

LE TRILEMME ENERGETIQUE

LE TRILEMME ENERGETIQUE

UNE EXPLORATION DU
PAYSAGE BELGE DE L'ELECTRICITE
EN L'AN 2030

Johan Albrecht
Sam Hamels
Lennert Thomas

Ce livre est une édition de Itinera Institute

© Les auteurs

SKRIBIS est la plateforme de publication de l'imprimerie Nevelland Graphics.
Les publications de Skribis sont éditées à compte d'auteur.

SKRIBIS – Nevelland Graphics cvba-so
Industriepark-Drongen 21
9031 Gent
Tel. 09 244 72 68
info@skribis.be
www.skribis.be

Mise en page: Karakters, Gent
Couverture: Nevelland Graphics

Johan Albrecht, Sam Hamels & Lennert Thomass
Le trilemme énergétique
Une exploration du paysage belge de l'électricité en l'an 2030
Gand, 2017, 130 p.

ISBN 978 90 736 2673 7
D/2017/3988/33

*Le présent ouvrage ne peut être, en tout ou en partie,
reproduit et/ou publié par voie d'impression, de photocopie,
de microfilm ou par tout autre procédé sans accord écrit préalable de l'éditeur.*



Préface	7
1 Introduction	9
Tout change	10
Welcome to Belgium, the international leader in electric intelligence!	11
Un projet énergétique intégrateur	11
Questions clés	12
Trilemme	13
La dimension européenne	14
Approche : analyse en scénarios	15
2 Explication d'exercice de modélisation et des hypothèses	27
Demande d'électricité	29
Parc de production	33
Pseudo-capacité	42
Méthodologie et modèles	53
Cadre d'analyse	54
Exemple de simulation	68
3 Résultats	71
Introduction	72
Analyse des centrales au gaz	75
Analyse du coût économique	79
Analyse des émissions de CO ₂	86
Analyse des surplus	91
Comment remplacer la capacité contrôlable par des importations ?	93



Analyse du stockage en batterie	94
Analyse de la demande flexible (DSM)	100
Subsides futurs en Belgique	102
Les prix de marché pourront-ils augmenter d'ici 2030 et rendre les subsides superflus ?	105
4 Conclusions et recommandations politiques	109
Sécurité énergétique -> capacité gaz	110
Coût le plus bas -> scénario nucléaire, mais...	111
Facture des subsides	113
CO ₂ -> scénario radical	115
Nuclear or radical, that's the question...	116
VE, DSM, batteries stationnaires ne sont pas des solutions magiques	117
5 Questions et réponses	119
Est-il technologiquement possible de fermer les centrales nucléaires comme prévu actuellement ?	120
Quelle est la capacité de remplacement nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement lors de la sortie du nucléaire ?	120
Dans quelle mesure une forte diminution de la demande peut-elle limiter les besoins de capacité de remplacement ?	120
Quel est le surcoût économique des investissements dans la capacité de remplacement ?	121
Comment cette capacité de remplacement sera-t-elle développée ?	
Sous l'action de l'offre et de la demande ou par des décisions politiques ?	122
La politique actuelle est-elle adéquate ? Faut-il l'adapter ?	124
Quelles sont les conséquences écologiques – limitées aux émissions de gaz à effet de serre – de la sortie du nucléaire ?	128
L'importation à moindre coût des pays voisins n'est-elle pas la solution la plus simple ?	129
Quel sera le rôle des « nouvelles » technologies ou des « nouveaux » concepts comme l'avènement des véhicules électriques, le Demand Side Management (DSM) et les batteries stationnaires ?	129

Préface

Le trilemme énergétique : la perspective d'une politique énergétique stratégique

Peut-on fermer nos vieilles centrales nucléaires ? Comment garantir la sécurité d'approvisionnement ? Et à quel coût ? Pour soutenir le développement d'une stratégie énergétique durable, Itinera propose le cadre du trilemme énergétique. Notre système électrique doit être simultanément fiable, durable et financièrement soutenable. Peut-on concilier ces trois objectifs ?

Cet ouvrage guide les dirigeants politiques dans des considérations étayées en matière de capacités de production nécessaires, d'émissions de CO₂ et de coûts systémiques. Dans le cadre d'une analyse basée sur des scénarios, nous montrons comment diverses combinaisons de centrales au gaz, de capital renouvelable – y compris ou non de la biomasse –, de capacités de stockage, de gestion de la demande, de réduction de la demande et d'importation d'électricité offre une sécurité énergétique en cas de sortie du nucléaire. Chaque combinaison présente des performances différentes dans les différents critères du trilemme énergétique. La dimension qui sera privilégiée – sécurité d'approvisionnement, durabilité, soutenabilité financière – reste un choix politique.

Utiliser le trilemme dans les choix stratégiques

Notre analyse démontre qu'il est possible de fermer les centrales nucléaires, mais qu'une politique ambitieuse est indispensable pour constituer la capacité de remplacement nécessaire et minimiser les conséquences de la sortie du nucléaire en termes de CO₂ et de coût.

Si cependant l'intention était de maintenir **en service les centrales nucléaires plus longtemps** que prévu actuellement, il est préférable que le gouvernement prolonge la durée de vie des centrales aujourd'hui même. Un flou concernant l'exécution de sortie du nucléaire freinera investissements et aura toujours un coût. À qui profiterait une politique où les décisions sont retardées autant que possible ?

Le maintien d'une partie de la capacité nucléaire offre plusieurs avantages non négligeables : une facture totale plus légère à court terme en raison du report des investissements de remplacement et des émissions de CO₂ plus faibles pour la production d'électricité dans notre pays. Par ailleurs, notre analyse démontre qu'il est possible d'éviter une forte hausse des émissions de CO₂ par une combinaison de réduction de la demande (de crête) et de lourds investissements en capacité renouvelable et de stockage.



Une politique de subsides transversaux reste nécessaire, quelle que soit la stratégie.



Tous les scénarios concluent que des centrales au gaz supplémentaire sont nécessaires pour garantir la sécurité énergétique en 2020. Notre analyse démontre que des incitants, comme des mécanismes de capacité, seront indispensables pour déclencher de nouveaux investissements et maintenir la capacité gazière existante sur le marché. Les incitants adéquats ne sont pas uniquement nécessaires pour les centrales au gaz. Il faudra continuer à soutenir l'énergie renouvelable, et une baisse de la demande (de crête) exige une politique d'efficacité énergétique ambitieuse. Par ailleurs, les voitures électriques présentent assurément une opportunité en matière de technologie de stockage, mais elles doivent également être soutenues par des investissements (notamment dans l'infrastructure de rechargement). En bref, il est essentiel de développer un cadre politique cohérent avec un travail sur mesure par technologie. À cet égard, on n'oubliera pas de tirer les enseignements du passé, et notamment des subsides beaucoup trop élevés accordés pour des technologies trop coûteuses. Quels que soient les choix qui seront opérés, notre analyse démontre que le coût de l'électricité va augmenter d'ici 2030. C'est important pour la compétitivité de nos entreprises, mais aussi pour le pouvoir d'achat des ménages. Nos responsables politiques devront formuler une réponse adéquate à ce défi.

- Pour restructurer le cadre politique, cet ouvrage livre une vision concrète des aspects suivants :
- La composition du parc de production durant la période 2025-2030 avec une distinction entre les actifs qui seront spontanément disponibles – à la suite du fonctionnement normal du marché – et les actifs qui pourront avoir besoin d'une forme de soutien ;
- Un cadre temporel par catégorie d'actifs afin que l'évolution vers un parc de production donnée ne soit pas amorcée trop tard ;
- La détermination des mécanismes de soutien adéquats pour déclencher les investissements nécessaires, le chiffrage de leurs coûts et la répartition des subsides entre les différents secteurs économiques ;
- Une estimation du potentiel de réduction de la demande d'électricité dans tous les secteurs économiques à moyen et long terme, l'identification des instruments politiques les plus adéquats et une estimation du prix de revient et des dépenses périphériques à respecter pour mobiliser ce potentiel ;
- L'intégration de toutes les mesures stratégiques nécessaires à la résolution du trilemme énergétique.

1



Introduction

Tout change

Panta rhei. Les philosophes présocratiques savaient que tout « coule » ou évolue en continu. Ce changement permanent est particulièrement visible dans le paysage énergétique. Nous sommes aujourd'hui confrontés à une suroffre de pétrole, alors qu'on prédisait encore un baril à 200 \$ à l'horizon 2022 il y a dix ans. Avec l'Accord de Paris sur le Climat de 2015, la communauté internationale a également formulé des objectifs ambitieux afin de limiter le changement climatique à 1,5°C. L'élection de Donald Trump ne doit pas nécessairement remettre en cause cet engagement. La révolution renouvelable est inéluctable. Non seulement le coût des panneaux solaires et des projets éoliens a beaucoup baissé, mais le prix de revient des batteries semble suivre une trajectoire identique, de sorte qu'une technologie de stockage relativement bon marché permet peu à peu d'exploiter la production d'électricité renouvelable quelles que soient les conditions météorologiques. La voiture électronique n'est encore qu'un produit de niche coûteux, mais tous les constructeurs automobiles proposeront un grand nombre de familiales électriques attrayantes d'ici 2025. Les voitures étant à l'arrêt pendant 90% du temps, leurs batteries constituent également un capital inexploité qui pourrait en principe fournir certains services au réseau électrique. L'avènement de la voiture autonome va modifier l'organisation de la mobilité privée. Pourquoi encore posséder une voiture personnelle à peine utilisée s'il est possible d'appeler une voiture autonome partagée avec son smartphone pour chaque déplacement que l'on souhaite effectuer ? Ce même smartphone permet également de gérer activement la consommation et la production d'électricité. Par exemple, si chaque ménage pouvait activer son réfrigérateur, son congélateur, son lave-vaisselle, sa machine à laver, sa pompe à chaleur, son système de ventilation et ses batteries en fonction du prix de l'électricité, la demande d'électricité s'adapterait davantage aux conditions de marché. Il serait ainsi possible de faire l'économie de plusieurs centrales destinées à répondre aux pics de consommation.

Pour « décarboniser » à la fois le transport routier et la demande résidentielle d'énergie, un système électrique fiable, durable et abordable revêt une importance essentielle. La voiture électrique offre un potentiel certain, mais que se passera-t-il si le consommateur s'inquiète de possibles black-out l'hiver ? Et comment le prix de l'électricité évolue-t-il dans notre pays ? N'y a-t-il pas davantage de limite dans ce domaine ? Le consommateur est capable de calculer, et s'il s'attend à une escalade des prix de l'électricité, une voiture à combustion essence très efficace pourrait bien être le grand vainqueur de la révolution énergétique. N'est-il pas étrange tout de même que de nombreux dirigeants politiques jouent si volontiers la carte de la voiture électrique dans les pays où les prix de l'électricité sont les plus élevés ?

Welcome to Belgium, the international leader in electric intelligence!

Dans le paysage énergétique du futur, les producteurs de véhicules ne seront pas les seuls acteurs à jouer un nouveau rôle. Dans un environnement de marché caractérisé par un consommateur actif, il est nécessaire de traiter une énorme masse d'informations chaque seconde pour coordonner et optimiser toutes les activités. L'analyse de ces informations engendrera de nouveaux modèles économiques et des opportunités que nous ne pouvons évaluer aujourd'hui. Une région ou un pays pourrait même se profiler dans cette quête du paysage énergétique intelligent de 2030. *Belgium, the international leader in electric intelligence!* Ce pourrait être un message séduisant dans les terminaux de Brussels Airport. Et pourquoi pas ? Les entreprises énergétiques belges – producteurs et gestionnaires de réseaux – possèdent une grande expertise et suivent de près les nouvelles possibilités technologiques. Nos entreprises et nos instituts de connaissances se montrent également très performants en termes d'informatique, de Big Data et de développement d'algorithmes complexes. Pour exploiter ces opportunités, une attitude proactive de toutes les parties concernées – y compris les dirigeants politiques – est cependant essentielle.

Une rupture de tendance de la politique énergétique ne serait pas un luxe. La politique énergétique belge après 2000 peut se résumer comme suit : une vision variable et perturbatrice de la sortie du nucléaire, des subsides très coûteux pour les panneaux solaires et coûteux pour les parcs éoliens offshore, et une hausse de la facture des ménages et des entreprises. Si par comparaison nous résumons brièvement la politique de mobilité, nous en arrivons à l'absence d'une réaction claire à la congestion croissante et très coûteuse, une baisse du nombre des voyageurs en bus et en tram, et des trains dont la ponctualité laisse de plus en plus à désirer. Rien de très enthousiasmant. En l'absence d'un système de taxation au kilomètre, le partage de la voiture électrique autonome offre peut-être une partie importante de la solution.

Un projet énergétique intégrateur

Les solutions à des problèmes prégnants ne tombent pas du ciel. Le risque existe que le calendrier de la sortie du nucléaire déjà bouclé soit encore modifié à plusieurs reprises au cours des dix prochaines années, voire que nous utilisions toujours nos vieilles centrales nucléaires après 2030. Rien ne garantit en outre que nous enregistrerons beaucoup de progrès en matière de mobilité intelligente au cours des dix prochaines années – indépendamment des véhicules autonomes. Il est aussi probable que les embouteillages continuent à s'accumuler jusqu'à ce que

faute d'alternative, un nombre croissant d'entreprises quittent Bruxelles ou Anvers – voire, par extension, notre pays – pour transférer une partie des flux de voitures de société généreusement subventionnées en dehors des agglomérations. L'alternative est le développement de systèmes électriques intelligents basés sur l'énergie renouvelable, des technologies de stockage et un consommateur actif. On pourrait ainsi imaginer le développement de plates-formes qui permettent d'optimiser l'utilisation de voitures ou minibus électriques autonomes dans la lutte contre la congestion, par exemple. Et qu'en 2030, la Belgique soit une région modèle que des délégations d'économies émergentes viendront visiter pour observer comment nous avons transformé le risque de black-out en une opportunité de créer de la valeur ajoutée à l'aide de technologies durables et intelligentes.

Naturellement, nous ne pouvons pas choisir l'avenir. Mais en tant que société, nous pouvons choisir l'orientation de notre mobilisation. Optons pour un projet intégrateur dont les fers de lance seraient la durabilité et l'intelligence. Sans quoi ce seront plutôt des slogans du type « *Welcome in Belgium, the international leader in delaying nuclear phase-out ambitions* » qui garniront les couloirs de Zaventem.

Questions clés

Une vision technologique est pertinente pour les dirigeants politiques lorsqu'elle apporte une réponse claire à des questions stratégiques importantes. Nous avons dressé une liste des questions clés :

1. Est-il technologiquement possible de fermer les centrales nucléaires comme prévu actuellement ?
2. Quelle est la capacité de remplacement nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement lors de la sortie du nucléaire ?
3. Dans quelle mesure une forte diminution de la demande peut-elle limiter les besoins de capacité de remplacement ?
4. Quel est le surcoût économique des investissements dans la capacité de remplacement ?
5. Comment cette capacité de remplacement sera-t-elle développée ? Sous l'action de l'offre et de la demande ou par des décisions politiques ?
6. La politique actuelle est-elle adéquate ? Faut-il l'adapter ?
7. Quelles sont les conséquences écologiques – limitées aux émissions de gaz à effet de serre – de la sortie du nucléaire ?
8. L'importation à moindre coût des pays voisins n'est-elle pas la solution la plus simple ?
9. Quel sera le rôle des « nouvelles » technologies ou des « nouveaux » concepts comme l'avènement des véhicules électriques, le Demand Side Management (DSM) et les batteries stationnaires ?

Ces questions ne sont pas uniquement pertinentes pour la Belgique. Chez nos voisins également, les anciennes capacités de production – centrales nucléaires et surtout centrales au charbon – sont condamnées et une vision des investissements de remplacement adéquats est nécessaire. Bien que l'Europe défende l'intégration et la libéralisation des marchés de l'énergie, on remarque que chaque pays considère avant tout sa sécurité énergétique comme une affaire nationale. L'Allemagne a opté pour l'énergie renouvelable parallèlement à des centrales au charbon et n'envisage pas de remplacer ses centrales au lignite et au charbon par de l'électricité importée des pays voisins. En France, un débat est actuellement mené sur l'avenir du nucléaire, mais personne ne propose d'accélérer la fermeture des plus vieilles centrales nucléaires en recourant à des importations massives d'électricité. Nous n'affirmons pas qu'une augmentation des importations d'électricité ne peut apporter une contribution valable à la sécurité énergétique. Mais le maintien d'une capacité de production à l'intérieur des frontières nationales s'avère essentiel dans la plupart des visions politiques, surtout dans les grands pays.

Trilemme

Le parc de production présente une composition différente dans chaque pays. La fermeture des anciennes centrales nucléaires ou au charbon peut en principe être compensée de nombreuses manières : plus de capacités renouvelables tributaires des conditions climatiques, plus de centrales au gaz, plus de centrales biomasse, des investissements dans des économies d'énergie et l'efficacité énergétique, le déplacement de la demande d'électricité dans le temps, plus de centrales de pompes à chaleur, plus d'importation d'électricités, plus de technologies de batterie, etc. Chacun a une opinion sur le mix technologique idéal pour les décennies à venir. Indépendamment des préférences technologiques, le système doit être simultanément fiable, durable et finançable. Ces trois objectifs sont importants et soumis à une foule d'interactions. Des émissions de CO₂ aussi basses que possible exigent surtout une diminution de la demande et une augmentation de la capacité pauvre en carbone, comme la production renouvelable tributaire des conditions climatiques. Mais quand il n'y a ni vent, ni soleil, il faudra bien solliciter un système de back-up, de sorte qu'une augmentation du nombre d'éoliennes n'entraînera pas une diminution du nombre de centrales au gaz ou au charbon. L'expansion du renouvelable entraîne le développement d'un système double : un système renouvelable parallèlement à un système conventionnel. Et un système double présente un surcoût en raison de son coût d'investissement élevé et de la faible exploitation de tous les actifs qui le composent. Pour résumer, un système plus durable qui émet moins de CO₂ peut entraîner une augmentation des coûts. En soi, ce surcoût ne constitue pas un problème social – surtout lorsque la population

adhère à ce choix –, mais il est utile d'identifier les arbitrages à opérer. Quel est le surcoût d'un système présentant de faibles émissions de CO₂ par rapport à certaines variantes ? Pour répondre à cette question, il est nécessaire de procéder à une analyse du système centrée sur les interactions entre la demande et toutes les technologies disponibles. Cette analyse démontrera qu'il existe plusieurs « solutions » au trilemme, et que les dirigeants politiques devront procéder à des arbitrages. Si nous fermons effectivement les centrales nucléaires, il n'existe pas de solution unique qui combine simultanément une sécurité énergétique maximale au prix le plus bas et à des émissions de CO₂ minimales.

La dimension européenne

Le paysage énergétique belge est certes discuté à Bruxelles par les entités fédérales et régionales, mais est également sujet aux décisions prises dans les quartiers généraux très proches de l'Union européenne. De nombreux ouvrages ont été écrits sur la politique énergétique européenne, mais il est important d'avoir conscience que cette politique limite grandement la liberté de manœuvre des dirigeants politiques belges. Tout d'abord, notre pays doit réaliser des objectifs en matière d'énergie renouvelable, d'émissions de CO₂ et d'économies d'énergie pour 2020 et 2030. La politique européenne offre certes une flexibilité limitée, mais une augmentation de la capacité renouvelable pour 2030 est une certitude. Ce projet nécessitera des subsides qui peuvent avoir des effets perturbateurs sur le marché. Une augmentation de la part des énergies renouvelables aura par exemple un impact non négligeable sur la rentabilité des centrales au gaz – surtout dans un contexte de stabilisation ou de baisse de la demande d'électricité – en raison de la moindre exploitation de ces centrales au gaz et de l'impact négatif des énergies renouvelables sur les prix de gros. Entre-temps, le marché de l'énergie est libéralisé, et le consommateur en attend l'efficacité et des décisions fondées sur des prix transparents. Un marché libéralisé offre la plate-forme idéale pour une exploitation aussi efficace que possible des actifs existants. Reste à savoir si le marché libéralisé peut également déclencher des investissements dans de nouvelles capacités – par exemple pour compenser la fermeture annoncée des centrales nucléaires. Dans un paysage caractérisé par une part importante d'énergies renouvelables, les technologies présentant un coût marginal plus élevé (comme les centrales au gaz) sont évincées du marché et les prix de gros sont sous pression. De ce fait, la motivation à investir dans de nouvelles capacités est faible. Sauf si la fermeture du capital ancien crée une pénurie suffisante pour permettre des prix d'électricité élevés. Mais une pénurie grave sur le marché de l'électricité n'est assurément pas souhaitable dans une perspective de sécurité énergétique. Le marché de l'électricité est unique en ce sens qu'il requiert en permanence un équilibre parfait entre

l'offre et la demande. Sans quoi on risque les coupures de courant, avec tous les scénarios catastrophes que cela implique. Puisque les dirigeants politiques n'ont aucune envie de se voir attribuer la responsabilité d'un black-out, chaque pays dispose d'une politique destinée à garantir sa sécurité énergétique. En Belgique, celle-ci passe par les réserves stratégiques. Ces réserves sont gardées sous la main pour répondre à une pénurie grave, raison pour laquelle tout le monde sait qu'une longue période de grande pénurie et de prix très élevés est inenvisageable dans la pratique. Elles se justifient pleinement, mais c'est précisément la perspective d'une grave pénurie et de prix élevés qui peut déclencher des investissements privés. Pour résumer, ce qui se passe aujourd'hui dans le secteur énergétique est largement tributaire de choix politiques belges et européens, et le libre fonctionnement du marché est très limité. Les dirigeants politiques belges qui voudraient inverser cette évolution pour laisser libre cours au fonctionnement du marché – par exemple afin de déclencher des investissements de remplacement non subsidiés pour compenser la sortie prévue du nucléaire – doivent relever une mission très délicate...

Les choix politiques européens déterminent les nouveaux marchés technologiques. Une réduction des émissions de CO₂ dans le transport ouvre la porte à la mobilité électrique. La voiture électrique finira par percer, bien qu'il subsiste de sérieuses incertitudes concernant le développement suffisamment rapide d'une infrastructure de rechargement suffisante. La politique de CO₂ peut également stimuler le marché des pompes à chaleur, du moins si l'électricité utilisée est produite de manière durable. Une augmentation de la demande d'électricité pour le secteur du transport et le chauffage résidentiel offre des opportunités à des entreprises électriques aujourd'hui confrontées à une faible demande et des marges réduites. Mais que se passera-t-il si les batteries des voitures électriques peuvent être associées intelligemment au réseau électrique et fournir des services au système à des moments cruciaux, de sorte que des centrales utilisées en périodes de pics de consommation ne soient subitement plus nécessaires ? Bien que la demande d'électricité puisse augmenter dans le sillage de la mobilité électrique, cela ne signifie pas que chaque producteur ou propriétaire d'actifs passera nécessairement à la caisse. Ces évolutions technologiques n'ont pas un grand impact aujourd'hui, mais pourraient en avoir en 2030, surtout dans certaines niches du marché. Pour rendre notre politique *future-proof*, nous tenterons de reprendre quelques-unes de ces tendances ou attentes technologiques dans notre analyse.

Approche : analyse en scénarios

Pour pouvoir mettre en œuvre un projet énergétique intégrateur et répondre aux questions ci-dessus, il est nécessaire de déterminer à l'aide de modèles s'il est possible ou non de concilier les différents objectifs politiques. D'un point de vue tech-

nologique, les possibilités sont en effet nombreuses, surtout à long terme. On peut par exemple envisager le développement d'une économie basée sur l'hydrogène, mais il est impossible de se prononcer actuellement sur la manière dont le marché futur accueillera l'arrivée de cette source d'énergie. Et un pays comme l'Allemagne peut effectivement continuer à investir dans les énergies renouvelables afin qu'elles puissent fournir 80%, voire davantage, de la consommation d'électricité. Mais ce projet présente un coût important, et en raison de la forte surproduction d'électricité pendant l'été, il ne sera pas possible à tous les pays voisins de suivre son exemple. Le contexte belge se caractérise en outre par la problématique d'une capacité de production insuffisante au moment de la sortie du nucléaire sans investissement de remplacement. Même les plus farouches opposants à l'énergie nucléaire reconnaissent qu'il sera nécessaire de garantir la sécurité de l'approvisionnement avant de procéder au phase-out.

Dans cette analyse, nous limitons l'horizon temporel à 2030 et présentons quelques évolutions possibles du paysage énergétique. Chaque évolution est intégrée dans un scénario ou une trajectoire technologique bien construit(e). Nous présentons d'abord un scénario de référence, puis abordons d'autres scénarios. Nous n'avons aucune préférence pour un scénario spécifique et nous ne porterons pas non plus de jugement définitif sur le caractère souhaitable ou réalisable de chaque scénario. L'objectif est d'analyser la possibilité de réaliser simultanément plusieurs objectifs politiques dans des paysages technologiques très différents. Ainsi un exercice de scénarios peut-il révéler les conditions dans lesquelles certains objectifs peuvent ou non être atteints. Est-il par exemple nécessaire d'investir énormément dans l'énergie renouvelable pour réduire l'impact CO₂ de la sortie du nucléaire ? Pouvons-nous nous passer des centrales au gaz dans un paysage avec 25 000 MW de capacités renouvelables tributaires des conditions climatiques ? À quel point l'importation d'électricité est-elle cruciale pour un pays comme la Belgique ? Est-il beaucoup moins cher d'importer de l'électricité que d'investir dans de nouvelles centrales au gaz belges qui seront peu utilisées ? Les batteries des très nombreuses voitures électriques de 2030 sont-elles nécessaires pour fournir des services systémiques essentiels ? Quelle est l'importance de la réduction de la demande dans l'allègement de la facture d'électricité et des émissions de CO₂ ? Quels effets aurait le report de la demande dans le temps ? Avons-nous besoin de centrales biomasse supplémentaires ? Quelle est l'ampleur de la surproduction d'énergies renouvelables l'été ? Quels sont les subsides nécessaires pour réaliser certains objectifs politiques ?

La réponse à toutes ces questions et à de nombreuses autres questions connexes dépend du contexte technologique. Puisqu'une cartographie univoque du paysage énergétique en 2030 est impossible, un exercice de scénarios basé sur différents paysages offre un bon point de départ.

Pour orienter et rendre transparente la discussion sur notre avenir énergétique, nous commencerons donc par présenter l'évolution possible de notre sys-

tème d'électricité sous un scénario de référence dans le cadre duquel la sécurité énergétique est garantie conformément au calendrier actuel de la sortie du nucléaire. Cela signifie que le phase-out est effectivement exécuté et que l'on détermine les investissements de remplacement nécessaires pour garantir notre sécurité énergétique. Dans un premier temps, nous chiffrons ce besoin d'investissement de remplacement sans nous exprimer sur les mécanismes requis pour déclencher effectivement les investissements de remplacement. La sécurité énergétique est garantie à l'aide d'une estimation probabiliste du nombre d'heures par an durant lesquelles la production provenant d'actifs propres, combinée à l'importation d'électricité, ne permet pas de suivre la demande d'électricité. Il n'y a pas de sécurité énergétique durant ces heures, ce qui ne signifie pas pour autant que le système tombe complètement en panne. Il est en effet possible dans de nombreux cas de parer un black-out imminent via différentes procédures d'urgence.

Le scénario de référence se fonde sur des hypothèses plutôt plausibles en matière de capacité renouvelable aujourd'hui et en 2030, et étudie ensuite les besoins de capacité de production contrôlable ou *firm capacity* afin de permettre le phase-out. Les centrales au gaz et les centrales biomasses sont de bons exemples de technologies pouvant faire office de capacité contrôlable. Dans le scénario de référence, nous tenons également compte de l'arrivée de la voiture électrique, d'investissements supplémentaires dans la flexibilisation de la demande, d'investissements (limités) dans des batteries stationnaires, d'une augmentation des possibilités d'importation d'électricité et du développement réduit d'un réseau électrique intelligent. Toutes ces hypothèses mènent à une demande d'électricité et un parc de production évolutifs qui seront évalués dans la perspective de la sécurité énergétique. Si la demande peut toujours être suivie, il n'y a aucun risque et il ne faut donc pas prévoir de capacité contrôlable ou *firm capacity* supplémentaire. Si l'on recense de nombreuses heures d'offre insuffisante d'électricité, il est nécessaire d'accroître la capacité. Le modèle sera construit de manière à ce que nous puissions quantifier les investissements en *firm capacity* qui seront éventuellement nécessaires dans ce scénario de référence, ainsi que connaître la facture et l'impact de ce scénario sur l'évolution des émissions de CO₂ dans l'hypothèse d'une production d'électricité sans centrale nucléaire.

Un scénario de référence est utile pour orienter le débat, mais nous n'avons aucunement la prétention de pouvoir prévoir l'avenir. Pour élargir le débat, nous étudions un scénario alternatif et un scénario radical, parallèlement à ce scénario de référence. Dans ces scénarios, nous nous fondons sur des hypothèses plutôt techno-optimistes. Celle-ci prévoient notamment plus d'investissements dans des technologies de production renouvelables plus efficaces. La voiture électrique y remporte plus rapidement un plus grand succès, la capacité d'importation augmente, le réseau électrique devient réellement intelligent et nous pouvons flexibiliser une plus grande partie de la demande. Dans les trois scénarios précités, toutes les centrales nucléaires sont fermées après 2025. Chaque scénario permet d'éta-

blir les besoins de *firm capacity* et de répondre à d'autres questions politiques pertinentes. La possibilité existe cependant qu'une partie de la capacité nucléaire soit toujours utilisée en 2030. Plus on tarde à prendre des mesures destinées à permettre le phase-out du nucléaire, plus il est probable que quelques centrales nucléaires soient toujours en service en 2035, voire plus tard. Nous en arrivons ainsi à un scénario nucléaire parallèle aux trois scénarios sans centrale nucléaire en 2030. Nous comparons ensuite les besoins d'investissement en *firm capacity*, le coût économique total et l'impact sur les émissions de CO₂ de ces quatre scénarios, chaque fois en garantissant la sécurité d'approvisionnement. Les avantages et inconvénients de chaque scénario sont au centre de cette comparaison.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, nous n'avons aucune préférence pour un scénario spécifique. Nous n'évaluerons pas non plus la faisabilité ou le caractère souhaitable des différents scénarios. Chaque scénario présente des avantages et des inconvénients qui dépendent en outre de l'horizon temporel utilisé. Dans notre exercice de modélisation jusqu'en 2030, le prolongement de la durée de vie d'une partie des centrales nucléaires mène par définition à une économie sur les coûts parce qu'elle réduit les besoins d'investissement dans de nouvelles capacités de remplacement. À long terme, il faudra cependant fermer les centrales nucléaires tôt ou tard, il faudra donc développer un jour ou l'autre une capacité de remplacement. Mais ce besoin de capacité de remplacement pour 2040 ou 2045 nous est inconnu, de même d'ailleurs que son coût d'investissement. De nombreux observateurs s'attendent à ce qu'il y ait plus de centrales efficaces disponibles à cette époque, mais aussi que la demande d'électricité aura tellement baissé que ces centrales efficaces seront très peu utilisées, ce qui accroîtrait le coût d'investissement par MWh produit. Un horizon temporel différent peut donc mener à des conclusions différentes, avec des incertitudes différentes. Nous estimons cependant qu'une analyse jusqu'en 2030 suffit pour informer les dirigeants politiques sur les grands arbitrages à opérer à court et moyen terme. Espérons que cette analyse pourra les inciter à soutenir un projet intégrateur.

Analyse en scénarios ou modèle d'optimisation ?

La présentation de différents paysages via des scénarios offre une perspective étendue et variée d'une réalité complexe et changeante. Bien entendu, les analyses sous forme de scénarios présentent également des inconvénients. Ainsi se peut-il que les scénarios les plus invraisemblables éveillent davantage l'attention alors que les scénarios plus plausibles soient ignorés. Un point délicat est la sélection des scénarios. Pourquoi d'autres scénarios possibles ne sont-ils pas abordés ? Il se peut qu'il existe, outre les scénarios présentés, un scénario beaucoup plus efficace ou une trajectoire différente présentant de réels avantages. Pour remédier à ce problème d'une analyse

basée sur des scénarios sous-optimaux, il est en principe possible de travailler avec un modèle d'optimisation. Un modèle d'optimisation permet notamment de calculer l'efficacité-coût de certains objectifs politiques. Le modèle d'optimisation établira la combinaison d'actifs optimale alors que dans des exercices basés sur des scénarios, cette combinaison est imposée de manière exogène. Dans le contexte européen, de nombreux exercices d'optimisation sont effectués sur la base de modèles connus comme PRIMES ou TIMES. Nous estimons cependant que les analyses basées sur des scénarios sont complémentaires aux modèles d'optimisation. En effet, les modèles d'optimisation souffrent également de deux sérieux handicaps. Tout d'abord, à peu près tous les modèles d'optimisation présupposent que tous les agents économiques disposent d'informations parfaites – c'est-à-dire qu'ils connaissent tous les prix et coûts actuels et futurs – et peuvent ainsi réaliser tous les investissements d'optimisation sans la moindre entrave. Dans la pratique, personne ne possède toutes les informations, et tout comportement est soumis à des restrictions. Cette hypothèse est cependant nécessaire dans le cadre d'un modèle d'optimisation, faute de quoi il serait impossible de chiffrer une trajectoire efficace du point de vue des coûts. Conséquence : à peu près tous les exercices d'optimisation réalisés dans le contexte européen concluent qu'il existe un énorme potentiel de réduction de la demande d'énergie des ménages de manière efficace en termes de coûts par le biais d'une rénovation approfondie du parc immobilier résidentiel. Le modèle présuppose ensuite que tous ces investissements seront consentis d'ici 2030, de sorte que la demande d'énergie baissera sensiblement, qu'il faudra produire moins de services énergétiques et que le coût de la transition énergétique restera limité. Dans la réalité, il y a une nette différence entre le potentiel théorique des mesures efficaces du point de vue des coûts et la concrétisation de ce potentiel. Celui qui affirme que la consommation d'énergie des ménages belges diminuera sensiblement d'ici 2030 doit avoir conscience que nous martelons depuis 30 ans qu'il existe un net potentiel d'efficacité énergétique, mais que moins de 1% des logements existants sont rénovés chaque année. Et que seule une partie de ces rénovations étaient destinées à améliorer significativement le rendement énergétique. Bizarre que nous ignorions ce potentiel énorme. C'est regrettable, car 33% des logements belges ont été construits avant 1945, et seuls 22% des logements après 1980. De plus, les rénovations qui ont effectivement été réalisées n'entraînent pas une baisse spectaculaire de la consommation d'énergie, parce que celle-ci nécessiterait une combinaison de mesures drastiques qui rendent souvent le logement à rénover inhabitable pendant une période prolongée. Dans la pratique, la plupart des rénovations réalisées dans un souci énergétique se

limitent à isoler la toiture, placer des doubles vitrages ou installer une nouvelle technologie de chauffage. Des analyses empiriques révèlent également qu'après la mise en œuvre de ces investissements, l'économie d'énergie réelle est souvent nettement inférieure à l'économie attendue. Cette prise de conscience de l'écart entre l'économie d'énergie théorique et l'économie d'énergie réelle est d'ailleurs à la base de discussions sur la modification de la législation européenne en matière de performances énergétiques des bâtiments existants. Il suffit de consulter aujourd'hui les exercices d'optimisation réalisés en 1995 ou en 2000 pour la période 2015-2022 pour constater que dans la réalité, la recherche d'efficacité-coût n'est pas le seul élément qui explique certaines évolutions. Nous ne vivons pas dans l'environnement technologique efficace du point de vue des coûts qui avait été modélisé. Il semble plutôt que nous ayons une préférence pour des évolutions moins efficaces du point de vue des coûts, comme en attestent les investissements massifs dans les panneaux solaires alors que ceux-ci sont encore très chers. Pour résumer, les exercices d'optimisation offrent des résultats conceptuels très intéressants qui ne peuvent cependant être traduits qu'avec prudence en recommandations politiques. Ce constat vaut également pour des exercices basés sur des scénarios, et nous estimons dès lors que la meilleure option consiste à effectuer des analyses basées sur des scénarios parallèlement à des exercices d'optimisation pour brosser un tableau complet.

Un système d'électricité efficace permet de suivre la demande de services énergétiques en permanence. Mais entre aujourd'hui et 2030, la demande peut connaître une évolution énorme ou plutôt limitée. Dans le tableau ci-dessous, nous expliquons les hypothèses que nous avons utilisées en matière de demande totale d'électricité dans les quatre scénarios pour 2030. Cela fait plusieurs années que la demande d'électricité n'augmente plus dans notre pays, mais il n'est pas certain que cette baisse limitée de la demande se transforme en tendance structurelle. Le succès attendu de la voiture électrique et la poursuite de la diffusion des pompes à chaleur, par exemple, nous incitent à penser que la demande totale d'électricité va augmenter au cours des décennies à venir. La voiture électrique est un plus grand succès dans le scénario alternatif que dans le scénario de référence, ce qui explique que la demande totale d'électricité y est un peu plus élevée. Nous avons également élaboré un scénario radical dans lequel la demande d'électricité est nettement plus faible que dans le scénario de référence et le scénario alternatif, malgré une part plus élevée de véhicules électriques dans le parc automobile. Le scénario radical exige donc de nettes baisses de la demande d'électricité dans les autres secteurs économiques. Ceci exigera des mesures politiques fortes. Des mesures qui pourraient avoir un coût significatif, mais celui-ci n'est pas repris dans notre analyse des coûts.

Au-delà de l'évolution de la demande totale, c'est surtout l'évolution de la demande de pointe qui revêt une grande importance. La Belgique connaît une demande maximale ou demande de pointe d'électricité pendant les soirées froides d'hiver, entre 17 heures et 19 heures. À ce moment, plusieurs millions de ménages cuisinent toutes lumières allumées, les températures basses incitent un grand nombre d'entre eux à utiliser un chauffage électrique d'appoint, les smartphones sont rechargés au retour de leur propriétaire à leur domicile, c'est toujours l'heure de pointe du soir pour le train et les trams, une grande partie de l'industrie est toujours active, l'éclairage est toujours allumé dans les entreprises, etc. C'est cette demande de pointe qui détermine le besoin total d'actifs dans le système électrique. Si la production ne peut suivre la demande de pointe, un déséquilibre se forme : pertes de fréquence, lumières qui clignotent et éventuellement début de black-out. Dans la mesure où personne ne peut prédire la demande de pointe pour les hivers à venir – la Belgique connaît des hivers avec à peine quelques jours de gel –, il est logique que chaque pays maintienne en service de nombreux actifs relativement peu utilisés. Notre pays travaille avec des réserves stratégiques qui peuvent être activées pendant une vague de froid. Si l'hiver reste doux, elles ne sont pas mises en service. Certaines centrales qui relèvent des réserves stratégiques – principalement de vieilles centrales au gaz sans turbine vapeur ou à circuit ouvert (OCGT) – restent donc en stand-by et ne sont jamais « utilisées ». Le coût de ces dernières centrales est cependant socialisé dans le composant « réseau » de la facture d'électricité. Le consommateur a le droit à la sécurité énergétique, mais de préférence au coût le plus bas. S'il était possible de différer la demande d'électricité pendant les moments de pic potentiel au point qu'il ne soit plus nécessaire de maintenir opérationnelles des centrales coûteuses – puisqu'on ne les utilise que très exceptionnellement –, le coût total du système électrique baisserait sensiblement. Et la possibilité de différer la demande d'électricité à d'autres moments présente d'autres avantages. Le déplacement de la demande dans le temps est souvent simple. Ainsi les ménages peuvent-ils décider en fonction de certaines informations de ne pas lancer le lave-vaisselle à 19 heures, mais à 23 heures. Les congélateurs actuels peuvent être programmés de manière à ne pas refroidir pendant l'heure de pointe l'hiver. Une alternative consiste à placer une interface entre le congélateur et le réseau qui permet de piloter l'activité du congélateur en fonction des besoins du réseau. Cette option exige cependant un système informatique puissant capable de traduire les besoins du réseau en actions à petite échelle chez un très grand nombre de petits consommateurs. Remarquez que le déplacement de la demande dans le temps n'implique pas une baisse de la demande totale. Celui qui allume plus tard son lave-vaisselle pendant un pic hivernal bénéficie des mêmes services énergétiques, mais a apporté une contribution modeste à l'atténuation de la demande de pointe.

