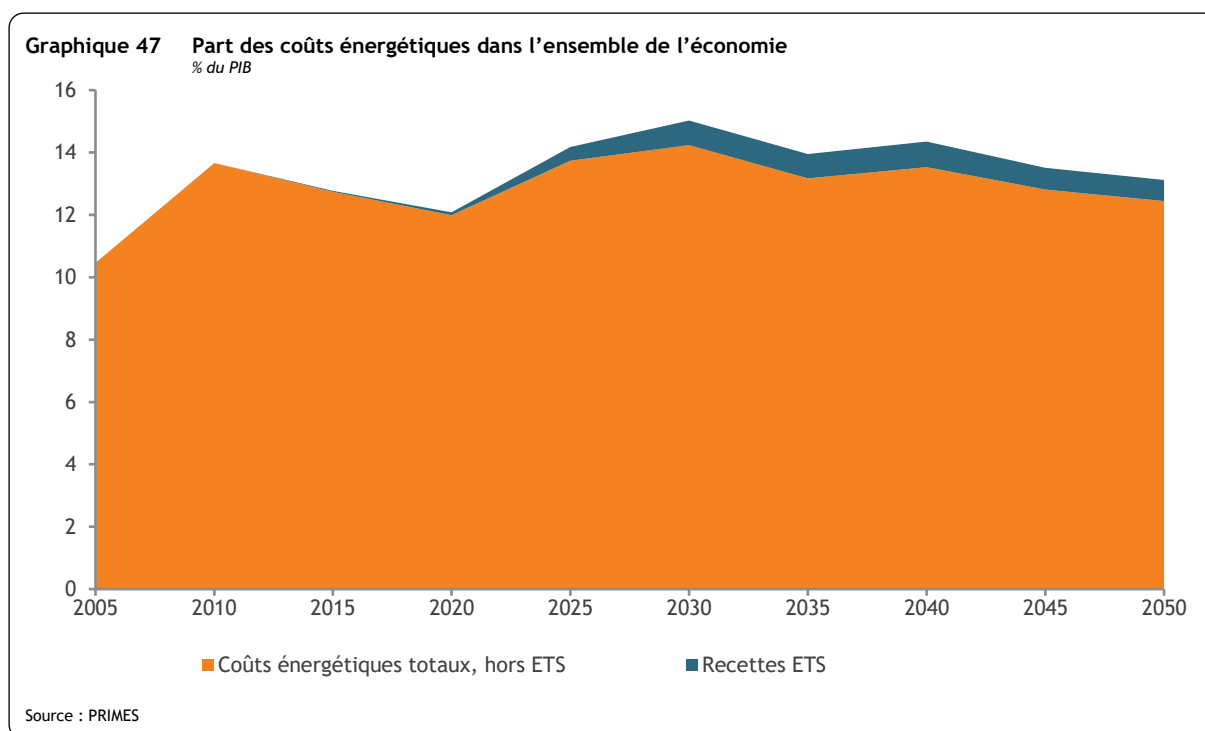
4.3.3. Indicateurs socio-économiques

Deux grandes tendances jouant un rôle plus ou moins important dans chaque secteur se dégagent des analyses sectorielles : une augmentation du coût de l'énergie dans son ensemble (au moins au début de la transition) et le poids croissant de l'investissement et du capital dans la structure des coûts des ménages. Dans cette section, nous présentons quelques indicateurs qui confirment cette tendance pour l'ensemble de l'économie.

a. Coûts énergétiques

Le graphique 47 met en lumière le coût total de l'énergie pour l'économie, en pourcentage du PIB. Entre 2020 et 2030, la part de l'énergie dans le PIB atteint des niveaux inégalés dans l'histoire récente. Par la suite, à mesure que les investissements dans les économies d'énergie produisent leurs effets, la part de l'énergie diminue légèrement sans toutefois atteindre les niveaux relativement bas du début de ce siècle.

Le même graphique indique également la part des recettes du système d'échange de quotas d'émission (à la fois dans l'ETS-1 et -2). Notons qu'en 2030, cela ne représente qu'une partie de la croissance globale des coûts. Cela suggère l'importance des dépenses d'investissement au cours de cette première période de transition, et l'importance des réglementations et des interdictions du PNEC qui déclenchent ces investissements.



