

Aspects socio-économiques - Sans énergie nucléaire, notre facture énergétique ne fera qu'augmenter

17 février 2022

Synthèse

En cas de sortie du nucléaire, notre pays va devenir largement dépendant des importations. Avec la perte de la production nucléaire et de l'effet de retour sur investissement d'Engie, les droits ETS payés à l'étranger et les coûts du combustible, la sortie du nucléaire représente un coût annuel de plusieurs milliards d'euros pour l'ensemble de l'économie belge.

Les prix de l'électricité sont, par le mécanisme du « *merit order* », liés aux prix plutôt volatils du gaz et au coût du CO₂. En réduisant la capacité nucléaire en Belgique et dans les pays voisins dans les années à venir, cette situation sera perpétuée pendant très longtemps.

Sortir du nucléaire ne fera pas descendre la facture d'énergie, bien au contraire.

Intro

En Belgique, l'énergie nucléaire représente actuellement 6 GW de capacité installée, 40-48 TWh d'énergie sur une base annuelle, c'est à dire la moitié de la demande nationale d'électricité. Cet aperçu met en évidence les conséquences directes et indirectes de la politique envisagée, à savoir 1,6 GW de capacité de substitution en gaz (plan A) ou avec 2 GW d'énergie nucléaire avec prolongation de Doel 4/Tihange 3 (plan B) compensée par des importations et 2,5 GW de capacité supplémentaire pour la charge de pointe¹. Une autre stratégie pourrait aussi être l'option consistant à maintenir un parc nucléaire supérieure à 2GW².

Les conséquences financières pour l'ensemble de l'économie (tous les coûts sociétaux) doivent être vus dans leur ensemble, aussi à plus long terme. Les différents aspects à considérer sont brièvement expliqués et illustrés. À noter que la facture finale de l'énergie est aussi liée à la stratégie politique (par exemple, la norme énergétique pour les entreprises), aux mesures fiscales et à la répercussion ou non de certains coûts.

¹ Le gouvernement fédéral prévoit encore une deuxième vente aux enchères en 2024 de capacités existantes supplémentaires (2,5 GW) pour des heures de fonctionnement limitées et pour couvrir les pics de consommation.

² Seule l'extension de Doel 4 et de Tihange 3 est à l'ordre du jour politique. Si cela est envisagé pour d'autres centrales, un avis supplémentaire de l'AFCN est nécessaire, voir le texte séparé sur la technologie nucléaire.

Impact financier et économique de la sortie du nucléaire - Synthèse

Résumé des principales conclusions concernant les aspects financiers et économiques de la sortie du nucléaire :

- Suite à la sortie complète du nucléaire, le bilan énergétique en terme d'approvisionnement en électricité évolue d'une moyenne d'importations limitées (voir même pas moins de 6 TWh exportés en 2021), à une forte dépendance aux importations (plus de 30%³) après 2025.
- Les coûts de l'électricité provenant des centrales existantes, y compris les investissements pour l'extension de la durée de vie de Doel 4/Tihange 3, sont toujours nettement inférieurs à ceux de toute autre source.
- Les prix de l'électricité sont liés aux prix plutôt volatils du gaz et au coût du CO2 (ou ETS) par le mécanisme du 'merit order'. En réduisant la capacité nucléaire en Belgique, et dans les pays voisins, cette dépendance au prix du gaz sera maintenue pour une très longue période.
- Étant donné que l'énergie nucléaire représente aujourd'hui 50 % de la production d'électricité et qu'elle est en grande partie vendue longtemps à l'avance par le biais de contrats à long terme, elle a un effet stabilisant sur les prix de l'électricité.
- L'économie belge est plus vulnérable que ses voisins à l'énergie et aux coûts salariaux qui y sont liés, 30 % de l'emploi étant directement ou indirectement lié aux exportations.
- Les études de référence très approfondies d'Energyville (2017/2018/2020) ont pour condition préalable un marché totalement équilibré, ont été réalisées à des prix du gaz beaucoup plus bas et ont abouti à des importations beaucoup plus faibles en 2030 (12%) par rapport aux études Adequancy & Flexibility d'Elia de 2021 (> 30%). Il est donc recommandé d'actualiser cette étude, au vu de la connaissance actuelle et avec des hypothèses cohérentes, aussi en incluant des scénarios prévoyant le maintien d'une capacité nucléaire supérieure à 2 GW.
- Malgré l'effet positif sur la stabilité des prix dû à l'intégration européenne des marchés de l'énergie et à l'interconnectivité accrue, on peut s'attendre à une plus grande volatilité des prix dans les années à venir en raison de la réduction de la capacité thermique en Belgique et dans les pays voisins. Dans ce contexte, il est économiquement vital de maximiser le maintien de l'énergie nucléaire, permettant une production locale stable, fiable, sans CO2 et non liée aux prix des combustibles fossiles.
- En sortant du nucléaire, l'importation devient la seule option pour les autres vecteurs énergétiques neutres en CO2 (molécules vertes), alors que la faisabilité économique (voire éthique) de l'importation d'hydrogène vert - venant de pays encore largement dépendant d'énergie fossile - est encore très incertaine. D'autres nations comme la France, le Royaume-Uni, les Pays-Bas, les États-Unis et la Chine font le choix d'un développement parallèle de leur propre production d'hydrogène.
- Le secteur de la chimie a besoin aujourd'hui d'une capacité d'électrolyse équivalente à 18 TWh pour la production d'hydrogène (soit l'équivalent de 2,5 centrales nucléaires), et le secteur de la sidérurgie a des

³ L'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia 2021 envisage quatre scénarios, avec des importations moyennes de 35% en 2025 et de 30% en 2030.

besoins encore plus importants dans une phase ultérieure. Un nouveau départ peut être pris dans ce secteur innovant à condition de maintenir une part pertinente d'énergie nucléaire.

- En raison de la disparition de la production nucléaire par des centrales amorties, des droits ETS payés à l'étranger et des coûts 'combustible' affectant la balance commerciale, la sortie du nucléaire représente un coût annuel de plusieurs milliards pour l'ensemble de l'économie belge.

- La part des coûts des combustibles dans le coût total de l'énergie pour la production d'électricité sera particulièrement importante. Une capacité de remplacement de 1,6 GW de centrales au gaz (option A) ajoute déjà plus de 1,8 milliard d'euros par an au coût du combustible par rapport au maintien de 2 GW de centrales nucléaires (option B) aux prix actuels de l'énergie.

- Si l'on considère que 4 GW sont nécessaires, cela représente plus du double en raison des droits d'émission versés à l'étranger pour les options A et B.

En prenant une vue macroscopique, le maintien d'une part aussi importante que possible de la capacité nucléaire est donc toujours le plus avantageux économiquement, offrant un très bon retour sur investissement, à condition, bien sûr, de pouvoir le faire en toute sécurité, conformément aux réglementations en vigueur.

- Cette augmentation des importations de gaz entraîne une détérioration de la balance commerciale et rend l'économie dans son ensemble particulièrement vulnérable aux fluctuations des prix. Les prix actuels du gaz sont insoutenables et annoncent un appauvrissement pour la collectivité, qui ne sera que croissant en se privant de nucléaire.

- Les effets indirects de la sortie du nucléaire, potentiellement très importants, se verront aussi à plus long terme ; ils sont principalement liés à l'opportunité manquée du nouveau nucléaire et à la perte de compétitivité de notre pays :

o perte de compétitivité, perte d'emplois, à la perte d'expertise dans le secteur nucléaire nécessaire aux développements autour des réacteurs nucléaires de 4ème génération, à une éventuelle insuffisance de l'énergie disponible pour les innovations nécessaires telles que l'hydrogène pré-local et l'industrie circulaire basée sur le captage du CO2.

o perte de compétitivité, perte des futurs gains de productivité de la technologie nucléaire de nouvelle génération, climat d'investissement frileux.