Dans le Tableau 1.1, nous présentons nos hypothèses sur l'évolution de la demande totale et de la demande de pointe dans les différents scénarios. Les

autres hypothèses, comme toutes les capacités de production – sauf celles des centrales au gaz que nous aborderons par la suite –, sont également reprises dans le tableau et discutées ensuite.

Dans le scénario radical, nous supposons que tant la demande totale que la demande de pointe sont nettement plus faibles que dans le scénario de référence et le scénario alternatif. De ce fait, moins d'actifs sont nécessaires pour produire l'électricité. Si le nombre de centrales au gaz nécessaires est moins élevé, les émissions de CO₂ de la production d'électricité baissent. Il faut remarquer qu'en théorie, il est possible d'éviter toute émission de CO₂ par les centrales au gaz en les équipant de technologies de captage et de stockage de carbone (Carbon Capture and Sequestration ou CCS). Nous supposons cependant que cette technologie ne sera pas opérationnelle dans notre pays avant 2030. Tout d'abord, ces technologies comportent toujours des difficultés techniques, mais surtout, leur utilisation pourrait encore réduire le rendement déjà très problématique des centrales au gaz. Seuls de nouveaux subsides permettraient d'envisager éventuellement le recours à la technologie CCS.

Tableau 1.1: Quatre scénarios d'avenir ; demande et capacités disponibles

	2016	REF 2030	NUC 2030	ALT 2030	RAD 2030
Demande totale (TWh)	86,0	91,1	91,1	92,4	76,3
Demande de pointe (MW)	13 750	14 750	14 750	15 000	11 433
Capacité nucléaire (MW)	5 927	0	3 913	0	0
Panneaux solaires (MW)	3 200	5 326	5 326	7 326	13 431
Éoliennes (MW)	2 429	6 225	6 225	8 225	11 345
Cap. renouvelable variable (MW)	5 629	11 551	11 551	13 551	24 776
Centrales biomasse (MW)	1 258	2 463	1 213	2 463	1 213
Cogénération (MW)	1 938	1 318	1 318	1 318	1 318
Centrales gaz CCGT (MW)	3 042				
Centrales gaz OCGT (MW)	778			?	
Capacité d'importations, nominale (MW)	4 500	9 000	9 000	9 000	9 000
Importations moyennes (MW)	1 100	2 700	2 700	3 500	3 500
# véhicules électriques (total)	4 368	51 7603	51 7603	92 9923	2000357
% raccordement intelligent	0%	38%	38%	49%	65%
Demande flexible (puissance en MW)	826	1600	1600	2000	2500
Demande flexible (durée en h)	5	5	5	8	8

L'importation d'électricité réduit les besoins d'actifs productifs de notre pays. Les importations sont une option attractive parce qu'elles permettent d'éviter de devoir construire des centrales coûteuses (qui sont de plus relativement peu utilisées). Nous ne pouvons cependant importer de l'électricité que s'il y a surcapacité à l'étranger. Pendant une vague de froid, il fait souvent très froid à la fois en Belgique *et* dans nos pays voisins, de sorte qu'il n'est pas sans risque de tabler sur des importations importantes d'électricité pendant les moments critiques. Dans notre modélisation, nous tenons compte des capacités d'importations nominales et techniques existantes et futures, mais nous supposons que la capacité d'importation disponible est variable dans des limites préétablies. Par exemple, si la capacité nominale d'importation totale est égale à 9 000 MW en 2030, cela ne signifie naturellement pas que nous pourrions importer 9 000 MW d'électricité tous les soirs d'hiver pendant plusieurs heures. Les importations réelles pourront atteindre 3 000 MW à un moment donné, mais elles pourront retomber à 500 MW, voire moins, une demi-heure plus tard...

En produisant moins d'électricité en Belgique – en raison d'importations relativement importantes ou en réduisant surtout la demande de pointe –, il est possible de diminuer les émissions de CO₂. Pour notre pays, c'est un élément important, parce que la sortie du nucléaire fait disparaître du marché une importante capacité de production pauvre en carbone. Si une partie de celle-ci est remplacée par des centrales au gaz, les émissions de CO₂ vont augmenter. C'est problématique pour la réalisation de nos objectifs nationaux en matière de CO₂, mais cela pèsera également sur le rendement écologique des voitures électriques. Le parc nucléaire actuel offre une capacité de production de près de 6000 MW. En 2030, cette capacité ne sera en principe plus présente à la suite du phase-out. Dans la mesure où il n'est pas certain que toutes les centrales nucléaires seront effectivement fermées d'ici là, nous analysons l'impact d'un phase-out partiel dans le scénario nucléaire.

Pour pouvoir suivre la demande d'électricité en cas de sortie totale ou partielle du nucléaire, d'autres capacités seront nécessaires. Tout d'abord, nous pouvons tabler sur l'expansion attendue de la capacité de production renouvelable. Tant le scénario de référence que le scénario nucléaire, le scénario alternatif et le scénario radical prévoient une forte augmentation des investissements en éoliennes et en panneaux solaires entre aujourd'hui et 2030 (voir Tableau 1.1). Le scénario radical part de l'hypothèse que la capacité renouvelable tributaire des conditions climatiques augmente à près de 25 000 MW en 2030, ce qui est supérieur à la capacité de production totale actuelle. Dans le scénario de référence et le scénario nucléaire, la capacité renouvelable tributaire des conditions climatiques totale s'élève à environ 11 500 MW ; dans le scénario alternatif, elle atteint 13 500 MW. La capacité installée de production renouvelable variable ou tributaire des conditions climatiques prévue dans ces scénarios correspond aux visions que l'on retrouve dans la littérature internationale. Seule la capacité supposée dans le scé-

nario radical dépasse largement les valeurs utilisées dans la littérature. Le scénario radical est clairement radical.

La capacité variable tributaire des conditions climatiques produira de l'électricité en fonction de la météo. S'il n'y a pas de vent, les éoliennes ne produisent pas, mais il est toujours nécessaire de suivre la demande d'électricité. Les conditions de vent optimales peuvent également coïncider avec des périodes de faible demande, auquel cas la valeur économique de l'énergie éolienne sera très faible. En raison du coût marginal de production minimale des technologies tributaires des conditions climatiques – à ne pas confondre avec le coût de production total sur le cycle de vie de ces actifs qui sera abordé plus tard –, cette production est toujours injectée sur le réseau électrique, et les alternatives plus chères pourront être expulsées du marché. Ce sont surtout les centrales au gaz au coût marginal relativement élevé qui seront évincées du marché par la production renouvelable en fonction de la demande. La différence entre la demande totale d'électricité et la production des technologies tributaires des conditions climatiques doit être comblée par une capacité de production contrôlable ou *firm capacity* à tout moment de la journée. Pour satisfaire à cette demande résiduelle, on utilise une combinaison de technologies comme des centrales au gaz, des centrales biomasse, des centrales hydroélectriques et des centrales nucléaires. Dans des pays comme l'Allemagne qui disposent encore de nombreuses centrales au charbon et au lignite, ces technologies très polluantes sont utilisées pour suivre la demande résiduelle. Comme les centrales nucléaires seront fermées en Belgique – sauf dans le scénario nucléaire –, la colonne vertébrale de notre système électrique se composera principalement d'une combinaison de centrales au gaz et biomasse. Actuellement, les centrales biomasse sont subventionnées parce que le seul coût du biocarburant – surtout des pellets de bois – est supérieur à la valeur de marché de l'électricité produite. Une éventuelle expansion de la capacité biomasse dépendra de l'évolution des mécanismes de subsides. Les centrales au gaz sont confrontées aujourd'hui à une rentabilité problématique résultant des faibles prix de l'électricité, de sorte qu'une forte augmentation du nombre de centrales au gaz dans l'environnement de marché actuel n'est pas réaliste. Plus tard, nous aborderons les évolutions à attendre des prix de gros de l'électricité en Europe centrale et occidentale (ECO) sous différentes hypothèses d'évolution de la demande, de sortie planifiée de capital ancien en Belgique et chez nos voisins et du prix de CO₂ d'ici 2030. Des investisseurs privés n'envisageront de nouveaux projets qu'en cas de forte hausse des prix des gros. En cas de prix plutôt stables entre aujourd'hui et 2030, ils n'investiront pas. Il se pourrait donc que des mécanismes de subsides soient également nécessaires à relativement court terme pour de (nouvelles) centrales au gaz afin de déclencher de nouveaux investissements. Cette problématique sera expliquée plus loin.

Le grand point d'interrogation dans le tableau ci-dessous est la capacité de centrales au gaz nécessaire pour pouvoir suivre en permanence la demande d'électricité. Cette demande est très variable, comme la production de technologies renou-

velables variables tributaires des conditions climatiques. Pour pouvoir faire une estimation correcte de la *firm capacity*, nous avons développé un modèle probabiliste qui tient suffisamment compte de toutes les incertitudes pertinentes. Ce modèle simule suffisamment de possibilités pour générer des résultats représentatifs.

Nous expliquons l'exercice de modélisation utilisé dans le détail dans la partie suivante. La composition du parc de production et de la « pseudo-capacité » comme les importations, le DSM la capacité de stockage, fait également l'objet de l'attention nécessaire. Ensuite, nous abordons les résultats de ces exercices de modélisation. Nous essayons alors de répondre aux questions centrales formulées plus haut dans cette introduction. Ces réponses introduisent nos conclusions et nos recommandations politiques.

2



Explication d'exercice de modélisation et des hypothèses

Un élément central de notre analyse est la question des investissements en *firm capacité* qui seront nécessaires au cours des années pour chaque scénario afin de garantir la sécurité d’approvisionnement de notre pays. Dans chaque scénario, nous présumons une combinaison d’actifs et d’importation que nous comparons à la demande variable d’électricité dans un modèle de dispatching. Le modèle de dispatching combine efficacement différents actifs et technologies afin de pouvoir suivre à tout moment la demande d’électricité. Tout déséquilibre entre la demande et l’offre doit en effet être évité. Nous examinons ici si les actifs présents permettent de suivre ou non la demande d’électricité pour chaque quart d’heure de l’année. Dans le modèle de dispatching, nous commençons toujours par recourir aux technologies les moins chères et nous tenons compte des caractéristiques de chaque technologie (par exemple en termes de flexibilité). En travaillant avec un modèle de dispatching, nous connaissons la quantité d’électricité produite par chaque technologie et le temps pendant lequel elle produit de l’électricité au cours d’une année, ce qui est important pour déterminer la rentabilité économique, mais aussi l’impact écologique de chaque technologie.

Si l’exercice de modélisation révèle que les actifs existants permettent de suivre la demande en permanence, il n’est pas nécessaire de développer des actifs supplémentaires. Si la demande ne peut pas toujours être suivie au cours d’une année – ce qui signifie qu’il y a trop de moments caractérisés par une production et des importations insuffisantes –, il est nécessaire de mettre en place une capacité de production contrôlable complémentaire. Dans la pratique, une combinaison de centrales au gaz classiques (à cycle combiné, Combined Cycle Gas Turbines ou CCGT) et de centrales pour demande de pointe (OCGT) sera sans doute souhaitable pour combler l’écart entre l’offre et la demande. Le modèle permet de quantifier les besoins d’investissement ainsi que leur prix de revient. Il chiffre également les émissions de CO₂ attendues dans chaque scénario. Comme déjà indiqué, les pierres angulaires de ce modèle sont la demande d’électricité et sa variation sur l’année, la composition du parc de production, mais aussi la capacité d’importation, l’offre de technologies de stockage et la part de véhicules électriques dans le parc de véhicules (VE).

Nous avons étudié les évolutions potentielles de chacun de ces éléments entre aujourd’hui et 2030 et leurs conséquences. Comme des évolutions très différentes sont possibles, nous travaillons avec plusieurs scénarios ou paysages futurs possibles. Dans chaque scénario, nous nous intéressons dans un premier temps aux conséquences de certaines évolutions sur la sécurité d’approvisionnement, le coût total et l’impact de CO₂. Comme indiqué précédemment, le scénario de référence contraste avec le scénario alternatif et surtout avec le scénario radical. Ci-dessous, nous discutons des principaux éléments et des hypothèses correspondantes des exercices de modélisation.

Demande d'électricité

Une hypothèse importante dans le modèle de simulation est l'évolution de la demande intérieure totale et de la demande de pointe. Ces dernières années, on a pu constater une baisse constante de la demande totale d'électricité. Celle-ci a trois explications : une reprise économique lente après la crise financière, des mesures politiques qui favorisent l'efficacité énergétique et la délocalisation croissante de secteurs à forte intensité énergétique dans les marchés émergents. Bien qu'une partie de la baisse de la consommation d'électricité puisse être considérée comme structurelle, l'électrification croissante – en raison d'un début de la pénétration des moyens de transport électrique et des pompes à chaleur – pourrait stimuler la demande d'électricité à moyen terme. Par ailleurs, il est également possible que certains secteurs à forte intensité énergétique – quand le « *time-to-market* » est crucial – rapatrient à moyen terme leurs activités opérationnelles délocalisées sur leur marché domestique si des robots intelligents et peu coûteux peuvent prendre la place d'ouvriers faiblement qualifiés. En raison de ces évolutions, il est réaliste d'affirmer que la demande d'électricité ne restera plus que probablement pas constante entre aujourd'hui et 2030. Les projections appliquées en matière de demande totale et de demande de pointe pour tous les scénarios sont présentées aux Figures 2.1 et 2.2. Dans la plupart des scénarios, nous supposons que l'électrification croissante et la pénétration des voitures électriques entraîneront une hausse de la demande de pointe et de la demande totale d'électricité. Ces hypothèses sont conformes aux prévisions de nombreux acteurs de marché. La seule exception est le scénario radical qui prévoit un recul de la demande malgré une forte augmentation du nombre de voitures électriques. Il se fonde sur des évolutions radicales en matière d'efficacité énergétique et de technologies intelligentes qui dépassent le surcroît de demande d'électricité provenant d'un parc de voitures électriques très développé. Le coût de toutes ces évolutions qui entraîne une baisse de la demande n'est pas pris en considération dans notre analyse.

Dans le scénario de référence, nous prenons pour hypothèse un fléchissement de la demande totale d'électricité en 2030 induit par la poursuite du déploiement de la politique d'efficacité énergétique. Dans le scénario alternatif en revanche, celle-ci n'est pas suffisante pour compenser l'électrification du transport, et la tendance reste orientée à la hausse. Les estimations de l'évolution de la demande de pointe sont également un peu plus élevées dans le scénario alternatif à la suite d'une plus forte pénétration des véhicules électriques par rapport au scénario de référence.

Nous disposons d'informations détaillées sur la demande – *load-data* – de douze années complètes (2005 à 2016), l'évolution de la demande d'électricité étant indiquée par quart d'heure. Lors de la simulation d'une année donnée (ex. 2030), ces données disponibles sont adaptées aux projections correspondantes

concernant la demande totale (en TWh) et la demande de pointe (en MW). Cette adaptation s'effectue proportionnellement ; si nous supposons que la demande augmente de x% sur base annuelle, cette augmentation est répercutée plus ou moins progressivement sur la variabilité de la demande. Nous ne présumons donc jamais que l'augmentation de la demande se produit par exemple exclusivement les mois d'hiver ou que la demande augmente brutalement l'hiver et baisse fortement l'été (ou inversement).

Les données de demande adaptées sont alternativement introduites dans les modèles pour tester si la configuration donnée – c'est-à-dire la combinaison d'actifs producteurs d'électricité, de stockage, de flexibilisation de la demande et d'importations – est suffisamment robuste pour garantir la sécurité d'approvisionnement des différents profils de demande. Concrètement, cela signifie que nous vérifions si les actifs disponibles permettent de suivre la demande variable d'électricité au cours d'une année calendrier en combinaison avec les importations, le DSM... À cette fin, le modèle calcule l'offre disponible d'électricité pour chaque quart d'heure et la compare à la demande projetée. S'il s'avère que certains profils de demande – ex. les années caractérisées par de nombreux jours successifs de forte demande d'électricité et de vent faible – conduisent à de graves problèmes de sécurité d'approvisionnement, la configuration visée – en particulier le parc de production – est adaptée jusqu'à ce que ces problèmes soient éliminés. Concrètement, le modèle ajoute de la *firm capacity* à la capacité déjà existante si celle-ci s'avère insuffisante pour suivre la demande. La règle de décision utilisée, basée sur le nombre d'heures LOLE ou d'heures d'offre insuffisante d'électricité, sera expliquée plus loin. Le modèle ne cesse d'ajouter de la capacité supplémentaire que quand la nouvelle configuration – avec les capacités ajoutées – permet de suivre la demande.

Figure 2.1: Évolution de la demande de pointe (MW) dans les différents scénarios

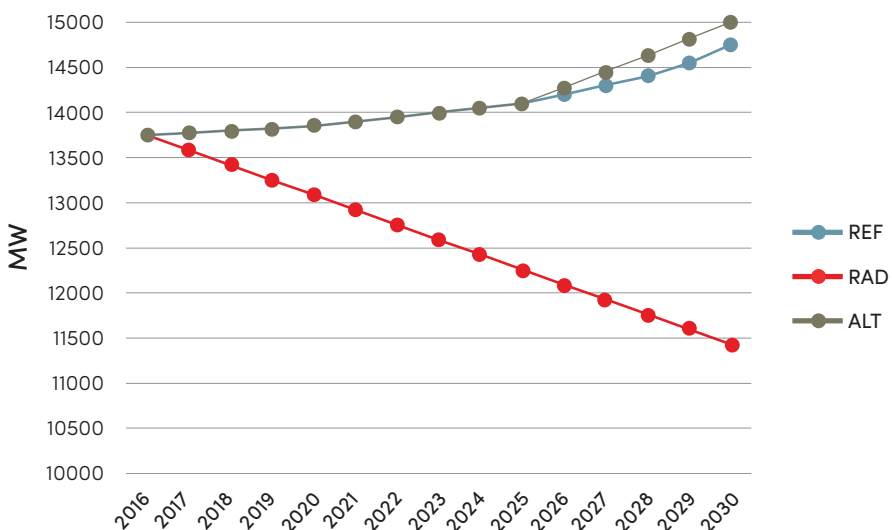
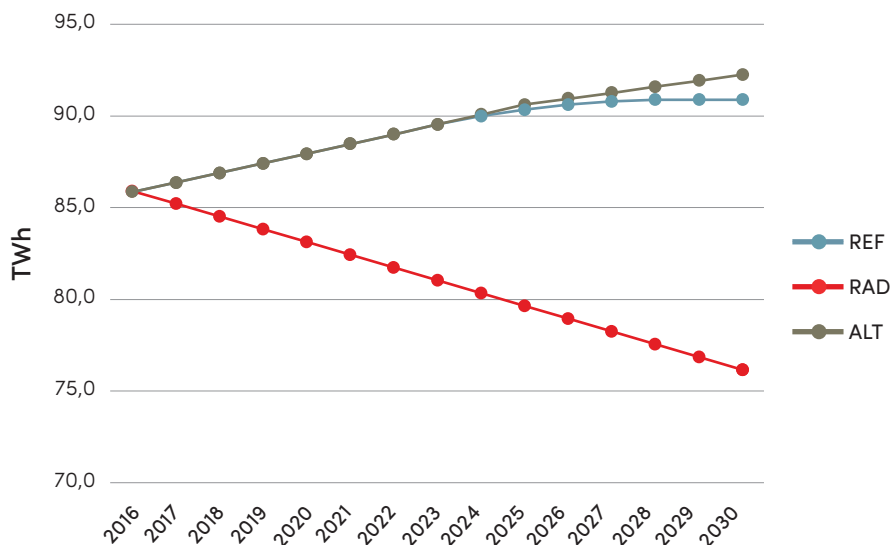


Figure 2.2 : Évolution de la demande totale d'électricité (TWh) dans les différents scénarios



Une réduction de la demande grâce à l'efficacité énergétique est essentielle, mais quelles sont les mesures les plus aisées à mettre en oeuvre ?

L'efficacité énergétique est centrale dans les débats sur les futurs scénarios énergétiques. Selon de nombreux intervenants, il faut avant tout investir dans des économies d'énergie, puisque chaque unité d'énergie non produite évite à la fois un coût de production donné et des émissions de CO₂ données. L'efficacité de la politique d'efficacité énergétique qui veut réduire la quantité totale de précités consommés (en TWh/an) est cependant sujette à diverses variantes de défaillances du marché. Ainsi, le locataire d'une habitation ne peut exiger du jour au lendemain que le propriétaire entreprenne des travaux de rénovation approfondis – y compris le renouvellement de la technologie de chauffage et de tous les équipements d'éclairage – afin d'accroître nettement l'efficacité énergétique de l'habitation qu'il loue. Et même si le propriétaire y était disposé – ce qui implique qu'il peut imputer les coûts de rénovation sur le loyer –, des problèmes techniques peuvent compliquer de tels travaux de rénovation. Si les travaux de rénovation rendent l'habitation inhabitable pendant plusieurs semaines, voire plusieurs mois, le propriétaire doit prévoir une alternative, ce qui a à nouveau des répercussions sur les coûts. Une autre barrière importante à la politique

sd'efficacité provient du manque de capital d'investissement. De nombreux propriétaires d'habitations relativement âgées savent parfaitement qu'ils pourraient économiser de l'énergie en procédant à des travaux de rénovation, mais ne peuvent les financer. Plus les prix de marché des habitations anciennes et inefficaces sont élevés, plus il est difficile de financer et d'exécuter des rénovations approfondies à court terme. Cette problématique est la conséquence de prix erronés pour du capital survalorisé. Ce problème trouve sa source dans l'information : les candidats acheteurs sont souvent incapables d'estimer le prix de revient d'investissements de rénovation élémentaire et approfondis. Une solution peut consister à imposer des audits énergétiques à la vente d'habitations existantes. Ce faisant, le candidat acheteur connaît le budget de rénovation nécessaire pour améliorer les performances énergétiques de son logement. Naturellement, un tel audit énergétique pèsera lourdement sur la valeur vénale d'anciennes habitations, de sorte que tout le monde ne réagira pas avec autant d'enthousiasme à cette solution à une forme importante de défaillance du marché.

Le subventionnement par les pouvoirs publics d'investissements dans les rénovations par les particuliers n'est pas une solution efficace, car ces subsides constituent de facto un transfert vers les vendeurs d'habitations de qualité. Les subsides favorisent également l'inégalité de richesses parce que seuls les revenus moyens et plus élevés peuvent investir. Et la plupart des travaux subsidiés seraient également exécutés sans les subsides... Si l'État a trop d'argent et veut subsidier des travaux de rénovation, une rénovation approfondie et accélérée des anciens bâtiments scolaires, par exemple, semble plus opportune. En outre, il faut également compter avec l'effet rebond. Investir dans une technologie plus efficace réduit le coût d'utilisation par unité, ce qui permet à l'utilisateur d'accroître sa demande de services énergétiques. Après une rénovation importante d'une habitation, l'occupant peut opter pour une température ambiante de 22°C au lieu de 19°C parce qu'il peut désormais atteindre une température ambiante plus élevée à bien moindre coût. Une partie de l'économie réalisée peut ainsi être convertie en une hausse de la demande. Un autre exemple est l'augmentation du nombre de kilomètres parcourus par an après l'acquisition d'une voiture très économe en carburant. Dans une perspective macro-économique, un autre effet peut également intervenir à long terme. Une baisse de la demande d'énergie à la suite d'investissements massifs dans l'efficacité peut entraîner une baisse des prix de l'énergie à offre égale. Et cette baisse des prix de l'énergie peut favoriser une augmentation de la demande dans d'autres secteurs économiques. Il n'est donc pas si simple d'estimer l'impact de mesures d'efficacité énergétique à long terme.

Les exemples ci-dessous ne font aucune distinction entre énergie et électricité. Des travaux de rénovation dans une habitation déjà chauffée à l'électricité peuvent entraîner une baisse de la demande d'électricité. Des rénovations importantes au terme desquelles une technologie de chauffage à base de mazout ou de gaz naturel est remplacée par une pompe à chaleur entraîneront une augmentation de la demande d'électricité. Idem pour l'échange d'une voiture diesel contre une voiture électrique. La hausse de la demande d'électricité peut entraîner une augmentation des émissions de CO₂ lors de la production d'électricité – voir plus loin –, mais il est important de comparer cette évolution aux émissions de CO₂ économisées par la baisse de la consommation de carburants fossiles.

Outre une politique générale d'efficacité énergétique, la politique peut se concentrer spécifiquement sur la réduction de la demande de pointe. Une baisse structurelle de la demande de pointe belge (en MW) ne doit pas nécessairement coïncider avec un recul de la demande totale (en TWh). En étalant davantage la demande dans le temps aux moments des pics de consommation, il est possible de garantir une sécurité énergétique avec un parc de production plus petit, mais exploité plus efficacement.

Parc de production

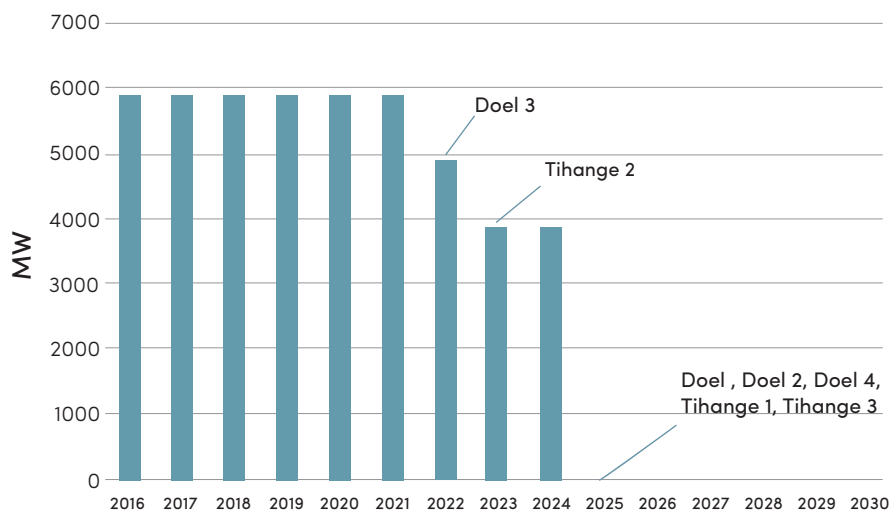
Introduction

Actuellement, la Belgique dispose d'une capacité de production totale d'environ 20.000 MW pour une demande de pointe d'environ 13.750 MW. Sur papier, nous disposons donc de plus d'actifs que nécessaire pour produire de l'électricité, d'autant que la demande est souvent nettement plus faible que la demande de pointe. Une partie du parc de production peut cependant ne pas être disponible pour certaines raisons. Quand il n'y a ni vent, ni soleil par exemple, ou en cas de travaux de maintenance ou de problème technique. De plus, certaines centrales peuvent être mises hors service pour des raisons économiques. Si le prix de marché est inférieur au coût marginal, l'exploitant de la centrale au gaz réalise des pertes marginales et ne produira pas. La centrale ne sera pas utilisée et pourra éventuellement être fermée temporairement jusqu'à ce que le climat économique offre davantage d'opportunités. Dans les paragraphes suivants, nous discutons brièvement des principaux éléments du parc de production.

Capital nucléaire

Malgré l'essor significatif des technologies d'énergie renouvelable, les centrales électriques conventionnelles représentent toujours une grande partie du système énergétique belge. Actuellement, la *firm capacity* de notre pays se compose pour majeure partie de centrales au gaz et de centrales nucléaires. Ensemble, elles pèsent environ 45% du parc de production total. Néanmoins, ce parc va nettement évoluer au cours des dix prochaines années. La loi sur la sortie du nucléaire a été approuvée par le gouvernement Verhofstadt en 2003. Cette loi prévoit que la Belgique ne peut construire de réacteurs nucléaires supplémentaires et que les centrales nucléaires existantes – qui représentent une capacité de production d'environ 6 000 MW – devront être fermées dans un intervalle de temps donné. Cette loi a encore été modifiée récemment et le gouvernement fédéral a approuvé une prolongation de dix ans de la vie des centrales nucléaires les plus anciennes (Doel 1 et Doel 2). En principe, l'énergie nucléaire – qui s'adjuge toujours 30% de la capacité de production installée totale – ne fera plus partie du parc de production belge après 2025. Le défi s'annonce énorme : dans quatre ans, près de 6 000 MW de capacité baseload contrôlable disparaîtront du réseau électrique (voir Figure 2.3).

Figure 2.3 : Évolution de la capacité nucléaire suivant la législation belge actuelle (statut 2017)



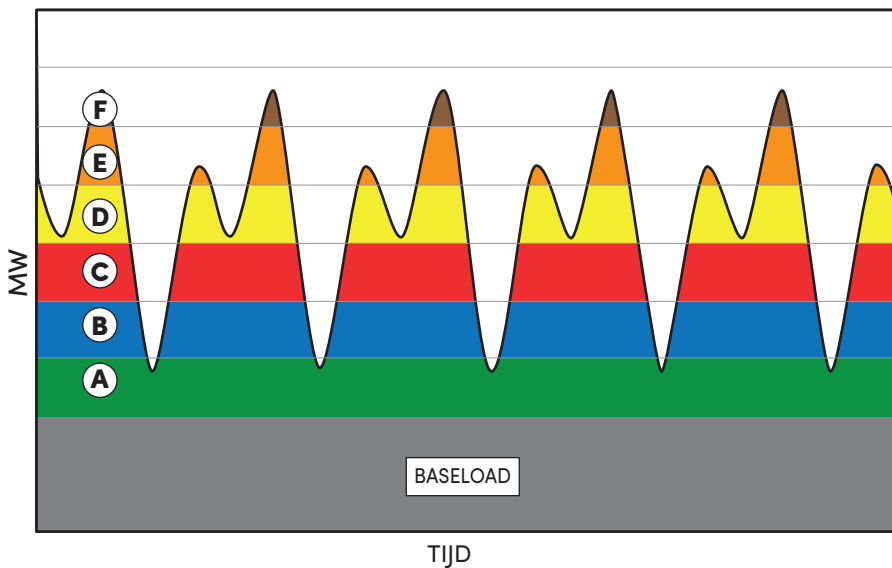
Contrairement à l'évolution de la capacité nucléaire – qui, en raison de son faible coût marginal et de sa flexibilité limitée, est considérée comme donnée dans les différents scénarios –, les capacités futures des centrales au gaz – à cycle combiné, CCGT ou *combined cycle gas turbine* et à circuit ouvert, OCGT ou *open cycle gas turbine* – sont déterminées par le modèle.¹ Dans un premier temps, on observe les capacités installées actuelles (CCGT + OCGT) et les investissements attendus une fois que les anciennes centrales arriveront au terme de leur durée d'utilisation prévue. Cela vaut non seulement pour les anciennes centrales au gaz, mais aussi pour les anciennes centrales biomasse et cogénération. De manière générale, on s'attend à ce qu'un grand nombre de capacités âgées disparaissent de notre système d'ici 2030 pour des raisons de nature technique. Nous présupposons dans notre approche que la fermeture annoncée ou attendue des anciennes centrales aura effectivement lieu. Partant de cette hypothèse, notre modèle va vérifier dans quelle mesure la capacité résiduelle permet de suivre la demande attendue d'électricité. Nous calculons le nombre d'heures de déficit possible par an et nous comparons ce résultat aux objectifs fixés en matière de sécurité énergétique. Si les heures de déficit sont excessives, le modèle *firm capacity* ajoute des investissements dans des centrales au gaz pour porter le nombre d'heures avec déficit au seuil de sécurité énergétique prévu. Le modèle fournit donc une série de capacités installées recommandées pour les années à venir et ce, pour chaque scénario choisi, étant donné les différentes évolutions possibles d'éléments comme les investissements dans la capacité renouvelable, l'importation d'électricité, le nombre de véhicules électriques, le stockage en batterie disponible, etc. Par ailleurs, il est possible d'en déduire quels investissements supplémentaires seront nécessaires dans cette technologie entre 2016 et 2030. La nécessité de prévoir une forme de subsides pour les investissements dans de nouvelles capacités au gaz sera abordée plus tard. En outre, le modèle calcule les heures de fonctionnement correspondantes de la capacité gaz installée. Cette production est discutée dans le détail dans la section « Résultats ».

La capacité de production totale des CCGT et OCGT quantifiée par le modèle se compose à la fois de centrales récentes très efficaces et d'unités de production anciennes et plus polluantes. Les centrales les plus récentes, et donc aussi les plus efficaces, afficheront en théorie des coûts marginaux plus faibles et produiront

1 Les centrales CCGT sont conçues pour produire un grand nombre d'heures par an. Elles produisent de l'électricité à partir de la combustion de gaz de la manière plus efficace possible, et leur construction exige d'importants investissements en capital. Les centrales OCGT, en revanche, présentent une intensité en capital nettement moindre. Ces centrales économiques consomment du gaz de manière moins efficace, raison pour laquelle leur coût marginal de production est plus élevé. Elles sont spécialement conçues et construites pour ne produire de l'électricité de manière flexible que pendant de brèves périodes de demande maximale d'électricité.

davantage que les centrales plus âgées. Pour en tenir compte, la capacité de production totale des centrales CCGT et OCGT est subdivisée en plusieurs tranches d'efficacité décroissante. Cela permet d'analyser plus en détail l'exploitation des centrales au gaz. Cette subdivision en tranches est illustrée dans la figure ci-dessous. Dans cette présentation simplifiée, nous voyons de quelle manière la demande d'électricité (courbe noire) est satisfaite par la combinaison de la production baseload nucléaire (barre grise) et de la production de centrales au gaz présentant des degrés d'efficacité divers (barres colorées). L'illustration présente les fluctuations de la consommation d'électricité sur quatre jours complets, avec chaque fois avec un pic le matin, un pic supérieur le soir, et une baisse pendant la nuit. Les tranches A à C représentent la production provenant de centrales CCGT, les centrales de la tranche A affichant une plus grande efficacité et produisant donc plus que les centrales de la tranche C. La production des OCGT est représentée par les tranches D à F, les centrales D étant plus efficaces et atteignant donc des niveaux de production plus élevés que les centrales du segment F.

Figure 2.4 : Exemple illustratif de la production totale de gaz subdivisée en différentes tranches selon le taux d'efficacité



Biomasse et cogénération

Bien que la biomasse soit considérée comme une technologie assez coûteuse, elle peut contribuer dans une importante mesure à la sécurité d'approvisionnement et à la réalisation des objectifs en matière d'énergie renouvelable. Dans ce travail, nous ne prévoyons pas d'investissement d'expansion significatifs dans les cen-

trales biomasse pour la sortie du nucléaire prévue en 2025. Néanmoins, des investissements supplémentaires dans la biomasse pourraient être nécessaires après la sortie du nucléaire afin de réaliser les objectifs de long terme en matière d'émissions de CO₂. Tant dans le scénario de référence que dans le scénario alternatif, nous présupposons dès lors que la capacité biomasse augmentera à 2 677 MW en 2025, ce qui correspond à un investissement supplémentaire dans 1 250 MW. En 2030, cette capacité retombera à 2 463 MW dans les deux scénarios, en raison de la fermeture de capacités qui auront atteint la fin de leur durée de vie. Le modèle suppose que les investissements supplémentaires en biomasse sont déclenchés par les subsides nécessaires. Il est en effet très peu vraisemblable que l'on investisse dans des centrales biomasse sans subsides. Dans le scénario radical, nous renonçons à l'hypothèse d'investissements supplémentaires dans la biomasse. Aucune capacité ne s'ajoute après la sortie du nucléaire et il reste donc 1 213 MW en 2030.

Les installations de cogénération étaient largement subsidiées jusqu'il y a peu, raison pour laquelle le système électrique belge dispose d'une capacité de cogénération substantielle (1 938 MW en 2016). On prévoit cependant une baisse de la capacité de cogénération installée après 2020, à mesure que les anciennes installations quitteront le système et ne seront pas remplacées par de nouvelles installations en raison des conditions de marché moins attrayantes qu'aujourd'hui. La capacité installée résiduelle s'élèvera à 1 318 MW en 2030 dans tous les scénarios. La capacité de cogénération fournit une production fixe d'électricité toute l'année dans tous les scénarios.

Éolien et solaire

Dans la transition vers un système énergétique pauvre en carbone, le paysage énergétique belge s'est déjà caractérisé au cours de la décennie écoulée par une croissance stable de la capacité de production renouvelable tributaire des conditions climatiques comme l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Ainsi la capacité éolienne totale a-t-elle progressé de 174% entre 2005 et 2016, alors que la capacité photovoltaïque a bondi de 318% durant la même période à la suite de mécanismes de subsides généreux. Le boom du photovoltaïque a culminé dans les années 2010-2012, pendant lesquelles on a installé quelque 1 700 MW de panneaux solaires. On attend une nouvelle augmentation de la contribution des sources d'énergies renouvelables dans le système électrique belge au cours des années à venir. La Figure 2.5 illustre le développement futur supposé de la capacité photovoltaïque pour les différents scénarios. Dans le scénario de référence, sa hausse progressive permet d'atteindre une puissance photovoltaïque de 5 326 MW en 2030. Dans le scénario alternatif, on prend pour hypothèse que 7 326 MW de puissance totale sont installés d'ici 2030. Enfin, dans le scénario radical, on peut constater une croissance extrême de l'énergie solaire qui mène à une capacité photovoltaïque totale de 13 431 MW en 2030, soit 2,5 fois la puissance photo-

voltaïque installée correspondante dans le scénario de référence. Les Figures 2.6 et 2.7 présentent les évolutions estimées de l'énergie éolienne onshore et offshore dans les différents scénarios. En 2030, les capacités éoliennes installées totales s'élèvent successivement à 6 225 MW dans le scénario de référence, 8 225 MW dans le scénario alternatif et 11 345 MW dans le scénario radical.