Une même tendance se dégage pour les dépenses énergétiques des ménages (tableau 16). La part de l'énergie dans les dépenses totales des ménages atteint un niveau record vers 2030. Cette augmentation est essentiellement due aux dépenses consacrées aux appareils et dispositifs, dont la part augmente de 1,4 point de pourcentage. Après 2030, les dépenses en combustibles diminuent progressivement pour atteindre des niveaux historiquement bas. Ce sont alors les dépenses d'investissement qui occupent une place prépondérante dans les dépenses des ménages. Cette évolution reflète le schéma décrit précédemment pour le secteur résidentiel, où nous avons observé une vague d'investissements dans les technologies de chauffage économes en énergie aux alentours de 2030.

Tableau 16 Dépenses en énergie des ménages
% de la consommation privée

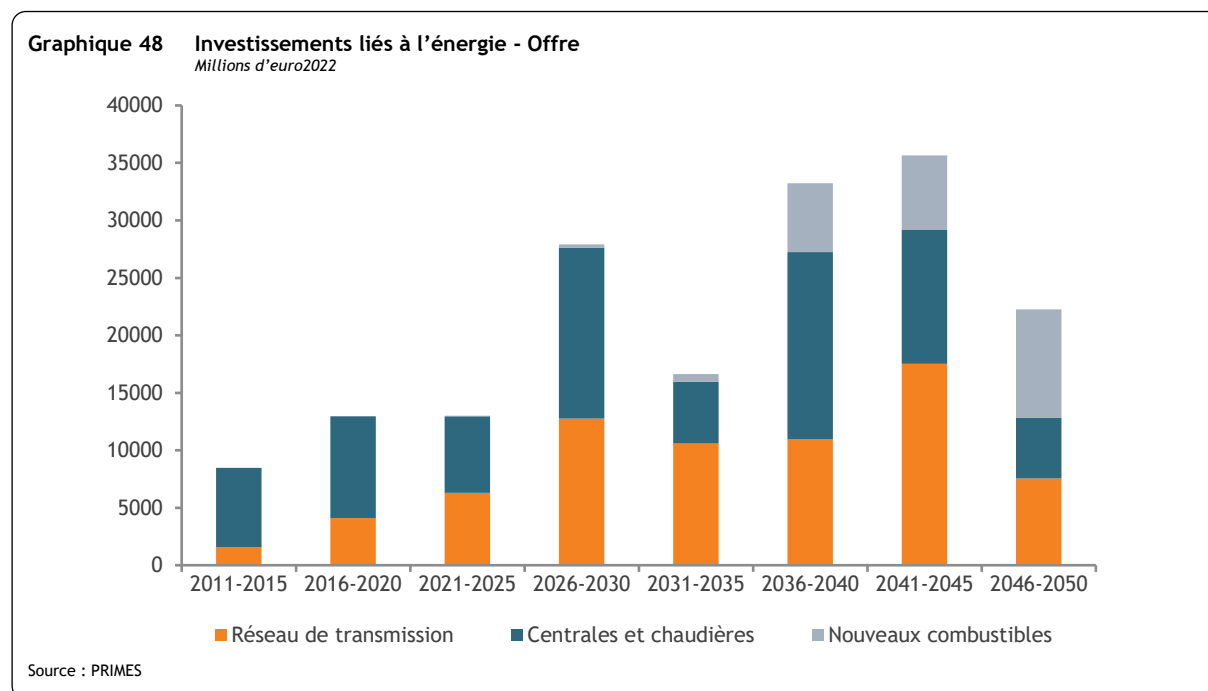
	2020	2030	2050
Combustibles	3,8	4,1	2,3
Capital	2,2	3,6	2,4
Total	6,0	7,7	4,7