- Les organismes consultatifs internationaux indiquent 2035 comme date butoir pour que les pays industrialisés parviennent à produire de l'électricité sans CO2 à cette date ⁴. Selon les chiffres d'Elia ⁵, la Belgique se situera alors encore au niveau d'aujourd'hui en ce qui concerne la part du gaz dans le mix énergétique et subira donc un grand préjudice en termes de réputation et de technologie par rapport à des pays plus ambitieux.

Le gouvernement a étudié la faisabilité technique de la sortie du nucléaire, mais n'a pas étudié la pertinence stratégique de cette décision.

⁴ Voir le texte séparé sur le climat et les émissions de CO2

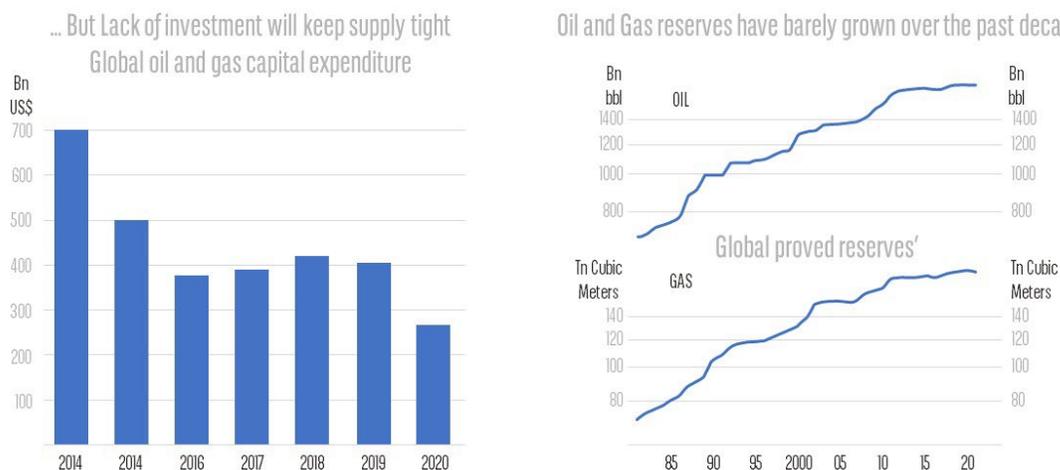
⁵ Elia Adequacy and Flexibility study 2021

Implications financières et économiques de la sortie du nucléaire - contexte

L'évaluation des aspects financiers et économiques de la sortie du nucléaire est particulièrement complexe et doit également être considérée dans le contexte européen plus large de marchés énergétiques connectés et d'une interconnectivité accrue, où des États membres comme la France et l'Allemagne font des choix très différents.

Les dix prochaines années sont des années de transition très cruciales, avec un risque constant de compromettre l'approvisionnement énergétique mondial. Cela s'explique par la baisse rapide des budgets d'exploitation et d'exploration des grandes compagnies pétrolières, compensée par une augmentation plus lente que prévu des sources d'énergie renouvelables, en partie en raison d'une capacité de stockage insuffisante, voir la figure 1.

Long term: going from peak oil



Source: IEA, RYSTAD, and BCG analysis; Source: BP Statistical review of world energy July 2021

Classification: Internal

Figure 1 - chaîne d'approvisionnement des réserves de pétrole et de gaz, source BP statistical review of world energy

L'insuffisance des investissements en amont, combinée aux tensions géopolitiques et à un fort rebond de la demande d'énergie après la crise du covid, a conduit à une explosion sans précédent des prix de l'énergie en 2021.

Les prix du gaz et de l'électricité (à terme) ont oscillé autour de 20 € et 35 €/MWh, respectivement, ces dernières années. Depuis septembre, nous parlons d'un multiple, avec une tendance pour le prix de l'électricité au-dessus de 200 €/MWh, poussé à la hausse par le prix international du gaz. Cette situation change complètement la donne (voir figure 2), avec, comme on le sait, des conséquences financières majeures pour la population et les entreprises.

En plus de cette situation, une nouvelle réduction de la " capacité thermique " (gaz/charbon/nucléaire) et donc de l'inertie du système a été initiée dans nos pays voisins ⁶, ce qui n'offre pas de perspective immédiate de retour à la stabilité d'avant 2021 (voir figure 3).

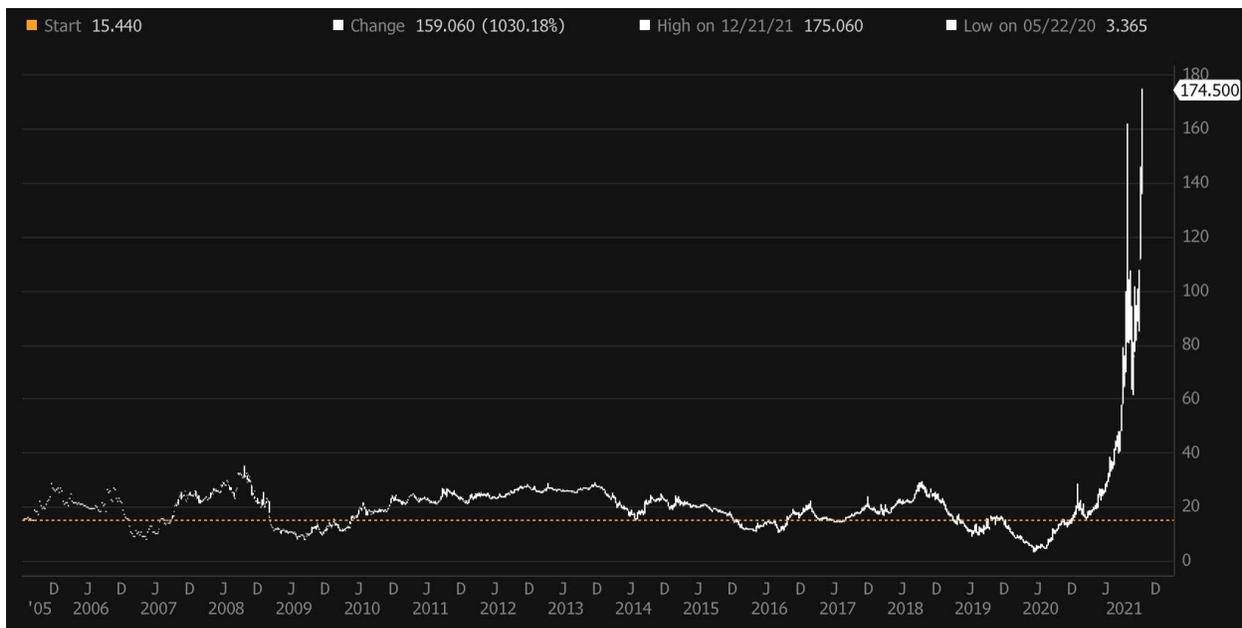


Figure 2 - J. Blas 21/12/2021 on Twitter: Natural gas benchmark prices in Europe jump to an intraday all-time high, above the peak set in October. Dutch TTF has risen above €175 per MWh.⁷

⁶ https://www.energyville.be/sites/energyville/files/downloads/2020/20200918_fullpresentation.pdf

⁷ Il s'agit d'une situation de pointe à la fin de 2021 mais qui montre l'évolution du prix du gaz sur 15 ans avec une explosion sans précédent au second semestre 2021, alors que les prévisions du prix du gaz tournent autour de 75 €/MWh.