Figure 2.5 : Évolution de la capacité de production installée du photovoltaïque dans les différents scénarios

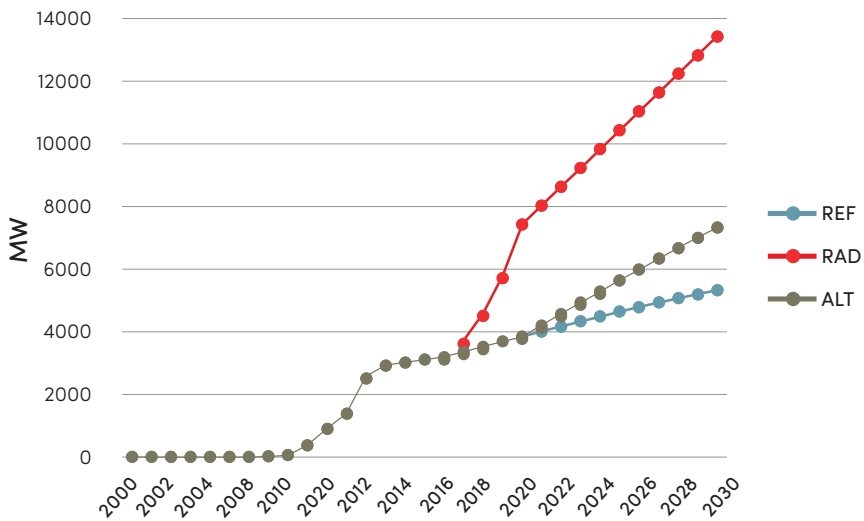


Figure 2.6 : Évolution de la capacité de production installée d'éolien onshore dans les différents scénarios

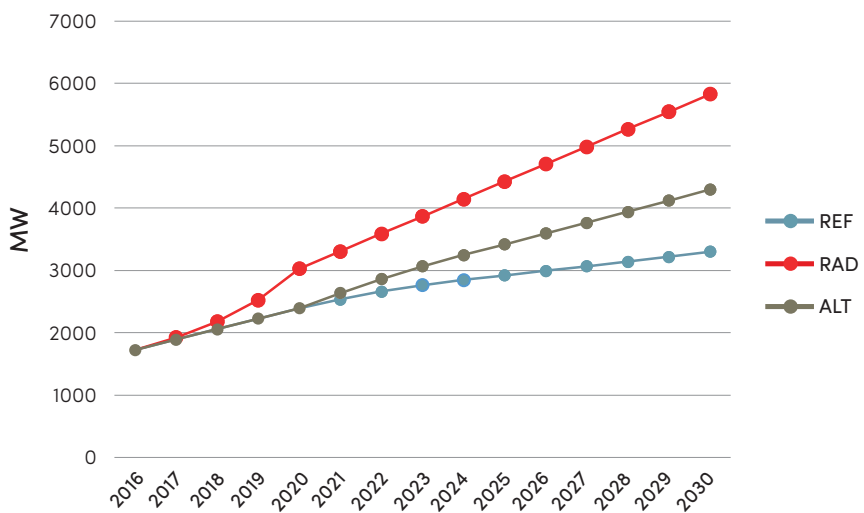
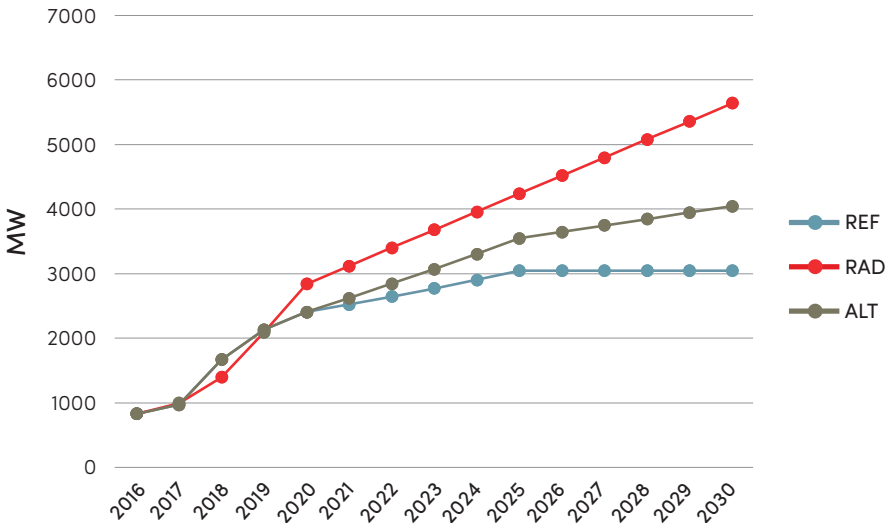


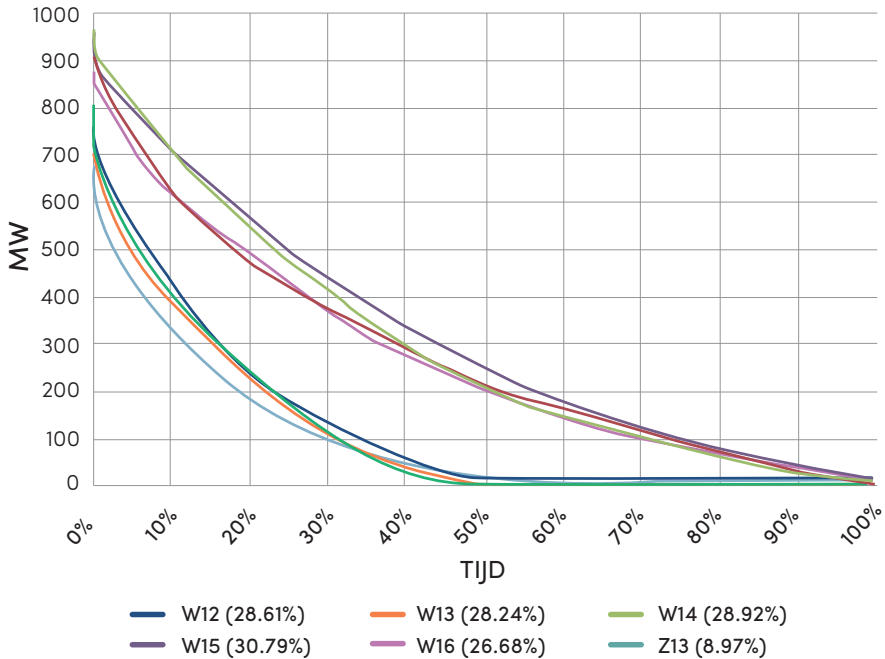
Figure 2.7 : évolution de la capacité de production installée de l'éolien offshore dans les différents scénarios



L'augmentation des sources d'énergie intermittentes ou tributaires des conditions climatiques Variable Renewable Energy Sources ou VRES entraîne une production très variable d'électricité renouvelable, ce qui impose plusieurs nouveaux défis. En raison des fluctuations de la production du parc renouvelable, la demande résiduelle à satisfaire avec les centrales de production contrôlable – la *firm capacity* – est de plus en plus volatile. Une exploitation maximale de la production renouvelable supplémentaire implique la possibilité d'augmenter et de restreindre très rapidement la production des centrales thermiques. De ce fait, l'exploitation du parc thermique suivra de plus en plus les conditions météorologiques.

L'exercice de modélisation repose sur les productions historiques d'énergie éolienne et solaire en Belgique. Nous disposons ainsi de cinq années de production éolienne et de quatre années de production solaire. Pour ces années, nous connaissons la production par la capacité éolienne et solaire pour chaque quart d'heure, ce qui donne une bonne idée de la variabilité de la production. Nous utilisons cette variété de conditions météorologiques possibles pour rendre notre modèle aussi réaliste que possible. La Figure 2.8 montre à quel point les années diffèrent en matière de production éolienne et solaire. Les facteurs de charge de chaque année sont indiqués entre parenthèses. Cela donne le rapport entre la production effective et la production atteinte si les installations produisaient de l'électricité à puissance maximale 24 heures sur 24 pendant toute l'année, c'est-à-dire la part de la production maximale théorique qui est réellement produite. Dans notre ensemble de données, 2015 est donc l'année la plus venteuse, 2016 l'année la plus ensoleillée.

Figure 2.8 : Diagramme des charges classées des différentes années éoliennes et solaires de l'ensemble des données utilisé, standardisé pour une capacité de 1000 MW



Interprétation : 1 000 MW de panneaux solaires produisent moins de 400 MW pendant 90% du temps.

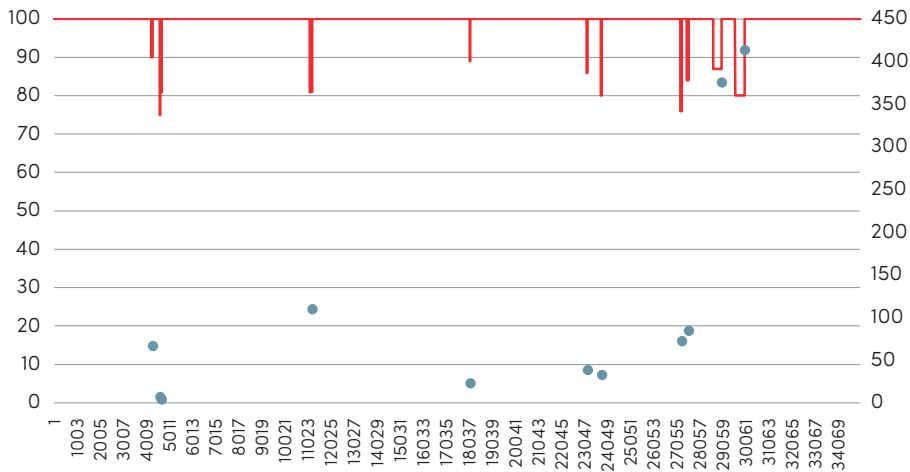
Indisponibilités fortuites

Dans la pratique, les centrales électriques ne sont pas disponibles à 100% du temps pour le réseau. Il y a par exemple les travaux d'entretien ou les avaries techniques qui empêchent temporairement la capacité de production d'être disponible. Ce sont les *forced outages* ou indisponibilités fortuites. Ces dernières années ont été caractérisées par un très grand nombre d'indisponibilités pour le parc nucléaire, ce qui a fait remarquer aux plus critiques de l'énergie nucléaire que la production d'énergie éolienne ou solaire n'était pas la seule à être très variable. Dans l'exercice de modélisation, nous ne nous basons cependant pas sur une indisponibilité aussi variable des centrales nucléaires, et appliquons une hypothèse plutôt conventionnelle concernant la fréquence des indisponibilités forcées.

Dans le modèle de dispatching, la capacité disponible du parc de production technique est réduite à des instants arbitraires à la suite de mises hors service imprévues. Tant l'ampleur que la durée des indisponibilités imprévues sont attribuées de manière aléatoire sur la base de leur probabilité correspondante. Sur la

base des données de disponibilité figurant dans la littérature, nous avons attribué à chaque type de production un ratio distinct qui reflète le nombre moyen d'indisponibilités imprévues. La Figure 2.9 représente visuellement la disponibilité du parc nucléaire total pour une simulation sur une année. Sur l'axe de gauche, il est possible de constater que la capacité de production disponible baisse de 20% à plusieurs reprises (ex. arrêt imprévu du réacteur nucléaire en raison d'une avarie technique). L'axe de droite indique la durée de chaque interruption (en nombre de quarts d'heure). Généralement, il s'agit d'interruptions qui ne durent pas plus d'une journée (96 quarts d'heure), bien que cet exemple soit marqué de deux interruptions d'environ quatre jours. Quand il simule une année donnée (ex. 2030), le modèle calcule plus de 10 000 variations. Non seulement la demande, les importations et la production VRES varient, mais aussi le profil des indisponibilités fortuites. La Figure 2.9 est donc l'une des possibilités utilisées en matière de timing et de gravité des interruptions.

Figure 2.9 : Disponibilité du parc nucléaire dans une simulation annuelle arbitraire



Modulation saisonnière de la baseload

En été, la demandé d'électricité est plus faible et la production d'électricité par panneaux solaires est nettement plus élevée. De telles situations s'accompagnent dès lors d'excédents de production significatifs. La limitation stratégique de la production baseload pendant l'été – par exemple en raison de l'exécution de travaux d'entretien sur les centrales nucléaires – est une solution envisageable afin de limiter quelque peu les excédents de production. Pour la refléter dans le modèle, les productions des différentes technologies baseload (nucléaire, biomasse et cogénération) font l'objet de corrections saisonnières distinctes. Nous obtenons

ainsi – en combinaison avec la modélisation de l’entretien et des indisponibilités fortuites – des facteurs de charge réalistes pour chacune de ces technologies. Les centrales biomasse et les installations de cogénération tournent à 100% l’hiver, mais seront moins utilisées l’été; on obtient dès lors un facteur de charge d’environ 72% sur base annuelle dans chaque scénario.

Pseudo-capacité

Introduction

L’électricité qui n’est pas consommée ne doit pas être produite. Idem pour l’électricité que nous importons des pays voisins ou pour l’électricité que nous pouvons tirer de technologies de stockage lors des pics de consommation. Outre le parc de production classique, chaque configuration tient compte de ces facteurs qui en soi peuvent apporter une contribution importante à la sécurité d’approvisionnement. La capacité de déplacer la demande, d’importer de l’électricité ou de la stocker ne peut être comparée directement au potentiel des capacités classiques de production d’électricité. Nous qualifions l’importation, le *demand side management* (DSM) ou gestion de la demande et le stockage d’électricité en batteries de « pseudo-capacité » parce qu’elle peut avoir un impact équivalent au capital productif dans certaines circonstances. Pour cartographier l’impact de cette pseudo-capacité sur le réseau électrique belge entre 2016 et 2030, nous faisons varier grandement leur utilisation et leur diffusion en fonction du scénario choisi.

Dans le scénario de référence, nous faisons une estimation assez conservatrice, mais réaliste de l’intégration progressive des véhicules électriques, du DSM, du stockage en batterie et d’une capacité d’interconnexion supplémentaire. Comme le scénario de référence fait office de point d’étalonnage, on y fait abstraction des évolutions disruptives. Ci-dessous, nous discutons des projections utilisées pour la pseudo-capacité dans les différents scénarios.

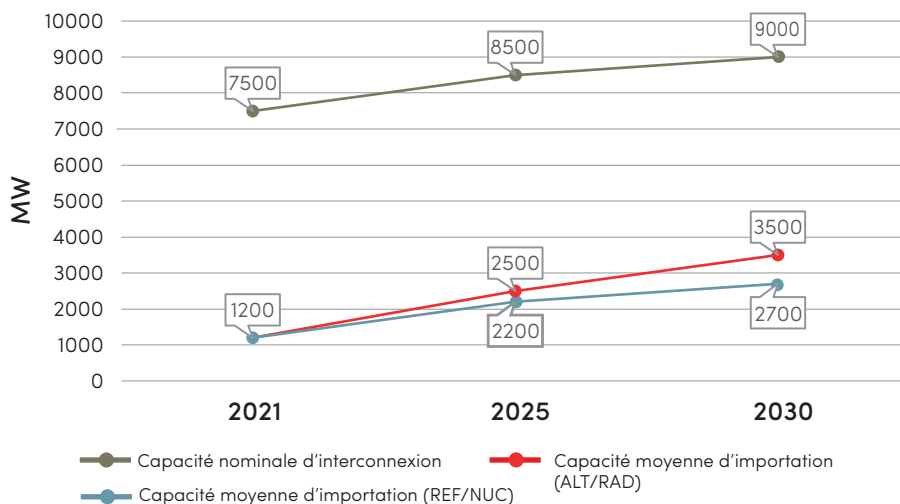
Importation

L’importation d’électricité de l’étranger pourra jouer un rôle de plus en plus important à l’avenir dans la réponse aux pics de consommation en Belgique. La capacité d’importation simultanée maximale sur les liaisons (interconnexion) avec nos pays voisins s’accroîtra au cours des années à venir de 4 500 MW à 6 500 MW en 2021.²

² Elia. (2015). Plan de développement fédéral du réseau de transport. Tiré de : http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/grid-development/Plan-de-Developpementfederal-du-reseau-de-transport_2015-2025.pdf.

Cette augmentation est la conséquence d'une série de nouveaux projets d'investissement, dont BRABO (interconnexion avec les Pays-Bas), Alegro (interconnexion avec l'Allemagne) et NEMO (interconnexion avec le Royaume-Uni). On peut également s'attendre à ce que la capacité d'interconnexion augmente encore sous l'effet d'investissements supplémentaires au cours de la décennie suivante. Dans ce domaine, la situation géographique de la Belgique joue un rôle crucial, puisqu'elle nous permet, en tant que pays de transit, d'assurer de plus en plus la circulation d'électricité depuis et vers tous nos pays voisins. Tous les scénarios prévoient une capacité d'interconnexion nominale de 9 000 MW en 2030. La capacité d'importation disponible réelle peut cependant être nettement inférieure. Ainsi la capacité d'interconnexion entre la Belgique et la France peut-elle, à des moments critiques, être utilisée exclusivement pour exporter de l'électricité des Pays-Bas vers la France. L'existence de la capacité d'interconnexion n'implique pas que la Belgique puisse toujours importer pour sa consommation intérieure. La Figure 2.10 présente l'évolution de la capacité d'importation moyenne par an dans les différents scénarios. La capacité d'importation nominale est, comme on l'a dit, identique dans chaque scénario.

Figure 2.10 : Évolution de la capacité d'importation nominale et moyenne dans les différents scénarios



Dans cette étude, nous optons pour une augmentation plutôt conservatrice de la capacité d'importation moyenne au cours de la décennie à venir malgré la forte hausse de la capacité d'interconnexion nominale. Bien que la capacité d'importation moyenne puisse s'établir en théorie à 6 000 MW, voire plus en 2030, cela impliquerait une rupture de tendance radicale dans la stratégie belge en matière

de sécurité énergétique. On créerait en effet une forte dépendance à l'électricité importée de l'étranger, ce qui exige un soutien politique explicite. Aucun de nos pays voisins ne veut « externaliser » la sécurité énergétique nationale, et les gouvernements belges n'ont jamais exprimé cette intention non plus. C'est pourquoi nous limitons l'augmentation des importations moyennes entre 2 700 à 3 500 MW en 2030, selon le scénario.

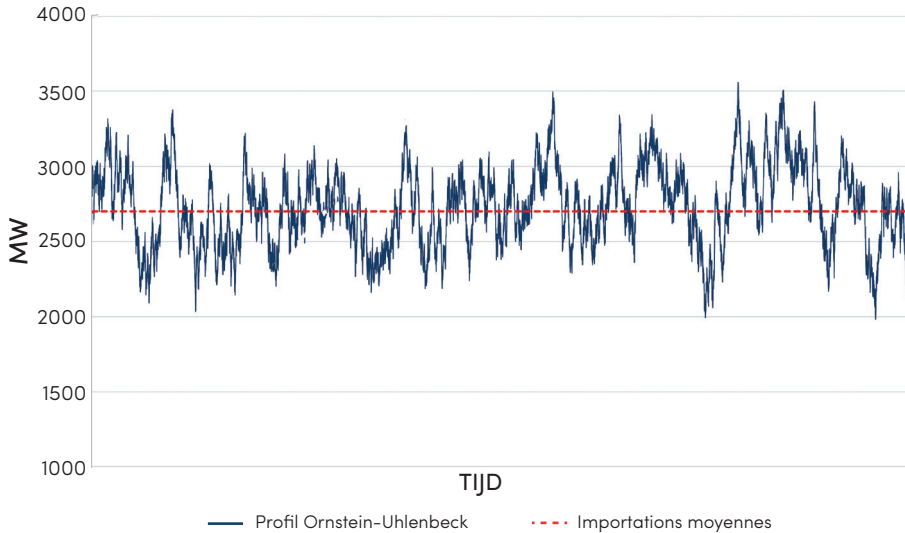
La modélisation des importations futures réelles n'est pas simple, puisque les fluctuations à court terme des importations sont largement imprévisibles. Cela provient du fait que les importations d'électricité sont tributaires dans la pratique des conditions météorologiques et de marché en vigueur dans les différents pays voisins. Ainsi les conditions météorologiques dans les pays voisins sont-elles importantes à la fois pour déterminer la demande dans les pays voisins et pour la possibilité d'exporter les excédents RES. Les rapports de compétitivité entre les actifs belges et étrangers participent également à déterminer le trafic sur les lignes internationales. Ainsi l'importation d'énergie nucléaire française en Belgique pourrait-elle par exemple provoquer l'arrêt des centrales au gaz. D'autre part, les nouvelles centrales au gaz très efficaces qui devront être construites en Belgique à l'avenir pourraient être nettement plus compétitives que les centrales au gaz plus anciennes et moins efficaces utilisées à l'étranger.

Outre les conditions de marché dans les pays voisins, l'importation est également déterminée par la disponibilité de la capacité d'interconnexion. Quand les conditions de marché à un moment donné imposent à la Belgique d'importer une quantité déterminée d'électricité et qu'une capacité de production à l'étranger est disponible pour y satisfaire (par exemple aux Pays-Bas), il se peut toujours que cette transaction ne puisse avoir lieu parce que la capacité d'interconnexion a déjà été réservée par d'autres parties. Dans la pratique, le trafic sur les câbles de connexion internationaux est régi par le *flow-based market coupling* (FBMC), un système complexe de dispositions techniques entre les gestionnaires de réseau en Belgique et dans les pays voisins. Actuellement, ce système n'est utilisé qu'en Europe centrale et occidentale (ECO), mais à long terme, l'ambition est que le marché de l'électricité puisse être parfaitement organisé avec un minimum de congestion dans l'ensemble de l'Union européenne. L'objectif du FBMC est d'exploiter de manière optimale les liaisons internationales pour soutenir à terme un marché unique de l'électricité en Europe.

En raison de la complexité du mécanisme FBMC, il est difficile de prévoir la capacité d'interconnexion disponible d'un moment à l'autre. Nous pouvons cependant réaliser une estimation des limites inférieure et supérieure entre lesquelles les importations fluctueront au cours d'une année donnée et de la vitesse à laquelle les importations peuvent baisser ou augmenter d'un moment à l'autre. Vu que les importations sont imprévisibles, mais qu'on peut supposer qu'elles fluctueront dans des limites données, nous avons opté dans notre exercice de modélisation pour un algorithme Ornstein-Uhlenbeck qui génère des profils d'im-

portation pour les années à venir. Cet algorithme stochastique génère des nombres aléatoires qui fluctuent dans des limites imposées de manière exogène et convergent vers une valeur moyenne qui est également fixée de manière exogène. Dans la Figure 2.11, nous illustrons un profil d'importation généré pour un an.

Figure 2.11 : Exemple de profil d'importation généré de manière aléatoire pour une simulation sur un an



À l'aide de cette méthodologie, nous pouvons obtenir d'innombrables profils d'importation dans le cadre duquel nous introduisons cependant une correction pour les moments de grande pénurie. Nous abaissons alors délibérément les importations arbitraires produites par la méthode Ornstein-Uhlenbeck afin d'éviter que le modèle prévoie des importations très élevées à des moments où c'est très peu vraisemblable dans la pratique. Si la Belgique est confrontée à une pénurie, il est en effet très probable que ce soit également le cas de nos voisins. La raison en est que les conditions météorologiques – pensez par exemple à une vague de froid d'une semaine en janvier – sont généralement similaires en Belgique et chez ses voisins. Sur la base des profils d'importation historiques, une estimation a été faite de la capacité d'importation garantie et de la probabilité correspondante à des moments de pénurie sur le marché.

Pour ce qui concerne les importations minimums garanties à des moments de pic de consommation, il faut remarquer qu'un accord a récemment été conclu à ce propos entre les gestionnaires du réseau belge et de nos voisins immédiats. Le résultat de cet accord est l'*adequacy patch*, qui devrait en théorie garantir une quantité donnée d'importation pendant les moments de pénurie. Dans la mesure où il n'est pas certain que l'*adequacy patch* puisse être respecté de la pratique,

nous n'en tenons pas compte dans notre exercice de modélisation. Dans nos scénarios, il est donc possible que la Belgique ne puisse (presque) pas importer à des moments de demande de pointe qui se caractérisent précisément par d'importants besoins d'importation. De plus, sur la base des projets implicites de phase-out de la capacité nucléaire et du charbon au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Allemagne, on peut s'attendre à ce que la possibilité d'importer de l'électricité de ces pays à des moments de pic de demande soit souvent assez limitée en 2030. La fermeture des anciennes centrales dans les pays voisins va également éroder peu à peu la marge de réserves – la différence entre la demande de pointe et la capacité de production contrôlable maximale – dans ces pays. En ne tenant pas compte d'une capacité d'importation minimale toujours garantie, notre exercice de modélisation recherche une sécurité énergétique plutôt nationale dans le cadre de laquelle les importations variables d'électricité constituent un facteur exogène.

Demande flexible/contrôlable (DSM)

Une deuxième source de capacité qui ne va cesser de gagner en importance à l'avenir est la demande flexible contrôlable d'électricité, également appelée capacité *Demand Side Management* ou DSM. Bien qu'il existe en principe un potentiel théorique de déplacement de la demande en fonction des paramètres du réseau, ce potentiel n'est exploité actuellement que de manière limitée en Belgique. Les raisons sont diverses. En premier lieu, le développement de capacités DSM n'est pas évident en soi. La capacité DSM doit être identifiée et accessible, et il faut y associer une valeur financière suffisante pour déclencher un changement de comportement chez le fournisseur potentiel de capacité. La deuxième raison est le développement et l'harmonisation des logiciels et du matériel « intelligents » nécessaires à une expansion significative du DSM. Troisièmement, le cadre réglementaire et le modèle de marché utilisé sont également cruciaux pour le DSM. Pour ces raisons, nous restons plutôt conservateurs pour ce qui concerne l'estimation de la future capacité DSM, du moins dans le scénario de référence.

La capacité DSM n'est pas seulement difficile à développer, elle est aussi fondamentalement limitée à plusieurs domaines une fois qu'elle a été développée. En premier lieu, c'est une capacité généralement asymétrique, en ce sens qu'elle ne permet pas d'augmenter ou de réduire la demande d'électricité dans une même mesure. Pour ce qui concerne le DSM au niveau résidentiel, on peut affirmer que la capacité potentielle d'accroître la consommation à des moments stratégiques est beaucoup plus grande que la capacité de la réduire significativement à des moments stratégiques. Cette asymétrie est cependant inversée pour la DSM au niveau industriel : les applications industrielles sont plutôt appropriées pour réduire la demande et dans une moindre mesure pour l'augmenter.

Une deuxième limitation importante de la capacité DSM tient à la durée pendant laquelle une augmentation ou une baisse donnée de la demande peut être maintenue et la fréquence à laquelle ce processus peut être répété à court terme.

Les deux « faiblesses » de la DSM – asymétrie et limitation dans le temps – se retrouvent également dans le projet LINEAR³, dont il est ressorti que les appareils ménagers intelligents pouvaient principalement accroître leur consommation – par exemple pour absorber les excédents d'énergie renouvelable –, mais présentaient un potentiel beaucoup plus limité en matière de réduction de la consommation. On a estimé dans ce projet que la capacité DSM au niveau résidentiel en Belgique permettait une réduction maximale de la consommation de 300 MW, mais uniquement le week-end et seulement pendant une durée de 15 minutes. Il est donc possible d'affirmer que la capacité DSM à l'aide d'appareils « intelligents » sera difficile à exploiter au niveau résidentiel dans la pratique et présente donc un potentiel assez limité en termes de marge de réserve stratégique au niveau du réseau.

Pour estimer la capacité DSM disponible en 2030, il semble logique de partir de la capacité disponible actuellement. Dans le récent rapport publié par Elia sur la sécurité d'approvisionnement belge, on se base sur une capacité DSM de 826 MW en 2016.⁴ C'est l'addition des capacités contractuelle et non contractuelle. La capacité non contractuelle correspond à une réduction de la demande déclenchée par le prix du marché même et qui intervient sur une base volontaire (ex. sur la base d'un SMS du gestionnaire de réseau).

Dans le scénario de référence, nous partons du principe que la capacité DSM de réduction de la consommation continue à augmenter lentement, jusqu'à doubler environ à 1600 MW en 2030. Nous proposons également que celle-ci reste disponible pour maximum cinq heures. Ce chiffre est comparable aux estimations faites pour le Royaume-Uni et l'Allemagne pour la même année (et adaptée à la population belge). Dans le scénario de référence, nous restons donc très prudents pour ce qui concerne la future capacité DSM, en ce sens que nous n'attendons pas de grande percée technologique ou réglementaire qui déclencherait une nette augmentation de cette capacité. Certes, il n'est pas impensable que le développement rapide de logiciels et de matériel intelligents permette une augmentation nettement plus rapide de la capacité DSM dans un avenir proche. Mais nous réservons cette hypothèse techno-optimiste pour les scénarios alternatif et radical, qui prévoient une demande beaucoup plus flexible et contrôlable qu'aujourd'hui en 2030. La limitation dans le temps reste valable dans ces scénarios. Le DSM ne peut être fourni que pendant quelques heures, et n'est donc pas l'équivalent d'une *firm capacity* qui, si nécessaire, pourrait continuer à produire sans interruption.

3 Voir <http://www.linear-smartgrid.be>.

4 Elia. (2015). *Sécurité d'approvisionnement pour la Belgique. Besoin de réserve stratégique pour l'hiver 2016-17*. Tiré de : http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/151202_ELIA_adequacy-report-FR.pdf.

Dans le scénario de référence, il n'est pas possible de provoquer une augmentation de la demande de manière contrôlée – par exemple en cas de grande surproduction d'énergie renouvelable. Une hausse de demande contrôlable est cependant possible dans les scénarios alternatif et radical. Ils prévoient une demande qui peut être contrôlée à la fois à la hausse et à la baisse en 2030, avec, dans le scénario radical, un maximum de 2500 MW dans les deux directions.

Les volumes (en MWh) qui sont supprimés ou ajoutés par une demande flexible sont toujours compensés à un moment ultérieur dans les simulations de modèles. Si la demande est réduite de 1000 MW pendant une heure lors d'un pic de soirée, on créera 1000 MWh de demande complémentaire lors de la période suivante sans pénurie pour compenser. On fait l'inverse pour la flexibilité à la hausse. L'augmentation temporaire de la demande pendant un moment de surproduction d'énergie renouvelable est contrebalancée par une réduction de la demande du même volume plus tard.

Véhicules électriques (VEs)

S'il est acquis que la voiture électrique aura sa place, personne ne peut prévoir le poids des VE ou BEV (*battery electric vehicles*) en 2030. Puisque la batterie d'une voiture entièrement électrique (BEV) peut être affectée au stockage d'électricité dans une perspective systémique – donc indépendamment de la demande de mobilité par le propriétaire –, nous avons tenté, en fonction de nos exercices de modélisation, de cartographier le potentiel des véhicules électriques jusqu'en 2030 sur la base des rapports, des bases de données et de la littérature académique actuels.

Si le parc de voitures augmente de 1,25% par an, un taux de pénétration conservateur des VE peut mener à un parc de 500 000 VE dans le scénario de référence d'ici 2030. Ce scénario n'est bien entendu que la représentation d'un avenir incertain puisque le potentiel commercial des VE dépend de nombreux facteurs. Ainsi l'offre de modèles disponibles, le rayon d'action et surtout la disponibilité d'une infrastructure de rechargement public joueront-ils un rôle important dans la diffusion de voitures électriques. En outre, des mesures politiques sous la forme d'incidents fiscaux pourront accélérer considérablement le déploiement à grande échelle des voitures électriques, comme cela a déjà été démontré en Norvège. Selon de nombreux observateurs, la décennie des VE commencera assurément à partir de 2022.

Les voitures étant à l'arrêt pendant plus de 90% de leur durée de vie, un parc de voitures électriques pourra apporter une contribution importante à la flexibilité du système énergétique. En théorie, les voitures électriques peuvent être chargées à l'aide d'un logiciel intelligent aux moments de creux avec des prix de l'électricité bas et fournir de l'électricité (se décharger) pendant les moments de demande de pointe avec des prix élevés. Une surproduction d'électricité renouvelable pourra ainsi être chargée dans les batteries automobiles, ce qui permettra

d'éviter des alternatives moins intéressantes comme un *curtailment* ou une limitation de la production renouvelable.

Plusieurs hypothèses ont été faites pour estimer le potentiel des applications « *vehicle to grid* » (V2G). À l'aide de données du SPF Mobilité et Transport⁵, nous avons calculé la distance moyenne que parcourt une voiture chaque jour. En multipliant ce nombre (41,9 km/jour) par la consommation moyenne actuelle d'une voiture entièrement électrique (0.2 kWh/km⁶), on obtient la capacité de batterie qui doit être réservée pour pouvoir parcourir la distance quotidienne moyenne. Compte tenu d'une efficacité de la batterie de 90% et d'une marge de réserve de 75%, il en résulte une moyenne de 16,3 kWh qui doit toujours être conservée dans la batterie lorsqu'une voiture électrique fournit des services au réseau. La marge de réserve est nécessaire pour garantir qu'il soit possible – si nécessaire – de parcourir une distance supérieure à la moyenne à n'importe quel moment, la connexion au réseau étant interrompue par l'utilisateur.

Il s'agit ensuite d'estimer la capacité de batteries moyenne de l'ensemble de la flotte VE. Afin de la calculer, nous avons établi une projection de la capacité de batterie moyenne des nouvelles voitures vendues jusqu'en 2030. Si nous estimons que le parc de voitures électriques avait une capacité de batterie moyenne de 20 kWh en 2014 et que cette capacité moyenne continue va augmenter chaque année, nous pouvons estimer la capacité de batterie moyenne de l'ensemble de la flotte de VE. Ce calcul donne lieu à une capacité de batterie moyenne de 47 kWh en 2030, dont 30 kWh pourraient être utilisés à des fins de V2G.

Un élément essentiel à l'activation de services V2G est la connexion des voitures électriques à un « réseau intelligent » à l'aide de « logiciels intelligents ». Nous présumons dans le scénario de référence que 38% des VE seront connectés en continu à un réseau intelligent en 2030, ce qui donne lieu à une capacité de batterie agrégée de plus de 5 000 MWh potentiellement disponible pour soutenir le réseau. Étant donné une puissance moyenne maximale de 6 kW⁷ par VE pour les services V2G, la capacité agrégée peut au moins fournir des services de support pendant quelques heures à une puissance maximale de plus de 1000 MWh dans le scénario de référence. Dans le scénario alternatif et le scénario radical, nous nous basons sur un nombre nettement plus élevé de VE – 930 000 dans le scénario alternatif et 2 millions dans le scénario radical (voir Figure 2.12) – dont une part plus importante est connectée à un réseau intelligent (voir Tableau 1.1). Nous obtenons ainsi une augmentation tant de la puissance maxi-

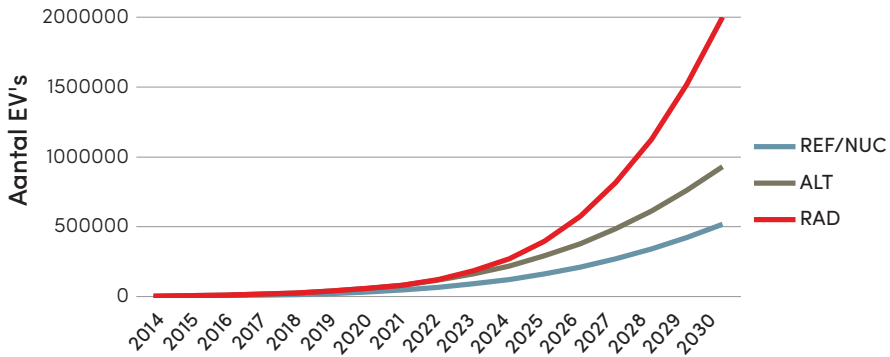
5 En moyenne 15 284 km en 2013. Tiré de : https://mobilit.belgium.be/fr/mobilite/mobilite_en_chiffres.

6 Une consultation de plusieurs sources académiques a révélé à une consommation moyenne des voitures électriques qui fluctue entre 15 et 23 kWh/100 km.

7 Nissan LEAF project. Tiré de : <https://www.enel.com/en/media/press/d201605-nissan-and-enel-launch-ground-breaking-vehicle-to-grid-project-in-the-uk.html>.

male que peut livrer la flotte totale de VE au réseau que de la durée pendant laquelle cette puissance peut être délivrée.

Figure 2.12 : Évolution du nombre de voitures électriques dans les différents scénarios



Outre un potentiel V2G significatif, les VE induisent également une demande complémentaire d'électricité. Dans un scénario de référence prévoyant 517 000 VE, la demande d'électricité additionnelle s'élève à environ 1,58 TWh pour pouvoir satisfaire aux besoins de mobilité. Pour remettre ce chiffre en perspective, précisons qu'il ne représente que 1,8% de la demande totale d'électricité en Belgique en 2013 (87 TWh). D'autres enquêtes confirment que le surcroît annuel de demande d'électricité imputable aux VE est assez marginal à moyen terme. La demande de pointe, en revanche, peut avoir un impact important en cas de système de rechargement non intelligent. Il en a été tenu compte dans ce modèle en adaptant le profil de demande utilisée au comportement de rechargement de l'ensemble de la flotte de VE. La partie de la flotte de VE qui *n'est pas* raccordée à un réseau intelligent provoque potentiellement une augmentation de la demande de pointe, ce qui n'est pas le cas des VE raccordés à un réseau intelligent.

Batteries stationnaires

Outre les batteries installées dans les VE, l'essor de systèmes de batteries stationnaires est également un facteur à prendre en compte dans les scénarios à l'horizon 2030. Dans notre analyse, nous établissons une distinction entre d'une part le stockage décentralisé à petite échelle comme des systèmes de batterie locaux de quelques kilowatts dans les PME et chez les ménages, et d'autre part le stockage centralisé à grande échelle comme un grand parc de batteries ou une centrale hydraulique à accumulation par pompage entre les mains d'une grande entreprise énergétique. Les installations de stockage de taille moyenne comme celles qui

pourraient être utilisées dans le cadre d'un micro-réseau ont été classées dans cette catégorie dans notre exercice de calcul.

Les unités de stockage peuvent être déployées largement. Tout d'abord, elles permettent d'exploiter les variations de prix. L'électricité peut être achetée lorsque les prix de l'électricité sont bas (par exemple lors des périodes de faible demande d'électricité et de forte production d'énergie renouvelable) et vendue lorsque des prix plus élevés sont constatés. Deuxièmement, les unités de stockage peuvent être utilisées pour éviter des investissements dans des capacités de production spécifique comme des centrales pour demande de pointe. Le stockage d'électricité peut également contribuer de différentes manières à préserver l'équilibre du réseau. On peut par exemple imaginer l'installation de batteries à des endroits stratégiques du réseau pour éviter toute congestion, ce qui permettra de réaliser des économies en matière d'extension du réseau. Enfin, les batteries peuvent être utilisées pour compenser les volumes de déséquilibre ou fournir des services de black-start.