b. Dépenses d'investissement

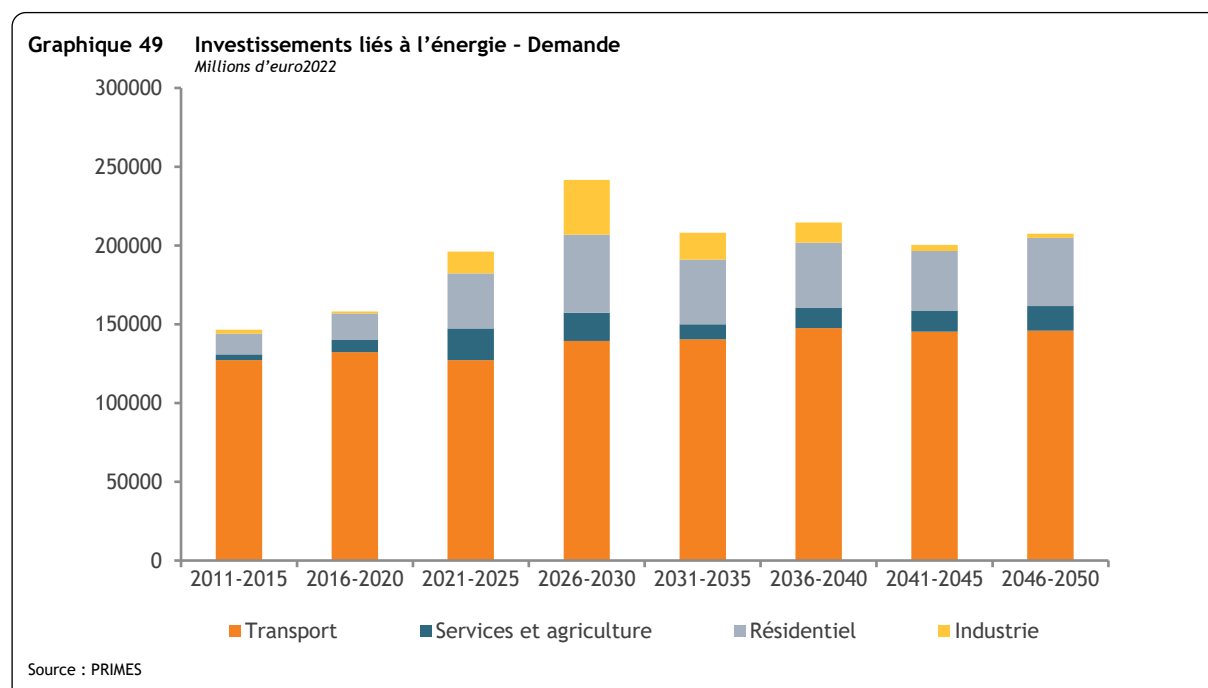
Ce qui est vrai pour les ménages l'est aussi pour le reste de l'économie. La transition énergie-climat promet un choc d'investissement d'une amplitude macroéconomique. C'est évident même dans ce scénario, où les politiques simulées s'avèrent insuffisantes pour atteindre les objectifs fixés pour 2030 et le sont davantage encore pour l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050.

Deux graphiques illustrent ces propos. Le premier montre les investissements liés à l'énergie du côté de l'offre qui englobe la production, le transport et la distribution d'électricité. Les montants des investissements sont exprimés en pourcentage du PIB. Au cours de la seconde moitié de cette décennie, ces investissements atteignent des proportions sans précédent par rapport aux dernières années, en raison de la construction de nouvelles centrales électriques et des investissements dans le réseau électrique.

Viennent s'ajouter, à partir de 2035, les investissements dans la production de nouveaux carburants, en particulier l'hydrogène vert.



Du côté de la demande, comme de l'offre, la seconde moitié de cette décennie est cruciale. C'est à ce moment-là que les secteurs tertiaire, résidentiel et industriel réaliseront des investissements records. Dans le secteur résidentiel, et dans une moindre mesure dans le secteur tertiaire, ces investissements restent importants par rapport aux niveaux historiques. Dans le secteur du transport, le volume des investissements a une tendance stable. Elle s'explique par l'évolution séculaire à la baisse du coût des véhicules, qui compense que partiellement un passage du moteur à combustion interne aux technologies propres, encouragé par les politiques.



5. Conclusion

Ce rapport a montré que, étant donné notre choix (prudent) de stratégies élaborées à partir du projet de Plan National Énergie et Climat, la courbe probable de réduction des émissions ne permettra pas d'atteindre les objectifs définis au niveau européen. Dans tous les secteurs régis par les règles de l'ESR, la réduction d'ici 2030 sera d'environ 32%, soit largement sous les 47% imposés par l'ESR et les 42,6% fixés par le PNEC. Un aperçu sectoriel montre toutefois que les mesures annoncées pourraient permettre de réaliser des réductions considérables dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Si la Belgique n'atteignait pas non plus l'objectif de 34% d'énergies renouvelables en 2030, les avancées réalisées dans le secteur de la génération d'électricité devraient néanmoins être substantielles.

Sur le long terme, en 2050, l'objectif zéro émission nette n'est pas envisageable en tenant compte d'un ensemble d'hypothèses prudentes sur l'évolution des prix dans les systèmes d'échange de quotas d'émission. Cela suggère qu'en l'absence de changements technologiques majeurs, des politiques contraignantes seront nécessaires pour atteindre une transition complète.

Les résultats soulignent les impacts socio-économiques de la transition. Les coûts pour les ménages et la plupart des entreprises présenteront la forme d'un U inversé, augmentant autour de 2030 avant de se stabiliser à mesure que les investissements dans le domaine des économies d'énergie commencent à payer. Les coûts resteront toutefois élevés dans certains secteurs industriels. Une autre constatation concerne l'augmentation du poids des coûts d'investissement dans la facture énergétique totale des ménages et entreprises.