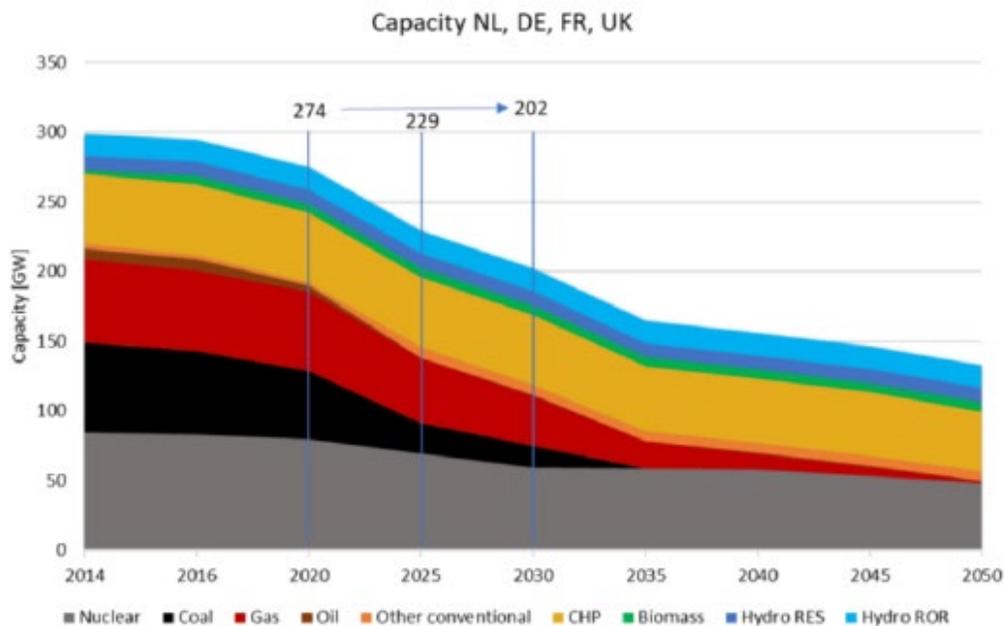


Figure 3 – Réduction de la capacité thermique dans les pays voisins, Energyville 2020

LTO (long term operation) Doel 4/Tihange 3

Le coût de production de l'énergie des centrales nucléaires existantes est public et peut être consulté sur le site de la CREG (20-30 €/MWh)⁸. Le coût d'investissement associé aux prolongations de 20 ans, un LTO (long term operation), pour Doel 4/Tihange 3 n'est pas inconnu et est estimé à 1 milliard d'euros pour l'ensemble des deux investissements⁹, est supporté par l'opérateur (Engie/ Electrabel) et a un impact limité sur le coût du MWh¹⁰. Des études menées par l'AIE, l'agence internationale de l'énergie

⁸ <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2078> donne les coûts variables et fixes pour la production d'énergie nucléaire en 2020

⁹ Interview T. Saegeman, CEO Engie, RTL TV 11/12/21

¹⁰ En supposant 14 GWh/an pour Doel 4 et Tihange 3 et un amortissement sur 16 ans, le coût des LTO est inférieur à 4,5 €/MWh (pour avoir une base de comparaison, on prend la même période que le CRM).

des Nations unies, confirment également que l'énergie provenant d'un LTO est toujours la source de production la moins chère ¹¹.

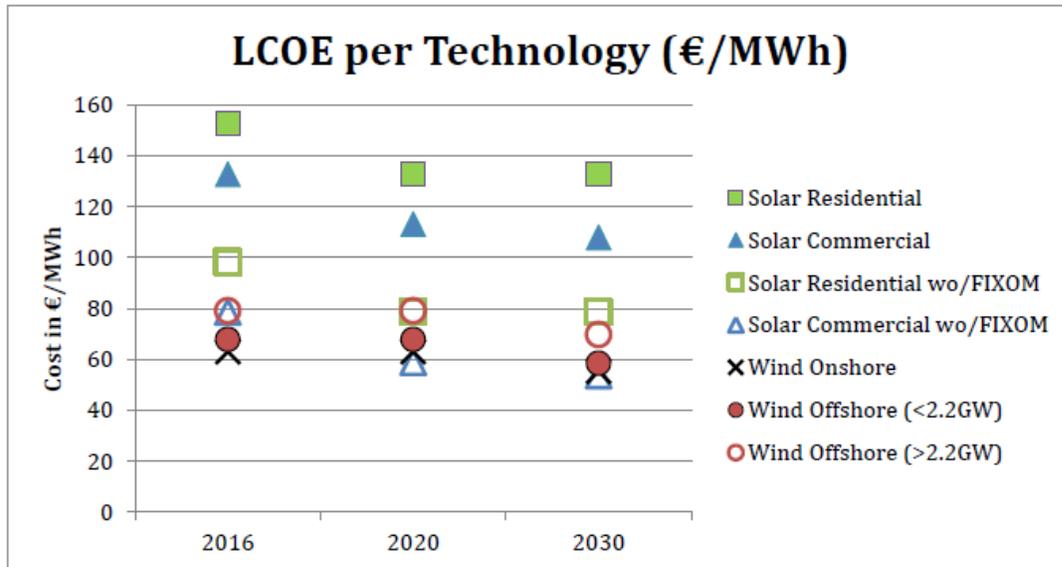


Figure 3-5 – Levelized costs of electricity (LCOE), PV solar and wind offshore (€/MWh)
Source: Belgium TIMES Model

Figure 4 – LCOE volgens Belgian Time Model¹²

Le LCOE (levelized cost of energy) est un paramètre de référence international pour comparer les coûts de production de l'énergie, avec la remarque importante que cette unité ne prend pas en compte le coût du système. Le "Belgian Times Model" calcule les LCOE pour notre situation locale, voir figure 4, et indique qu'ils sont supérieurs au coût des centrales nucléaires après l'LTO. De plus, le solaire et l'éolien représentent moins de 20% du mix et les coûts de l'électricité des centrales nucléaires incluant un LTO doivent donc plutôt être comparés au coût volatil de l'électricité des centrales à gaz.

Ces chiffres pour le LTO et le LCOE sont principalement intéressants pour des considérations d'investissement, les prix effectifs du marché sont déterminés par les coûts marginaux (voir ci-dessous) et sont aujourd'hui sensiblement plus élevés en raison de l'explosion des prix du gaz et de l'ETS.

Coût de la subvention CRM

Le CRM (Mécanisme de rémunération de la capacité) est une compensation financière visant à maintenir les centrales de production en veille lorsque les alternatives sont suffisantes et écologiquement meilleures. Sur la base de la récente enchère finale d'octobre 2021 pour 1,6 GW de capacité attribuée en 2021 et encore à attribuer en 2024, le coût du mécanisme CRM est estimé à environ 245 millions d'euros par an pendant 16 ans pour cette opération.

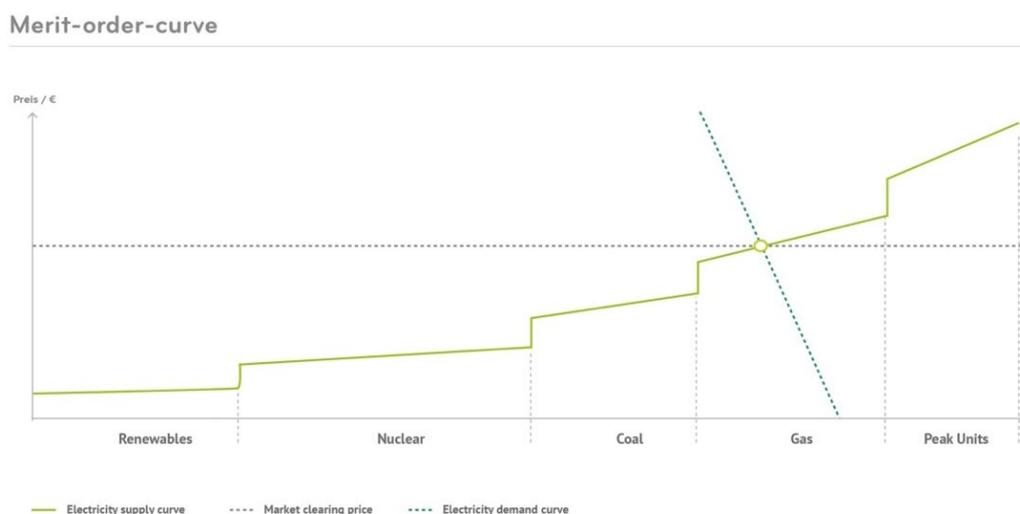
¹¹ Projected Costs of Generating Electricity 2020 – Analysis - IEA

¹² Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, 27/04/2017

Pour l'instant, ce coût provient du budget général et n'est pas directement supporté par les consommateurs, mais il est sensiblement plus élevé que l'investissement pour l'extension de D4/T3¹³. En fin de compte, cependant, les consommateurs et les entreprises devront compenser la différence, soit par leurs factures, soit par leurs impôts. Soit ce coût de la CRM disparaîtrait si Doel 4 et Tihange 3 (voire même Tihange 1) sont prolongés, soit les plans A et B sont mis en œuvre simultanément moyennant que les conditions du CRM ne soient pas remis en question par l'UE.