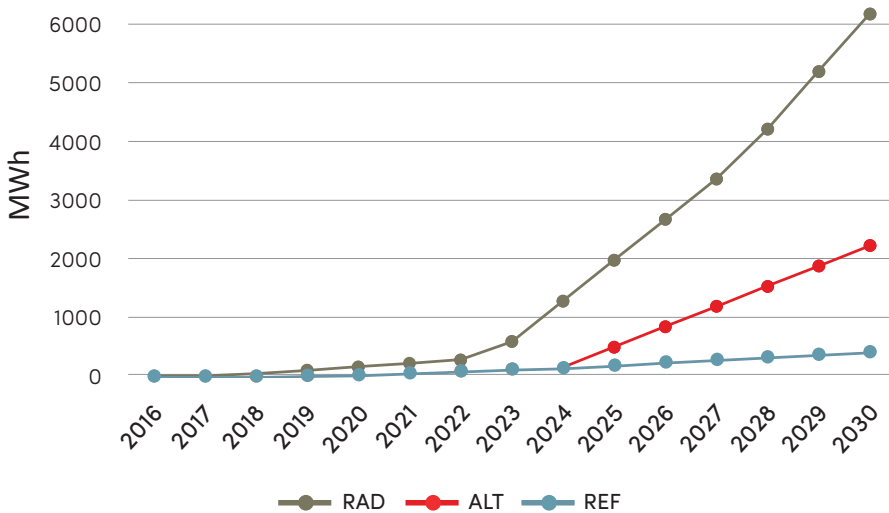
Actuellement, l'attrait financier des systèmes de stockage en batteries est cependant limité par les incertitudes relatives aux modèles de marchés et aux structures de tarification à venir. Aujourd'hui, la Belgique applique un *net-metering* avec des compteurs tournant à l'envers, raison pour laquelle l'électricité injectée sur le réseau est indemnisée au même prix que l'électricité prélevée du réseau. Des prosommateurs peuvent donc injecter à leur guise leur électricité excédentaire sur le réseau, qui fait ainsi office de système de batteries illimité. De tels mécanismes de tarification ne fournissent pas suffisamment d'incitants financiers à l'association de panneaux solaires à un système de stockage afin d'augmenter l'autoconsommation. En outre, l'investissement constitue toujours un frein à un déploiement rapide de systèmes de batteries. De manière générale, on s'attend cependant à ce que les batteries stationnaires gagnent en intérêt au cours de la décennie à venir. La vitesse de leur pénétration du marché dépendra naturellement de l'évolution des prix des batteries et des modèles de marché et autres structures tarifaires appliqués. Pour l'instant, il est impossible d'établir dans quelle mesure les unités de stockage en batteries pénétreront dans le paysage énergétique belge entre 2016-2030. Il n'est guère question de grands projets pilotes en Belgique. En Allemagne en revanche, d'importants projets d'investissement sont déjà à l'étude dans le sillage de mesures de soutien et d'une évolution favorable du cadre réglementaire. On travaille déjà à de grands projets de batteries aux États-Unis aussi. En Californie, une batterie d'une puissance de 100 MW délivrés pendant quatre heures est disponible.⁸ De telles évolutions peuvent dans une certaine mesure servir d'approximation pour évaluer la situation future en Belgique.

8 Voir <https://www.scientificamerican.com/article/world-s-largest-storage-battery-will-power-los-angeles/>.

La Figure 2.13 montre l'évolution de la capacité totale des batteries stationnaires (centralisées et décentralisées) jusqu'en 2030 dans les différents scénarios. Dans le scénario de référence, le rôle du stockage en batteries reste assez limité jusqu'en 2030. Pour ce qui concerne le stockage décentralisé, nous tablons sur une présence modeste des systèmes de batteries locaux chez les « early adopters ». Il s'agit d'un nombre limité de ménages et d'entreprises qui sont disposés à payer un surcoût en échange des applications possibles d'un système de stockage local – par exemple le Tesla Powerwall – comme l'augmentation de l'autoconsommation de la production photovoltaïque locale. Pour le stockage centralisé, nous tablons de manière similaire sur un nombre limité de projets pilotes mis en œuvre par des entreprises énergétiques. Ainsi une entreprise énergétique novatrice peut-elle par exemple investir dans un parc de batteries de quelques MW pour tester la déployabilité de tels systèmes dans la pratique. Les hypothèses plutôt optimistes sur la capacité disponible des batteries stationnaires ont été réservées au scénario alternatif et au scénario radical. Par rapport à une capacité de batteries stationnaires de 420 MWh dans le scénario de référence, nous travaillons en 2030 avec une capacité de 2 220 MWh dans le scénario alternatif et même avec une capacité de batteries de 6 180 MWh dans le scénario radical.

Par ailleurs, il faut également remarquer que la puissance installée du système d'accumulation par pompage dans le scénario alternatif et le scénario radical augmente de 600 MW en 2025. Les développements de systèmes d'accumulation qui facilitent le stockage saisonnier (comme le *power-to-gas*) ne sont pas pris en compte dans cette étude.

Figure 2.13 : Évolution des capacités de batteries stationnaires dans tous les scénarios (en MW et en MWh)



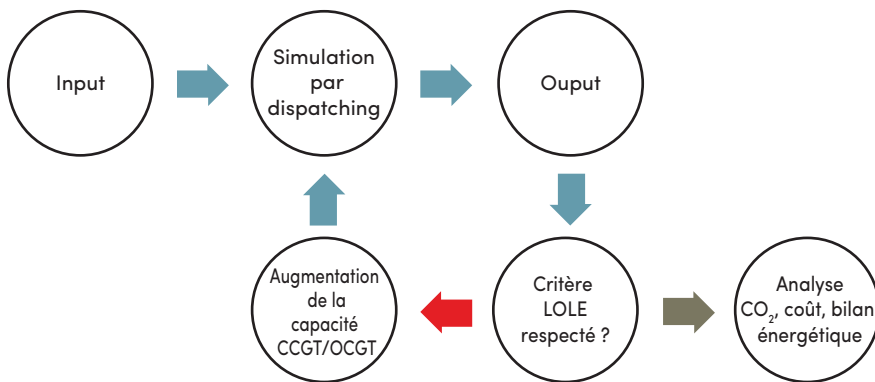
Méthodologie et modèles

Un système de dispatching probabiliste a été développé pour quantifier le besoin de transposer une production réglable dans les hypothèses précitées dans la vision du parc de production future. D'un point de vue économique, un modèle de dispatching ou d'allocation déterminera la production ou le développement optimal des centrales électriques afin de pouvoir suivre à tout moment la demande d'électricité dans un contexte techno-économique spécifique (avec du capital tributaire des conditions climatiques, des importations, du DSM, etc.). Le modèle utilisé simule sur base quart-horaire la manière dont la demande est satisfaite à l'aide de toutes les technologies (de production) disponibles. La combinaison de diverses séries temporelles (demande, production éolienne, production solaire) et des soustractions arbitraires de certaines variables d'intrants (indisponibilités imprévues dans le parc de production thermique, indisponibilité de capacité d'importation) permettent de générer différentes situations annuelles, comme présenté schématiquement à la Figure 2.14. On simule ainsi plus de 1 000 circonstances différentes par année modélisée. Ensuite, le parc de production visé est évalué quant à la sécurité d'approvisionnement. Si toutes les situations annuelles générées satisfont en moyenne aux critères *Loss of Load Expectation* ou LOLE, le système est considéré comme sûr en termes de sécurité énergétique (voir aussi 2.5.1). Si le critère LOLE n'est pas respecté, de nouvelles itérations sont simulées avec une capacité de back-up plus élevée (c'est-à-dire avec plus de capacité CCGT et/ou OCGT). Ce processus itératif est répété jusqu'à ce qu'on établisse la quantité minimale de back-up pour laquelle le système garantit une sécurité énergétique. Cette méthode est représentée schématiquement à la Figure 2.15. Outre la sécurité énergétique, le système électrique modélisé est également évalué en termes d'émissions de CO₂ et de coût total de production, y compris les frais de réseau supplémentaire. Plusieurs scénarios plausibles ont été développés et analysés dans le détail. En outre, plusieurs sensibilités ont été ajoutées au cadre d'analyse. Par ailleurs, il faut souligner que cet exercice de modélisation a pour but d'estimer l'impact de certains développements. En d'autres termes, ce modèle ne recherche pas la situation optimale ou par exemple l'option la moins chère, au contraire de certaines autres études. En choisissant volontairement de ne pas nous concentrer exclusivement sur l'optimisation d'une variable donnée, nous permettons une évaluation plus large des différents choix politiques.

Figure 2.14 : Présentation schématique de la création des futures situations annuelles



Figure 2.15 : Présentation schématique du processus itératif permettant d'évaluer un parc de production future



Cadre d'analyse

Sécurité énergétique

Après les caractéristiques des capacités disponibles pour chaque scénario, il est essentiel d'établir l'objectif des exercices de modélisation. Un premier objectif consiste à vérifier si une configuration donnée, avec un parc de production, une capacité de batterie, un DSM et une capacité d'importation déterminés, peut garantir la sécurité d'approvisionnement. Pour cela, nous utilisons le critère conventionnel de la « *Loss of Load Expectation* » (LOLE). Ce nombre exprime le nombre d'heures pendant lesquelles l'ensemble des actifs disponibles ne peut couvrir la demande d'électricité (« load »). Un système électrique fiable aura bien entendu une LOLE la plus basse possible. Des coupures d'électricité fréquentes et de longue durée ne s'inscrivent pas dans notre idée d'une économie moderne de haute technologie. Il est usuel, dans les exercices théoriques comme celui-ci, de

travailler avec un objectif de LOLE < 3h. Cet objectif est également utilisé par les gestionnaires de réseau de transmission belges, français et néerlandais. Aux Pays-Bas, c'est <4h et en Irlande, <8h.

Un deuxième indicateur concerne la fiabilité du système de marge de réserve. Dans le modèle, l'évolution de la demande de pointe est comparée à la capacité directement disponible et contrôlable. Cette « *firm capacity* »⁹ tient cependant compte de circonstances imprévues comme pour des avaries techniques et les travaux d'entretien qui peuvent influencer sur la disponibilité. Ou, formulé autrement : l'existence de 5 000 MW de capacité de gaz n'implique pas qu'une capacité productive de 5 000 MW puisse être sollicitée chaque heure de l'année.

Pour obtenir une sécurité énergétique, il faut qu'une capacité de production déployable suffisante soit disponible en permanence pour pouvoir satisfaire à la demande de pointe. Par conséquent, il faut une marge de réserve – soit un excédent de capacité de production déployable directement pendant les moments de pics de consommation. Dans un système électrique prévoyant le développement et une nette augmentation d'une pseudo-capacité – capacité de batteries, DSM et importation –, la marge de réserve classique en termes de capacité de production est dépassée. La formule doit être adaptée et nous utilisons dès lors la notion de « pseudo-marge de réserve » pour intégrer explicitement l'augmentation importante de la pseudo-capacité dans l'analyse. Celle-ci est calculée comme suit :

$$\text{Pseudo-marge de réserve} = \frac{(\text{firm capacity} + \text{pseudo-capacité}) - \text{demande de pointe}}{\text{demande de pointe}}$$

Durabilité

Un deuxième objectif de notre exercice de modélisation est la quantification des émissions de CO₂ qui accompagne les différents scénarios. La politique énergétique et climatique doit avoir pour objectif un système électrique le plus durable possible. D'un point de vue écologique, nous voulons aujourd'hui surtout minimiser les émissions de CO₂. Nous n'affirmons pas pour autant que seul l'impact CO₂ d'une technologie énergétique présente un intérêt écologique. Mais la politique climatique actuelle de l'Union européenne fournit aujourd'hui un cadre contraignant dans lequel les technologies et les choix politiques doivent être évalués. Les dirigeants politiques belges n'ont pas d'autre choix que de réaliser les objectifs nationaux en matière d'émissions de CO₂ par une combinaison de mesures.

Il est possible d'établir une distinction entre les émissions de CO₂ directe pour chaque technologie – les émissions *end-of-pipe* – et les émissions sur l'ensemble

9 Les systèmes d'accumulation par pompage ne sont pas considérés comme « *firm capacity* », mais ont été inclus dans la pseudo-capacité.

du cycle de vie d'une technologie. Cette dernière option part typiquement d'une perspective LCA (analyse du cycle de vie). Les éoliennes n'émettent pas de CO₂ quand elles produisent de l'électricité, mais les matériaux et processus utilisés pendant l'installation et la production des pièces, des machines... émettent naturellement du CO₂. De ce fait, une éolienne ne provoque pas d'émissions directes par MWh d'électricité produite, mais émet du CO₂ dans une perspective LCA (voir Tableau 2.1).

Pour faire une estimation des émissions directes totales des unités de production belge, il faut observer les émissions directes provenant des CCGT, des OCGT et des centrales de cogénération. On peut estimer que des avancées technologiques permettront d'accroître encore l'efficacité de ces moyens de production conventionnels au cours des années à venir. Par conséquent, les émissions des centrales construites à partir de 2025 seront nettement plus faibles que celle des centrales opérationnelles actuellement. Pour estimer aussi bien précisément les émissions de CO₂ directes, on a tenu compte de l'âge relatif et du taux d'efficacité correspondant des moyens de production conventionnels. Ici, on suppose que lors de chaque année modélisée, la capacité totale de CCGT et OCGT se composera grosso modo d'un mix d'unités de production relativement âgées et neuves. Nous n'avons pris pour hypothèse que la capacité de production totale des CCGT et OCGT sera entièrement constituée d'actifs déjà opérationnels aujourd'hui que pour 2021. Pour la cogénération, on ne présuppose pas de constructions supplémentaires et la capacité se composera donc entièrement d'actifs relativement âgés jusqu'en 2030. Pour quantifier les émissions totales par type de production, les volumes de production des simulations de dispatching sont multipliés par les émissions moyennes de CO₂, compte tenu de la composition de la capacité totale en matière d'efficacité. Nous tenons également compte du fait que les centrales les plus âgées, présentant un coût marginal production plus élevé, seront les dernières centrales aux gaz à être utilisées, et produiront donc beaucoup moins souvent que les toutes nouvelles centrales en 2030.

Tableau 2.1: aperçu de l'intensité CO₂ par technologie dans une perspective End-of-pipe et LCA

émissions de CO ₂ par technologie	CO ₂ End-of-pipe (tonne/GWh)	CO ₂ LCA (tonne/GWh)
Éolien	0	20
PV	0	100
Hydro (RoR)	0	30
Biomasse	0	100



Cogénération	600	700
Nucléaire	0	50
CCGT		
<i>Pre-2025</i>	500	600
2025	355	
2030	350	
OCCGT		
<i>Pre-2025</i>	1 100	1 200
2025	549	
2030	535	
Hydro (PHS)	0	30

Par ailleurs, notre analyse tient explicitement compte des émissions de CO₂ qui accompagnent l'importation d'électricité. Si nous importons davantage d'électricité, il faudra moins produire dans notre pays, raison pour laquelle les émissions nationales de CO₂ pourront baisser. Dans une perspective écologique, c'est moins pertinent parce que l'électricité importée provient peut-être d'une vieille centrale allemande au lignite dont les émissions de CO₂ par MWh sont très élevées. En important de l'électricité, on ne fait souvent que déplacer les émissions de CO₂ dans d'autres pays. Dans notre exercice de modélisation, nous tenons dès lors compte des émissions de CO₂ qui accompagnent la production d'électricité à l'étranger nécessaire pour suivre la demande d'électricité en Belgique. Pour cela, c'est surtout l'intensité CO₂ moyenne de la production d'électricité chez nos voisins qui est importante, ainsi que leur part relative dans les importations totales. Tant dans le scénario de référence que dans tous les autres scénarios, nous présupposons pour la simplicité que toute l'électricité importée entre aujourd'hui et 2030 provient dans une même proportion d'Allemagne (25%), des Pays-Bas (25%), du Royaume-Uni (25%) et de France (25%). En raison des parcs de production très différents chez nos voisins, on note d'importants écarts dans l'intensité CO₂ de chaque MWh ou GWh importé. Celle-ci est plus faible en France en raison du parc nucléaire considérable (74 tonnes de CO₂ par GWh) et presque six fois aussi élevées aux Pays-Bas, en Allemagne et au Royaume-Uni. Naturellement, la production d'électricité chez nos voisins évoluera d'ici 2030. Ainsi, l'Allemagne veut non seulement fermer ses centrales nucléaires à faible intensité carbone, mais aussi une part considérable de ses centrales au charbon et au lignite d'ici 2030. Les Pays-Bas et surtout le Royaume-Uni prévoient aussi la fermeture de très nombreuses centrales au charbon au cours de la décennie à venir. En France, la part des centrales nucléaires devrait baisser d'ici 2030, ce qui pourrait entraîner une augmentation des émissions de CO₂ par MWh produit. En raison du Brexit, il est en outre impossible de dire si le Royaume-Uni poursuivra effectivement la fermeture des anciennes centrales au charbon. Ces fermetures sont en effet avant tout la conséquence de la législation européenne en matière de grandes centrales élec-

triques. Pour résumer, il est très difficile de prévoir l'évolution de l'intensité CO₂ de l'électricité chez nos voisins. Par conséquent, nous présupposons que cette intensité CO₂ reste constante jusqu'en 2030.

Coûts

Outre la durabilité et la sécurité énergétique, le prix de revient total de l'approvisionnement énergétique constitue le troisième pilier important du trilemme énergétique. C'est dès lors le troisième objectif de l'analyse de notre exercice de modélisation. Les choix de la politique en matière de mix énergétique ont une grande influence sur le prix de la sécurité énergétique. Il est donc utile de comparer le coût total de chaque scénario. Pour estimer le coût du système électrique, il faut chiffrer de manière transparente le coût de production total actuel, y compris les coûts de transport et de distribution répercutés sur la facture. Ils couvrent trois éléments : les *plant level costs* (coût au niveau du site de production), *balancing costs* (coût d'équilibrage) et *grid costs* (coût de réseau).

Pour estimer les *plant level costs* par technologie de production, nous faisons appel à la méthodologie du « *levelized cost of electricity* » (LCOE). Le critère LCOE chiffre le prix moyen à laquelle il faut vendre l'électricité produite pendant la durée de vie d'une unité de production pour satisfaire au rendement sur investissement exigé. Formulé autrement, le LCOE représente le prix de revient moyen de 1 MWh d'électricité produit par une technologie de production donnée.

La formule générale pour quantifier le LCOE d'une technologie de production est la suivante :

$$LCOE_{n,t} = \frac{INV_{n,t_0} \left(\frac{CAP_{n,t}}{CAP_{n,t_0}} \right)^{-\alpha}}{\left[FLEOH_{n,t} \times \left(\frac{1 - (1 + DR)^{-\tau_n}}{DR} \right) \right]} + O\&M_n + FS_n + C_{n,t}$$

Le LCOE est ainsi déterminé par :

- le coût d'investissement au moment t_0 (INV_{t_0})
- la capacité installée globale au moment t_0 (CAP_{t_0}) et à l'instant t
- les effets d'apprentissage $\alpha = \frac{\ln(1-LR)}{\ln(2)}$
- le taux d'actualisation (DR)
- la durée de vie de la technologie (τ_n)
- le nombre d'heures de pleine charge au cours d'une année donnée ($FLEOH_{n,t}$)
- le coût d'émission d'une technologie donnée ($C_{n,t}$)
- les frais opérationnels et de maintenance ($O\&M_n$)
- le coût des matières premières (FS_n)

Le LCOE d'une technologie est de facto déterminé par quatre éléments : le coût d'investissement (annualisé), le coût d'exploitation et de maintenance, le coût de matières premières/carburant et le coût qui accompagne l'achat de droits d'émission. Le poids de chaque composant dans le LCOE diffère selon la technologie. Ainsi, les sources d'énergie renouvelable comme l'éolien et le solaire se caractérisent traditionnellement par une part relativement élevée des coûts d'investissement alors que le LCOE des centrales biomasses se compose pour la plus grande partie du coût de carburant. Tous ces composants sont exprimés en €/MWh, comme le LCOE.

Un simple coup d'œil sur la formule générale du LCOE suffit pour conclure que l'évolution du coût de production d'une technologie peut être influencée par de très nombreux facteurs sous-jacents. Tout d'abord, des effets d'apprentissage et d'échelle peuvent intervenir par le fait que le coût d'investissement de certaines technologies peut diminuer significativement chaque année. Par conséquent, le LCOE de la technologie correspondante diminuera *ceteris paribus*. Personne ne peut prédire ces évolutions. Cependant, nous pouvons utiliser des hypothèses plutôt pessimistes à plutôt optimistes en matière de baisse des coûts. L'important est ici qu'une petite variation, par exemple en matière de courbes d'apprentissage, peut avoir un impact important sur le LCOE à long terme. Les chiffres que nous présenterons plus loin sont basés sur des hypothèses plutôt conventionnelles pour ce qui concerne les baisses des coûts attendues. Les figures ci-dessous montrent clairement que ces hypothèses conventionnelles mènent à une évolution des coûts plutôt moyenne (qui se rapprochent souvent de l'évolution attendue sous des hypothèses plutôt pessimistes).

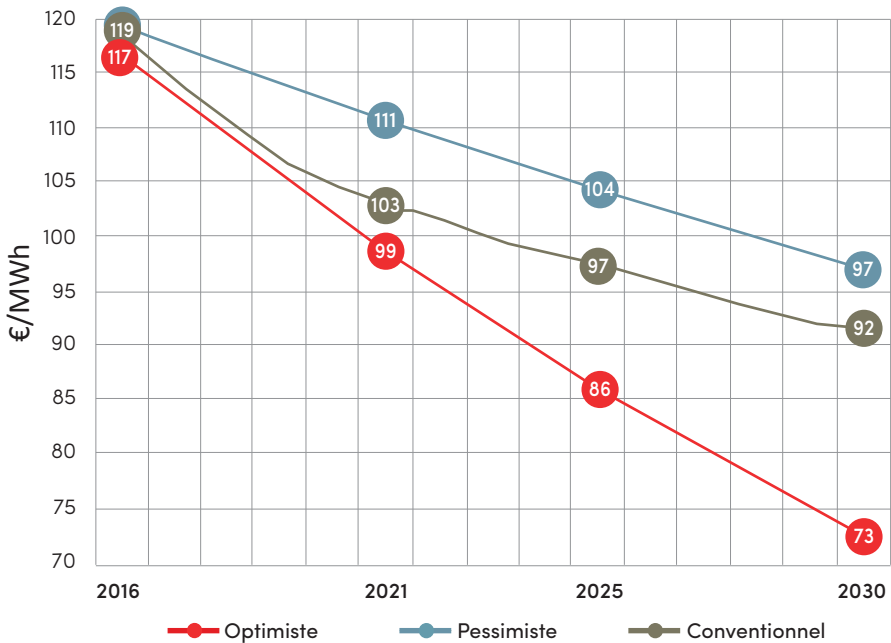
Un autre facteur qui a un effet sur le LCOE d'une technologie est le prix des droits d'émission ou de la tonne de CO₂. De cette étude, nous supposons qu'il augmente d'environ 17% par an, ce qui mène à un prix de 45 €/tonne d'équivalent CO₂ en 2030. Cette évolution est imposée de manière exogène et dépend de la politique climatique européenne. Pour la simplicité, nous supposons par ailleurs que les coûts d'exploitation et de maintenance et des matières premières restent constants dans le temps. Le facteur d'actualisation est également maintenu constant et s'élève à 5%.

La pénétration de grandes quantités de sources d'énergie renouvelable variable dans notre système électrique a des implications sur le taux d'occupation des moyens de production conventionnels. La production d'énergie renouvelable bénéficie d'un accès prioritaire au réseau et est donc par définition toujours injectée sur le réseau. De plus, le coût marginal des éoliennes et des panneaux solaires est négligeable. Les centrales conventionnelles (au gaz) sont donc évincées du marché et confrontées à une baisse du nombre d'heures de service. Cet effet est décrit de la littérature comme l'effet de compression. Pour en tenir compte, le calcul du LCOE des centrales au gaz s'effectue sur la base de leur facteur de charge réel qui résulte de simulations de dispatching. Un facteur de charge réduit

se traduit donc *ceteris paribus* par un LCOE élevé. Intuitivement, c'est logique : si une centrale au gaz est peu utilisée sur sa durée de vie, le prix auquel l'électricité devra être vendue pour amortir l'investissement sera plus élevé, et inversement.

Pour quantifier le coût de production total de l'énergie éolienne et solaire pendant une année donnée, on utilise un LCOE pondéré pour chaque technologie. On s'attend de manière générale à ce que le coût des éoliennes et des panneaux solaires puisse encore baisser significativement au cours des années à venir, comme indiqué dans les Figures 2.16, 2.17 et 2.18. La capacité éolienne installée totale se sera donc nettement étendue dans quelques années et se composera à ce moment d'éoliennes de première génération – avec un LCOE assez élevé – et d'éoliennes de deuxième, voire de troisième génération, dont le LCOE est nettement plus bas. Un LCOE pondéré est donc représentatif du coût de production moyen des sources d'énergie renouvelables variables dans un scénario donné.

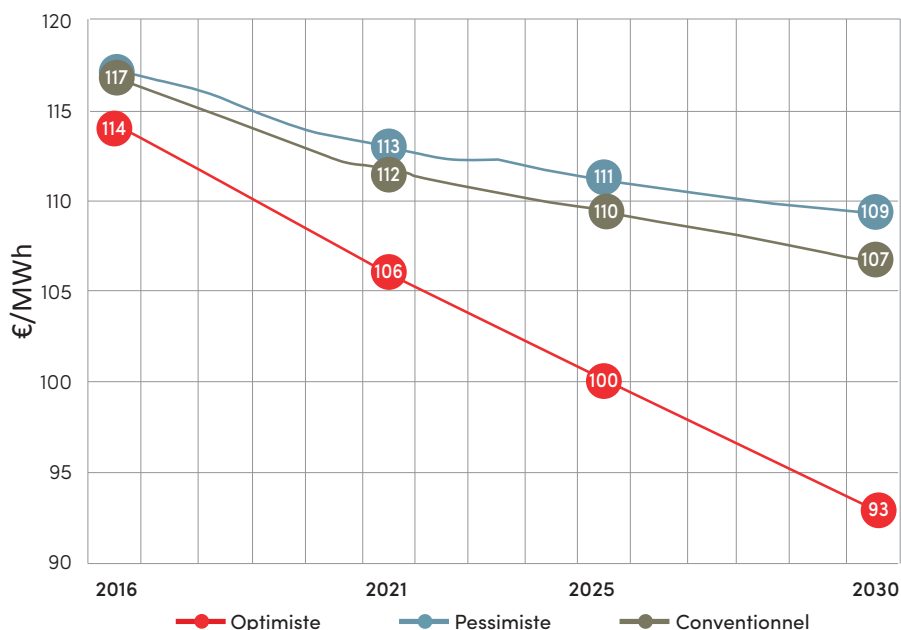
Figure 2.16 : Évolution du LCOE du PV jusqu'en 2030 sous différentes hypothèses en matière de coûts



Remarque : ces chiffres concernent exclusivement le contexte belge auquel cette étude s'applique. Le LCOE du PV peut être nettement plus bas sous un climat plus ensoleillé, puisqu'il est possible de produire beaucoup plus avec la même capacité.

Pour ce qui concerne le coût du parc nucléaire, il faut remarquer que le coût actuel se compose principalement des coûts opérationnels et du coût d'investissement qui accompagne la prolongation de la durée de vie de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2. Ce coût d'investissement est estimé à 10,1 €/MWh. Nous estimons qu'une nouvelle prolongation de certaines centrales nucléaires après 2025 – comme cela est présupposé dans le scénario nucléaire – s'accompagnera d'un coup d'investissement d'environ 9.1 €/MWh. Le Tableau 2.2 donne un aperçu des LCOE des différents moyens de production dans les différents scénarios en 2030.

Figure 2.17 : Évolution du LCOE de l'éolien offshore jusqu'en 2030 sous différentes hypothèses en matière de coûts



Remarque : nous tablons sur le fait que les LCOE nettement plus bas qui ont été récemment atteints lors d'appels d'offres à l'étranger constituent un phénomène temporaire, imputable à des tendances passagères comme les faibles prix de l'acier et la surcapacité dans le secteur pétrolier offshore en raison de la baisse du cours du pétrole. Nous prévoyons un retour à la trajectoire présentée dans cette figure une fois disparues ces conditions de marché favorables.

Figure 2.18 : Évolution du LCOE de l'éolien onshore jusqu'en 2030 sous différentes hypothèses en matière de coûts

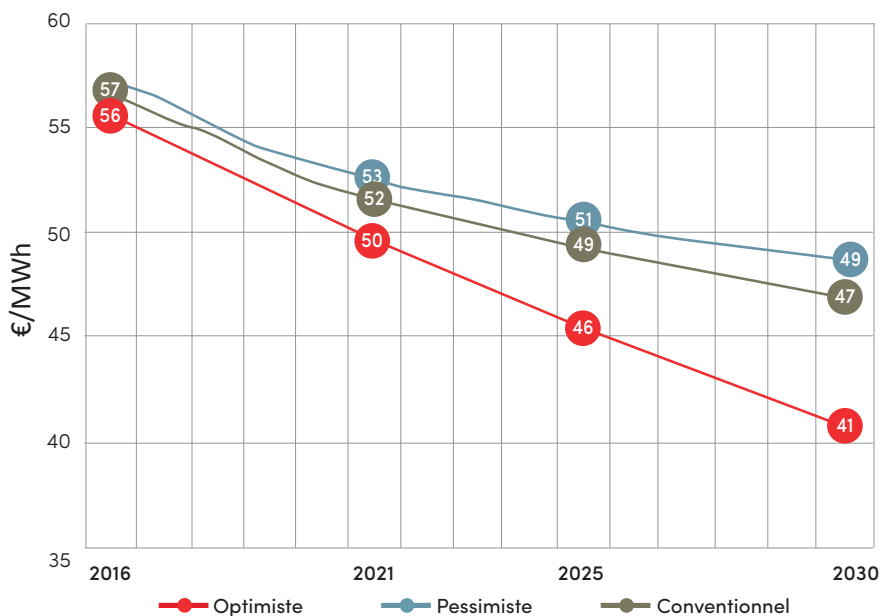


Tableau 2.2 : Aperçu du LCOE des moyens de production dans les différents scénarios en 2030

LCOE sous hypothèses de coûts conventionnelles	REF 2030	NUC 2030	ALT 2030	RAD 2030
	€/MWh			
PV (moyenne pondérée)	117.7	117.7	112.1	108
Éolien onshore (moyenne pondérée)	55.6	55.6	54.1	53.2
Éolien offshore (moyenne pondérée)	114.7	114.7	113.3	112.2
Nucléaire (incl. coût d'investissement de remise à neuf)	0	32.4	0	0
Hydro	110	110	110	110
Biomasse	115.7	115.7	115.7	115.7
Cogénération	88.2	88.2	88.2	88.2
CCGT (basé sur les facteurs de charge des résultats du modèle)	118.3	128	125.9	131.6
OCGT (basé sur les facteurs de charge des résultats du modèle)	296.4	312.7	308.4	223.4

Coût des importations

Outre les coûts qui accompagnent la production nationale d'électricité, il faut également faire une estimation du coût de l'électricité importée. Pour la simplicité, on supposera également que les importations futures vers la Belgique proviennent de quatre pays – la France, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et l'Allemagne – à part égale de 25%. Comme approximation pour le prix de l'électricité importée en Belgique, on utilise les prévisions des prix de gros moyens dans les pays voisins (voir plus loin).

Coût du stockage en batteries stationnaires

Il n'existe pas encore de consensus sur le critère le plus approprié pour évaluer le coût du stockage en batteries. De cette étude, nous choisissons d'appliquer la méthodologie du « *levelized cost of storage* » (LCOS) malgré les lacunes de ce critère. De manière similaire à la méthode LCOE, le LCOS quantifie le coût de 1 MWh déchargé de la batterie. On fait ici abstraction du coût de rechargement de la batterie. La méthodologie LCOS quantifie en d'autres termes le coût du stockage proprement dit, compte tenu du prix de la batterie et de la quantité maximale d'électricité qui peut être accumulée sur la durée de vie de la batterie.

On chiffre séparément le coût pour lequel elles peuvent fournir leurs services au réseau pour les deux classifications de batteries stationnaires (centralisées et décentralisées) qui sont abordées dans cet exercice de modélisation. Il faut remarquer que dans le modèle, des batteries ne peuvent être déployées que pour ajouter de la capacité de back-up flexible au système. En réalité et comme indiqué dans la section 1.3.5., les batteries peuvent également être utilisées pour fournir toutes sortes d'autres services au réseau. La valeur ajoutée des batteries et le rendement sur investissement peuvent donc être nettement plus élevés. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des estimations de LCOS en 2030 pour des batteries stationnaires centralisées et décentralisées. Cette évolution du coût est identique dans tous les scénarios.

Tableau 2.3 : Aperçu du LCOS des unités de stockage en batteries stationnaires sur plusieurs années

LCOS [€/MWh]	2016	2025	2030
Batteries petite échelle	339	146	96
Batteries grande échelle	209	95	61

Coût du V2G

L'estimation du coût de systèmes V2G est un exercice complexe. Les batteries présentes dans les voitures électriques sont déjà utilisées intensément pour satisfaire aux besoins de mobilité quotidiens. S'il fallait en outre déployer fréquemment les batteries de voitures électriques pour délivrer l'électricité stockée afin d'offrir des services de réseau en support, le nombre de cycles de chargement pourrait augmenter rapidement. La durée de vie des batteries en serait fortement affectée.¹⁰ Selon plusieurs observateurs, les batteries qui équipent les voitures électriques ne sont en outre pas appropriées pour de telles applications. La question fait encore débat, mais on peut estimer que les propriétaires de VE voudront recevoir une compensation généreuse en échange de l'usage supplémentaire de la batterie de leur VE. De ce fait, on peut estimer que le coût qui accompagne le V2G peut être relativement élevé. Le tableau ci-dessous donne le coût du V2G en 205 et 2030, qui fait l'objet d'une estimation très élevée par prudence. Pour dissiper toute ambiguïté : nous ne calculons pas le coût d'utilisation totale des véhicules électriques proprement dits, ni le coût total des batteries présentes dans ces véhicules (indépendamment des autres composants du véhicule). Les hypothèses retenues dans le Tableau 2.4 ne sont qu'une estimation du prix auquel les propriétaires de véhicules électriques mettront la capacité de leur batterie à la disposition du réseau, compte tenu de l'impact de cette mise à disposition sur la durée de vie de la batterie. Ce coût spécifique est repris dans le coût total des scénarios utilisés. Le prix d'achat des véhicules électriques par les particuliers et les entreprises n'est pas repris dans les calculs de coût. Cela signifie que si les dirigeants politiques veulent répliquer les évolutions prévues par le scénario alternatif ou radical dans leur choix politique par exemple, une politique spécifique sera nécessaire pour accroître rapidement la diffusion de la mobilité électrique. Si cette politique s'accompagne de subsides, le coût de ces subsides constitue dans la pratique une contribution aux résultats du système dans les deux scénarios, bien que nous n'en tenions pas compte dans notre analyse des coûts.

En 2030, ce coût sera grosso modo deux fois plus élevé que le coût qui accompagne les batteries stationnaires décentralisées. Tout comme dans le cas des batteries stationnaires, le coût du V2G est supposé constant dans les différents scénarios.

10 Cela pourra sans doute être évité en n'utilisant la batterie automobile que dans des limites imposées en matière de niveau de charge. Si la fourniture de services au réseau ne décharge jamais la batterie sous les 20% et ne la charge jamais au-dessus de 80%, il y a de fortes chances que l'impact sur la durée de vie sera beaucoup plus réduit qu'avec une batterie constamment poussée à ses limites.

Tableau 2.4 : Aperçu du coût du V2G au cours de différentes années

Coût V2G c[€/MWh]	2025	2030
Services V2G	314	206

Coût du DSM

Enfin, la DSM est également une capacité ayant un impact sur le coût de production direct total d'un système électrique. Le coût des activations de DSM peut varier fortement selon le coût d'opportunité spécifique du fournisseur de cette flexibilité. Selon Agora Energiewende¹¹, le coût des activations DSM industrielles s'établit en moyenne à environ 100-400 €/MWh. Rooijers et al.¹² appliquent une plage un peu plus large et estiment le coût moyen à 70-400 €/MWh. Dans cette analyse, la composante variable est estimée à 200 €/MWh, à laquelle nous ajoutons encore une composante fixe de 2,5 €/MW par heure de disponibilité. Les mêmes hypothèses en matière de coûts sont utilisées dans chaque scénario.

Réseau

Outre les coûts directs de production, il faut également prendre en compte les coûts additionnels liés au réseau. Une nette augmentation de la part des sources d'énergie variable tributaire des conditions climatiques dans le système n'est pas sans incidence sur le réseau. Le réseau électrique devra souvent être renforcé à des endroits où se concentre une importante capacité photovoltaïque. La connexion de grands parcs éoliens (offshore) exige également des investissements importants dans l'extension du réseau. De manière générale, on peut estimer que le coût réseau qui accompagnera l'intégration de technologies tributaires des conditions climatiques sera nettement plus élevé que celui engendré par le raccordement d'une centrale au gaz ou biomasse, par exemple. Ces dernières peuvent en effet être placées à un endroit stratégiquement optimal où le réseau est mieux développé, et sa charge sur le réseau sera contrôlée et prévisible.

Dans cette étude, ces coûts supplémentaires sont subdivisés en *balancing costs* (coûts d'équilibrage) et *grid costs* (coûts réseau). Les facteurs qui exercent la plus forte influence sur les *grid costs* sont la distance en kilomètres qui sépare la nou-

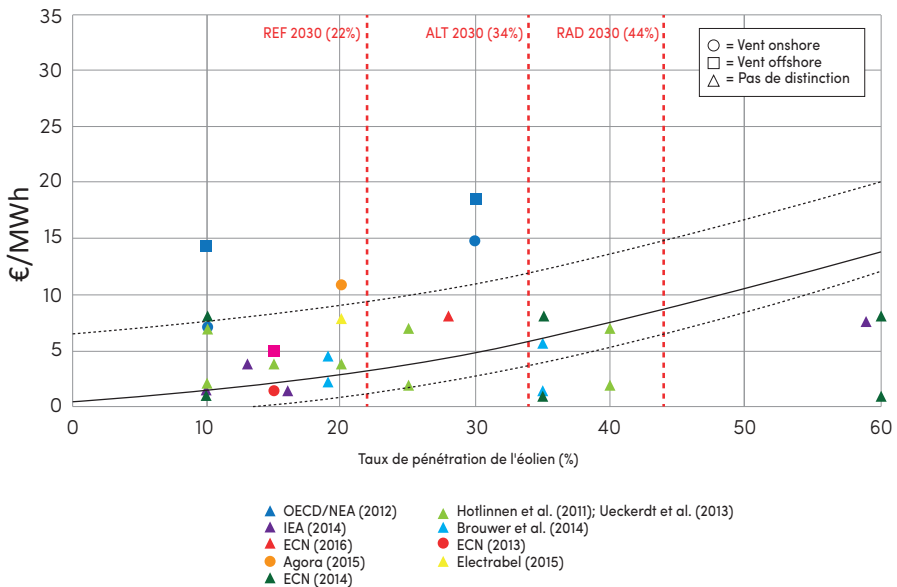
11 Agora Energiewende. (2013). Load management as a way of covering peak demand in Southern Germany. Tiré de: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgung-gssicherheit/Agora_Study_Load_Management_as_a_Way_of_Covering_Peak_Demand_in_Southern_Germany_Summary_of_Intermediate_Findings_web.pdf.