Dans une prochaine publication, nous explorerons des voies permettant de nous rapprocher des objectifs climatiques fixé à l'horizon 2030 et de la neutralité climatique en 2050. Le potentiel de la taxe carbone, ainsi que ses limites probables, est un candidat de choix. Le Plan National Énergie et Climat lui-même, et plus particulièrement les politiques que nous avons laissées de côté, évoque des mesures « bottom-up » pouvant servir d'alternative à une taxe carbone. Dans le secteur des transports, on pense à des mesures visant à accélérer l'électrification, comme une interdiction des moteurs thermiques au niveau national d'ici 2029. Dans le secteur de la construction, le plan suggère d'envisager une sortie plus volontariste du gaz comme source de chauffage. Le potentiel de la tarification par rapport à la réglementation pour atteindre les objectifs de réduction des émissions sera également examiné.

Le scénario de référence, tout comme les variantes mentionnées ci-avant, s'attardent sur le côté "demande" du système énergétique. Comparativement, le côté approvisionnement et le potentiel technique et économique de différents vecteurs énergétiques n'ont pas été examinés en détail. Les problèmes de sécurité d'approvisionnement et de fourniture n'ont également pas été abordés. Cependant ces questions sont cruciales pour la prise de décision stratégique relative aux infrastructures. Dans un monde où l'autonomie stratégique est devenue bien plus qu'une expression à la mode, une étude approfondie de l'approvisionnement intégrant un scénario de décarbonation aurait assurément sa place.

Nous concluons en soulignant les limites inhérentes au modèle PRIMES. Comme dans tout modèle de "bottom-up", PRIMES a tendance à considérer la richesse des détails technologiques aux dépens d'autres hypothèses simplificatrices. En utilisant un seul agent représentatif des ménages, il fait abstraction de

leurs différences de capacités financières qui les rendent inégaux face aux besoins d'investissements projetés. Un exercice de microsimulation pourrait enrichir la présente analyse en mettant le doigt sur les ménages vulnérables spécifiques qui pourraient être ciblés par une politique d'accompagnement. En tant que modèle d'équilibre partiel, il fait également abstraction d'interactions plus larges avec l'économie. Enfin, et c'est le point le plus crucial, il part du principe que les investissements nécessaires, qui ont une portée macroéconomique, peuvent se faire à un coût constant. La levée de cette hypothèse requerrait de lier PRIMES à un modèle macroéconomique.

Bibliographie

- Duyck, J., N. Fasquelle, Nevejan, H. et Vandresse, M. (2023), *Perspectives démographiques 2022-2070*, Bureau fédéral du Plan Perspectives.
- E3Modelling (2018), *PRIMES Model Version 2018, Detailed Model Description*.
- État Fédéral (2023), *Projet de proposition de mise à jour du Plan Federal pour l’Energie et le Climat 2021-2030, version 21/04/2023*.
- Fotiou, T., Capros, P. and P. Fragkos (2022), *Policy Modelling for Ambitious Energy Efficiency Investment in the EU Residential Buildings*, Energies 15.
- Conseil Supérieur des Finances (2022), *Comité d’Étude sur le Vieillissement : Rapport Annuel*.
- International Energy Agency (2022), *World Economic Outlook 2022*.
- IMF (2023), *Fiscal Policy Options to Accelerate Emissions Reductions in Belgium*, International Monetary Fund, 2023(099).
- Gouvernement de la RBC (2023), *Plan Régional Air-Climat-Energie – 3ième Lecture*.
- IPCC (2024), *Greenhouse gas emission inventory*
- Umwelt Bundesamt (2022), *Rahmendaten fuer den Projektionsbericht 2023*, FKZ 3722 41 511 0.
- Varga, J., Roeger, W. and J. in ’t Veld (2021), *E-QUEST – A Multi-Region Sectoral Dynamic General Equilibrium Model with Energy*, Discussion Paper 146.
- Vlaamse Overheid (2023), *Ontwerp Vlaams Energie- en Klimaatplan 2021-2030*, VR 2023 1205 DOC.0518/2TER.
- Gouvernement Wallon (2023), *Plan Air Climat Energie 2030 de la Wallonie – PACE 2030, version 21 mars 2023*.

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.

Rue Belliard 14-18, 1040 Bruxelles

+32-2-5077311

www.plan.be

contact@plan.be

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

Éditeur responsable : Baudouin Regout

Dépôt Légal : D/2024/7433/26