Effet des prix de l'énergie

Elia est pleinement engagé dans le développement de réseaux électriques interconnectés. Ces interconnexions entre les différents marchés permettent de partager la sous ou surproduction d'énergie renouvelable, qui peut être "redistribuée". Les prix transfrontaliers sont également largement (mais pas complètement) compensés.



The market operator will also **aggregate the demand bids to form the demand curve**. The **intersection of the demand and the supply curve** determines the clearing price and the clearing volume. All generation market participants will **receive this clearing price for the electricity they inject in the grid**. Equally, the market participants who take off electricity will all pay that same price, being the clearing price.

Figure 5 – Merit Order principe

Le marché de l'électricité se compose d'un marché OTC (over the counter) où des contrats directs sont conclus entre producteurs et clients et d'une bourse de l'énergie. Dans les deux cas, des contrats à terme (day ahead, month ahead et year ahead) sont conclus. Sur le marché de l'énergie, le prix du marché est déterminé par le coût marginal de production du système de production qui se trouve à l'intersection de l'offre et de la demande, ce que l'on appelle le principe du mérite, voir la figure 5.

¹³ Un investissement de 245 millions d'euros sur les 16 prochaines années, actualisé au taux d'intérêt nominal neutre (en supposant un taux d'intérêt neutre de l'AC de 0,5 % et une inflation de 2 %) se traduit par des dépenses de 3,28 milliards d'euros contre un investissement de 1 milliard d'euros pour maintenir Doel 4/Tihange 3 ouvert, soit une différence de 2,28 milliards d'euros.

Dans la pratique, cela équivaut au coût marginal de production de l'électricité à partir du gaz, car l'offre des énergies renouvelables et nucléaires combinées est très rarement suffisante pour répondre à la demande, voir la figure 6.

Toutefois, l'élimination des contrats à terme¹⁴ et des contrats de gré à gré nucléaires¹⁵ dont les coûts et les volumes de production sont prévisibles entraînera une moindre stabilité des prix¹⁶: les fournisseurs d'énergie approvisionneront des marchés plus volatils et auront plus de mal à proposer des contrats fermes, à moins que ce ne soit à un tarif élevé, ce qui exposera finalement les consommateurs et les entreprises à davantage de risques de marché à court terme.

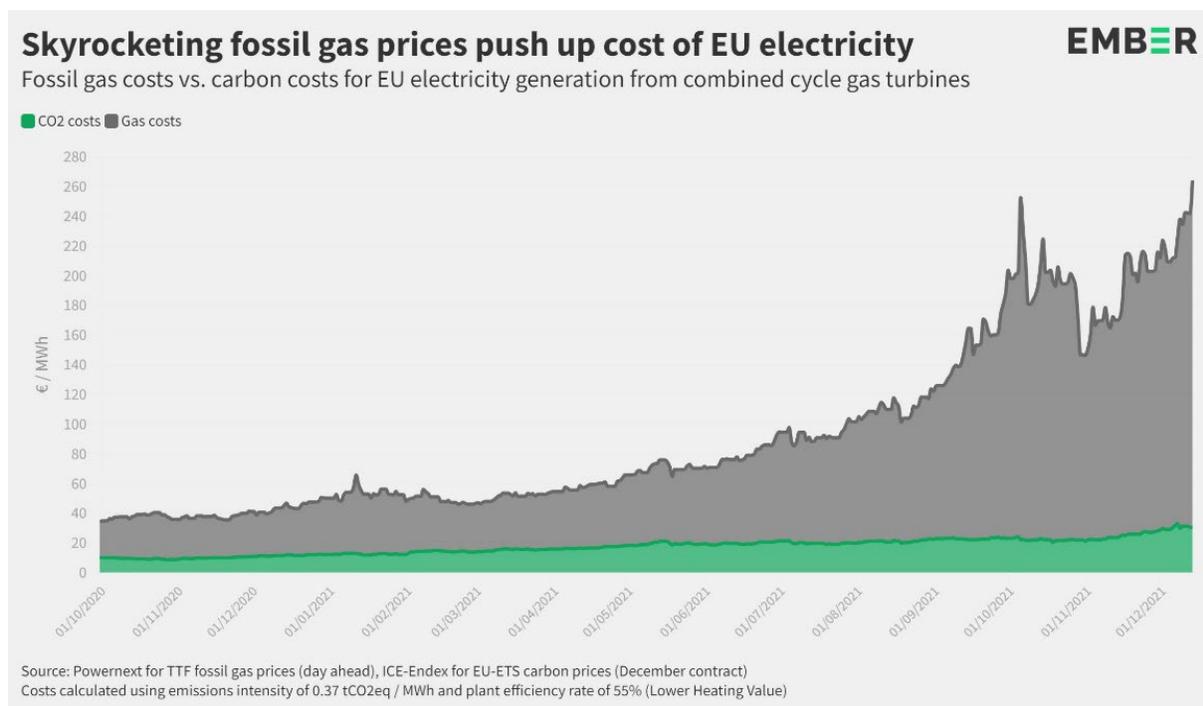


Figure 6 - Structure des prix de l'électricité : effet du prix du gaz et du coût du ETS, Ember

La CREG a récemment publié une comparaison avec les pays voisins de l'évolution des prix de l'énergie en 2021. Cela montre également que la France, avec sa grande part de production nucléaire, a des prix de l'énergie plus stables et plus bas aujourd'hui.¹⁷

¹⁴ Energyville, Transition énergétique en Belgique choix et coûts finaux, 27/04/2017, p 25/35, fait référence dans l'analyse du marché à l'impact cadre et contrats à long terme sur le prix réel de l'électricité et aussi sur une offre plus variable en raison de la sortie du nucléaire.

¹⁵ Le ratio habituel pour les produits d'aujourd'hui est de 10 % pour le court terme et de 90 % pour le long terme. Couverture (répartie sur des contrats de 1, 2 et 3 ans) : <https://www.creg.be/nl/publicaties/nota-z2154>

¹⁶ Les contrats à terme sur le gaz TTF néerlandais à un an ont été de 75 €/MWh et plus depuis septembre

¹⁷ <https://www.creg.be/nl/professionals/marktwerking-en-monitoring/evolutie-energieprijs-belgie-en-buurlanden>. À la fin de l'année 2021, l'État français a obligé EDF à commercialiser une part plus importante de son énergie (mécanisme ARENH) à des tarifs fixes, mais la tendance montre la stabilité également dans la période précédente.