12 Rooijers, F., de Buck, A., Croezen, H. & Kampman, B. (2014). *Match van vraag en aanbod – Denktank vernieuwing energiemarkt bijlage 2*. Delft, CE Delft.



velle unité de production variable et l'infrastructure réseau existante, et la capacité de transmission exigée. Bien que le calcul de ces coûts soit relativement simple au niveau d'un projet, il manque actuellement des données suffisamment précises au niveau systémique pour la Belgique. Nous avons procédé à une estimation pour la Belgique à partir de sources scientifiques qui estiment les coûts de réseau pour l'Allemagne et le Royaume-Uni. Les coûts de réseau dépendent du degré de pénétration de l'énergie solaire et éolienne. De ce fait, ils sont différents dans le scénario de référence, le scénario alternatif et le scénario radical. La figure ci-dessous illustre un exercice d'estimation pragmatique qui a été exécuté pour déterminer les coûts – dans cet exemple spécifique les *grid costs* additionnels liés à l'augmentation de la production éolienne – pour les différents scénarios. On trouve diverses estimations des coûts additionnels – tant pour les *grid costs* que pour les *balancing costs* (exprimés en €/MWh) – en cas de pénétration croissante de l'énergie éolienne et solaire dans la littérature internationale. Sur la base de ces points de données, on a ensuite déduit le lien entre les variables, y compris une limite supérieure et inférieure (voir courbe Figure 2.19). Le point d'intersection entre le taux de pénétration de l'énergie éolienne/solaire dans un scénario donné et les courbes dérivées constitue les *grid/balancing costs* additionnels correspondants par MWh de production des éoliennes et des panneaux solaires.

Figure 2.19 : « Grid costs » additionnels selon le taux de pénétration de l'éolien dans le scénario de référence (REF), le scénario alternatif (ALT) et le scénario radical (RAD) en 2030





Coût de production direct

Pour calculer le coût de production direct total par an, les volumes de production obtenus dans la simulation par dispatching pour chaque technologie sont multipliés par leur coût LCOE par MWh. Dans la pratique, quelques centrales électriques ont déjà été amorties, et le calcul du coût LCOE all-in mène à une surestimation du coût de production réel. Comme nous ne disposons pas des tableaux d'amortissement de tous les actifs du système électrique belge, nous optons quand même pour le coût LCOE pour tous les actifs, les centrales nucléaires étant la seule exception. Pour les centrales nucléaires amorties, nous soustrayons le coût d'investissement du LCOE et nous ajoutons le coût déjà mentionné de la prolongation de la durée de vie – *refurbishment cost* ou coût de remis à neuf. Nous n'appliquons pas cette correction aux centrales de cogénération et aux centrales au gaz amorties à défaut de posséder les données.

Les *balancing costs* et *grid costs* des sources d'énergie renouvelables sont également multipliés par le volume de production correspondant des éoliennes et des panneaux solaires. Nous obtenons ainsi les coûts supplémentaires consécutifs aux choix technologiques opérés dans les différents scénarios. Ces coûts supplémentaires ne sont qu'une fraction des coûts de réseau existants que nous ne reprenons pas par ailleurs dans notre analyse. Nous supposons en effet que le réseau existant continuera à exister pendant notre période d'analyse. Si certains composants de ce réseau existant doivent être remplacés à la fin de leur durée d'utilisation, nous ne reprenons pas le coût de ces nouveaux investissements parce qu'ils ne sont pas la conséquence de choix technologiques, comme le scénario alternatif.

Si nous additionnons tous les coûts de production directs aux coûts indirects additionnels, nous obtenons le coût de production total, y compris les coûts de réseau supplémentaires pour le système électrique. Pour chaque composant, nous effectuons une estimation des coûts selon des hypothèses optimistes, conventionnelles et pessimistes. Il en résulte une fourchette d'estimation des coûts pour les différents scénarios, même si nous concentrerons principalement sur les résultats en matière de coûts sous hypothèses conventionnelles.

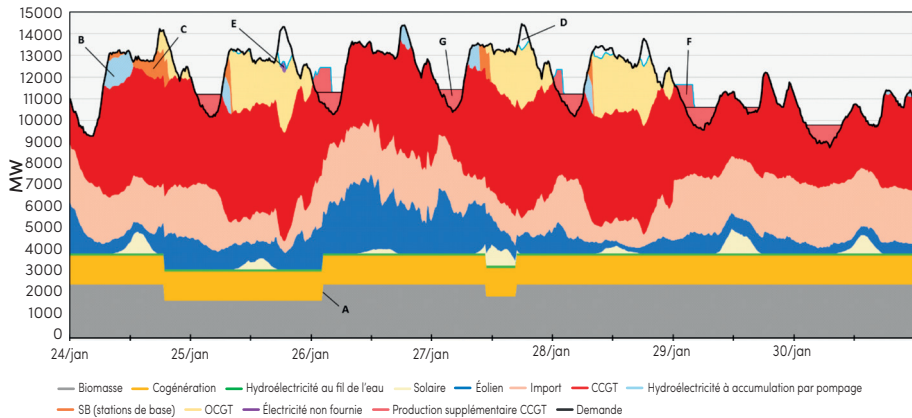
Les coûts qui accompagnent d'éventuels mécanismes de subsides ne sont pas repris dans le modèle des coûts, puisque l'utilisation des valeurs LCOE présuppose que tous les actifs du système génèrent suffisamment de revenus pour couvrir leurs coûts et réaliser un rendement visé. Que les revenus proviennent dans la pratique de la vente d'électricité complétée ou non de subsides n'est pas traité provisoirement de notre modèle. Les revenus de marché ordinaires et des subsides ne sont en effet que des méthodes de financement des actifs, alors que nous nous concentrons sur le coût inhérent aux actifs proprement dits. Dans la discussion des résultats et à titre de complément à l'analyse des coûts, nous ferons cependant une estimation grossière des évolutions possibles des flux de subsides nécessaires à l'avenir. Nous travaillerons alors avec des hypothèses optimistes, convention-

nelles et pessimistes concernant les prix de marché futurs qui détermineront les subsides nécessaires pour pouvoir couvrir le coût (LCOE) des différentes technologies.

Exemple de simulation

Le modèle de dispatching recherche une utilisation optimale des actifs afin de pouvoir suivre la demande sous des conditions spécifiques. Chaque quart d'heure de la journée se caractérise par une production différente d'éoliennes et des panneaux solaires. Tant la demande que la température varient fortement au cours d'une seule journée et un problème inattendu peut survenir à tout moment, par exemple dans une centrale au gaz. Certaines centrales ne produisent pas en raison de travaux de maintenance. De même, l'importation d'électricité peut être sujette à des événements à l'étranger. Ainsi les problèmes survenus dans les centrales nucléaires françaises fin 2016 ont-ils eu un impact tant sur les prix d'électricité que sur notre capacité à importer de l'électricité. À titre d'illustration des événements et circonstances qui doivent être gérés chaque jour, nous montrons dans la Figure 2.25 la distribution ou allocation des actifs pendant une semaine de janvier 2030.

Figure 2.20 : Exemple visuel d'une simulation de dispatching durant une semaine d'hiver en 2030 dans le scénario de référence



La Figure 2.20 présente visuellement la manière dont la demande est satisfaite – compte tenu de certaines circonstances – à l'aide des différentes technologies. La courbe noire reflète l'évolution de la demande d'électricité, qui fluctue ici entre 9000 et 14.500 MW. L'été, la consommation n'atteint jamais des valeurs élevées ;

la Belgique reste un pays caractérisé par un pic de demande l'hiver. La nuit, la demande retombe toujours à son plus bas niveau hivernal, raison pour laquelle les sept jours de la semaine sont aisés à distinguer. Les jours de week-end sont également identifiables en raison d'un niveau de demande généralement plus faible. Les surfaces colorées marquent les volumes de production des différentes technologies de production, des importations et des unités de stockage. Tout en bas, nous trouvons la production baseload des centrales biomasse, de cogénération et de l'hydraulique des rivières. Dans le scénario de référence, les centrales nucléaires qui produisent actuellement une grande partie de la production *baseload* ont en effet disparu. Les moyens de production précités produisent sans cesse à un niveau plus ou moins constant en raison d'aspects technologiques ou d'incitants financiers. Au point A, nous voyons que la production de biomasse est réduite pendant environ une journée à la suite d'une indisponibilité fortuite. Comme indiqué précédemment, chaque simulation prévoit un nombre arbitraire d'indisponibilités imprévues afin d'approcher autant que possible la réalité.

En plus de la baseload, on peut observer la production tributaire des conditions climatiques des éoliennes (surfaces bleues) et des panneaux solaires (voir surfaces jaune clair). Cette production est variable, comme les conditions météorologiques. La production de panneaux solaires est assez limitée puisque cet exemple de simulation correspond à une semaine d'hiver. Remarquez également que tant la production baseload que la production variable des sources d'énergie renouvelable sont indépendantes de la demande.

Au-dessus de la production baseload et de la production renouvelable, on trouve les volumes d'importations. Les importations disponibles fluctuent constamment et peuvent fortement diminuer à des moments de pénurie, comme on peut le déduire des volumes d'importation projetés pendant le pic du soir du jour 2. Outre la baseload, la production renouvelable intermittente et les importations, la demande est encore satisfaite par la production de centrales CCGT flexibles, indiquées en bleu dans la figure ci-dessus. Pendant l'hiver, les CCGT tournent naturellement à plein régime pour pouvoir répondre à des besoins élevés. Par ailleurs, on peut également constater dans la Figure 2.20 que les centrales de pompage (voir point B), le stockage en batteries (voir point C) et les centrales pour pic de consommation (voir couleur jaune) doivent être activés – sauf le week-end et pendant les heures creuses la nuit – pour éviter les déficits sur le réseau. Au contraire des centrales de pic de consommation, la capacité de pompage et de stockage en batteries ne peut être exploitée que jusqu'à ce qu'elle ait délivré au réseau la totalité de l'électricité chargée. Ensuite, ces unités de stockage doivent être rechargées, ce qui crée un surcroît de demande d'électricité. Dans une perspective systémique agrégée, ces besoins additionnels doivent être satisfaits avec une production CCGT supplémentaire comme indiqué au point G. Dans cet exemple, les unités de pic de consommation ou OCGT ne sont activées qu'après que tous les moyens de stockage ont été utilisés. Enfin, la dernière échappatoire

consiste à abaisser la demande afin d'éviter un déficit dans l'approvisionnement en énergie, comme illustré au point D. Si ces services DSM n'avaient pas été mis à disposition, le déficit aurait pu être substantiel. Les applications DSM qui réduisent la demande sont cependant limitées en termes de puissance (MW) et dans le temps. De plus, la baisse de la demande doit être compensée par une augmentation de la demande à un moment ultérieur. Cela est représenté dans la figure au point F. Ici aussi, la demande complémentaire dans une perspective agrégée est satisfaite par la production CCGT.

Tous les moyens de production qui sont à la disposition du réseau électrique belge peuvent cependant être insuffisants à certains moments. Une combinaison d'indisponibilités imprévues, de faible production éolienne, de faibles importations disponibles, d'unités de stockage épuisées et d'un potentiel DSM limité peut mener un déficit si la demande est élevée, comme le montre le point E. À de tels moments, la sécurité d'approvisionnement est en péril et le modèle chiffre le nombre d'heures où la consommation ne peut être couverte (c'est-à-dire des heures LOLE). Il quantifie également la quantité d'énergie qui n'a pas pu être livrée pendant les heures LOLE, soit l'*Energy Not Served*. Remarquez que le modèle recherche la *firm capacity* pour satisfaire aux critères LOLE exigés dans toutes les simulations.

3



Résultats

Introduction

Un modèle de dispatching probabiliste étendu a été utilisé pour simuler plusieurs situations futures. Le résultat de ces simulations se compose d'une estimation du coût total de production (y compris les investissements supplémentaires dans le réseau), des émissions de CO₂ et de la capacité de centrales au gaz nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Dans le paragraphe suivant, les résultats de la modélisation dans les différents scénarios sont analysés dans les détails. Récapitulons d'abord les hypothèses de base de chaque scénario :

- **Référence (REF)** : hypothèses conventionnelles concernant les différentes variables d'intrants comme une augmentation limitée de la demande. La part de l'énergie éolienne et solaire continue à s'accroître au rythme actuel et on investit dans des centrales biomasse supplémentaires. La capacité DSM double d'ici 2030 et un demi-million de voitures électriques sont raccordés de manière limitée au réseau.
- **Nucléaire (NUC)** : mêmes hypothèses conventionnelles que dans le scénario REF, si ce n'est le report de la sortie du nucléaire. Environ 4000 MW de capacité nucléaire restent présents dans le système jusqu'en 2030.
- **Alternatif (ALT)** : une variante plus écologique du scénario de référence. Une croissance plus rapide de l'énergie renouvelable combinée à 1 million de voitures électriques, dont un plus grand pourcentage avec possibilité de connexion intelligente. L'augmentation des importations est également plus soutenue et la capacité de stockage des centrales hydrauliques est encore étendue. La demande totale d'électricité et la demande de pointe sont en hausse.
- **Radical (RAD)** : le scénario le plus écologique. Non seulement l'augmentation de l'énergie éolienne et solaire est encore plus marquée et le nombre de voitures électriques pouvant être connectées de manière intelligente au réseau est encore plus élevé, mais la demande connaît une évolution très différente par rapport aux scénarios REF et ALT. Dans l'hypothèse d'une nette amélioration de l'efficacité énergétique, celle-ci baisse pour être inférieure de 12% à son niveau actuel en 2030. La capacité d'accumulation des centrales hydrauliques est également accrue. On ne construit cependant pas de centrales biomasse supplémentaires.

Pour brosser un tableau aussi complet transparent que possible, nous avons mené plusieurs analyses de sensibilité en modifiant certaines hypothèses dans chaque scénario et en en quantifiant l'impact. Par exemple, nous avons également simulé des variantes avec une demande constante ou en baisse pour le scénario REF, ainsi que des variantes avec une demande constante et en hausse pour le scénario RAD.

Certaines de ces variations ou exercices de sensibilité sont reprises dans la discussion des résultats.

Le tableau ci-dessous illustre les résultats par scénario. Le modèle calcule les besoins de *firm capacity* (CCGT + OCGT), les émissions de CO₂ et le coût total de production. Le point d'interrogation du Tableau 1.1 est cette fois remplacé par des capacités chiffrées. Chaque scénario offre une sécurité énergétique en ce sens que la combinaison de la production nationale et des importations permet de suivre la demande. La garantie de cette sécurité énergétique demande des investissements différents en centrales au gaz pour chaque scénario, et mène à des écarts significatifs en matière de coût total de production et d'émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité. Nous discuterons des principales différences plus loin dans cette partie.

Tableau 3.1: Aperçu des résultats de modélisation dans les différents scénarios

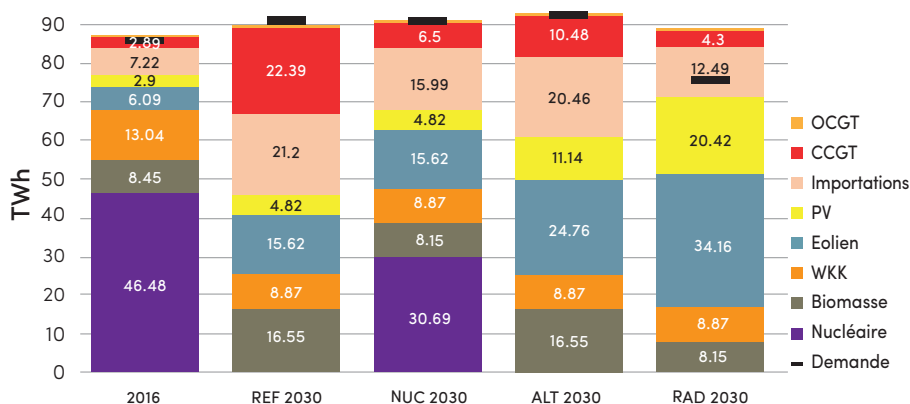
	2016	REF 2030	NUC 2030	ALT 2030	RAD 2030	
Demande						
Demande de pointe	13 750	14 750	14 750	5 000	11 433	MW
Demande totale	86.0	91.1	91.1	92.4	76.3	TWh
Puissance contrôlable						
Nucléaire	5 927	0	3 913	0	0	MW
CCGT	3 042	5 000	2 600	3 800	2 000	MW
OCGT	778	2 750	2 500	2 600	1 200	MW
Biomasse	1 258	2 463	1 213	2 463	1 213	MW
Cogénération	1 938	1 318	1 318	1 318	1 318	MW
Hydro RoR	114	114	114	114	114	MW
Puissance contrôlable totale	13 057	11 645	11 658	10 295	5 845	MW
Marge de réserve	-5%	-21%	-21%	-31%	-49%	%
Puissance variable renouvelable (VRES)						
Photovoltaïque	3 200	5 326	5 326	7 326	13 431	MW
Éolien	2 429	6 225	6 225	8 225	11 345	MW
Total VRES	5 629	11 551	11 551	15 551	24 776	MW
Pseudo-capacité						
Importation maximale	4 500	9 000	9 000	9 000	9 000	MW
Capacité d'importation moyenne	1 100	2 700	2 700	3 500	3 500	MW
Hydro PS (puissance)	1 308	1 308	1 308	1 908	1 908	MW
Hydro PS (durée)	5	5	5	5	5	h
Batterie petite échelle (puissance)	0	50	50	350	550	MW
Batterie petite échelle (durée)	0	3	3	3	5	h
Batterie grande échelle (puissance)	0	90	90	390	490	MW
Batterie grande échelle (durée)	0	3	3	3	7	h
Nombre de VE	4 368	517 603	517 603	929 923	2 000 357	#
% raccordement intelligent	0%	38%	38%	49%	65%	%
VE (puissance)	0	1 048	1 048	2 448	7 048	MW
VE (durée)	0.0	5.6	5.6	6	7	h
Demande flexible/DSM (puissance)	826	1 600	1 600	2 000	2 500	MW
Demande flexible/DSM (durée)	5	5	5	8	8	h
Stockage total batterie (puissance)	0	1 188	1 188	3 188	8 088	MW
Pseudo-capacité totale	3 234	6 796	6 796	10 596	15 996	MW
Pseudo-marge de réserve	18%	25%	25%	39%	91%	%



Sécurité énergétique							
	LOLE	0.7	2.8	2.6	2.7	2.9	h
	Surplus moyen	912	692	1130	2129	4427	MW
	Surplus total	2088	55	1113	1445	13672	GWh
Coût							
	Coût économique	4.70	9.10	6.90	9.40	9.50	mia EUR
	Coût économique	54.9	100.10	76.10	102.10	125.0	€/MWh
Durabilité							
	Émissions CO ₂ belges	9.30	13.81	8.08	9.47	7.22	Mio. tonnes
	Émissions CO ₂ importées	2.64	7.76	5.85	7.49	4.57	Mio. tonnes
	Émissions CO ₂ totales	11.94	21.57	13.93	16.96	11.79	Mio. tonnes

La production d'électricité par les capacités disponibles du Tableau 3.1 est résumée dans la Figure 3.1 pour l'année 2030. On remarquera que la forte augmentation de la capacité renouvelable variable dans le scénario alternatif et surtout dans le scénario radical mène à une augmentation moins que proportionnelle de la production d'électricité. C'est logique puisque ces capacités, en raison de leur dépendance aux conditions climatiques, n'atteignent qu'une fraction de leur production maximale théorique. Dans chaque scénario, nous avons dès lors indiqué la demande totale sur base annuelle à l'aide d'une barre horizontale noire. Remarquez ici que le scénario radical se caractérise par une surproduction significative d'électricité (voir plus loin).

Figure 3.1: Aperçu de la production d'électricité modélisée en 2016 et dans tous les scénarios de base en 2030



Analyse des centrales au gaz

Dans la plupart des scénarios, la sortie du nucléaire qui entraîne la disparition d'une part très importante de capacité de production pauvre en carbone crée un besoin significatif d'investissements dans de nouvelles centrales au gaz. Jusqu'en 2030, la sécurité énergétique ne pourra être garantie sans centrale au gaz. La quantité de centrales au gaz nécessaires est en partie déterminée par l'évolution de la demande d'électricité. La construction éventuelle de centrales biomasse supplémentaires joue un rôle important, alors que la quantité d'énergie renouvelable supplémentaire, de DSM ou d'importation d'électricité est moins déterminante pour les besoins de centrales au gaz. Une partie des centrales au gaz qui sont nécessaires en 2025 risquent de ne plus l'être en 2030. Bien que les centrales au gaz soient essentielles comme back-up flexible dans un avenir caractérisé par un recours accru aux énergies renouvelables, le nombre d'heures de service sera (très) limité. Cela signifie d'une part que l'introduction d'un mécanisme de capacité sera difficile à éviter et d'autre part que les besoins de centrales OCGT seront plus grands que les besoins de centrales CCGT.

Pour pouvoir garantir la sécurité énergétique après la sortie du nucléaire, des investissements dans une capacité thermique contrôlable seront indispensables. En fonction de l'évolution de la demande, nous aurons besoin, en 2025, de 4000 à 5000 MW de capacité CCGT et de 1900 à 2650 MW de capacité OCGT dans le scénario REF (voir Tableau 3.3, qui présente quelques sensibilités par rapport au Tableau 3.2) et ce, malgré les 1250 MW de capacités de biomasse supplémentaires que prévoit ce scénario. Le Tableau 3.3 montre que la quantité totale de centrales au gaz nécessaire diminue à nouveau après 2025 dans plusieurs scénarios. À demande constante, le scénario REF prévoit une baisse de 450 MW, qui atteint même 950 MW en cas de recul de la demande. Cette problématique est particulièrement prégnante dans le scénario RAD, où les besoins de centrale au gaz diminuent de 2650 MW en 2030 par rapport à 2025, juste après la sortie du nucléaire en 2025. Cette production n'est pas suffisamment attrayante pour inciter aux investissements dans de nouvelles centrales au gaz. Même en cas de hausse de la demande, nous observons une baisse des besoins centrale au gaz de 30% dans le scénario RAD. Certaines centrales au gaz qui seront nécessaires en 2025 risquent donc d'être reléguées au rang de « *stranded assets* » quelques années plus tard. Il est dès lors risqué et peu attrayant pour l'investisseur privé d'investir dans une nouvelle centrale au gaz sans aides publiques.

Tableau 3.2 : Aperçu de l'évolution de la capacité CCGT, OCGT et total gaz dans les différents scénarios

Année	Scénario	CCGT (MW)	OCGT (MW)	Total Gaz (MW)
2016	Situation initiale	3 042	778	3 820
2021	Dans tous les scénarios	3 000	286	3 286
2025	REF	5 000	2 650	7 650
	REF demande constante	4 800	2 350	7 150
	REF demande décroissante	4 000	1 900	5 900
	NUC	2 500	2 500	5 000
	ALT	4 000	3 100	7 100
	RAD	3 800	2 050	5 850
	RAD demande constante	3 800	3 550	7 350
	RAD demande décroissante	5 000	2 550	7 550
2030	REF	5 000	2 750	7 750
	REF demande constante	5 000	1 700	6 700
	REF demande décroissante	3 300	1 650	4 950
	REF LOLE 10	4 750	2 500	7 250
	NUC	2 600	2 500	5 100
	ALT	3 800	2 600	6 400
	RAD	2 000	1 200	3 200
	RAD demande constante	3 400	1 200	4 600
	RAD demande constante RAD LOLE 10	4 050 2 100	1 300 600	5 350 2 700

Si nous comparons les différents scénarios en nous concentrant sur 2030, nous remarquons de grandes différences en termes de quantité de centrales au gaz. Ainsi faut-il par exemple 7 650 MW (5 000 MW CCGT + 2 650 MW OCGT) dans le scénario REF, mais seulement 3 200 MW (2 000 MW CCGT + 1 200 MW OCGT) dans le scénario RAD. Plusieurs facteurs expliquent ces écarts significatifs. L'analyse de sensibilité révèle qu'environ 50% de cette différence est imputable à la baisse de la demande d'électricité dans le scénario RAD. Bien entendu, la construction de centrales biomasse supplémentaires joue également un rôle. Si on ne construit finalement pas de centrale biomasse supplémentaire dans le scénario REF, les besoins de centrales au gaz augmentent d'une quantité à peu près équivalente. La différence résiduelle en termes de besoins de centrales au gaz entre les scénarios REF et RAD est le résultat d'écarts en termes de capacité d'importation moyenne, de DSM, de capacité de stockage, de capacité éolienne et de capacité photovoltaïque moyennes. Si nos dirigeants politiques veulent éviter des investissements coûteux dans des centrales au gaz neuves qui seront relativement peu utilisées, il est essentiel qu'ils investissent dans une baisse de la demande. Enfin, on peut remarquer qu'un critère LOLE moins strict (LOLE 10 au lieu de 3) ne réduit les besoins de capacité de gaz que de 500 MW dans les scénarios REF et RAD.

Outre les exigences de capacité (quantité de MW), le modèle utilisé quantifie également l'exploitation de la puissance réglable (nombre d'heures de service). Le nombre d'heures de service des centrales au gaz est très problématique *avant* la sortie du nucléaire en raison de la grande capacité de charge de base déjà présente dans le système. En fonction de la demande, le facteur de charge des CCGT dans le scénario REF fluctue en moyenne à 5 à 10% en 2021. Dans le scénario RAD, la situation est encore plus défavorable (facteur de charge moyen de 2%) en raison de la baisse de la demande et de la forte expansion de la production renouvelable.

Tableau 3.3 : Évolution du facteur de charge moyen des CCGT et OCGT dans les différents scénarios

Année	Scénario	FC moyen CCGT	Variation FC CCGT	FC moyen OCGT	Variation FC OCGT
2016	REF	11%	2% – 25%	0.4%	NA
2021	REF	10%	2% - 23%	0.8%	NA
	REF baisse de la demande	5%	1% - 13%	0.2%	NA
	NUC	10%	2% - 23%	0.8%	NA
	ALT	9%	1% - 20%	0.7%	NA
	RAD	2%	1% - 6%	0.1%	NA
2025	REF	55%	20% - 87%	3.6%	1% - 6%
	REF baisse de la demande	44%	15% - 73%	2.9%	1,5% - 4%
	NUC	33%	16% - 51%	3.5%	1% - 6,5%
	ALT	47%	24% - 70%	4.1%	0,5% - 7%
	RAD	32%	14% - 51%	3.2%	1,5% - 4,5%
2030	REF	51%	18% - 83%	3.0%	1% - 5%
	REF baisse de la demande	39%	15% - 65%	4.0%	1,5% - 5,5%
	NUC	29%	14% - 45%	2.7%	1% - 4,5%
	ALT	31%	15% - 49%	2.8%	1,5% - 4%
	RAD	25%	18% - 31%	6.6%	5,5% - 7,5%

Après la sortie du nucléaire, le contexte est nettement plus favorable pour le parc CCGT dans le scénario REF avec un facteur de charge moyen compris entre 39% et 51% en 2030, à nouveau fonction de la demande. Dans le scénario ALT, le facteur de charge moyen des CCGT ne dépasse pas 31% en 2030, malgré une légère hausse de la demande par rapport au scénario REF. Cet effet sur le facteur de charge est entièrement imputable à l'augmentation de la production renouvelable variable dans le scénario ALT. D'une part, la production renouvelable précède les CCGT dans la « hiérarchie ». Une plus grande production RES variable a donc un effet direct sur le nombre d'heures de service des CCGT. D'autre part, il y a aussi un effet indirect : si une partie de la demande est déplacée stratégiquement à des moments de très forte production d'énergie renouvelable (DSM croissant), une pression baissière s'exerce sur les heures de service des CCGT. Cet effet est pris en compte dans les simulations de modèle et peut également avoir lieu de la pratique à l'aide d'un réseau intelligent accouplé à des appareils électroménagers intelli-

gents, ainsi qu’au moyen d’une consommation énergétique industrielle capable de mieux répondre à la (sur-)production renouvelable. Enfin, le scénario NUC a également des conséquences importantes sur l’exploitation des centrales au gaz. Si une partie du parc nucléaire reste opérationnel jusqu’en 2030, la production baseload nucléaire relativement bon marché limite le facteur de charge des CCGT pour 29% en 2030. Il faut cependant remarquer que tous ces facteurs de charge sont des moyennes. Dans la pratique, il existe également une « hiérarchie » entre les différentes centrales au gaz. Les centrales au gaz les plus modernes présentent une plus grande efficacité et peuvent donc produire à un coût marginal plus faible que les centrales anciennes. Cela crée une variation significative des facteurs de charge entre les différentes centrales au gaz. Dans le scénario REF, le facteur de charge des CCGT est par exemple compris entre 18% et 83% en 2030. Certaines centrales au gaz – dans la pratique, ce seront les centrales au gaz les plus récentes – tourneront donc presque en continu, alors que d’autres centrales ne seront que rarement activées.

La baisse constante du nombre d’heures de service de centrale au gaz dans la période postérieure à la sortie du nucléaire crée un paradoxe en matière d’investissement. D’une part, une pénétration élevée de sources d’énergies renouvelables intermittentes est indissociablement liée à un besoin croissant de backup flexible, mais d’autre part, ce backup ne sera très probablement pas rentable. Les revenus de marché ordinaire des futures centrales au gaz seront trop bas et trop imprévisibles pour déclencher des investissements, raison pour laquelle des revenus complémentaires seront nécessaires. Un nouveau mécanisme de capacité qui garantit des revenus sur la base de la *disponibilité* (et non de la production) peut apporter une solution. Un *capacity remuneration mechanism* ou CRM sera en outre particulièrement important dans l’optique de la possibilité, discutée ci-dessus, de voir les centrales au gaz construites en compensation de la sortie du nucléaire devenir « superflues » quelques années plus tard à peine dans une perspective de la sécurité énergétique nationale. Personne ne voudra investir dans ces centrales sans revenu garanti. Des investissements dans les centrales au gaz les plus récentes dans un futur proche pourraient cependant avoir un effet positif sur la position concurrentielle du capital gaz belge dans le contexte européen. En combinaison avec une extension significative de la capacité d’interconnexion, cela peut mener à un nombre d’heures de service suffisant pour les centrales au gaz belge les plus efficaces. Mais si nos voisins procèdent à des investissements similaires, une situation hautement concurrentielle se créera au niveau européen qui pourrait fortement réduire la rentabilité des investissements dans les nouvelles centrales au gaz.

Le nombre d’heures de service restreint des centrales au gaz modifie également l’équilibre entre les CCGT et OCGT. Dans un contexte de moments de production rares et plutôt courts, il faut préférer les OCGT. Nous constatons dès lors dans chaque scénario que ce sont surtout des centrales OCGT qui devront être construites au cours de la décennie à venir. Le scénario REF prévoit par exemple

pour environ 2000 MW de centrales OCGT supplémentaires en 2030 par rapport à la situation actuelle, ce qui correspond à une multiplication par quatre. Le nombre de centrales CCGT n'augmente en revanche que de 64%. Dans le scénario RAD, il faudra même *moins* de centrales CCGT en 2030 qu'aujourd'hui, alors que nous aurons besoin d'environ 1 000 MW de centrales OCGT supplémentaires.

Capacité du réseau gazier belge

Tous les scénarios prévoient une augmentation significative de la production électrique par les centrales au gaz après la période de sortie du nucléaire. Une forte augmentation de la capacité gaz sera surtout nécessaire en 2025. Cela exige dans la pratique un réseau robuste de pipelines et d'infrastructure de stockage de gaz. Dans cette étude, nous n'avons pas vérifié concrètement si une éventuelle mise à niveau du réseau gazier belge est nécessaire ou technologiquement faisable, ni son coût d'investissement potentiel. L'absence d'infrastructure gazière nécessaire en 2025 hypothèque naturellement le rôle que pourront ou devront jouer les centrales au gaz dans une perspective de sécurité énergétique.

Analyse du coût économique

La combinaison d'une sortie du nucléaire et d'une nouvelle augmentation des actifs tributaires des conditions climatiques accroît fortement le coût total de la sécurité énergétique en 2030. D'une part, la production nucléaire relativement peu coûteuse est remplacée par des technologies contrôlables plus chères, comme des centrales biomasse et des centrales au gaz. D'autre part, on constitue un double système d'actifs réglables et d'actifs tributaires des conditions climatiques. Les actifs réglables – qui font office de capacité de back-up essentielle – sont de plus confrontés à une baisse constante de leur durée d'utilisation. De ce fait, le prix moyen auquel l'électricité produite doit être vendue pour amortir le coût d'investissement sur la durée de vie de l'unité de production (à savoir le LCOE ou *levelized cost of electricity*) augmente en raison d'un coût d'investissement par MWh plus élevé. Étant donné ces effets combinés, le coût de production de l'électricité évolue de 55 €/MWh en 2016 à 76 125 €/MWh en 2030, selon le scénario.

Le coût annuel total qui garantit la sécurité énergétique dans chaque scénario est calculé comme étant la somme du coût d'utilisation des actifs productifs nationaux – centrales au gaz, éoliennes, etc. – et des technologies de stockage et du coût de l'importation de l'électricité. Cette combinaison permet en effet de suivre la demande à tout moment. Au coût *plant-level* des actifs productifs, nous ajoutons

cependant les coûts additionnels de réseaux générés indirectement. Une forte augmentation de la capacité tributaire des conditions climatiques exige en effet d'apporter des adaptations au réseau qui seront répercutées sur le consommateur. Outre le coût annuel que nous chiffrons dans cette analyse, il faut tenir compte des coûts actuels de transmission et de distribution. Le réseau d'aujourd'hui sera encore opérationnel en 2030, et ces coûts de réseau ne sont pas repris, comme indiqué précédemment, dans notre analyse.

Pour 2016, nous obtenons un coût total de 4,7 mia. € ou 54,9 €/MWh. Le coût par MWh mesure uniquement le coût total moyen d'utilisation des actifs précités et il ne faut donc pas le confondre avec le coût marginal des technologies qui imposent les tarifs ou avec le coût total par MWh que nous retrouvons dans la facturation retail. Le coût significativement plus élevé en 2030 s'explique par la nette augmentation de la capacité totale. Dans les trois scénarios prévoyant une sortie totale du nucléaire, le coût total augmente de 9,1 à 9,5 mia. € par an, ce qui revient à une augmentation de 94% à 102%. La modification d'hypothèses importantes dans chaque scénario peut avoir un net impact sur le coût total. Dans le scénario REF, si nous supposons que la demande n'augmente pas, mais diminue – comme dans le scénario RAD –, le coût total baisse de 9,1 mia. € à 7,6 mia. € (*ceteris paribus*). Si nous reprenons dans le scénario REF les hypothèses de capacité renouvelable tributaires des conditions climatiques du scénario RAD, le coût total en 2030 augmente de 9,1 mia. € à 10,9 mia. €.

Le scénario NUC, qui prévoit que 4 000 MW de capacité nucléaire restent en service, se caractérise en revanche par une augmentation de seulement 47% par rapport à 2016. Ce coût de revient plus bas est la conséquence d'investissements plus faibles dans de nouveaux actifs. Avec le scénario NUC, le coût total en 2030 est inférieur de 24% à celui prévu par le scénario REF, et nous tenons évidemment compte ici du coût de la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires. Ces conclusions sont le résultat de l'horizon temporel utilisé dans cette analyse. Après le point final de notre analyse en 2030, il arrivera quoi qu'il en soit un moment où les centrales nucléaires restantes ne seront plus utilisées, et des investissements dans de nouveaux actifs seront nécessaires. Si les centrales résiduelles sont fermées en 2035 ou en 2040, il est très probable que des investissements dans de nouvelles centrales au gaz seront nécessaires quoi qu'il en soit. Si nous avons effectué une analyse qui court jusqu'en 2040 ou 2050 et non 2030, le scénario nucléaire ne serait pas nécessairement le scénario le moins cher. Ainsi est-il par exemple possible qu'après 2030, le nombre d'entreprises technologiques qui proposent des centrales au gaz diminue en raison de la contraction du marché. Il n'est pas garanti qu'un investissement dans des centrales au gaz en 2035 sera moins cher qu'un investissement dans de nouvelles capacités de gaz en 2025. En 2035 et 2040, les CCGT pourraient également être utilisées de manière flexible et avec beaucoup moins d'heures de service qu'aujourd'hui ou en 2025, ce qui impliquera des frais d'adaptation significatifs ou des subsides nécessaires beaucoup plus éle-

vés. Tout ceci est difficile à estimer aujourd'hui, ce qui explique que la plupart des analyses appliquent un horizon temporel assez court. Et si les centrales nucléaires devaient rester opérationnelles beaucoup plus longtemps – par exemple jusqu'après 2050 –, il est impossible de déterminer dans quelle mesure la capacité gazière sera nécessaire en remplacement.

Par rapport aux autres scénarios, le scénario radical se caractérise par une baisse de la demande, raison pour laquelle le coût de production en €/MWh y est nettement plus élevé que dans les scénarios REF ou ALT (à savoir 125 €/MWh contre 100 €/MWh pour REF 2030). En outre, le scénario radical se fonde sur une capacité renouvelable tributaire des conditions climatiques beaucoup plus élevée, avec un coût d'investissement élevé par MWh. Le Tableau 3.4 offre un aperçu détaillé de tous les éléments compris dans ces coûts. Cette analyse part des LCOE propres à chaque technologie, compte tenu des coûts d'investissement déjà amortis des centrales nucléaires. Dans le Tableau 3.4, on remarquera notamment le coût élevé des centrales biomasse. Même dans le scénario alternatif avec une capacité très importante d'éoliennes et de panneaux solaires, la facture de la biomasse est presque aussi salée que celle des parcs éoliens. Remarquons également que la facture de la capacité gazière cruciale et significative est plutôt basse par rapport à la facture des technologies tributaires des conditions climatiques. Dans le scénario alternatif, le parc gazier coûte un peu plus cher que le parc solaire, mais nettement moins que le parc éolien. Dans le scénario radical, le parc gazier coûte moins cher que le parc de cogénération et beaucoup moins cher que les parcs solaire et éolien. La facture du parc gazier total représente 8,3% du coût de production direct total dans le scénario radical. En 2030, le parc gazier ne coûte plus cher que le parc de production renouvelable tributaire des conditions climatiques que dans le scénario de référence, soit environ 32% du coût de production direct total. On remarque aussi que même dans le scénario radical, le coût annuel du stockage et du DSM reste relativement limité en 2030. Dans ce scénario, le stockage et le DSM ensemble coûtent moins cher que les centrales utilisées lors des pics de demande. Ces chiffres suggèrent déjà que le stockage et le DSM ne pourront avoir une importance décisive dans le fonctionnement du système électrique en 2030. On remarque également les montants élevés des importations d'électricité en 2030. Dans le scénario radical, les importations d'électricité nous coûtent plus cher que les centrales au gaz nationales, alors que dans le scénario alternatif, le parc gazier n'est « qu'un peu » plus cher que les importations. Dans ce dernier scénario, les importations coûtent autant que le parc solaire belge. Enfin, il faut remarquer que les coûts de réseau et d'équilibrage supplémentaire ne pèsent lourdement que dans le scénario alternatif et surtout dans le scénario radical. Dans le scénario radical, les coûts supplémentaires de réseau et d'équilibrage induits par les panneaux solaires et les éoliennes sont plus élevés que le coût de la totalité du parc gazier !