En outre, la disparition de 50 % des volumes offerts au niveau national entraîne évidemment une moindre concurrence et une moindre pression à la baisse sur les prix du marché. En outre, la perspective d'un développement accru des énergies renouvelables pourrait augmenter la part des périodes où les prix de l'énergie sont bas. Les avis divergent sur ce point, mais nous constatons déjà aujourd'hui que les prix quotidiens sont bas lorsque la part des énergies renouvelables est élevée, en combinaison avec l'énergie nucléaire et l'utilisation complète de l'interconnectivité¹⁸. Jouer sur cet effet n'est possible qu'avec une part importante d'énergie nucléaire (4 GW ou plus), 0 ou 2 GW d'énergie nucléaire ne faisant guère de différence. Dans ce contexte, l'abandon partiel ou total de l'énergie nucléaire doit être considéré au moins comme une occasion manquée d'apporter un supplément d'oxygène à l'économie nationale grâce à la baisse des prix de l'énergie.

En raison de la politique menée, la Belgique deviendra plus dépendante (30 % et plus) des importations d'électricité, voir figure 7. En période de pénurie d'énergie et de niveaux d'importation élevés, les prix de l'électricité sont également plus élevés et le coût augmente en fonction du nombre de GW requis, dans la mesure où la capacité d'importation est toujours disponible¹⁹.

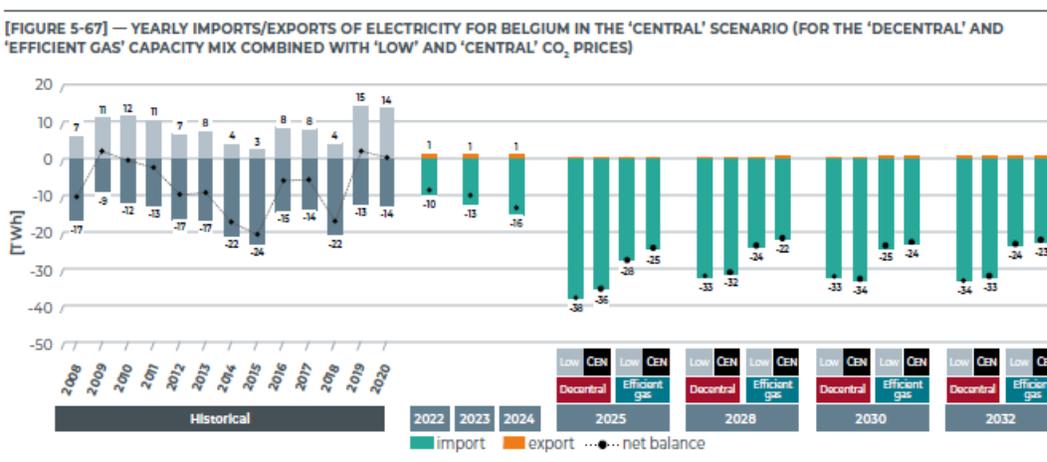


Figure 7 : bilan électrique de la Belgique 2008-2032, source Elia (1)

Les effets potentiels susmentionnés sur les prix de l'énergie influencent également la masse salariale et la compétitivité des entreprises et, en définitive, le pouvoir d'achat, la croissance économique et l'emploi par le biais des mécanismes d'indexation. La Belgique est, après tout, une petite économie ouverte, spécialisée dans les produits semi-finis, et fait principalement partie des chaînes de production européennes. La valeur ajoutée exportée fluctue autour de 30% du PIB et 30% de nos emplois sont directement ou indirectement liés aux exportations²⁰.

¹⁸ De manière très sporadique (aujourd'hui moins de 3% du temps selon le SPF Economie), l'approvisionnement en énergie renouvelable et en énergie nucléaire est suffisant, ce qui entraîne immédiatement des prix journaliers bas. Un exemple récent est celui du 30/12/2021, où une courte période de vent fort après une longue période de prix de pointe a entraîné des prix quotidiens très bas.

¹⁹ Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, utilise dans son modèle un coût incrémental de 7 €/MWh par GW supplémentaire d'importations et mentionne également le risque d'une capacité d'importation insuffisante, 27/04/2017 (p. 14/35).

²⁰ C. Duprez, Waardecreatie bij de uitvoer: een diagnose van België, NBB, September 2014

Impact sur la balance commerciale, le coût des combustibles et la valeur ajoutée Engie/Electrabel

L'année écoulée a été une belle cuvée pour la production d'électricité d'origine nucléaire (48 TWh²¹), comme le montrent également les chiffres records communiqués par Elia ²² pour 2021, voir la figure 8. Les chiffres des exportations (6 TWh) ont été exceptionnels et, associés aux prix élevés de l'énergie, ils ont eu un effet positif sur la balance commerciale²³. Après la sortie du nucléaire, c'est déjà un bonus sur lequel la Belgique ne pourra plus compter.

On s'oriente donc vers des importations structurelles de l'ordre de 30 TWh/an, avec les coûts plus élevés des importations : le coût total de l'énergie pour la production d'électricité sera dominé par le prix du gaz ("coût du combustible"). Energyville indiquait déjà une augmentation de 1,5 milliards €/an entre 2020 et 2030 ²⁴ due à l'augmentation des importations de gaz, avec une augmentation supposée du prix du gaz de 20 à 27 €/MWh et avec une production de 36 TWh à partir d'énergies renouvelables, en considérant donc le tier du prix actuel du gaz et avec un doublement de la part des énergies renouvelables par rapport à 2020 et 2021 !

Calculée aux prix d'aujourd'hui et avec un facteur d'utilisation de 80 %, la différence de coût du combustible entre les centrales au gaz et les centrales nucléaires est d'environ 1,5 milliards d'euros par GW installé, voir le tableau de calcul 1.

Engie/ Electrabel est une entreprise très solide avec un chiffre d'affaires annuel de plus de 10 milliards d'euros, qui ne provient évidemment pas uniquement de ses activités nucléaires en Belgique. Plusieurs autres grands acteurs sont également actifs dans le segment de marché dans lequel Engie entend continuer à se développer à l'avenir (principalement l'énergie éolienne et le gaz). Du point de vue de la Belgique en tant que nation, il importe peu de savoir qui construit et exploite ces centrales. Cependant, une suppression complète menace la disparition d'une activité unique à forte valeur ajoutée potentielle, de 7 000 emplois directement liés²⁵, c'est-à-dire aussi des cotisations de sécurité sociale et des recettes fiscales non perçues. L'estimation de ces effets sur l'économie dépasse le cadre de cette analyse. Une analyse approfondie par le SPF Economie et la Banque nationale de Belgique devrait être effectuée dans le cadre de toute décision, pour ces emplois-là et tous les autres entraînés dans la chute.

L'impact final sur le budget fédéral de ces coûts de combustible fossile et de l'électricité importée/exportée dépend beaucoup des prix réels du marché et des comptes annuels du ou des producteurs, mais les récentes discussions sur les profits dits usuraires des producteurs d'énergie montrent qu'il s'agit d'un sujet brûlant.

Une détérioration de la balance commerciale (en raison du coût du gaz combustible à importer et de l'augmentation des importations d'électricité) peut également entraîner des notations internationales moins favorables (Moody's, S&P, etc.) et, par conséquent, des charges d'intérêts plus élevées.

²¹ Après la sortie du nucléaire, ces volumes seront initialement remplacés par du gaz (1/3) et des importations (2/3).

²² <https://twitter.com/eliacorporate/status/1479410622890758149>

²³ https://www.standaard.be/cnt/dmf20220123_98080439.

²⁴ Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, 27/04/2017 (p. 26/35) Comparaison des coûts totaux de l'énergie entre 2020 et 2030.

Pour l'électricité produite à partir du gaz, le prix du gaz détermine 70 à 80% du prix de production.

²⁵ <https://www.vrt.be/vrtnews/nl/2020/12/02/kerncentrales-sluiten-brengt-7-000-jobs-in-gevaar/>

Elektricitetsmix 2021 en 2020

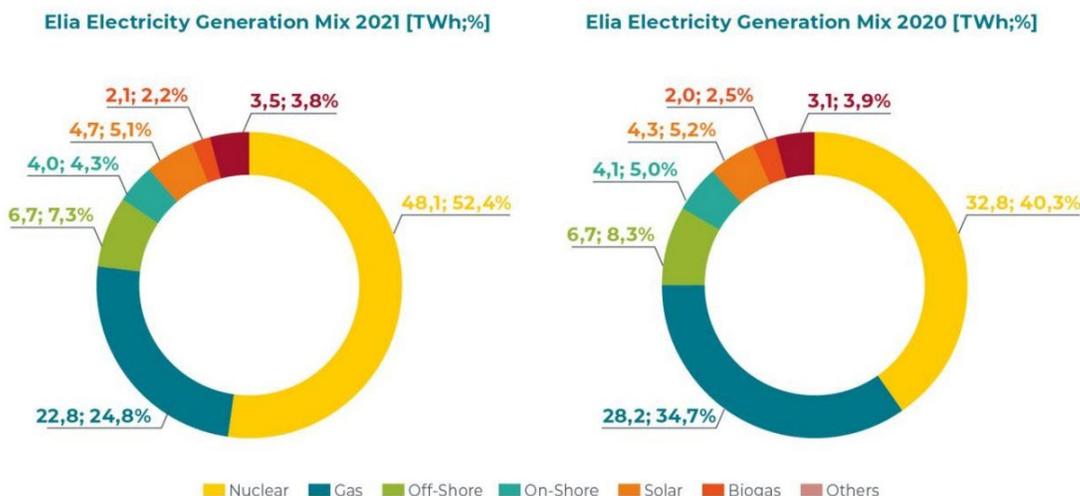


Figure 8 - Mix électrique moyen 2020 et 2021, source Elia

Quotas ETS

Les quotas ETS sont des droits d'émission que le producteur paie (via l'achat de certificats) sur les émissions de CO₂. Le total des quotas ETS est systématiquement réduit pour l'ensemble du secteur énergétique et de l'industrie, ce qui devrait inciter à réduire au global les émissions de CO₂.

Le prix de revient des quotas du ETS augmente beaucoup plus rapidement que dans tous les scénarios envisagés jusqu'à présent, bien que cette augmentation soit quelque peu masquée dans le prix de l'électricité par la part de la hausse encore plus forte des prix du gaz, voir la figure 9. Dans le cas où le coût variable de l'électricité provenant du gaz ou du charbon détermine l'ordre de mérite (comme expliqué plus haut) ce qui est le cas à plus de 97% selon les données du SPF Economie²⁶, ce coût de l'électricité inclut les droits ETS, également pour les importations. En raison de l'augmentation significative des importations, cela implique un montant très important de droits annuels ETS qui seront payés à l'étranger²⁷.

Les droits ETS accordés à la production d'électricité obligeront également les autres industries à accélérer leurs efforts²⁸.

²⁶ Première enchère CRM, Rapport d'évaluation sur la sécurité d'approvisionnement et l'impact sur le prix d'électricité, 30 novembre 2021

²⁷ 1,5 milliard d'euros par an, calculé à partir d'importations de 30 TWh, d'un système d'échange de quotas d'émission sur le gaz (490 €/tonne de CO₂/MWh) et d'un coût d'émission de 100 €/MWh.

²⁸ L'augmentation du coût du ETS depuis le début de l'année (augmentation de plus de 10 €/tonne et prix actuel de 100 €/tonne) est probablement due à la fermeture de centrales nucléaires allemandes et à des problèmes techniques en France avec les centrales nucléaires existantes et la mise en service de centrales supplémentaires au charbon et au gaz.

[FIGURE 3-68] — CARBON PRICE SCENARIOS



Figure 9 : Tendances de l'ETS depuis 2015, source Elia (1) & ajouts des prix actuels en rouge

Intérêt nucléaire et Synatom

Les intérêts nucléaires sont payés par Engie/ Electrabel en tant que compensation pour les bénéfices, sont variables avec un minimum légal de 75 millions d'euros/an et se sont élevés à environ 150 millions d'euros/an sur la période 2016-2019. Cet intérêt disparaît après la proposition de sortie du nucléaire. Le fonds Synatom est destiné au traitement ultérieur des déchets nucléaires, à la fin de 2020, le montant total des provisions était de 13,8 milliards d'euros. Engie/Electrabel rembourse entre 2021 et 2025 des montants allant de 870 millions d'euros à 1071 millions d'euros qui ont été prêtés à titre de provisions pour la gestion du combustible utilisé.

La quantité de déchets augmente légèrement lorsque deux centrales nucléaires ou plus sont prolongées ; ce point est développé dans une contribution distincte sur les déchets nucléaires. La prolongation de la durée de vie est toujours économiquement plus avantageuse, car les coûts fixes de la gestion et de l'élimination des déchets sont maintenus et elle permet de négocier des contributions supplémentaires avec l'exploitant des centrales nucléaires.

Coûts du système

Il est absolument positif que la Belgique joue un rôle de pionnier en matière d'énergies renouvelables, d'interconnectivité et de flexibilité du marché de l'énergie.

Le système dont nous disposons aujourd'hui, avec une grande capacité contrôlable (via les centrales nucléaires et les centrales à gaz) et une proportion limitée d'énergies renouvelables, implique encore à ce jour un coût de système relativement limité, bien qu'il représente déjà une grande partie du prix de la facture du consommateur. L'intermittence et la dispersion des sources de production sont inhérentes aux énergies renouvelables, ce qui entraîne aussi des coûts de système plus élevés : construction de surcapacités, stockage dans des batteries, adaptation des réseaux haute et basse tension, interconnexion supplémentaire et gestion de la demande. Les questions techniques telles que la stabilité du réseau et la réduction de l'inertie du système, le démarrage après une panne, l'absorption de la puissance de pointe produite par les cellules photovoltaïques et l'énergie éolienne, le contrôle de la puissance réactive, etc. nécessiteront des investissements ciblés à court terme. La localisation des centrales nucléaires de Doel, à proximité du port d'Anvers, constitue à cet égard un avantage indéniable.

Dans "Fuel for the future" (2), le Bureau fédéral du Plan estime le coût total du système à 80 milliards d'euros jusqu'en 2040²⁹. À partir d'un certain niveau de pénétration des énergies renouvelables, le coût du système n'augmentera plus de façon linéaire, mais beaucoup plus rapidement³⁰. La "Roadmap to net zero" (3) d'Elia, qui est utilisée par le gouvernement comme référence, prévoit à long terme une part beaucoup plus importante d'importations et d'énergies renouvelables par rapport au Bureau de planification, voir figure 10.

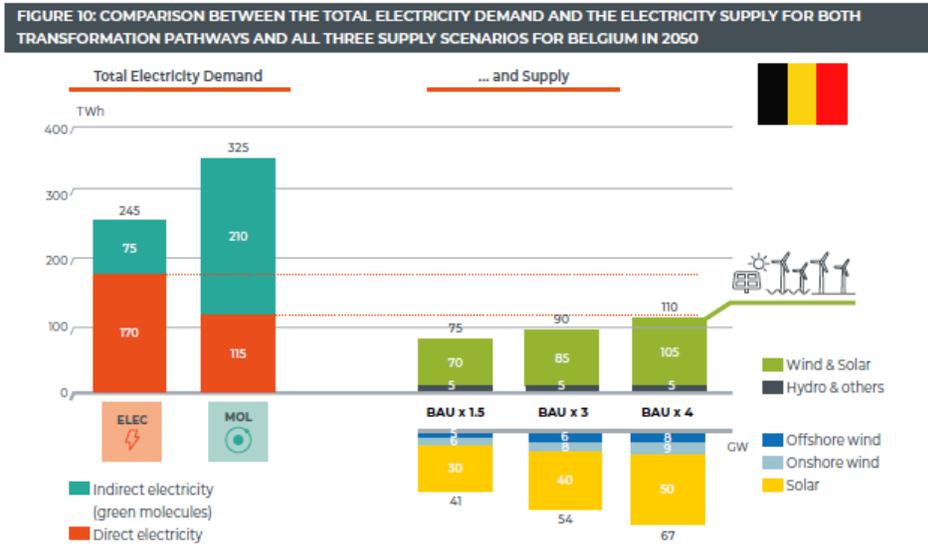


Figure 10 : Part des énergies renouvelables et des importations dans le futur mix électrique, Elia (3)

Les discussions sur les coûts du système sont très techniques et sont davantage liées à des choix à plus long terme ; elles ne sont pas prises en compte pour la différenciation des coûts dans cette analyse. Cependant, une analyse détaillée et objective des différents scénarios, y compris des options avec une part de nucléaire, à partir de laquelle un consensus peut être recherché pour une politique à long terme, est une nécessité absolue. L'analyse réalisée par RTE en France en est un exemple, voir la figure 11³¹.