Le Tableau 3.4 offre de nombreux éléments qui permettent de relativiser le coût des centrales au gaz nécessaire. Nous ne suggérons pas pour autant que la facture de l'éventuelle redevance de capacité pour les centrales au gaz serait négligeable. Nous remarquons cependant que la facture des importations ou la facture des adaptations apportées au réseau afin de permettre une augmentation de la production tributaire des conditions climatiques fait beaucoup moins débat.

Tableau 3.4 : Aperçu des différences en termes de coût annuel de production, y compris les détails sur les différents éléments

	2016	REF 2030	NUC 2030	ALT 2030	RAD 2030
Coût total					
Mia EUR	4.7	9.1	6.9	9.4	9.5
€/MWh	54.9	100.1	76.1	102.1	125
Coûts directs de production en mio. EUR					
Nucléaires	1117.7	0	963.5	0	0
Biomasse	959.0	1915.1	943.1	1915.1	943.1
Cogénération	795.8	781.8	781.8	781.8	781.8
Hydro	132.7	141.2	137.1	157.4	176.6
PV	373.5	567.6	567.6	1248.9	2205.9
Éolien	484.9	1403.3	1399.4	2154.2	2991.3
CCGT	405.4	2647.7	832.0	1319.9	565.1
OCGT	35.2	217	185.7	196.1	154.9
Stockage batteries (incl. V2G)	0	21.3	17.1	38.1	67.2
Importation	360.8	1254.7	946.4	1210.8	739.0
DSM	18.8	38.1	35.0	46.5	56.7
Total	4683.8	8987.8	6808.7	9068.8	8681.6
Coûts de réseau additionnels en mio. EUR	20.9	80.0	74.0*	241.0	599.2
Coûts additionnels d'équilibrage en mio. EUR	14.1	51.4	48.6*	123.0	254.2

**Les coûts additionnels de réseau et d'équilibrage sont différents entre REF 2030 et NUC 2030 car ces coûts dépendent du degré de pénétration des sources d'énergies renouvelables dans la production nationale totale. Les coûts de réseau et les coûts d'équilibrage augmentent avec le taux de pénétration. Dans le scénario nucléaire, la production nationale est plus élevée que dans le scénario de référence parce que la production baseload est plus élevée et qu'il faut moins importer. Par conséquent, le taux de pénétration relatif et les coûts additionnels de réseau et d'équilibrage des sources d'énergie renouvelables sont un peu plus bas que dans le cadre de référence.*

Exercice de sensibilité : scénario nucléaire avec 2000 MW de centrales nucléaires (au lieu de 4000 MW)

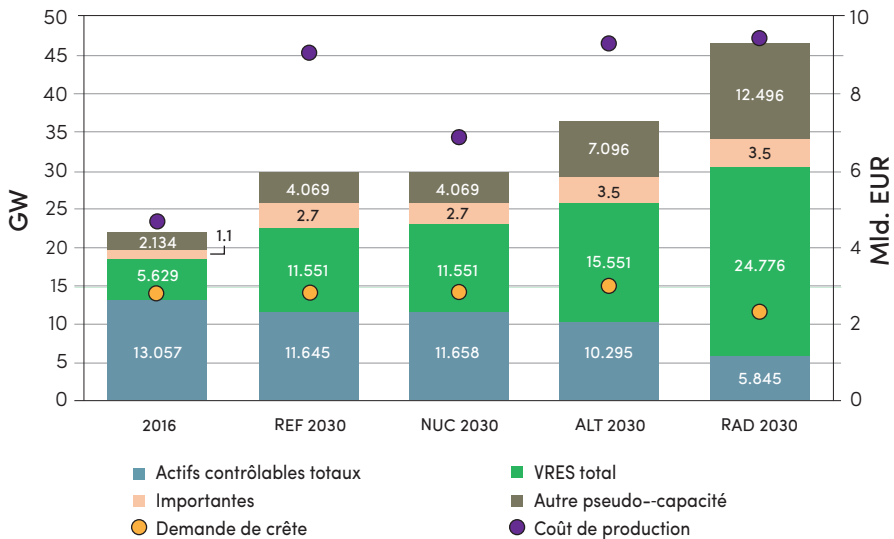
Année	Scénario	CCGT (MW)	OCGT (MW)	Coût éco. (€/MWh)	Émission CO ₂ -Belgique (millions de tonnes)
2025	NUC	2 500	2 500	73,7	9,51
	NUC 2000	4 250	2 400	82,2	13,09
	<i>Différence</i>	<i>-1 750</i>	<i>+100</i>	<i>-8,5</i>	<i>-3,58</i>
2030	NUC	2 600	2 500	76,1	8,08
	NUC 2000	3 600	3 300	86,3	11,48
	<i>Différence</i>	<i>-1 000</i>	<i>-800</i>	<i>-10,2</i>	<i>-3,4</i>

Dans le scénario nucléaire, nous présumons que 4000 MW de capacité nucléaire restent disponibles environ jusqu'en 2030. La capacité nucléaire conservée peut également être plus faible, et par exemple s'établir à 2000 MW ou 3000 MW. Dans la pratique, le choix politique de la capacité opérationnelle nucléaire jusqu'en 2030 dépendra sans doute des avantages d'échelle offerts par les sites de Doel et Tihange. En alternative au scénario nucléaire avec 4000 MW de capacité résiduelle, nous avons également analysé l'impact d'un scénario NUC 2000 MW. La seule différence entre les deux scénarios nucléaires est l'ampleur de la capacité nucléaire en 2025 et en 2030.

L'analyse sur base du scénario NUC 2000 MW révèle que la réduction du parc de production nucléaire implique une augmentation du nombre de centrales au gaz pour garantir la sécurité énergétique. Cela n'est pas une surprise. Nous trouvons en 2030 une augmentation de 1000 MW pour les CCGT et de 800 MW pour les OCGT par rapport au scénario nucléaire conventionnel. Ces investissements dans du capital gazier neuf s'accompagnent d'une hausse du coût économique d'environ 10 €/MWh. Une diminution de la capacité de production nucléaire pauvre en carbone implique également une hausse des émissions de CO₂. Les émissions de CO₂ provenant des moyens de production belge s'élèvent à 11,5 millions de tonnes, soit 3,4 millions de tonnes de plus que dans le scénario nucléaire initial. Malgré la contraction de la capacité de production nucléaire à 2000 MW, le scénario nucléaire alternatif présente un coût économique plus faible combiné à des émissions de CO₂ belge plus réduites que le scénario de référence.

Quel que soit le scénario, la facture annuelle sera plus salée en 2030 qu'aujourd'hui. Une explication de la hausse significative du coût total en 2030 est le développement d'un « double système » avec une capacité tributaire des conditions climatiques parallèlement à une capacité contrôlable. Les technologies tributaires des conditions climatiques exigent en effet un back-up essentiel de capacité de production contrôlable. Comme le démontre la Figure 3.2, cela s'accompagne dans tous les scénarios d'une capacité de production totale plusieurs fois plus élevée que la demande de pointe. Ce double système avec une énorme surcapacité d'actifs donne inévitablement lieu à une forte augmentation du coût de production et à une baisse de l'exploitation moyenne de tous les actifs productifs.

Figure 3.2: Évolution du parc de production totale

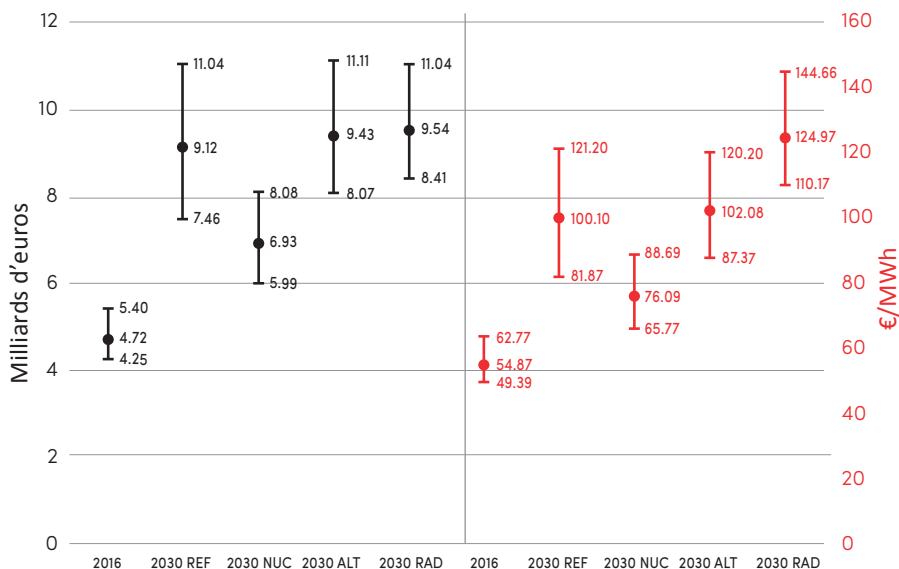


Remarque : la catégorie « autre pseudo-capacité » comprend l'accumulation par pompage, le DSM et le stockage en batteries (y compris dans les véhicules électriques). On entend par « coût de production » le coût de production total annuel, y compris les coûts réseau additionnels.

Les projections des coûts en 2030 dépendent des hypothèses envisagées concernant l'évolution du coût d'investissement pour chaque technologie. Ainsi les nouvelles éoliennes construites en 2025 pourraient-elles être légèrement à spectaculairement moins chères que les éoliennes actuelles. Sur la base de la littérature, nous avons déterminé un chemin optimiste, conventionnel et pessimiste pour ce qui concerne la diminution attendue du coût de chaque technologie dans notre analyse des coûts. Dans le tableau et la figure ci-dessous, nous présentons des résultats basés sur des hypothèses conventionnelles en matière de coûts. Dans la Figure 3.3, nous donnons

la fourchette des coûts obtenue, les valeurs les plus basses étant produites par les hypothèses optimistes en matière de coûts et les valeurs les plus élevées, par les hypothèses pessimistes. Il en résulte que l'impact d'une diminution rapide des futurs coûts d'investissement à la suite des effets d'apprentissage et d'économies d'échelle est très important. Pour le scénario REF, nous trouvons un coût total de 7,48 mia. € dans la variante optimiste contre 11,4 mia. € dans la version pessimiste.

Figure 3.3 : Aperçu des fourchettes estimées du coût économique en 2030 dans les différents scénarios



Le coût de la baisse de la demande

Les résultats des différents scénarios en matière de coûts donnent une indication du surcoût attendu d'ici 2030. Cependant, la réalisation pratique d'un scénario implique encore des coûts supplémentaires significatifs qui n'ont pas été pris en compte dans cette étude, puisqu'elle se concentre exclusivement sur les coûts du secteur de l'électricité. Ainsi est-il par exemple possible que des coûts significatifs accompagnent la réalisation de la diminution structurelle de la demande présumée dans le scénario radical. Des investissements dans l'efficacité énergétique – pas uniquement dans les résidences particulières, mais aussi dans toutes sortes d'autres secteurs économiques – présentent en effet un coût upfront. De même, une sensible augmentation du nombre de véhicules électriques peut nécessiter la mise



en œuvre de coûteux incitants fiscaux et autres. Bien que ces investissements à court terme puissent donner lieu à des économies considérables à terme, les coûts des investissements connexes ne peuvent être ignorés. Le scénario radical peut donc s'avérer nettement plus cher dans la pratique.

Analyse des émissions de CO₂

La disparition de la technologie nucléaire pauvre en carbone du futur mix énergétique posera un défi significatif en matière de CO₂. La limitation de l'augmentation des émissions liées à la sortie du nucléaire exige des investissements considérables dans l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique. Seul le scénario radical sans centrale nucléaire, mais avec une combinaison de 25 GW de capacités éoliennes et photovoltaïques et surtout une forte baisse de la demande permet un recul des émissions belges de CO₂ en 2030. En 2030, les émissions de CO₂ sont comparables aux émissions actuelles dans le scénario alternatif. Tous les scénarios prévoient une augmentation des importations d'électricité. Si nous tenons également compte de ces émissions, il s'avère que l'addition des émissions nationales et des émissions incorporées dans les importations en 2030 augmente fortement par rapport au niveau d'émissions de 2016. C'est également le cas dans le scénario nucléaire, mais pas dans le scénario radical.

De manière générale, on peut affirmer que la nécessité de garantir la sécurité énergétique après la sortie du nucléaire s'accompagne d'une hausse des émissions de CO₂. Ce n'est pas une surprise, puisque la technologie nucléaire pauvre en carbone est en grande partie remplacée par des centrales au gaz. Dans le scénario REF, la sortie du nucléaire s'accompagne presque d'un doublement des émissions nationales de CO₂ entre 2021 et 2025. En l'absence d'investissements additionnels dans la biomasse, les émissions de CO₂ augmentent même de 242% en 2025 par rapport à 2021. Le report d'une sortie totale du nucléaire (voir scénario NUC dans le Tableau 3.5) a un effet favorable sur les émissions de CO₂: en 2025, on n'émet alors 6,1 millions de tonnes de CO₂ – soit quelque 40% – de moins par les moyens de production nationaux que dans le scénario REF. Le scénario RAD, caractérisé par une baisse de la demande d'électricité et des hypothèses radicales concernant les sources d'énergie renouvelables (24,7 GW de VRES), le stockage et le DSM échoue de justesse à neutraliser le surcroît d'émissions qui accompagne la sortie du nucléaire en 2030. Dans le scénario radical, les émissions nationales augmentent de 6,5 millions de tonnes en 2021 à 7,2 millions de tonnes en 2030. Cependant, les émissions sont plus faibles en 2030 qu'en 2016 dans le scénario radical, à savoir 7,2 millions de tonnes en 2030 contre 9,3 millions de tonnes en 2016.

Tableau 3.5 : Évolution des émissions totales de CO₂ dans les différents scénarios

	2016	2021	2025	2030
REF				
CO ₂ national	9.30	7.63	15.6	13.81
CO ₂ importations	2.64	2.34	6.28	7.76
CO ₂ total	11.94	9.97	21.88	21.57
REF sans investissements supplémentaires dans des centrales biomasse				
CO ₂ national	9.30	7.63	18.49	16.58
CO ₂ importations	2.64	2.34	6.46	8.03
CO ₂ total	11.94	9.97	24.95	24.61
REF baisse de la demande				
CO ₂ national	9.30	6.9	12.19	9.75
CO ₂ importations	2.64	1.52	5.79	6.52
CO ₂ total	11.94	8.42	17.97	16.27
REF demande constante				
CO ₂ national	9.30	7.28	13.99	12.12
CO ₂ importations	2.64	2.02	6.2	7.49
CO ₂ total	11.94	9.29	20.19	19.62
ALT				
CO ₂ national	9.30	7.4	13.08	9.47
CO ₂ importations	2.64	2.02	6.31	7.49
CO ₂ total	11.94	9.42	19.4	16.96
NUC				
CO ₂ national	9.30	7.63	9.51	8.08
CO ₂ importations	2.64	2.34	4.8	5.85
CO ₂ total	11.94	9.97	14.31	13.94
RAD				
CO ₂ national	9.30	6.56	10.59	7.22
CO ₂ importations	2.64	0.83	4.81	4.57
CO ₂ total	11.94	7.39	15.41	11.79
RAD demande constante				
CO ₂ national	9.30	6.79	12.06	8.46
CO ₂ importations	2.64	1.19	5.44	5.63
CO ₂ total	11.94	7.98	17.5	14.08
RAD hausse de la demande				
CO ₂ national	9.30	7.01	13.03	9.14
CO ₂ importations	2.64	1.43	5.65	6.09
CO ₂ total	11.94	8.44	18.68	15.23
RAD avec investissements supplémentaires dans des centrales biomasse				
CO ₂ national	9.30	6.56	9.18	6.36
CO ₂ importations	2.64	0.83	4.11	3.73
CO ₂ total	11.94	7.39	13.29	10.09



Avec le scénario radical, nous obtenons en 2030 une réduction des émissions nationales de CO₂ de 47,7% par rapport au scénario REF. Cela nécessite cependant une forte baisse de la demande et une capacité VRES plus de deux fois plus élevée (24,7 GW) que dans le scénario REF en 2030 (11,5 GW). Si des investissements supplémentaires en capacité biomasse étaient ajoutés au scénario RAD, il serait possible de réduire légèrement des émissions nationales de CO₂ entre 2021 et 2030 (6,56 millions de tonnes en 2021 par rapport à 6,36 millions de tonnes de CO₂ en 2030). Il faut remarquer ici que ce scénario ne prévoit pas une baisse des émissions totales, y compris les émissions liées aux importations. Le Tableau 3.5 présente les émissions totales, c'est-à-dire de l'addition des émissions nationales et des émissions incorporées à l'électricité importée. Tant dans le scénario de référence que dans tous les autres scénarios, on a supposé pour la simplicité que toute l'électricité importée entre aujourd'hui et 2030 provient à parts égales d'Allemagne (25%), des Pays-Bas (25%), du Royaume-Uni (25%) et de France (25%). En raison des fortes divergences dans les parcs de production de nos voisins, on observe de fortes fluctuations dans l'intensité CO₂ de chaque MWh ou GWh importé. Les hypothèses utilisées concernant l'intensité CO₂ dans des pays dont la Belgique importe figurent dans le Tableau 3.6. Enfin, la Figure 3.4 montre l'évolution des émissions nationales de CO₂ (donc hors importations d'électricité).

Tableau 3.6 : Hypothèses concernant l'intensité de CO₂ étrangère

	Émissions d'équivalent CO ₂ ; tonnes par GWh
Belgique	171
Pays-Bas	450
France	74
Allemagne	480
Royaume-Uni	460

La biomasse joue un rôle important dans le scénario de référence et dans le scénario alternatif; en 2030, nous supposons dans les deux scénarios une capacité biomasse d'environ 2500 MW (par rapport à une capacité actuelle d'environ 1200 MW). Dans le scénario nucléaire et le scénario radical, la capacité biomasse reste plus ou moins stable entre 2016 et 2030. Les centrales biomasse ne sont pas populaires politiquement en raison des importants subsides qu'elles déclenchent. On est également plus attentif aux éventuelles conséquences en matière de particules fines qu'il y a dix ans par exemple. Ceux qui jugent qu'une augmentation de la capacité biomasse n'est absolument pas nécessaire doivent comprendre que les conséquences en matière d'émissions de CO₂ peuvent être significatives. Dans le scénario de référence, si nous ne faisons pas augmenter la capacité biomasse, mais la main-

tenons constante, les émissions nationales de CO₂ augmentent de 13,8 millions de tonnes à 16,5 millions de tonnes de CO₂ en 2030. C'est une augmentation de près de 20%. Avec des émissions de 16,5 millions de tonnes, ce scénario adapté présente une intensité CO₂ littéralement deux fois plus importante que le scénario nucléaire ou le scénario radical. Dans le scénario de référence, nous tablons sur une hausse de la demande d'électricité. Si nous revenons au scénario de référence initial – donc avec une augmentation de la capacité biomasse –, mais supposons cette fois que la demande baisse comme dans le scénario radical, les émissions nationales de CO₂ en 2030 reculent de 13,8 millions de tonnes à 9,75 millions de tonnes. Cette nette baisse des émissions montre clairement que la limitation de la demande d'électricité doit toujours être une priorité politique absolue. Un paysage énergétique sans centrale biomasse supplémentaire est surtout envisageable si la demande recule...

L'analyse de sensibilité du Tableau 3.5 révèle également que l'impact de la différence entre une baisse et une hausse de la demande d'électricité dépend énormément du contexte. Si nous accroissons la demande – comme dans les autres scénarios – dans le scénario radical (qui prévoit initialement une contraction de la demande), les émissions de CO₂ en 2030 sont évidemment en hausse, passant de 7,2 millions de tonnes en cas de baisse de la demande à 9,1 millions de tonnes en cas de hausse de la demande. On remarque cependant que cette augmentation est moins nette que dans les autres scénarios. Dans le scénario de référence, l'impact d'une baisse de la demande par rapport à une hausse de la demande s'élevait en effet à environ 4 millions de tonnes, alors que la différence, dans le scénario radical, se limite à environ 2 millions de tonnes de CO₂. C'est surtout dans les scénarios avec moins d'énergie renouvelable qu'une réduction de la demande peut faire une importante différence en termes d'émissions nationales de CO₂.

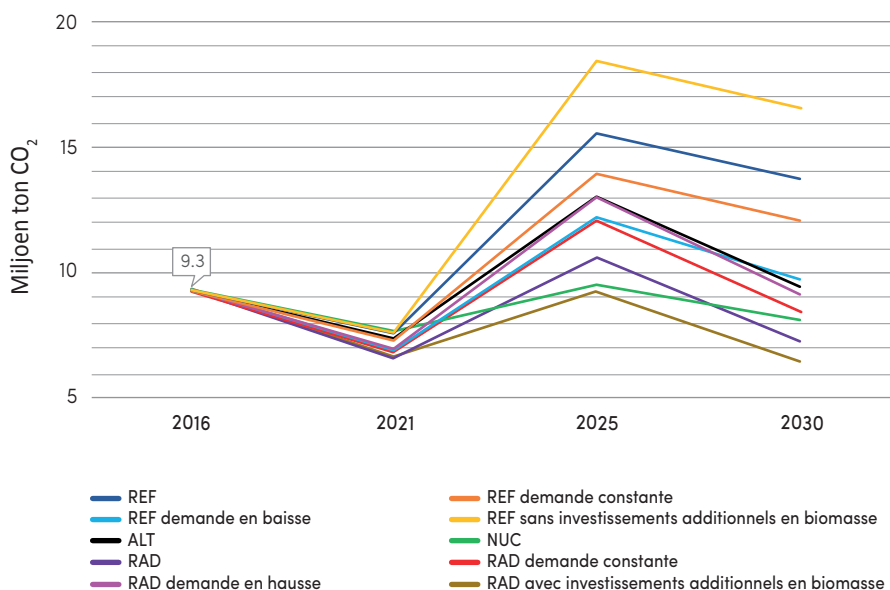
Tous les scénarios prévoient une quantité significative de véhicules électriques en 2030, d'un demi-million dans le scénario REF à 2 millions dans le scénario RAD. Ces véhicules entraînent bien entendu une baisse des émissions de CO₂ dans le secteur des transports, dont il est possible de tenir compte dans l'analyse CO₂. Le Tableau 3.7 présente l'économie de CO₂ estimée dans le secteur des transports en 2030 pour tous les scénarios de base.

Tableau 3.7 : Diminution estimée des émissions de CO₂ dans le secteur des transports à la suite de l'augmentation du nombre de véhicules électriques dans les différents scénarios

2030	Nombre de véhicules électriques	Diminution des émissions de CO ₂ dans les transports (mio. tonnes)
REF	517 603	0.75
NUC	517 603	0.75
ALT	929 923	1.35
RAD	2 000 357	2.85

Cette diminution varie de 0,75 million de tonnes dans le scénario REF à 2,85 millions de tonnes dans le scénario RAD. Ces estimations tiennent compte du fait que les émissions de véhicules non électriques continuent à diminuer d'ici 2030. Dans cette estimation, nous ne tenons pas compte des émissions de CO₂ qui accompagnent le rechargement des véhicules électriques, puisque celles-ci sont déjà comprises dans les émissions de CO₂ calculées pour le secteur électricité (Tableau 3.5). Un passage aux voitures électriques garantit cependant une économie en matière de CO₂, même si celles-ci étaient exclusivement rechargées avec de l'électricité produite par des centrales au gaz.¹

Figure 3.4 : Évolution des émissions nationales de CO₂ sous les différents scénarios



1 Un simple exercice arithmétique en atteste : si les centrales au gaz (CCGT) émettent 500 g/KWh et une voiture électrique consomme 0,2 KWh/km, les « émissions » indirectes de cette voiture s'élèvent à 100 g/km, alors qu'une voiture neuve qui roule à l'essence ou au diesel en Belgique émet en moyenne 120 g/km aujourd'hui. Dans la pratique, cette différence minimale (20 g/km) est évidemment plus importante puisque l'intensité CO₂ moyenne de l'électricité avec laquelle les VE sont rechargés est nettement inférieure à 500 g/KWh.

Analyse des surplus

Tant dans les années qui nous séparent de la sortie du nucléaire qu'en 2030, le système électrique belge est confronté à une surproduction considérable d'électricité pendant l'été. La surproduction attendue peut mener à des mesures comme la mise hors service forcée d'éoliennes ou d'installations photovoltaïques afin d'éviter des déséquilibres sur le réseau. Cette perspective a un impact négatif sur l'attrait des investissements dans cette technologie.

La sécurité d'approvisionnement durant l'hiver n'est pas le seul défi d'un système présentant une très grande capacité de production tribulaire des conditions climatiques. La surproduction d'électricité ou les volumes de surplus – surtout l'été – peut également engendrer des situations problématiques. Pendant les années précédant la sortie prévue du nucléaire, le système électrique belge pourrait déjà être confronté à une surproduction significative, comme indiqué dans le Tableau 3.8. Cette surproduction intervient surtout l'été, lorsque les près de 6000 MW de production baseload nucléaires sont combinés à une production intense d'énergie éolienne et solaire.² On note déjà une surproduction d'environ 2,1 TWh aujourd'hui.

Tableau 3.8 : Évolution des excédents de production moyens et annuels totaux dans les différents scénarios, par rapport à la consommation intérieure

Année	Scénario	Surplus total (TWh)	Surplus moyen (MW)	Part de la production VRES qui peut être consommée en Belgique
2016		2.1	912	77%
2021	REF	4.0	1 324	75%
	ALT	4.1	1 667	77%
	NUC	4.0	1 324	75%
	RAD	11.9	2 429	50%
2025	REF	0.0	606	99%
	ALT	0.3	1 323	99%
	NUC	1.1	1 086	94%
	RAD	3.4	2 446	91%
2030	REF	0.1	692	99%
	ALT	1.4	2 129	95%
	NUC	1.1	1 130	96%
	RAD	13.7	4 427	75%

2 Malgré le fait que la production nucléaire est toujours réduite pendant l'été dans l'exercice de modélisation.

Dans les scénarios REF, NUC et ALT, nous trouvons pour 2021 une surproduction d'environ 4 TWh sur base annuelle, avec un surplus moyen de plus de 1 GW. Dans le scénario RAD, ce problème est encore plus sérieux, avec pour 2021 une surproduction totale de 12 TWh et un surplus moyen de plus de 2 GW. La baisse de la demande et la forte augmentation des capacités éolienne et photovoltaïque en sont à l'origine. Une réduction artificielle de la production éolienne et photovoltaïque (« *curtailment* » ou contingentement) sera inévitable dans cette situation. On peut dès lors se demander si les propriétaires d'installations contingentées doivent recevoir dans ce cas une indemnité ou au contraire être sanctionnés. Aujourd'hui, il est plutôt courant en Europe d'offrir une indemnité en échange du contingentement puisque cette indemnité a été prévue dans le mécanisme de subsides, mais à l'avenir, une sanction pour la surcharge du réseau peut être envisagée. Le « *self-curtailment* » peut cependant également être considéré comme un service fourni pour maintenir l'équilibre sur le réseau, ce qui impliquerait plutôt une indemnité. Une alternative au contingentement consisterait à exporter ces excédents à l'étranger. Si les exportations se font à un prix positif, la surproduction d'électricité à coût marginal nul est toujours intéressante financièrement. Cette dernière option n'est cependant pas toujours aussi évidente puisque la production renouvelable en Belgique présente souvent une forte corrélation avec la production renouvelable de nos voisins. Si nos voisins sont également confrontés à une surproduction d'électricité, ils ne seront pas disposés à importer de l'électricité belge. Dans une perspective technologique, nous pouvons affirmer que compte tenu de la capacité d'interconnexion attendue en 2021, des excédents renouvelables 1 à 2 GW ne causeront guère de problème.

Les excédents de production sont nettement moins problématiques juste après la sortie du nucléaire en 2025. La forte surproduction dans le scénario radical en 2021 retombe de manière spectaculaire. Cette problématique reprend ensuite de la vigueur dans le scénario, en raison de la hausse continue de la capacité éolienne et photovoltaïque. Bien que les excédents de production restent limités dans les scénarios REF et ALT, nous trouvons une surproduction plus élevée en 2030 qu'en 2021 dans le scénario RAD, quand toutes les centrales nucléaires étaient encore en service ! La surproduction moyenne s'élève à 4,4 GW dans le scénario radical.

La combinaison d'une quantité de plus en plus importante de capacité éolienne et photovoltaïque avec une baisse de la demande engendre des excédents problématiques. Les 4000 MW de production baseload qui sont maintenus jusqu'en 2030 dans le scénario NUC n'entraînent pas d'excédents de production supplémentaire parce que ce scénario prévoit une augmentation de la demande identique au scénario REF. Si la conservation de cette capacité baseload était combinée à une baisse de la demande, on pourrait cependant s'attendre à une forte augmentation de la surproduction.

Alors que les excédents de production avant la sortie du nucléaire constituent un problème de nature temporaire, ceux qui interviennent en 2030 et au-delà sont un problème permanent. Il ne pourrait être limité quelque peu que si la demande continuait à augmenter de manière structurelle – ce qui est tout sauf souhaitable dans la perspective des émissions de CO₂. Et même dans ce cas, nous retrouverions inévitablement des excédents de production de plus en plus importants pendant l'été.

Les scénarios ALT et RAD se fondent sur une augmentation de la capacité DSM équivalente à la baisse de la capacité du Tableau 3.1. Cette demande plus contrôlable qui peut être augmentée stratégiquement en cas de surplus est donc incluse dans notre exercice de modélisation, mais ne permet pas de réduire de manière significative les surplus résiduels (après DSM). En cause : le fait que la flexibilité de la demande est limitée en termes de MWh absorbables, ce qui provoque une saturation après plusieurs importants surplus. C'est même le cas dans le scénario RAD qui prévoit la plus forte augmentation de la capacité DSM.

La problématique de l'augmentation des excédents de production à long terme a des conséquences négatives sur les investissements dans de nouvelles capacités éoliennes ou photovoltaïques. Les investisseurs devront en effet de plus en plus tenir compte d'une nouvelle source de risques, à savoir la mesure (incertaine) dans laquelle la production de leurs actifs sera contingentée. Cette incertitude peut accroître le coût d'investissement de ce type d'investissement. De plus, le contingentement peut influencer sur le facteur de charge des actifs renouvelables. Ces deux éléments entraînent une augmentation du LCOE de l'énergie éolienne et solaire. Cependant, cette évolution transformera également les producteurs d'énergie éolienne et solaire en ambassadeurs de plus en plus actifs des véhicules électriques et de réseaux électriques intelligents. Plus il est possible d'augmenter stratégiquement la demande d'électricité – par exemple en rechargeant de nombreux VE quand il y a beaucoup de vent et de soleil –, plus il sera possible d'éviter le contingentement.

Comment remplacer la capacité contrôlable par des importations ?

L'augmentation de la capacité d'importation en 2030 peut limiter les besoins de capacité de production contrôlable, mais pas dans la même proportion.

En principe, la capacité de production contrôlable en Belgique peut être partiellement remplacée par une augmentation des importations d'électricité des pays voisins. Une augmentation de la capacité d'interconnexion entraîne dès lors une baisse des besoins de centrale au gaz, par exemple. Nous présumons pour 2030 des importations moyennes de 2700 MW dans le scénario de référence et le

scénario nucléaire, et des importations moyennes de 3500 MW dans le scénario alternatif et le scénario radical. La capacité d'importation maximale nominale s'élève à 9000 MW dans les quatre scénarios. Une augmentation de la capacité moyenne d'importation ne signifie cependant pas que les besoins de capacité contrôlable directement diminuent du même facteur. Par exemple, si nous maintenons la capacité d'importation constante jusqu'en 2030 dans le scénario REF et ne la faisons pas augmenter de 1600 MW par rapport à 2016, les besoins de capacité de gaz augmentent d'environ 600 MW en 2030. De manière approximative, on peut affirmer que dans le scénario REF, une augmentation de la capacité d'importation moyenne de 1000 MW se traduit par une diminution des besoins d'actifs contrôlables d'environ 400 MW. Ce dernier chiffre ne suggère cependant pas des rapports de substitution fixes. Nous pouvons supposer qu'une augmentation progressive de la capacité d'interconnexion entraînera une baisse du taux marginal de substitution. En d'autres termes : l'augmentation de la capacité d'interconnexion doit être de plus en plus rapide pour remplacer 1 MW de capacité de production contrôlable.

Dans la mesure où la capacité d'importation n'est pas garantie en raison de la volatilité de la disponibilité des importations durant l'année et que la disponibilité des importations peut beaucoup diminuer en période de pénurie, aucun rapport direct ne peut être établi. Si les moments de pénurie sur le marché *ne s'accompagnent pas* d'une baisse de la capacité des importations disponibles – une hypothèse plutôt invraisemblable –, les besoins totaux d'unités de production flexibles (comme des centrales au gaz) dans le scénario REF peuvent être réduits de 1250 MW en 2030.

Analyse du stockage en batterie

Bien que le stockage en batterie puisse en principe rendre superflues les centrales les moins utilisées en cas de pics de demande, la possibilité de remplacer de grandes quantités de capacité de production – et surtout des centrales CCGT – par des batteries est très limitée. Une augmentation plus que linéaire de la capacité de batteries est nécessaire pour pouvoir supprimer de plus en plus de capacité de production, ce qui implique une nette détérioration de la situation économique. Les batteries supplémentaires risquent d'être de moins en moins utilisées... Le stockage en batteries n'offre pas d'avantage significatif en matière de coût total de production. De plus, les batteries ne permettent pas d'enregistrer de gain notable en matière d'émissions de CO₂, puisque le timing de la production renouvelable est sous-optimal. En d'autres termes : l'intensité CO₂ de l'électricité utilisée pour recharger les batteries est souvent assez élevée.

Différentes capacités de stockage sont imposées de manière exogène dans les scénarios REF, ALT et RAD pour ensuite en étudier l'impact sur la sécurité d'approvisionnement, les émissions de CO₂ et le coût total de production. La disponibilité des capacités de stockage utilisée dans notre modèle est comparable à la manière dont est utilisée aujourd'hui la capacité de stockage des centrales de pompage de Coö. Dans cette analyse, nous nous concentrons inclusivement sur les avantages pour le système, comme une baisse des besoins de capacité de production afin de garantir la sécurité énergétique. En d'autres termes, nous ne nous intéressons pas à la situation économique du stockage chez un particulier individuel ou dans une entreprise dans un environnement retail spécifique. L'intérêt du stockage local dans une perspective micro-économique dépend du système de tarification utilisé.

Le Tableau 3.9 offre un aperçu des sous-catégories de la capacité de stockage en batteries totale en 2030 dans les différents scénarios. On peut remarquer que la capacité de batteries disponible provenant de véhicules électriques présente la part la plus importante dans la capacité de stockage en batteries totale disponible pour le système. Dans le scénario radical, une pénétration de 2 millions de voitures électriques – dont 65% bénéficient d'un raccordement intelligent – génère une capacité de batteries considérable avec une puissance de 7048 MW à la disposition du réseau, et ce, pendant une durée maximale de sept heures.

Tableau 3.9 : Aperçu du stockage en batteries total et des sous-groupes sous-jacents dans les différents scénarios

	REF 2030	ALT 2030	RAD 2030
Stockage total en batteries (puissance, MW)	1188	3188	8088
VE (puissance, MW)	1048	2448	7048
VE (durée, heures)	5.6	6	7
Batterie petite échelle (puissance, MW)	50	350	550
Batterie petite échelle (durée, heures)	3	3	5
Batterie grande échelle (puissance, MW)	90	390	490
Batterie grande échelle (durée, heures)	3	3	7

Une augmentation de la capacité de stockage se traduit par une légère baisse des besoins d'actifs contrôlables. C'est par exemple ce qu'atteste une comparaison des analyses de sensibilité dans le cadre de laquelle la capacité de batteries provenant des véhicules électriques n'est pas du tout ou, au contraire, est utilisée au maximum dans le système. Dans le premier cas, il y a des véhicules électriques, mais ceux-ci ne sont pas raccordés à un réseau intelligent. Dans le dernier cas, nous présumons que tous les VE proposent leur capacité des batteries au réseau. De ce fait, la capacité de batteries disponible augmente fortement, ce qui

permet d'en quantifier l'effet sur les besoins de centrales au gaz. Les résultats de cette comparaison figurent dans le tableau ci-dessous. En fonction du scénario (REF, ALT ou RAD), l'augmentation de la capacité de batteries des véhicules électriques se traduit par un besoin de capacité gazière qui diminue de 5,6% à 29,4% (voir le volet « Capacité Gaz » dans le Tableau 3.10). Les écarts importants dans la baisse des besoins de capacité de gaz entre le scénario de référence et les scénarios alternatif et radical sont imputables aux grandes différences en termes de nombre de véhicules électriques en 2030. Alors qu'une capacité de stockage de 15706 MWh s'ajoute dans le scénario de référence, la capacité de stockage augmente de 74207 MWh dans le scénario radical sous l'effet du bond de 0% à 100% de VE avec raccordement intelligent au réseau.