²⁹ Les hypothèses du Bureau de Planification ne sont plus d'actualité, mais il n'en reste pas moins que le gouvernement considère le 100% renouvelable + les importations comme la seule option sans tenir compte des coûts du système. L'étude UA 2021, entre autres, dénonce cela : <https://t.co/reHHEOV1Mg>.

³⁰ 60% est mis en avant ici par J. Jenkins, Université de Harvard : [https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351\(18\)30562-2](https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(18)30562-2)

³¹ RTE en France a géré différents scénarios vers le zéro carbone, <https://www.rte-france.com/actualites/futurs-energetiques-neutralite-carbone-2050-principaux-enseignements>

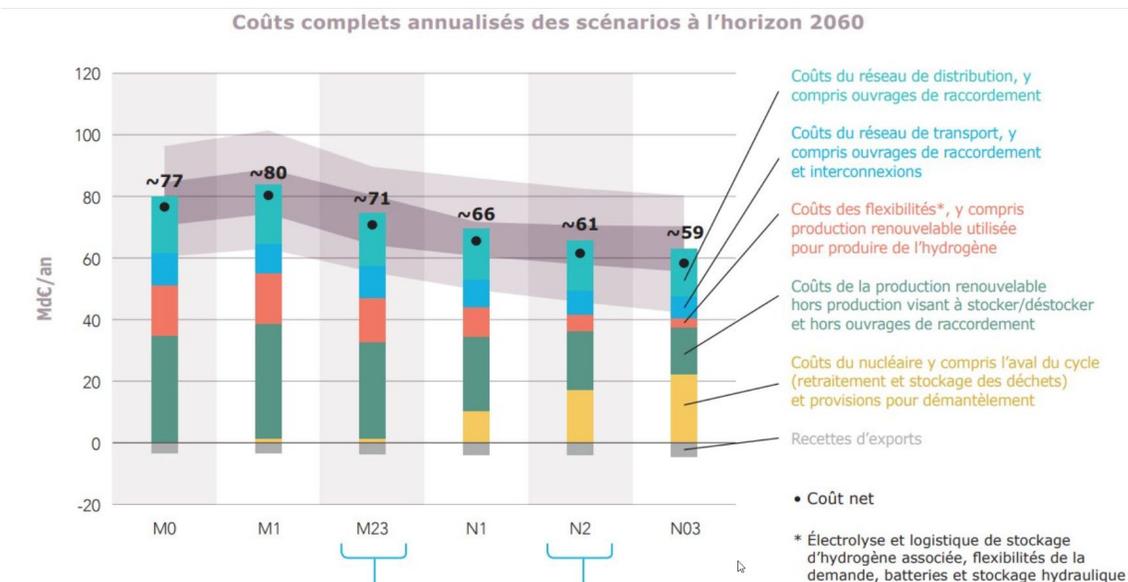


Figure 11 : RTE France, coûts complets pour différents scénarios

Coûts dus aux plans de coupure ou de déconnexion

Les blackouts doivent être évités à tout prix et Elia a réalisé une étude approfondie sur la sécurité d'approvisionnement et la disponibilité des importations (1). On ne peut évidemment pas nier que le risque est plus grand avec une capacité de remplacement modulaire inférieure pour le gaz ou l'énergie nucléaire qu'avec les 6 GW d'énergie nucléaire existants. En outre, tous les facteurs étrangers ne sont pas également prévisibles, comme les problèmes techniques du parc nucléaire en France, l'accélération de l'abandon des centrales au charbon en Allemagne et la situation des stocks et des approvisionnements en gaz.

Dans tous les cas, les coûts sociaux et économiques d'une panne d'électricité (blackout) seraient énormes ³², pourraient coûter des vies humaines, et affecterait également l'image, ainsi qu'une incertitude en matière d'investissement.

Impact pour les secteurs à forte consommation d'énergie. Aussi, pour le secteur nucléaire, le principe "once out always out" s'applique.

La Belgique dépend plus que ses pays voisins du prix de l'énergie pour son emploi, comme le montrent les informations de Febeliec et de la BNB ³³. 5 secteurs sont responsables de la moitié des émissions industrielles de CO₂ : la production d'énergie, les produits chimiques, les produits minéraux non métalliques, le coke et les produits pétroliers raffinés et les métaux sous forme primaire. La croissance de la productivité de la Belgique, déjà faible (chiffres d'Eurostat), sera encore plus mise sous pression par les prix élevés de l'énergie.

³² Le projet de loi 2466/001 du ministère de Energie annonce 170 millions d'€ par heure

³³ <http://www.febeliec.be/data/1522308702Impact%20Electricity%20Price%20v20180323.pdf> et <https://www.nbb.be/nl/blog/hoge-elektriciteitsprijzen-kunnen-banen-kosten#:~:text=Een%20blijvende%20prijstijging%20van%20elektriciteit,gebruiken%2C%20wat%20jobs%20kan%20kosten>

Grâce à des mesures telles que la norme énergétique, tous les coûts liés aux prix de l'énergie ne sont pas répercutés sur les entreprises. En définitive, le coût total de l'énergie contribuera à déterminer la capacité du gouvernement à créer un climat d'investissement innovant.

La perte totale des connaissances opérationnelles et de l'expérience des exploitants de centrales nucléaires, si elles ne sont pas remplacées, n'est pas directement mesurable financièrement mais revêt une importance cruciale. Cependant, l'énergie nucléaire est reconnue par le GIEC comme une technologie qui sera nécessaire à l'échelle mondiale pour atteindre la neutralité climatique. La symbiose de cette compétence avec la FANC et le SCK sera appauvrie, la chaîne d'approvisionnement associée, mais aussi la reconnaissance internationale de l'expertise belge en souffrira et les chances de succès commercial du projet Myrha seront réduites. En l'absence d'un "marché intérieur", c'est aussi un énorme handicap pour pouvoir combler le fossé qui sépare aujourd'hui le développement de la technologie nucléaire de quatrième génération et son application industrielle. Nous aurions pu posséder cette technologie mais nous devons, elle aussi, l'importer.

Pénurie d'énergie pour les innovations industrielles nécessaires, telles que l'industrie circulaire.

L'hydrogène (et les molécules dites vertes) et le captage du CO₂ sont des technologies clés pour le XXI^e siècle. L'hydrogène est difficile à transporter sous forme liquide ou gazeuse et devra être uniquement envisagé de l'importer sur de longues distances via des LOHC (liquified organic hydrogen carriers - transporteurs d'hydrogène organique liquéfié). La complexité technique du transport et du stockage de LOHC tels que l'ammoniac est élevée et l'on suppose trop facilement que ces LOHC constituent aujourd'hui un simple substitut au pétrole et au gaz (GNL)³⁴.