Tableau 3.10 : Différences dans la capacité de gaz électricité et la capacité de stockage en batterie dans les différents scénarios 2030

2030	0% VE avec raccordement intelligent	100% VE avec raccordement intelligent	Différence	Différence relative	Unité
Capacité de stockage en batterie					
REF	140	2 935	+2 795	+ 2 000%	MW
	420	16 126	+15 706	+ 3 740%	MWh
ALT	740	5 762	+5 022	+ 679%	MW
	2 220	34 273	+32 053	+ 1 444%	MWh
RAD	1040	11 842	+10 802	+ 1 039%	MW
	6 180	80 387	+74 207	+ 1 201%	MWh
Capacité gaz					
REF	5 250	4 750	-500	- 9.5%	CCGT
	2 750	2 800	+50	+ 1.8%	OCGT
	8 000	7 550	-450	- 5.6%	TOTAL
ALT	3 800	3 800	+0	+ 0%	CCGT
	3 300	2 100	-1 200	- 36,4%	OCGT
	7 100	5 900	-1 200	- 16.9%	TOTAL
RAD	2 200	2 000	-200	- 9.1%	CCGT
	2 050	1 000	-1 050	- 51.2%	OCGT
	4 250	3 000	-1 250	- 29.4%	TOTAL

Une explication de la baisse des besoins de capacité gazière en cas d'augmentation de la capacité de batteries réside dans le fait que la capacité de stockage permet de fournir davantage de services énergétiques pour une capacité de production identique. Alors que certaines CCGT ne produiraient *pas* normalement (par exemple la nuit), elles peuvent, dans un scénario avec une capacité de batteries élevée, être

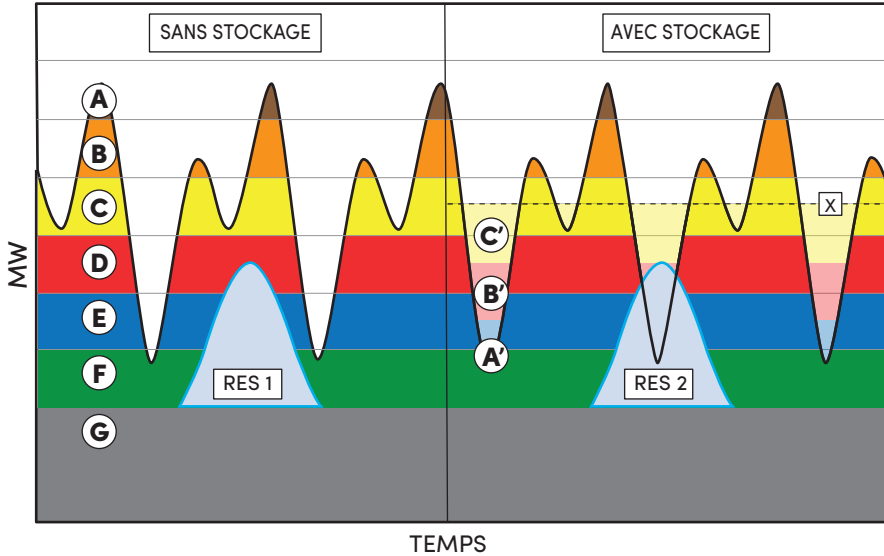
affectées au rechargement de la capacité de batteries.³ Les batteries rechargées pourront ensuite être utilisées pour contribuer à répondre (partiellement) au prochain pic de demande, lorsque toutes les centrales au gaz disponibles produiront à plein régime, par exemple. Cela se traduit par une réduction du parc de production nécessaire dont les centrales seront mieux exploitées ou présenteront un facteur de charge plus élevé. Cette pratique suppose cependant une gestion optimale de la capacité de batteries en fonction des prévisions climatiques. Ainsi les batteries vides ne seront-elles pas chargées avec des CCGT entre 21 heures et 23 heures si l'on s'attend à ce que le vent forcisse significativement à partir de 23 heures pour ensuite garantir une longue période de production maximale de toutes les éoliennes.

L'utilisation précitée des CCGT pour charger les batteries est expliquée de manière simplifiée dans la Figure 3.5. Nous y voyons plusieurs couches ou tranches d'actifs contrôlables. Les couches A à F sont des clusters de centrales au gaz flexibles qui adaptent leur production à l'évolution de la demande (courbe noire), alors que la couche G représente la production baseload. La figure représente quatre jours entiers successifs, qui se distinguent chaque fois par leur pic du matin et du soir, suivi par une baisse significative du niveau de la demande pendant la nuit. Nous voyons que les centrales de production de la couche A peuvent aisément être évincées du système par une capacité de stockage capable de délivrer le même nombre (limité) de MWh d'électricité. Cette capacité de stockage peut être rechargée dans la zone temporelle A'. Il en résulte une production supplémentaire par les couches E et F, qui, à ce moment, produiraient moins, voire ne produiraient pas du tout sans capacité de stockage. Il est en revanche nettement plus difficile de remplacer la couche B par des batteries puisque cela nécessiterait des batteries capables de stocker un nombre beaucoup plus élevé de MWh. Ce constat peut être déduit de la plus grande surface de B' par rapport à A'. Nous en arrivons ainsi à un point crucial : chaque MW de capacité de production supplémentaire extrait du système impose une quantité de plus en plus importante de MWh en capacité de batteries. Enfin, le remplacement de la totalité de la couche C *n'est plus possible*. La ligne en pointillés X indique la limite théorique jusqu'où le stockage permet de remplacer la capacité de production. Dans la pratique, seule une partie (environ la moitié) de la couche C pourra être remplacée. Tous les moyens de production sous la ligne en pointillés devraient alors produire en continu comme la couche baseload G, alors que tous les MWh situés au-dessus de

3 Dans la pratique, il est impossible de déterminer de manière univoque la technologie qui a rechargé la capacité de batterie, puisque les batteries prélèvent simplement de l'électricité sur un réseau qui est approvisionné à tout moment par une combinaison de plusieurs sources de production (y compris les importations). D'un point de vue technique, il est plus correct d'affirmer que la production CCGT supplémentaire satisfait à la demande complémentaire qui apparaît en contribuant à recharger la capacité de stockage.

la ligne en pointillés X devraient être fournis par le déchargement des batteries qui sont chargées pendant les zones temporelles A', B' et C'.

Figure 3.5 : Présentation simplifiée de la possibilité de remplacer les centrales de production par un stockage en batterie



La possibilité de mettre en pratique la Figure 3.5 d'ici 2030 est très limitée. Dans les simulations de modèle, l'effet de la Figure 3.5 est encore renforcé par la présence de pics de soirée exceptionnellement lourds (qui ne figurent pas dans la présentation simplifiée), raison pour laquelle la capacité de stockage exigée devra être d'autant plus importante en MWh. Comment on peut le déduire du Tableau 3.9, les capacités de batteries exigées pour pouvoir retirer du système une partie significative des centrales au gaz est dès lors très importante (des dizaines de GWh). Des volumes de batteries de cet ordre de grandeur nous semblent très peu vraisemblables dans un futur proche d'un point de vue économique. Bien qu'une flotte de véhicules électriques bénéficiant de raccordements intelligents au réseau puisse en théorie fournir ce type de volume, nos résultats indiquent que cela n'apporterait pas d'avantage significatif en termes de coûts. Nous partons en effet de l'hypothèse que les propriétaires de VE ne mettront leur capacité de batterie à la disposition du réseau qu'à un prix assez élevé. Dans les analyses de sensibilité centrées sur le remplacement des centrales au gaz par des batteries, on n'observe pas de baisse (mais pas non plus de hausse) du coût total de production, tant en milliards d'euros qu'en MWh. Cela signifie que – selon nos hypothèses en matière de coûts – le surcoût du stockage V2G est compensé de manière presque égale par les économies réalisées sur quelques centrales au gaz.

Même si le remplacement des centrales pour pics de demande les plus anciennes et les moins utilisées par une capacité de batteries limitée présente donc une opportunité commerciale limitée, ce marché sera rapidement saturé puisqu'il faudra ensuite des capacités de batteries de plus en plus importantes. De plus, l'arbitrage avec les batteries entre des prix d'électricité bas et élevé est également maximal en cas de fort écart de prix. Il diminue à mesure que des batteries d'arbitrage supplémentaires sont ajoutées au système. Nous concluons dès lors que les énormes capacités de batteries qui ont été imposées dans les différents scénarios ne seront pas faisables économiquement dans la pratique. Par conséquent, le marché des batteries qui fournissent à grande échelle de l'énergie à des moments de pénurie en Belgique restera plutôt limité entre aujourd'hui et 2030. La seule manière de permettre la mise à disposition des capacités de batteries utilisées sur le réseau consiste à prévoir des sources de revenus supplémentaires significatifs. Ceux-ci peuvent provenir d'aides publiques directes, ou d'activités comme des services de soutien aux réseaux ou des économies sur les investissements dans le réseau.

Il existe de facto plusieurs pistes possibles pour obtenir (en théorie) un gain CO_2 à l'aide de batteries. Une première possibilité consiste à charger la capacité de batterie d'excédents de production renouvelable pour ensuite la décharger lorsque la demande d'électricité est maximale et que l'on active des OCGT qui présentent normalement une forte intensité CO_2 . Dans la Figure 3.5, ce principe est présenté à l'aide de la production renouvelable « RES 2 », qui intervient précisément à un moment où les capacités de batteries disponibles peuvent être chargées. En déplaçant la production sans CO_2 vers les pics de consommation à l'aide de batterie et en évitant ainsi la mise en service des centrales réservées aux pics de demande, il est en théorie possible d'enregistrer un avantage significatif en matière d'émissions de CO_2 . Dans la pratique, la simulation indique cependant que le timing des surplus renouvelables est rarement optimal pour pouvoir obtenir ce gain en termes de CO_2 . Cet état de fait est représenté dans la Figure 3.5 par la production renouvelable « RES 1 », où seule la production de gaz est évitée, mais aucune capacité de batterie ne peut être rechargée. De plus, les excédents d'énergie renouvelable sont principalement observés l'été, alors que l'activation des OCGT a surtout lieu les soirées d'hiver. Nous concluons dès lors que cette première piste de réduction des émissions au moyen des batteries ne pourra pas se déployer de manière significative dans la pratique. Le timing de la production renouvelable est trop arbitraire pour qu'il permette de charger des batteries de manière significative. Il faut cependant remarquer que cette conclusion se limite au contexte belge. À d'autres endroits comme la Californie, le timing entre la production renouvelable et les pics de consommation est en effet meilleur, raison pour laquelle la situation économique des batteries s'améliore grandement.

Une deuxième piste possible pour obtenir un gain en termes d'émissions de CO_2 grâce à l'utilisation de batteries consiste à transporter la production des

CCGT vers le segment de pics de demande, ce qui permet d'éviter la mise en service d'OCGT. Au moment où elle ne peut pas être pleinement exploitée (principalement la nuit), la capacité CCGT peut être affectée au rechargement d'une capacité de batterie. Ensuite, cette capacité de batterie peut être déchargée pendant les pics de demande et il ne faut par conséquent plus faire appel aux OCGT. La différence d'intensité CO_2 entre les CCGT et les OCGT permet ainsi de réduire légèrement les émissions totales de CO_2 grâce aux batteries. Nos simulations révèlent cependant que la réduction des émissions de CO_2 qui peut être obtenue à l'aide de ce mécanisme est minime et ne peut donc constituer un facteur de motivation important susceptible de justifier économiquement le coût considérable de la capacité de batteries. Une sensibilité du scénario REF dans laquelle seule la quantité disponible de capacité de batteries est fortement augmentée génère des émissions totales de CO_2 à peu près inchangées. On peut même observer une légère augmentation de 0,06 million de tonnes, bien qu'une différence aussi minime ne soit pas significative comme résultat de modélisation.

Analyse de la demande flexible (DSM)

Tout comme la capacité de stockage, la capacité DSM peut fournir des services importants au réseau, mais cette disponibilité est limitée dans le temps. Par conséquent, il n'est pas possible de remplacer de grandes capacités de technologie de production réglables par une augmentation de la capacité DSM. Sous des hypothèses conventionnelles, nous ne voyons dès lors pas d'avantage significatif en termes de coût total de production dans une augmentation de la capacité DSM. Pour ce qui concerne les émissions de CO_2 , le gain apporté par une augmentation de la capacité DSM est très limité. Dans la pratique, la majeure partie de la baisse de la demande est en effet compensée par une augmentation ultérieure de la demande.

Comme le stockage en batteries, la capacité DSM présente des limitations importantes en matière de quantité maximale d'énergie (mégawattheures) qui peut être fournie au système. Si le DSM ne permet de réduire la demande que de x MW pendant une heure alors qu'une plus forte baisse pendant deux heures était optimale dans la perspective du système, il sera nécessaire de solliciter d'autres technologies. Nous trouvons dès lors que les capacités DSM utilisées dans les scénarios ne permettent qu'une réduction limitée de la capacité nécessaire d'actifs contrôlables. Cela provient du fait que les simulations produisent de temps à autre des situations où les actifs contrôlables – qui peuvent en principe fournir une énergie *illimitée* – sont indispensables. Dans les hypothèses utilisées, nous ne voyons dès lors pas d'avantage significatif en termes de coûts au niveau du système d'une augmentation de la capacité DSM. Les sensibilités concentrées sur

l'effet d'une augmentation de la capacité DSM n'apportent pas de différence significative en termes de coût de production en €/MWh ou en milliards d'euros. Une sensibilité du scénario REF dans lequel seule la capacité DSM est sensiblement accrue donne lieu à une baisse du coût de production de seulement 0,018 €/MWh, ce qui ne peut pas être considéré comme un résultat significatif dans une modélisation.

En théorie, il est cependant possible que des compteurs et des appareils électroménagers intelligents mettent à disposition une grande quantité de capacité DSM peu coûteuse et automatisée dans la pratique. Selon les simulations, seul le facteur de charge des centrales utilisées pour les pics de demande va diminuer ; leur *disponibilité* reste nécessaire pour les moments exceptionnellement difficiles. La baisse des facteurs de charge de centrale au gaz ne génère guère d'économie dans la perspective du système, puisque cela implique un soutien plus coûteux de leur disponibilité. La quantité de capacité réglable nécessaire dans une perspective de sécurité d'approvisionnement doit en effet être financée d'une manière ou d'une autre. Si les revenus réguliers de la vente de kilowatts-heures baissent – par exemple parce qu'un très grand nombre de kilowatts-heures sont désormais délivrés par des batteries ou du DSM –, le financement résiduel devra provenir d'ailleurs (par exemple de subsides).

Pour ce qui concerne les émissions de CO₂, une demande plus flexible peut en théorie apporter un avantage en augmentant stratégiquement la demande en périodes d'excédents de production renouvelable et en la baissant à un moment ultérieur, ce qui permet d'éviter une certaine quantité de production thermique et donc à forte intensité CO₂. Le tableau ci-dessous indique pour les quatre scénarios de base la mesure dans laquelle il est possible d'éviter de cette manière la production CCGT en 2030 et les réductions des émissions de CO₂ que cela représente. La plus forte réduction des émissions de CO₂ intervient dans le scénario ALT, qui prévoit une économie d'environ 140 000 tonnes de CO₂. En d'autres termes : si la demande flexible n'avait pas évité la mise en service de CCGT, les émissions totales s'élèveraient à 17,11 millions de tonnes au lieu de 16,96 millions de tonnes de CO₂. Cela représente un gain d'environ 1%. Si l'on se base sur une intensité CO₂ plus élevée de 500 tonnes/GWh, l'économie se monte à 1,2%. Pour les autres scénarios – y compris le scénario radical avec une capacité flexible plus élevée que dans le scénario alternatif –, la diminution des émissions de CO₂ est négligeable.

Tableau 3.11 : Aperçu de la réduction des émissions de CO₂, du facteur de charge des CCGT et de la production des CCGT en 2030 dans différents scénarios

2030	Capacité demande flexible (MW, durée)	Capacité CCGT (MW)	Baisse du facteur de charge CCGT (en points de pourcentage)	Baisse de la production des CCGT (GWh)	Diminution des émissions CO ₂ * (tonnes)
REF	1600 MW, 5h	5000	0.02%	8,76	3066
NUC	1600 MW, 5h	2600	0.03%	6,83	2391
ALT	2000 MW, 8h	3800	1.27%	422,76	147966
RAD	2500 MW, 8h	2000	1.24%	217,25	76037

* Sur la base d'une intensité CO₂ de 350 tonnes/GWh

Subsides futurs en Belgique

Dans le prolongement des résultats ci-dessus, il est pertinent de réaliser une estimation de l'évolution possible des subsides entre aujourd'hui et 2030. Bien que le subventionnement des technologies de production renouvelable ait récemment été réduit, nous continuerons à faire face, au cours de la décennie à venir, au coût annuel des subsides généreux qui ont été accordés dans le passé. Selon les estimations, les engagements de soutien totaux déjà contractés pour les sources d'énergies renouvelables variables s'élèvent à 29,3 milliards d'euros, dont la majeure partie est allouée au soutien de panneaux solaires et de turbines éoliennes offshore. Dans le climat de marché actuel, on n'investit plus dans de nouveaux actifs sans subsides. Avec des prix de gros moyens à proximité des coûts marginaux de production – ou encore plus bas –, il n'est pas attrayant d'investir dans des centrales au gaz. Dans le paragraphe suivant, nous expliquons que les prix de marché en Europe centrale et occidentale ne seront pas nécessairement plus élevés en 2030. En cas de prix de gros structurellement « bas », des mécanismes de soutien adapté comme des aides aux investissements upfront et des *Contracts for Differences* (CFD) seront nécessaires pour déclencher des investissements dans de nouveaux actifs comme les centrales au gaz.

Pour chaque scénario, nous avons fait une estimation de l'évolution des charges de subsides totales jusqu'en 2030. On prend ici pour hypothèse que des mécanismes de subsides conformes au marché comme les CFD entrent en vigueur pour les capacités renouvelables intermittentes supplémentaires. Dans les scénarios, les investissements dans des centrales au gaz flexibles sont en revanche déclenchés par des aides à l'investissement upfront. Pour aplanir les très fortes fluctuations annuelles des charges de subsides upfront, ces aides aux investisse-

ments ont été étalées sur plusieurs années. Par ailleurs, on suppose également que les anciennes centrales au gaz recevront une redevance de capacité pour rester disponible après la sortie du nucléaire. Nous supposons également que la disponibilité de la capacité DSM sera également compensée à l'aide d'une redevance fixe.

L'évolution des subsides dans le scénario de référence et le scénario radical est représentée de manière visuelle dans les Figures 3.6 et 3.7. Bien que le coût total des subsides augmente dans les deux scénarios, il s'avère que la majeure partie des futurs engagements de soutien provient de subsides déjà contractés dans le passé. Par ailleurs, on peut également remarquer que la cause de l'augmentation des charges de subsides est différente selon le scénario. Dans le scénario de référence (Figure 3.6), le coût total des subsides augmente brutalement après la sortie du nucléaire à la suite des aides d'investissement upfront pour la capacité biomasse, CCGT et OCGT supplémentaires. Après 2025, le coût annuel de subsides augmente subitement de 50%. Ce bond est en partie le résultat du choix d'un amortissement relativement rapide du coût d'investissement de nouvelles centrales au gaz à construire (à savoir en six ans). Dans le scénario radical en revanche, la hausse des charges de subsides à venir est en grande partie imputable à la forte pénétration des énergies renouvelables. C'est surtout l'augmentation significative des éoliennes en mer qui entraîne à partir de 2020 une augmentation marquée des charges de subsides futures (voir Figure 3.7). Le coût annuel des subsides en 2030 est à peu près identique dans les deux scénarios. La différence réside surtout dans la composition de la facture des subsides; les subsides pour les centrales au gaz sont comparables dans les deux scénarios, alors c'est le choix de la biomasse ou de l'éolien offshore et du photovoltaïque qui les distingue.

L'accroissement des engagements de soutien futurs à partir de la sortie du nucléaire par rapport au cadre de référence est moins marqué dans le scénario de référence. En raison de l'expansion rapide de la capacité de production renouvelable, de l'augmentation de la capacité d'importation, de l'accroissement de la capacité de stockage et d'une baisse de la demande, le besoin de capacité en backup flexible après la sortie nucléaire est plus faible dans le scénario radical que dans le scénario de référence. Cependant, le scénario radical se caractérise par une capacité biomasse nettement plus basse, ce qui en soi mène à une augmentation des besoins de centrales au gaz. Au final, les deux facteurs se compensent plus ou moins.

Figure 3.6 : Évolution des engagements de soutien totaux jusqu'en 2030 dans le scénario de référence

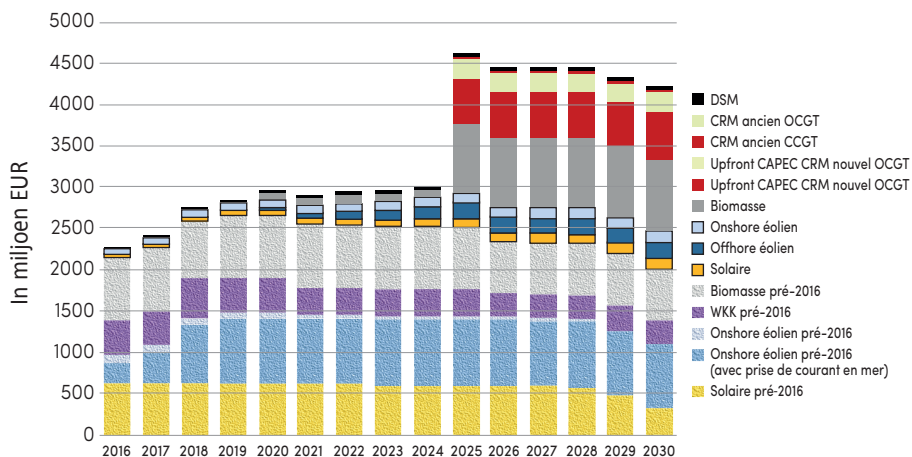
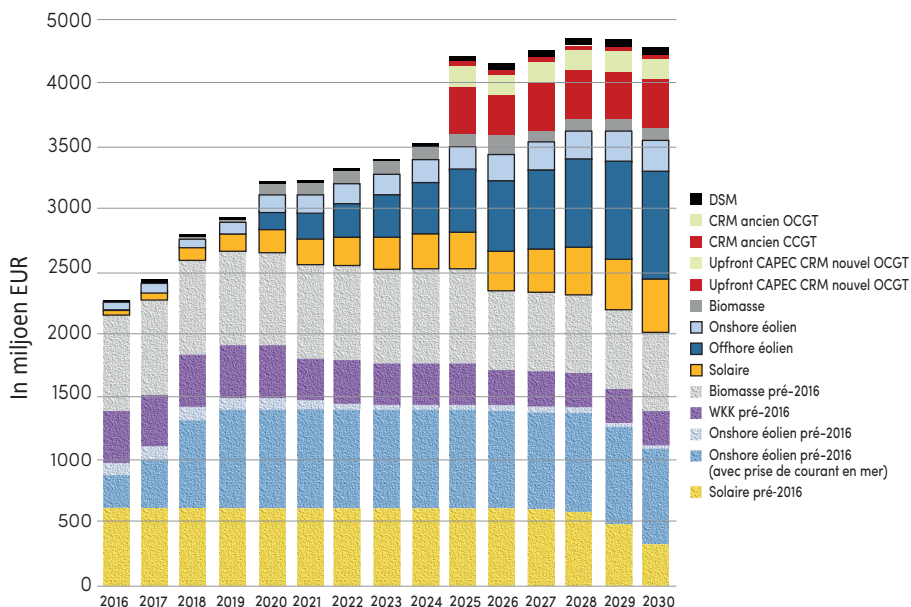


Figure 3.7 : Évolution des engagements de soutien totaux en 2030 dans le scénario radical



Les prix de marché pourront-ils augmenter d'ici 2030 et rendre les subsides superflus ?

Des investissements dans une capacité de production flexible et contrôlable sont essentiels pour soutenir la transition énergétique et garantir notre sécurité énergétique. Ces investissements ne sont actuellement pas réalisés en Europe centrale et occidentale (ECO). Tout d'abord parce que l'absence d'augmentation de la demande d'électricité engendre une certaine surcapacité en ECO, ce qui a un impact baissier sur les prix de marché. De même, l'essor de capital renouvelable à coût marginal nul joue déjà un rôle important dans la formation du prix sur les marchés de gros.

Dans plusieurs pays européens, des redevances de capacité ont récemment été introduites comme « deuxième meilleure » solution pour déclencher les investissements nécessaires. L'évolution des prix de gros à moyen terme en Europe centrale et occidentale (ECO) est une question centrale pour les investisseurs privés et les dirigeants politiques. L'un des éléments qui pourraient exercer une forte influence sur l'évolution future des prix est la sortie attendue de capacités de production conventionnelles en ECO. De manière générale, on s'attend à ce qu'une quantité significative de capacités de production conventionnelle contrôlable – surtout de vieilles centrales nucléaires, au charbon et au lignite – disparaisse du marché européen au cours des dix à quinze prochaines années.⁴ En outre, l'ancienne capacité gazière, biomasse et cogénération sera également réduite. Simultanément, nous prévoyons une forte augmentation de la capacité renouvelable tributaire des conditions climatiques en ECO ainsi qu'une hausse du prix du CO₂ d'ici 2030. Une telle hausse du prix du CO₂ entraînera une augmentation des prix de marché, car elle augmente le coût marginal de production des centrales au gaz et au charbon alors qu'une augmentation des investissements dans les capacités éolienne et photovoltaïque provoque une augmentation du nombre d'heures d'injection d'électricité à très faible coût marginal. Et davantage de pénuries causées par une sortie massive des capacités thermiques peuvent surtout avoir un effet haussier sur les prix. Toutes ces interactions sont analysées via un modèle d'offre et de demande dans une hypothèse de concurrence parfaite en ECO. Pour ce faire, nous appliquons plusieurs hypothèses en matière d'évolution de la demande, d'augmentation de la capacité renouvelable et d'exécution de la sortie de capital thermique ancien en ECO. Notre exercice de modélisation⁵ révèle que la pénurie consécutive à une sortie ambitieuse peut effectivement mener à une augmentation

4 La fermeture attendue des centrales au charbon britanniques n'est cependant plus acquise depuis la décision du Brexit.

5 Disponible sur www.itinerainstitute.org sur demande comme article académique.

significative des prix de l'électricité en ECO. De tels scénarios débouchent sur un doublement des prix actuels d'ici 2030. Dans une perspective de sécurité d'approvisionnement, un tel résultat n'est pas souhaitable puisque le système électrique au niveau de l'ECO serait confronté à un grave déficit annuel pendant jusqu'à 8% du temps. C'est ce que révèle le nombre élevé d'heures LOLE du Tableau 3.12. Des prix élevés de l'électricité sont le reflet d'une sécurité énergétique problématique. De plus, une légère baisse de la demande combinée à une forte expansion de la capacité renouvelable pour 2030 entraînera des prix moyens d'environ 48 €/MWh, et ce, pour un prix du CO₂ de 60 € la tonne (voir S12 au Tableau 3.12). Les *price-duration curves* correspondantes sont présentés dans la Figure 3.8 et donnent la variation des prix. Les scénarios présentés dans la Figure 3.8 sont les mêmes que ceux du Tableau 3.12. Ainsi le scénario 7 combine-t-il pour 2030 une forte demande d'électricité, une sortie accélérée des actifs anciens et une nouvelle forte expansion de la capacité renouvelable. Par ailleurs, nos résultats démontrent qu'une augmentation marquée du prix du CO₂ n'entraîne pas toujours à une augmentation plus nette du prix de l'électricité. Cela ne signifie pas que le prix du CO₂ n'a guère d'intérêt. Un CO₂ à 60 € la tonne a un impact profond sur les coûts marginaux des centrales polluantes au charbon et au lignite, qui les repoussent dans la dernière moitié de la hiérarchie. Nous ne trouvons aucune centrale de ce type aujourd'hui en Belgique, mais il y en a en Allemagne, pourtant réputée pour sa conscience écologique. Une augmentation du prix du CO₂ améliore la position commerciale des centrales CCGT flexibles et à moindre intensité CO₂, ce qui entraînera une baisse des émissions de CO₂.

Tableau 3.12 : Aperçu des prix de gros moyens et du nombre d'heures LOLE par scénario (prix du CO₂ de € 30/T)

Scénario	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
Demande	*DC	DC	DC	DC	DE	DE	DE	DE	DF	DF	DF	DF
Phase-out	PON	POR	POR	PON	PON	POR	POR	PON	PON	POR	POR	PON
RES	RN	RN	RE	RE	RN	RN	RE	RE	RN	RN	RE	RE
Prix moy. (€/MWh)	49.1	80.1	57.5	40.3	53.6	95.8	67.3	43.3	46.8	71.6	52.3	38.6
LOLE (h)	9.8	433.6	189.5	0.9	41.6	689.9	321.7	7.8	2.4	309.8	130.4	0.1

*Demande constante (DV), élevée (DE), faible (DF)

Phase-out normal (PON), rapide (POR) Phase-out

Développement RES normal (RN), élevé (RE)

Loss Of Load Expectation (LOLE)

Tableau 3.13 : Aperçu des prix de gros moyens et du nombre d'heures LOLE par scénario (prix du CO₂ : 60 €/T)

Scénario	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
Demande	*DC	DC	DC	DC	DE	DE	DE	DE	DF	DF	DF	DF
Phase-out	PON	POR	POR	PON	PON	POR	POR	PON	PON	POR	POR	PON
RES	RN	RN	RE	RE	RN	RN	RE	RE	RN	RN	RE	RE
Prix moy. (€/MWh)	61.3	91.1	66.1	50.2	66.8	107.3	76.6	54.0	58.5	82.0	60.3	48.1
LOLE (h)	9.8	433.6	189.5	0.9	41.6	689.9	321.7	7.8	2.4	309.8	130.4	0.1

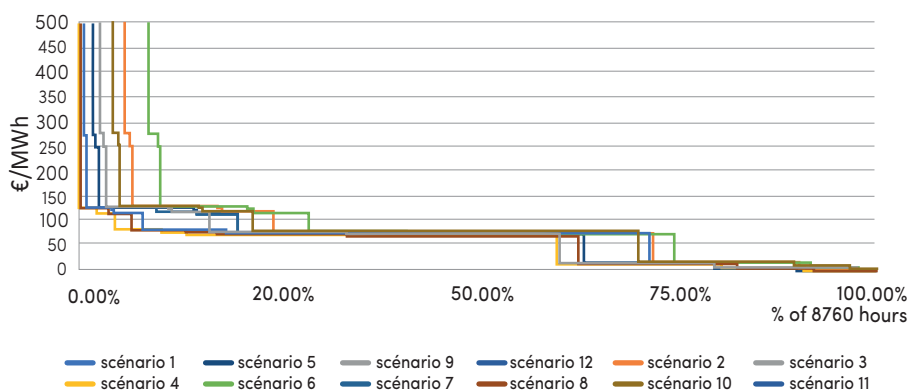
*Demande constante (DV), élevée (DE), faible (DF)

Phase-out normal (PON), rapide (POR) Phase-out

Développement RES normal (RN), élevé (RE)

Loss Of Load Expectation (LOLE)

Figure 3.8 : Aperçu des price-duration curves au niveau ECO en 2030 par scénario (prix du CO₂ : 60 €/T)



La principale conclusion de notre analyse est que la sortie prévue du capital ancien ne se traduira pas nécessairement par une hausse des prix. Si la tendance orientée à la baisse de la demande d'électricité se consolide et s'accompagne d'une forte croissance de capacités renouvelables, nous trouvons en 2030 des prix très comparables à leur niveau actuel. Cependant, des signaux d'investissements importants restent ignorés et des risques pour l'approvisionnement futur continuent à planer. Mais nous trouvons aussi des risques comparables en matière de sécurité énergétique en cas de pénurie liée à un phase-out ambitieux... Pour garantir la sécurité énergétique à l'avenir, une réorientation du modèle de marché actuel nous semble dès lors indiquée. Une possibilité consiste à introduire des

mécanismes de capacité. Ces mécanismes pourraient devenir permanents. Quel que soit le sentiment que suscitent ces mécanismes, des revenus complémentaires seront très probablement nécessaires pour garantir de manière adéquate la sécurité d'approvisionnement.

4



Conclusions et recommandations politiques

L'analyse de quatre scénarios ou paysages énergétiques via le modèle de dispatching démontre que la sécurité énergétique peut être garantie de manière très diverse jusqu'en 2030. Même en cas de fermeture de toutes les centrales nucléaires, nous continuerons à avoir de la lumière à condition que les capacités de remplacement nécessaires soient disponibles en temps utile. Il n'y a pas de combinaison unique d'actifs à privilégier pour garantir la sécurité énergétique. Dans une perspective technologique, le volet « sécurité d'énergie » du trilemme énergétique ne pose pas de défis fondamentaux. Ce sont surtout les conséquences économiques et écologiques de certains scénarios garantissant la sécurité énergétique qui peut inspirer les dirigeants politiques à faire des choix clairs le moment venu. Tous les scénarios offrent une sécurité énergétique, mais ils présentent des différences significatives en termes d'augmentation du coût économique total, d'évolution des émissions de CO₂, de composition de la facture de subsides entre aujourd'hui et 2030 et de nécessité d'une politique complémentaire. Ainsi le scénario radical présuppose-t-il une baisse de la demande d'électricité, mais aussi une très nette augmentation du nombre de véhicules électriques. Ces évolutions revêtent une grande importance pour les résultats du scénario radical, mais exigent un important soutien politique qui a nécessairement un prix. Nous ne pouvons en effet pas supposer ainsi que tous les anciens appareils électroménagers électriques seront naturellement remplacés par des versions ultra-économiques d'ici 2030, que tous les propriétaires d'habitations âgées procéderont à des rénovations en profondeur entre aujourd'hui et 2030 et que tous les processus industriels consommeront beaucoup moins d'électricité d'ici 2030. Une part de marché élevée des véhicules électriques en 2030 exige une configuration économique attractive en plus d'une infrastructure de rechargement dense apte à convaincre les sceptiques.

Sécurité énergétique -> capacité gaz

Dans tous les scénarios, une capacité importante de centrale au gaz est nécessaire pour garantir la sécurité énergétique en 2030. Même une capacité d'énergie renouvelable tributaire des conditions climatiques de 25 GW, 2 millions de véhicules électriques, des importations importantes d'électricité et une baisse de la demande sont insuffisantes pour compenser la sortie du nucléaire sans centrales au gaz. Les besoins de centrales au gaz varient énormément entre aujourd'hui et 2030, mais restent très bas au cours des premières années. Ce constat offre aux dirigeants politiques le temps nécessaire pour envisager une stratégie en matière de gaz. Lors de la discussion des résultats, il est en effet apparu que la capacité gazière actuelle offre une sécurité énergétique suffisante jusqu'au début de la sortie du nucléaire. Ce n'est que lorsque la sortie sera amorcée et suffisamment avancée qu'une capacité gazière supplémentaire significative sera nécessaire. Ce besoin

de centrales au gaz supplémentaires – par rapport à la capacité utilisée aujourd’hui – atteint son point culminant en 2025, pour baisser ensuite jusqu’en 2030. Apparemment, les dirigeants politiques peuvent donc encore temporiser, car jusqu’à 2021, il n’y a aucune urgence. C’est cependant une conclusion erronée, parce que la capacité doit augmenter rapidement après 2021. Tergiverser trop longtemps avant d’établir une politique ou un plan d’action accroît précisément le risque d’être obligé de prolonger la durée de vie de certaines centrales nucléaires. Pour résumer : il n’y a aucune raison d’attendre longtemps pour élaborer une vision politique qui porte l’attention nécessaire à la capacité gazière optimale entre aujourd’hui et 2030.

Outre ce besoin « universel » de capacité gazière, nos dirigeants politiques peuvent envisager les différents scénarios au sein du trilemme énergétique en fonction du coût économique et des émissions de CO₂ à attendre. Les trois scénarios prévoyant une sortie complète du nucléaire présentent un coût supérieur au scénario de maintien d’une capacité nucléaire d’environ 4000 MW. En 2030, la sortie du nucléaire engendre un surcoût annuel de 2,2 milliards d’euros dans le scénario de référence à 2,6 milliards d’euros dans le scénario radical (chaque fois par rapport au scénario nucléaire). Dans les trois scénarios prévoyant une sortie complète du nucléaire, le coût total augmente de 94% à 102% par rapport au niveau de coûts de 2016. Dans le scénario nucléaire, l’augmentation atteint « seulement » 47% par rapport à 2016 et le coût total en 2030 est inférieur de 24% au coût du scénario de référence. Dans l’analyse des coûts du scénario nucléaire, nous tenons également compte du coût de la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires. Garantir la sécurité énergétique au coût le plus bas nous amène donc au scénario nucléaire.

Coût le plus bas -> scénario nucléaire, mais...

On remarque que les différences entre les trois scénarios sans capacité nucléaire résiduelle sont relativement limitées ; le coût total du scénario de référence, du scénario alternatif et du scénario radical s’élèverait respectivement à 9,1, 9,4 et 9,5 mia. € en 2030 (contre 6,9 mia. pour le scénario nucléaire).

Ces écarts de coût sont la conséquence d’investissements dans de nouveaux actifs en remplacement d’anciens actifs, du coût élevé des nouveaux actifs – en particulier le coût de la capacité biomasse et des parcs éoliens offshore –, de l’impact de la capacité tribulaire des conditions climatiques sur le nombre d’heures de service des centrales au gaz, du choix *de facto* d’un double système avec beaucoup de capital renouvelable parallèlement à un back-up fossile volumineux, ainsi que l’horizon temporel de 2030 utilisé. Dans une analyse portant jusqu’en 2050 par

exemple, les centrales nucléaires seraient presque assurément fermées, ce qui entraînerait des investissements de remplacement à un coût plus incertain après 2030. Il n'est pas acquis que sur un horizon temporel beaucoup plus long, le scénario qui prévoit une prolongation d'une partie de la capacité nucléaire s'avère aussi nettement moins coûteux que les autres scénarios. C'est donc le fait que le cadre de l'analyse s'arrête en 2030 qui nous amène au scénario nucléaire dans la perspective des coûts dans le trilemme énergétique.

Comme pour toute analyse basée sur une modélisation, la modification de plusieurs hypothèses importantes peut avoir un impact sur le coût total par scénario. Dans le scénario de référence, si nous supposons que la demande n'augmente pas, mais baisse – comme c'est le cas dans le scénario radical –, le coût total diminue de 9,1 à 7,6 mia. € (*ceteris paribus*). Il en ressort qu'un investissement dans des économies d'énergie peut réduire dans une mesure très importante le coût systémique total de la production d'électricité. Mais la réalisation de ces économies d'énergie peut également avoir un coût...

Si nous associons le scénario REF aux mêmes capacités renouvelables tributaires des conditions climatiques que dans le scénario RAD, le coût total en 2030 augmente de 9,1 mia. € d'euros à 10,9 mia. €. Le scénario radical n'est pas excessivement cher par rapport aux autres scénarios en raison de la baisse de la demande d'électricité et *malgré* l'énorme expansion de la capacité renouvelable tributaire des conditions climatiques.

Les importations d'électricité augmentent dans tous les scénarios. En 2030, nous consacrerons dès lors des montants importants à l'importation d'électricité. Dans le scénario radical, la facture des importations dépasse le coût des centrales au gaz belges en 2030. Dans le scénario alternatif, le coût du parc gazier en 2030 n'est « qu'un peu » plus cher que la facture des importations. Dans ce dernier scénario, les importations d'électricité coûtent aussi cher que le parc solaire belge. Enfin, il faut remarquer que les coûts de réseau et d'équilibrage supplémentaires ne pèsent lourdement que dans le scénario alternatif et surtout le scénario radical. Dans le scénario de référence et le scénario nucléaire, ces coûts supplémentaires sont négligeables. Dans le scénario radical, les coûts de réseau et d'équilibrage supplémentaires induits par les panneaux solaires et les éoliennes sont supérieurs au coût total du parc gazier !

Les comparaisons de coûts par scénario sont surtout pertinentes pour la compétitivité-coût des entreprises belges à forte intensité énergétique. Le système énergétique remplit de nombreuses fonctions et, comme chaque élément de l'infrastructure, est sujet à un cycle d'investissement. Dans les pays caractérisés par une croissance économique soutenue – comme la Belgique entre 1955 et 1975 –, on investit par cycle dans de l'infrastructure supplémentaire, ce qui crée des surcapacités temporaires. S'ensuit une période sans investissements durant laquelle la croissance économique fait disparaître la surcapacité. La pénurie et les besoins d'investissements de remplacement qui apparaissent ensuite préparent un nou-

veau cycle d'investissements. Ces nouveaux investissements aboutissent sur la facture des ménages et des entreprises, mais ne pas investir entraînerait des coûts plus élevés à terme (frais de maintenance plus élevée, multiplication des avaries techniques, etc.). Ceux qui portent leur regard sur 2030 savent que la sortie du nucléaire – même une sortie partielle du nucléaire – mènera à des investissements supplémentaires. De ce fait, la facture augmentera temporairement, mais la fiabilité du système énergétique s'améliorera et il sera possible de soutenir les innovations technologiques. De solides investissements peuvent renforcer notre économie et limiter les coûts futurs inhérents à la pollution atmosphérique et au changement climatique. C'est positif pour toutes les entreprises, y compris celles à forte intensité énergétique. Ceci n'est certainement pas un plaidoyer pour maximiser les investissements sans la moindre attention aux conséquences sur les coûts. Gardons cependant à l'esprit que ne pas investir peut aussi provoquer une forte augmentation de la facture.

En raison de la sortie du nucléaire, les émissions belges de CO₂ provenant de la production d'électricité sont vouées à augmenter de manière significative. Dans le scénario de référence, les émissions nationales en 2030 ne sont supérieures que de quelque 71% au scénario prévoyant le maintien en service de 4000 MW de capacité nucléaire. Seul le scénario radical prévoit des émissions belges de CO₂ inférieures au scénario nucléaire en 2030. Par rapport aux scénarios de référence, le scénario radical peut engendrer des émissions de CO₂ belges presque moitié moins élevées en 2030. Le surcoût annuel « limité » du scénario radical par rapport au scénario de référence – 400 mio. € en 2030 – doit être comparé à des émissions de CO₂ inférieures de 6,6 millions de tonnes en 2030. En optant pour le scénario radical au lieu du scénario de référence, nous paierons donc, en tant que société, environ 60 € par tonne de CO₂ économisée. En fonction de l'évolution attendue du prix de CO₂ dans l'ETS européenne pour 2030, c'est très acceptable. Il faut également tenir compte du fait que le scénario radical, avec environ 2 millions de véhicules électriques en 2030, réduira les émissions de CO₂ de notre mobilité de 2,85 millions de tonnes. Mais contrairement aux autres scénarios, le radical prévoit une forte surproduction d'électricité. Même après la fermeture des centrales nucléaires, la surproduction du scénario radical reste problématique.

Facture des subsides

Une part considérable des prix précités par scénario est couverte par divers subsides. Pour les parcs éoliens et centrales biomasse, d'autres subsides seront nécessaires pour provoquer une augmentation de la capacité. Il est aussi très probable que des subsides seront nécessaires pour de nouvelles centrales au gaz ou pour maintenir suffisamment longtemps les centrales au gaz existantes sur le marché.

Notre analyse des prix de gros en 2030 suggère en effet qu'ils seront sans doute trop bas pour déclencher des investissements privés dans de nouvelles centrales au gaz. Notre analyse démontre que le coût total des subsides augmentera d'environ 50% en 2030, tant dans le scénario de référence, le scénario alternatif que le scénario radical. L'augmentation du coût total des subsides n'est pas tant causée par des investissements élevés dans de nouvelles centrales au gaz que dans une capacité biomasse supplémentaire ou dans des parcs éoliens offshore supplémentaires. Cette évolution vers un système où chaque élément dépend de subsides spécifiques constitue un contraste notable avec les objectifs de libéralisation et d'unification des marchés européens de l'énergie. La préoccupation (justifiée) pour la sécurité énergétique suggère que l'électricité possède les caractéristiques d'un bien commun, raison pour laquelle la logique de marché applicable aux autres biens, avec des conditions périphériques technologiques incomparables, n'est pas aussi aisément applicable... Dans l'électricité, l'équilibre entre l'offre et la demande doit toujours être garanti ; peu d'autres biens et services sont soumis à cette condition.

Le développement d'un mécanisme de subsides efficaces exige un travail sur mesure. D'un point de vue économique, il est essentiel de soutenir à temps le développement de nouvelles technologies radicales via des subsides publics en R&D. Ces subsides corrigent en effet les défaillances du marché qui provoquent un sous-investissement des entreprises privées dans des projets d'innovation risqués. Malheureusement, la plupart des pays occidentaux ont nettement réduit leurs investissements publics en R&D dans l'énergie après la fin de la deuxième crise pétrolière autour de 1980. C'est précisément la raison pour laquelle il n'y a pas de vaste pipeline de concepts énergétiques innovants qui ont pu être affinés à partir de 1992, lorsque la politique climatique internationale a été lancée au niveau institutionnel.

Le développement de technologies énergétiques nouvelles et radicales au travers de la R&D publique demande beaucoup de temps, alors que la politique énergétique fonctionne souvent avec des objectifs à relativement court terme. L'alternative très chère consistant à vouloir subventionner sur le marché des technologies trop jeunes et trop coûteuses doit absolument se limiter à des niches spécifiques. Cela n'a pas été le cas pour les panneaux solaires en Flandre et nous traînons toujours aujourd'hui une facture de subsides élevée. Le choix politique d'attendre quelques années, d'investir entre-temps dans le R&D et de ne subventionner qu'ensuite et de manière limitée la commercialisation de technologies matures ou plus matures, comme aux Pays-Bas ou en Autriche, s'est avéré a posteriori beaucoup moins coûteux pour un même résultat écologique. Ces enseignements sont toujours pertinents pour de nouvelles technologies renouvelables comme la géothermie, l'énergie houlomotrice ou l'énergie marémotrice.

Les subsides en faveur de nouvelles centrales au gaz sont à situer dans un contexte de « *missing money* » et non dans celui de nouvelles technologies radicales sous-financées. Il reste cependant essentiel de vérifier dans quelle mesure les

subsidés répondent aux défaillances du marché. Dans ce contexte, il est nécessaire d'identifier les facteurs qui mènent précisément à une défaillance spécifique du marché. Si les prix de gros sont bas à la suite de la politique menée – avec des objectifs en matière d'énergie renouvelable et de sécurité énergétique, la fixation d'un prix maximal –, la réorientation de la politique actuelle peut être envisagée comme alternative aux subsides ou aux redevances de capacité.

CO₂ -> scénario radical

Si nous comparons les émissions nationales de CO₂ en 2030 aux émissions de 2016, nous ne trouvons une forte augmentation des émissions que dans le scénario de référence. Tant dans le scénario nucléaire que dans le scénario radical, les émissions nationales en 2030 sont inférieures au niveau d'émissions de 2016. Dans le scénario alternatif, les émissions de 2030 sont à peu près aussi élevées qu'en 2016. Tous les scénarios prévoient cependant une augmentation significative des importations d'électricité. S'il faut également tenir compte des émissions de l'électricité importée, il s'avère que l'addition des émissions nationales et des émissions incorporées dans les importations en 2030 est nettement supérieure au niveau d'émissions de 2016. C'est également le cas dans le scénario nucléaire, mais pas dans le scénario radical.

Le scénario radical génère en 2030 des émissions totales de CO₂ – importations comprises – de 11,79 millions de tonnes, alors qu'elles s'élèvent à 13,94 millions de tonnes dans le scénario nucléaire. En revanche, le scénario radical présente un surcoût de 2,6 mia. €. La société paie donc en 2030 un coût de réduction très élevé de plus de 1000 € la tonne de CO₂ évitée si l'on opte pour le scénario radical au lieu du scénario nucléaire. Ce calcul ignore cependant le coût ultérieur du remplacement du capital nucléaire prolongé après 2030. Si les centrales dont la durée de vie a été auparavant prolongée sont définitivement fermées et remplacées par un capital relativement cher en 2035, le coût chiffré par tonne de CO₂ évitée peut beaucoup diminuer en comparaison avec le scénario radical utilisé.

L'analyse confirme les conséquences significatives en termes d'émissions de CO₂ d'une augmentation de la capacité de biomasse. Si nous ne faisons pas augmenter, mais maintenons constante la capacité biomasse dans le scénario de référence, les émissions nationales de CO₂ dans ce scénario augmentent de près de 20%, raison pour laquelle ce scénario adapté présente une intensité CO₂ littéralement deux fois plus élevée que le scénario nucléaire et le scénario radical. Dans le scénario de référence, nous prévoyons une augmentation de la demande d'électricité. Si nous revenons au scénario de référence initiale – donc avec une capacité biomasse supplémentaire –, mais supposons que la demande baisse comme dans le scénario radical, les émissions nationales de CO₂ en 2030 diminuent de quelque

30% par rapport au résultat avec une augmentation de la demande. De ce fait, le scénario de référence devient subitement aussi attractif que le scénario alternatif du point de vue des émissions de CO₂. La forte baisse des émissions montre clairement que la limitation de la demande d'électricité doit toujours être une priorité politique absolue, bien que le passage simultané des secteurs du transport et de la chaleur à l'électricité constitue un défi significatif. Un paysage énergétique sans centrale biomasse supplémentaire est surtout à envisager si la demande d'électricité baisse...

Nuclear or radical, that's the question...

Dans la perspective d'un « trilemme » où les dirigeants politiques doivent concilier des objectifs de sécurité énergétique, de soutenabilité financière et d'émissions de CO₂, nous pouvons conclure que le choix fondamental oppose le scénario nucléaire et le scénario radical. Le scénario radical est nettement plus « performant » en termes d'impact de CO₂ que le scénario de référence et le scénario alternatif, et ce, pour un surcoût limité.

Un élément crucial du scénario radical est la baisse de la demande. De ce fait, moins de nouvelles centrales au gaz seront nécessaires pour compenser la sortie du nucléaire. L'augmentation extrême des capacités renouvelables tributaires des conditions climatiques dans le scénario radical – qui atteint 24,8 GW en 2030 – a un impact limité sur la demande de centrales au gaz, mais entraîne une forte augmentation du coût total du scénario radical, ainsi qu'une surproduction problématique d'électricité. Notre analyse de sensibilité révèle également que l'hypothèse d'une baisse de la demande entraîne également une diminution des besoins de centrales au gaz lors de la sortie du nucléaire et donc un coût total plus faible dans les autres scénarios. Dans le scénario de référence, la variante avec une demande plus faible engendre un coût total de 7,6 mia. € en 2030 (pour un coût total de 6,9 milliards pour le scénario nucléaire). Et la diminution de la demande réduit naturellement les émissions de CO₂. Pour résumer, la limitation de la demande rend tous les scénarios aussi attrayants que le scénario radical.

Nous en concluons que la limitation de la demande d'électricité – tant de la demande totale pendant une année civile que de la demande de pointe – devrait être la priorité d'une politique qui veut limiter le coût de la transition énergétique vers l'électricité. Cette conclusion n'a rien de neuf. Cela dit, plusieurs évolutions récentes peuvent tempérer la recherche d'économies d'énergie par le consommateur. Ainsi le consommateur est-il aujourd'hui confronté à une structure tarifaire dans laquelle une plus faible consommation d'électricité n'entraîne pas toujours une diminution de la facture. Le bénéfice d'une consommation plus faible peut par exemple être compensé par des coûts de réseau plus élevés par kWh consommé.

La répercussion systématique du coût des différentes mesures politiques sur la facture d'électricité – sous la forme de coûts de réseau ou de taxes supplémentaires – peut compliquer la mise en œuvre d'une baisse de la consommation. Par ailleurs, on réclame fréquemment une facturation future basée sur la puissance demandée ou sur l'échange avec le réseau et non sur la consommation totale annuelle. L'encouragement à faire preuve d'efficacité énergétique deviendrait ainsi encore plus flou. Le déploiement du compteur intelligent devrait en principe rendre possibles de nouvelles structures tarifaires à même de stimuler tant l'efficacité énergétique que des investissements dans une technologie de stockage local, par exemple. Ces derniers investissements contribueraient notamment à réduire la demande de pointe.

Une baisse de la demande d'électricité est un défi si nous souhaitons électrifier en partie des secteurs comme le transport et le chauffage ménager. Cependant, il existe assurément un grand potentiel d'autres économies, bien que la réalisation de ce potentiel ait un coût. Ainsi la part de la technologie LED dans l'éclairage utilisé dans les ménages est-elle toujours (très) limitée. Une baisse de la demande d'électricité accroîtra cependant la surproduction future d'électricité pendant l'été. Un contingentement de la capacité tributaire des conditions climatiques pourrait ainsi s'avérer nécessaire.

VE, DSM, batteries stationnaires ne sont pas des solutions magiques

Notre analyse montre également que des investissements massifs dans les véhicules électriques ou le DSM peuvent avoir un impact sur l'utilisation de centrales pour les pics de demande, mais n'entraînera pas une forte baisse des besoins de centrales au gaz, du coût total par scénario et des émissions de CO₂. Le remplacement de centrales au gaz ayant un facteur de charge relativement élevé par des batteries (automobiles) ou d'autres vecteurs de stockage se heurte à la nécessité d'augmenter presque de manière exponentielle la capacité de batterie, ce qui n'est pas souhaitable d'un point de vue économique et ne sera pas possible sans d'énormes subsides.

Une augmentation de la capacité d'importation permet de maintenir moins de capacité contrôlable en Belgique. Mais 1 MV d'interconnexion supplémentaire n'entraînera pas 1 MV de capacité gazière en moins si l'on veut conserver la sécurité énergétique. Dans la mesure où les moments de pénurie sont relativement corrélés au sein de l'ECO, la disponibilité nominale de la capacité d'importation est soumise à une autre analyse des risques que celle de la disponibilité de centrales au gaz. La Belgique ne se verra proposer par ses voisins de l'électricité gratuite que pendant l'été. À d'autres moments, les importations d'électricité peuvent coûter

très cher. On peut se demander s'il n'est pas possible d'allouer de manière plus opportune ces faibles moyens. Dans ce domaine, on s'intéressera surtout aux effets sur l'emploi et à la valeur ajoutée à la production au sein des frontières nationales.

5



Questions et réponses

Dans l'introduction, nous avons formulé quelques questions-clés. Après analyse, nous tentons d'y répondre.

Est-il technologiquement possible de fermer les centrales nucléaires comme prévu actuellement ?

Les dirigeants politiques disposent de plusieurs possibilités pour fermer les centrales nucléaires comme prévu actuellement. Tous les scénarios discutés offrent une sécurité énergétique, mais à un coût différent et avec un impact différent sur les émissions de CO₂. Chaque évolution vers un scénario donné exige de plus une politique de soutien – par exemple en matière de mobilité électrique – et un travail sur mesure en matière de mécanismes de soutien.

Quelle est la capacité de remplacement nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement lors de la sortie du nucléaire ?

La fermeture des centrales nucléaires est possible moyennant une combinaison de centrales au gaz, de capacités renouvelables – y compris ou non de capacité biomasse, de stockage, de DSM et d'importation d'électricité. Plus la demande d'électricité baisse, plus les besoins d'actifs seront faibles. Même le scénario nucléaire et le scénario radical avec son énorme capacité renouvelable nécessitent des centrales au gaz supplémentaires pour garantir la sécurité énergétique en 2030. Les besoins de nouvelles centrales au gaz sont toujours plus faibles que la capacité nucléaire fermée.

Dans quelle mesure une forte diminution de la demande peut-elle limiter les besoins de capacité de remplacement ?

Dans notre analyse, nous utilisons dans plusieurs scénarios une croissance annuelle positive de la demande d'électricité alors qu'un taux de croissance négatif n'est utilisé que dans le scénario radical. La Figure 2.2 démontre que ces différences entraînent une demande totale d'électricité d'environ 92 TWh en 2030

dans les « scénarios de croissance » – scénario de référence, nucléaire et alternatif – alors que la demande baisse à environ 77 TWh dans le scénario radical. Nous pouvons également calculer les besoins de centrales au gaz si nous maintenons constants tous les autres actifs dans tous les scénarios prévoyant une augmentation de la demande, mais faisons baisser la demande. L'analyse de sensibilité du Tableau 3.2 révèle que la différence entre une hausse et une baisse de la demande a un impact important dans tous les scénarios. Dans le scénario de référence, une baisse au lieu d'une hausse de la demande entraîne une diminution de la capacité gazière nécessaire de 1700 MW en 2025. En 2030, nous trouvons, pour le même scénario, une baisse de la capacité gazière nécessaire de 1500 MW en cas de diminution et non d'augmentation de la demande. En revanche, si la demande augmentait au lieu de se tasser dans le scénario radical, nous trouvons un besoin supplémentaire de capacité gazière de 2700 MW pour 2025 et de 2200 MW en 2030. Dans les scénarios avec capacités de biomasse, ces conclusions restent valables si la capacité de biomasse est considérée comme une variable. La capacité de biomasse est moins essentielle en cas de baisse de la demande qu'en cas de hausse. La biomasse offre une capacité renouvelable contrôlable, ce qui n'est pas le cas de la capacité renouvelable tributaire des conditions climatiques. La capacité d'éoliennes et de panneaux solaires est exogène dans les quatre scénarios et nous n'avons donc pas de réaction chiffrée de cette capacité en cas de baisse au lieu d'une hausse de la demande. Nous savons qu'une baisse de la demande ne peut en soi pas avoir de lourd impact sur nos « besoins » de capacité renouvelable tributaire des conditions météorologiques. Lorsque la demande totale d'électricité diminue sur base annuelle, cette baisse peut se produire à des moments de production intense d'électricité renouvelable, de production renouvelable réduite ou d'absence de production d'électricité renouvelable.

Quel est le surcoût économique des investissements dans la capacité de remplacement ?

La capacité totale augmente nettement dans tous les scénarios. La capacité de production renouvelable augmente fortement à très fortement alors qu'on investit également dans des centrales au gaz, des véhicules électriques, d'autres capacités de stockage, du DSM et une augmentation des interconnexions avec les pays voisins. Une prolongation de 4000 MW d'énergie nucléaire réduit les besoins de capacité de remplacement, raison pour laquelle ce scénario nucléaire ne coûte que 6,9 mia. € en 2030 alors que les trois autres scénarios présentent un coût annuel compris entre 9,1 et 9,5 mia. €. Le surcoût par rapport au scénario de prolongation du nucléaire n'est cependant pas tellement imputable à un besoin beaucoup

plus élevé de centrales au gaz dans les autres scénarios. Il est avant tout la conséquence de la combinaison choisie de technologies et d'importations d'électricité. Il faut également tenir compte des effets systémiques indirects comme les frais de réseau et d'équilibrage supplémentaires pour les scénarios prévoyant une part élevée d'énergies renouvelables. Si nous nous concentrons sur le coût annuel des centrales au gaz nécessaires dans les différents scénarios, ceux-ci sont minimums dans le scénario de prolongation des centrales nucléaires. Dans ce scénario nucléaire, le coût tant des CCGT que des OCGT s'élève à environ 1 mia. € en 2030, alors qu'il est nettement plus faible dans le scénario radical, avec environ 710 mio. €. Dans le scénario de référence, le coût annuel des centrales au gaz atteint près de 2,9 mia. € en 2030. Le scénario radical présente des besoins plus faibles de centrales au gaz en raison de l'augmentation de la capacité renouvelable et de stockage. Dans le scénario radical, la facture annuelle des parcs éoliens en 2030 est, avec 2,9 mia. €, aussi élevée que la facture de capacité de gaz dans le scénario de référence. Dans le scénario de référence, le coût des importations d'électricité s'élève à environ 1,25 mia. € en 2030, alors que cette facture est minimale dans le scénario radical, avec 739 mio. €. Puisqu'il n'y a pas une seule manière d'apporter la capacité de remplacement, il n'y a pas de réponse univoque à la question du surcoût de la capacité de remplacement.

Comment cette capacité de remplacement sera-t-elle développée ? Sous l'action de l'offre et de la demande ou par des décisions politiques ?

L'augmentation de la capacité totale en 2030 est notamment la conséquence de la décision politique de fermer les centrales nucléaires. Notre pays s'est également engagé envers l'Union européenne à réaliser des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de CO₂, de part de l'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique. À cet effet, un nouveau mix technologique est nécessaire pour 2030. La politique de subsides actuelle qui favorise l'énergie éolienne sera poursuivie parce qu'il est presque impossible, sinon impossible de rentabiliser les projets éoliens aux niveaux actuels et attendus des prix de gros. À cela s'ajoute le fait que les parcs éoliens ne produisent pas toujours à des moments caractérisés par des prix attractifs. Pour les particuliers, les subsides en faveur de l'énergie solaire ne sont plus nécessaires aujourd'hui en raison de la facture retail élevée et de la forte baisse du coût d'investissement. Si l'introduction de compteurs intelligents entraîne la disparition des compteurs qui tournent à l'envers, l'exercice de rentabilité pour les particuliers devient moins transparent, ce qui peut limiter l'envie

d'investir. De ce fait, un mécanisme alternatif de soutien ou de compensation pour les investissements particuliers dans le photovoltaïque peut être nécessaire...

Un élément central de nos analyses est la prévision que les prix de gros ne vont pas ou à peine augmenter entre aujourd'hui et 2030. De ce fait, il n'y aura pas de nouveaux investissements dans des centrales au gaz neuves et le modèle de rentabilité de la capacité de stockage et du DSM est sous pression. Pour que ces capacités arrivent quand même sur le marché, des mécanismes de soutien adaptés seront très probablement nécessaires. Des structures tarifaires différentes pour les services énergétiques peuvent en soi favoriser un changement de comportement. Surtout pour les investissements dans les batteries et le DSM, une politique créative pourra exploiter de manière optimale la technologie intelligente.

Les mécanismes de soutien ont un prix pour le consommateur, mais chaque investissement privé doit être rentabilisé sur le marché via le prix facturé aux consommateurs. L'essor de la voiture électrique peut être spontané ou stimulé via des incitants spécifiques, allant de subventions directes à des avantages fiscaux en passant des places de stationnement ou des bandes de circulation réservées. Si les pouvoirs publics recherchent une diffusion rapide des véhicules électriques, une politique de soutien est souhaitable.

Finalement, nous évoluons vers un paysage où les interactions entre différents objectifs politiques obligeront à soutenir ou stimuler tous les investissements futurs. Nous ne pouvons que répéter que cette évolution ne semble pas être cohérente avec l'ambition européenne de libéralisation et d'intégration des marchés de l'énergie. Si une foule d'objectifs politiques entraîne une perturbation excessive du fonctionnement du marché, il peut être envisagé de ne retenir que l'objectif le plus essentiel et d'abandonner tous les autres. Pour ce qui concerne le cadre politique européen, l'objectif d'émissions de CO₂ devrait primer et des objectifs connexes comme la part de la production renouvelable peuvent être abandonnés. À ce jour, l'énergie renouvelable est en effet un moyen de réduire les émissions de CO₂ – dont l'efficacité dépend du mix énergétique global – et non un but en soi. À titre de compensation, de nouvelles technologies d'énergies renouvelables peuvent être soutenues par des aides publiques en faveur de la R&D.

Si nous visons surtout pour l'électricité une économie de marché sans pouvoirs publics qui imposent de très nombreuses restrictions technologiques, il faut établir qui sera responsable de la sécurité d'approvisionnement. Les mécanismes de capacité pour de nouvelles centrales au gaz sont en effet la conséquence du rôle qu'assument les pouvoirs publics en matière de sécurité énergétique. Si le marché menace de ne pas susciter suffisamment d'investissement, les pouvoirs publics pourront combler cette lacune avec des aides ciblées afin qu'une capacité suffisante soit disponible à long terme. Cette pratique élude la question de savoir pourquoi les investissements sont insuffisants. Dans le cadre de la législation actuelle, les fournisseurs ou les entreprises d'électricité avec un portefeuille de clients ne doivent garantir que l'équilibre entre l'offre et la demande attendues à

court terme. Ainsi chaque *balance responsible party* ou BRP doit-il démontrer un jour à l'avance à de l'opérateur national du système que la demande attendue pourra être suivie à tout moment de la journée suivante par la combinaison de production propre et d'achats auprès d'autres fournisseurs. Cette obligation n'entraîne en soi pas d'investissements à long terme. En théorie, cette législation pourrait être adaptée en ce sens que chaque fournisseur devrait également présenter un plan destiné à pouvoir suivre l'évolution attendue de la demande propre à long terme. Si chaque fournisseur doit démontrer aujourd'hui comment il pourra suivre la demande attendue jusqu'en 2030, le fournisseur voudra soit acheter à très long terme, soit adapter sa propre capacité de production. Si de nombreux fournisseurs voulaient conclure des contrats à terme à plus de 10 ans – ce qui est impossible aujourd'hui –, on créerait un marché pour une capacité de production qui n'existe pas aujourd'hui. Détail intéressant ici : la Commission européenne a précisément milité en faveur de la suppression de contrats à long terme afin d'offrir davantage d'opportunités aux nouveaux arrivants dans le marché libéralisé. Le problème, dans cet exercice de réflexion, est naturellement qu'aucun fournisseur ne sait comment évoluera la demande entre aujourd'hui et 2030. Nous nous trouvons à la veille de plusieurs évolutions technologiques qui pourraient avoir un impact important sur la demande à long terme. De même, les clients sont incités à comparer fréquemment les offres des fournisseurs, de sorte que les portefeuilles de clients peuvent varier fortement. Les fournisseurs n'ont pas de boule de cristal... mais les pouvoirs publics non plus. Pour l'instant, les pouvoirs publics restent responsables de l'équilibre à long terme alors qu'il n'y a aucune raison d'estimer qu'ils disposent de meilleures informations que les entreprises énergétiques réglementées. Cependant, les pouvoirs publics déterminent et changent constamment les règles du jeu, ce qui a créé un environnement de marché difficile à évaluer pour les entités réglementées. Lorsque le chaos est grand, il ne reste pas d'autre option que de faire assumer la responsabilité finale par la source de l'incertitude.

La politique actuelle est-elle adéquate ? Faut-il l'adapter ?

Si la politique actuelle se limite à une vision ou un plan par étapes destiné à permettre la sortie du nucléaire dans la perspective du trilemme, on remarque qu'il n'existe actuellement aucun plan concret pour obtenir une capacité de remplacement nécessaire – dont de nombreuses variantes sont imaginables – dans les délais. Par ailleurs, il est également possible de travailler avec une réserve stratégique dans le cadre duquel quelques vieilles centrales restent disponibles en dehors du marché pour répondre à des pénuries très rares. Notre analyse révèle cepen-

dant que les facteurs de charge des centrales aux gaz qui seront nécessaires en 2025 et en 2030 sont à ce point élevés que ces actifs ne peuvent être repris dans une réserve stratégique extérieure au marché qui n'est en principe activée que de manière très sporadique. Des facteurs de charge simulés atteignant 50% et plus pour 2025 exigent une utilisation totalement différente des centrales au gaz ; celle-ci relève d'un marché, bien que ce ne soit pas possible sans soutien. L'instrument de la réserve stratégique n'offre pas de solution efficace pour les défis jusqu'en 2030.

Il est nécessaire de revoir le contenu de la politique menée. La production d'électricité seule n'est pas centrale. Tabler sur une forte baisse de la demande d'électricité offre de grands avantages en termes de baisse des besoins de capacité de remplacement, de coût total et d'émissions de CO₂. Une politique d'efficacité ambitieuse doit être une priorité, mais elle a naturellement aussi un coût et doit tenir compte du cycle d'investissements dans les différentes technologies chez les agents économiques. À court terme, nous ne devons pas attendre de miracle d'une politique d'efficacité ambitieuse, mais d'ici 2030, il est certainement possible d'enregistrer des résultats à condition d'apporter le soutien adéquat. Attendre une vague spontanée d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique est un ambitieux pari. Une politique d'efficacité ambitieuse combine une orientation technique à des incitants économiques et des instruments d'information. Il est possible d'accélérer la sortie du marché de technologies inefficaces via la réglementation technique. On soutiendra ainsi le marché des meilleures technologies, ce qui offrira des opportunités pour les entreprises technologiques. Il est important de sanctionner financièrement des consommations d'énergie élevée, mais aussi de récompenser les faibles consommations d'énergie pour soutenir la quête d'alternatives efficaces chez les consommateurs et les entreprises. En outre, il reste essentiel, via des campagnes ciblées, non seulement de sensibiliser, mais aussi de fournir des informations relatives aux délais d'amortissement, aux solutions à diverses barrières, aux meilleures pratiques, etc. Des constructions financières innovantes peuvent également mieux exploiter le potentiel d'efficacité disponible. Par exemple, une nouvelle dynamique pourra se créer dès qu'il sera financièrement rentable de cofinancer auprès de tiers des économies d'énergie.

Outre l'accent sur la capacité de remplacement et l'efficacité énergétique, il faut se pencher sur le timing des différentes mesures politiques. Nous avons encore du temps, mais ceci n'est pas un plaidoyer pour de nouveaux reports. Il est préférable de faire des choix « sans regret » trop tôt que trop tard. D'un point de vue technologique, nous avons un peu de temps d'ici 2025 ; la construction d'une nouvelle centrale au gaz, par exemple, ne dure pas 7 à 8 ans en principe. Mais de tels projets doivent être préparés et testés pendant une longue période – y compris pour ce qui concerne le choix d'un mécanisme de soutien adéquat –, de sorte que l'on ne pourra pas temporiser trop longtemps. Un backplanning ou backcasting

permettrait également de déterminer le caractère urgent de certaines décisions à prendre aujourd'hui ou demain.

Tous les scénarios se caractérisent par une augmentation de la capacité renouvelable variable, une augmentation de la capacité DSM et une forte, voire très forte pénétration des véhicules électriques. L'analyse a révélé qu'il faudra continuer à soutenir l'expansion de la capacité renouvelable via des mécanismes de subsides, malgré la baisse des coûts d'investissement. Des subsides pourraient également s'avérer nécessaires pour les autres actifs aussi. Si le coût de ces mécanismes de subsides est répercuté sur les consommateurs, la facture d'électricité des ménages et entreprises belges ne peut qu'augmenter. Des mesures compensatoires peuvent alors être envisagées tant pour les plus bas revenus que pour les entreprises qui font face à une concurrence internationale. Il en résultera cependant une augmentation encore plus rapide de la facture pour la classe moyenne et les autres entreprises. En principe, les pouvoirs publics peuvent prendre en charge une partie des coûts supplémentaires de subsides à partir de leurs ressources générales, mais c'est très peu vraisemblable dans le contexte budgétaire belge.

Pour structurer le cadre politique, il est indispensable de développer une vision concrète des aspects suivants :

- La composition du parc de production durant la période 2025-2030, avec une distinction entre les actifs qui seront spontanément disponibles – à la suite du fonctionnement normal du marché – et les actifs qui pourraient nécessiter une forme de soutien ;
- Un cadre temporel par catégorie d'actifs de sorte que l'évolution vers un parc de production donné ne soit pas amorcée trop tard ;
- La détermination des mécanismes de soutien appropriés pour déclencher les investissements nécessaires, le chiffrage de leurs coûts et la répartition du coût des subsides sur les divers secteurs économiques ;
- Une estimation du potentiel de réduction de la demande d'électricité dans tous les secteurs économiques à moyen et long terme, l'identification des instruments politiques les plus appropriés et une estimation du prix et des conditions périphériques à respecter pour mobiliser ce potentiel ;
- L'intégration de toutes les mesures politiques nécessaires pour répondre au trilemme énergétique dans la politique fiscale et économique plus large.

Pour élaborer cette vision, un plan par étapes concret est nécessaire, basé sur :

1. Une analyse de l'évolution attendue de chaque élément de notre capacité actuelle (y compris le DSM, les importations, le stockage) ;
2. Une analyse de l'évolution attendue de la demande sous différents scénarios technologiques ;
3. Une analyse des besoins de nouvelles capacités lors de la réalisation de la sortie du nucléaire, compte tenu des implications en matière de CO₂ et de coûts systémiques + spécification de la capacité qui devra être soutenue via des subsides ;
4. Une analyse des conséquences en termes de prix pour les différents segments du marché (ménages, PME, grands consommateurs – avec une attention particulière pour l'exposition à la concurrence internationale) ;
5. Une analyse des autres conséquences, par exemple en matière d'emploi et de qualité de l'air.
6. Un script basé sur les analyses ci-dessus.

Le plan par étapes ci-dessus n'est pas un plaidoyer pour une planification centralisée du secteur de l'électricité. Le choix étrange de commencer par libéraliser les marchés pour ensuite se mettre à réglementer l'utilisation de toutes les technologies – y compris de l'énergie nucléaire dans notre pays – nous a menés dans une impasse où personne n'investira spontanément dans de nouvelles capacités afin de soutenir la sortie du nucléaire. Le plan par étapes est une *second-best solution* parce que la solution optimale n'est pas réalisable à court terme. La solution optimale exigerait l'adaptation du modèle de marché – défini au sens large – et la suppression d'une foule d'objectifs qui se chevauchent au profit d'un seul, à savoir la réduction des émissions de CO₂ à long terme.

Enfin, il faut souligner que le dernier point dans la vision précitée reconnaît que les mesures liées à la résolution du trilemme énergétique ne peuvent être prises ou évaluées sans tenir compte d'initiatives dans d'autres domaines politiques. Ainsi une écologisation fiscale est-elle éminemment souhaitable en Belgique pour différentes raisons et elle pourrait avoir un impact direct ou indirect sur les besoins d'actifs destinés à produire l'électricité dans notre pays, par exemple. L'instauration d'un prix général et croissant du CO₂, des réglementations qui accélèrent le bannissement des technologies inefficaces ou la rénovation des bâtiments anciens, l'instauration d'une taxation au kilomètre et la modification radicale de la fiscalité automobile (y compris la fiscalité des véhicules de société) et de nombreuses autres mesures peuvent également exercer de fortes répercussions la transition du système électrique à long terme. De même, des évolutions internationales peuvent influencer le cadre dans lequel des mesures sont

prises pour le système électrique. L'évolution du prix du CO₂ dans le système européen du commerce des droits d'émission, des prix de l'énergie fossile ou des objectifs en matière d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique sont des paramètres importants pour le paysage énergétique belge à long terme. Idem pour le développement possible de nouveaux instruments de financement afin de stimuler la dynamique d'investissement en Belgique et en Europe. Ainsi, tout le monde reconnaît que des investissements dans la modernisation de notre infrastructure sont souhaitables. Et le système énergétique est un élément important de notre infrastructure. Si par exemple des emprunts populaires ou des mécanismes équivalents permettent de mobiliser des montants importants pour accélérer la rénovation énergétique des bâtiments scolaires, des bâtiments publics, voire de quartiers résidentiels entiers, le potentiel disponible en matière de réduction de la consommation d'énergie et d'émissions de CO₂ pourra être exploité plus rapidement que ce n'est le cas aujourd'hui. Il est souhaitable de tenir compte de toutes ces interactions dans le débat sur l'avenir de notre système électrique.

Quelles sont les conséquences écologiques – limitées aux émissions de gaz à effet de serre – de la sortie du nucléaire ?

Le remplacement d'une capacité de production pauvre en carbone par une combinaison de réduction de la demande, de net accroissement de l'énergie renouvelable et d'une forte capacité de stockage ne doit pas mener à une augmentation des émissions de CO₂ dans la production d'électricité. Dans le scénario radical, les émissions totales de CO₂ s'élèvent environ à 10 millions de tonnes en 2030 – c'est l'addition des émissions nationales et du CO₂ émis lors de la production de l'électricité importée – alors que les émissions totales atteignent 21 millions de tonnes dans le scénario de référence sans capacité biomasse supplémentaire. Le scénario nucléaire prévoit des émissions totales de près de 14 millions de tonnes pour 2030. L'impact CO₂ du choix entre les différents scénarios de remplacement est plus fort que l'impact CO₂ de la sortie du nucléaire en soi.

Dans le scénario radical, les émissions baissent de 11,94 millions de tonnes en 2016 à 11,79 millions de tonnes en 2030. Cette baisse très limitée de 1,2% doit cependant être comparée à la nécessité de réduire les émissions nationales de CO₂ de 10 millions de tonnes d'ici 2030. Ces 10 millions de tonnes correspondent à un objectif de réduction de 30% par rapport au niveau d'émissions de 2005. Si le secteur de l'électricité, même dans le scénario radical, peut à peine contribuer à la réalisation de cet objectif national, d'autres secteurs économiques devront déployer davantage d'efforts.

L'importation à moindre coût des pays voisins n'est-elle pas la solution la plus simple ?

L'importation d'électricité « bon marché » est très attrayante pour les consommateurs belges. Mais l'accent est ici placé sur le qualificatif « bon marché ». Rien ne garantit que la Belgique puisse importer de l'électricité à coûts réduits pendant l'hiver. Par ailleurs, nous nous dirigeons vers une surproduction propre d'électricité pendant l'été, quand il faudra exporter plutôt qu'importer. Nos résultats révèlent que la facture annuelle des importations dépasse 1,2 mia. € tant dans le scénario de référence que dans le scénario alternatif. À titre de comparaison : cela correspond au coût annuel du grand parc solaire dans le scénario alternatif. Bien entendu, on peut également se demander si nous voulons créer de la valeur ajoutée ou des emplois dans notre pays ou à l'étranger. Par ailleurs, notre analyse des prix de gros démontre que la surcapacité actuelle dans les pays voisins pourrait disparaître à terme sans mener à une forte hausse des prix de gros. Chez nos voisins aussi, la marge de réserves risque d'être comprimée, ce qui peut les obliger à mettre sur le marché une capacité suffisante via des décisions politiques. Si nos voisins pensent surtout à leur sécurité énergétique nationale dans cet exercice, une Belgique dépendante des importations risque à terme d'être confrontée à des conséquences désagréables.

Quel sera le rôle des « nouvelles » technologies ou des « nouveaux » concepts comme l'avènement des véhicules électriques, le Demand Side Management (DSM) et les batteries stationnaires ?

Les nouvelles technologies ont assurément un rôle à jouer dans le futur mix énergétique. Les données météorologiques belges révèlent cependant que nous serons de temps à autre confrontés à des périodes assez longues de faible vent et d'absence de soleil. De telles périodes ne pourront pas être surmontées par la capacité de batteries que nous envisageons dans nos scénarios, même si celles-ci sont rechargées la nuit avec la capacité gazière disponible. Il est naturellement toujours possible d'étendre de manière extrême la capacité de batteries de sorte qu'il soit possible de surmonter des périodes beaucoup plus longues que de conditions météorologiques sous-optimales. Mais une capacité de batterie aussi importante sera très peu exploitée, et sa justification économique devient très problématique.

Des technologies traditionnelles comme les centrales au gaz ont toujours un rôle à jouer, mais le rôle des technologies les plus anciennes – à savoir une gestion efficace ou économe de biens et services rares – sera encore plus important...