Le nombre d'études et de scénarios sur l'hydrogène est innombrable, mais l'IRENA³⁵ et Bloomberg Hydrogen Outlook peuvent être considérés comme des références internationales. Ces études soulignent les problèmes de transport et de stockage et les coûts associés³⁶, qui devraient être plus élevés que le coût de la production locale d'hydrogène. Par conséquent, des industries innovantes telles que les carburants électroniques se développeront dans les régions de production d'hydrogène³⁷. L'absence de production locale d'hydrogène peut également représenter un grave handicap économique pour les industries existantes, telles que les produits chimiques et l'acier, qui ont besoin d'hydrogène sans CO₂ à grande échelle³⁸, directement et non sous forme de LOHC. Une double

³⁴ La Belgique est purement et uniquement engagée dans l'importation d'hydrogène et de LOHC, comme dans la Road to Net zero d'Elia (3), contrairement à d'autres puissances industrielles comme le Royaume-Uni, la France, les États-Unis et la Chine.

³⁵ <https://irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen> et <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf> prévoient le transport d'hydrogène liquide sur des distances de plus de 5000 km comme l'ammoniac (LOHC) et indiquent également les régions où la production pourra éventuellement se faire à moins de 1,5 €.

³⁶ <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>, fait état d'un coût de stockage de l'hydrogène supérieur à 4,5 USD/kg et d'un coût de transport supérieur à 3 USD/kg, tandis que les prévisions relatives au coût de production de l'hydrogène vert pour les différentes régions sont encore inférieures (jusqu'à 1,5 €/kg), voir le rapport IRENA.

³⁷ <https://www.engie.com/en/journalists/press-releases/engie-and-infinium-unveil-a-partnership-to-develop-an-industrial-hub-on-an-european-scale-to-produce-synthetic-fuel-in-dunkirk>

³⁸ Ce sont des quantités énormes, pour le secteur chimique cela représente aujourd'hui 18 TWh (soit 2,5 centrales nucléaires d'une capacité d'hydrolyse de 1 GW). Pour le secteur de l'acier, il est du même ordre de grandeur. Le groupe de consultants Roland Berger a indiqué que 2 à 2,5 €/kg est un prix cible pour l'hydrogène vert afin de

approche d'importation et de production locale répartirait donc beaucoup plus les risques technologiques et financiers. En outre, l'électrolyse locale à partir de la capacité des centrales nucléaires existantes présenterait des avantages immédiats pour le climat³⁹.

La chimie circulaire repose, entre autres, sur le "captage et l'utilisation du carbone" (captage et réutilisation du CO₂ issu des processus industriels), un processus lui aussi à forte intensité énergétique. Le développement de ce secteur innovant, important pour l'ancrage de l'industrie dans notre pays, nécessite une énergie suffisante sous forme d'électricité stable, fiable, et d'hydrogène à des prix compétitifs.

À condition de maintenir une capacité nucléaire suffisante, l'innovation dans la technologie de l'hydrogène peut se développer progressivement en Belgique. Après tout, l'attente technologique est qu'à partir de la prochaine décennie, l'hydrogène sera produit localement en combinaison avec les SMR (petits réacteurs modulaires), de sorte que les premiers pas de cette industrie doivent être faits maintenant, comme cela se passe dans les pays voisins.

Les modèles de prévision d'Elia ne tiennent pas compte de la consommation pour l'hydrogène direct propre et la capture du carbone, contrairement aux rapports antérieurs de Deloitte (4), entre autres. Bien qu'ils soient totalement absents du débat public, les mauvais choix politiques faits aujourd'hui en matière d'approvisionnement en hydrogène pourraient avoir des conséquences très importantes pour le secteur industriel après 2030, notamment dans le cadre de la législation européenne imminente "Fit for 55"⁴⁰, qui définit des objectifs ambitieux de réduction des émissions de CO₂ et dans laquelle le captage et le stockage/utilisation du carbone présentent un grand potentiel.

Conclusion

Contrairement à d'autres pays comme le Royaume-Uni et à la France par exemple, le gouvernement belge n'a pas analysé tous les scénarios possibles à court et à long terme pour l'approvisionnement en énergie et n'a pas développé une vision sur cette base objectivée. En raison de la réduction de la capacité nucléaire suite et à la loi de 2003 interdisant la construction de nouvelles installations nucléaires, notre pays deviendra largement dépendant des importations pour l'électricité et les vecteurs énergétiques.

Un certain nombre de questions peuvent être plus ou moins quantifiées financièrement, comme le système d'échange de quotas d'émission (ETS), la rente nucléaire, les coûts du combustible, et de la balance commerciale suite à l'importation massive. Un premier calcul basé sur ces paramètres donne un ordre de grandeur d'un avantage financier de 3 milliards d'euros/an pour le maintien de deux centrales

rendre l'industrie sidérurgique plus verte : https://energeia-binary-external-prod.imgix.net/C01vDuVLmU1muqCfkMrG7hd1_oE.pdf?dl=Roland+B Berger+%7C+Haalbaarheidsstudie+klimaatneutrale+paden+TSN+IJmuiden.pdf

Le coût de production de l'hydrogène à partir de l'électrolyse (à froid) des centrales nucléaires existantes peut y répondre : 40 MWh/tonne H₂ * 50 €/MWh.

³⁹ L'électrolyse locale de l'hydrogène évite les émissions de CO₂ liées à la production d'hydrogène gris (reformage du méthane à la vapeur). L'utilisation de la capacité résiduelle de l'énergie nucléaire ou d'autres sources vertes a un potentiel de 4 millions de tonnes/an sur 110 millions pour la Belgique. Du point de vue climatique et du point de vue du développement de notre propre capacité en hydrogène, le maintien de l'énergie nucléaire offre donc d'énormes possibilités. <https://www.forbes.com/sites/rpapier/2020/06/06/estimating-the-carbon-footprint-of-hydrogen-production/?sh=52df56e824bd>.

⁴⁰ <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>

nucléaires, mais l'importance du maintien d'une partie du parc nucléaire réside aussi largement dans des questions indirectes telles que la gestion des risques, les prix de l'énergie, la position concurrentielle et le développement de l'industrie circulaire.

En abandonnant la capacité nucléaire, la Belgique perd l'expertise dans ce secteur, ce qui a des conséquences importantes d'handicaper le développement de l'innovation dans les nouvelles industries, pertes de productivité pour d'autres secteurs.

Une décision historique de cette ampleur ne se prend pas à la légère. Une analyse approfondie de ces conséquences aurait dû être demandée par le gouvernement à des organismes comme le Bureau fédéral du Plan et d'autres. Cette analyse doit être faite en tenant compte des données actuelles du marché. Vu les délais nécessaires pour de telles analyse et l'urgence de la décision de prolonger les centrales, il est une priorité absolue de confirmer la prolongation du nucléaire immédiatement.

Attendre plus longtemps rendrait cette option impossible, menant à une erreur stratégique historique pour notre pays.

Les dix prochaines années sont cruciales pour la transition énergétique et la mise en œuvre des mesures climatiques. Réaliser cette transition dans une situation de pénurie énergétique mondiale attendue, associée à la volatilité des prix du gaz, est un défi en soi. En choisissant de se séparer de l'option nucléaire, notre pays prend un risque stratégique supplémentaire en matière d'approvisionnement, de développement de nouvelles technologies et d'ancrage industriel pour cette décennie et la suivante.

En gardant deux ou plusieurs centrales nucléaires ouvertes plus longtemps, on peut prendre un nouveau départ vers un futur mix énergétique équilibré et sans CO₂, surtout que prolonger (au moins) 2 GW d'énergie nucléaire n'empêche nullement la poursuite du développement des énergies renouvelables en Belgique. Il s'agit d'une mesure nécessaire, mais évidemment pas suffisante, qui doit s'inscrire dans une politique plus large de mesures climatiques, d'efficacité énergétique, de sécurité d'approvisionnement et d'innovation.

Tableau récapitulatif de l'impact financier à partir de 2025

	volledige kernuitstap 1.6 GW CRM (plan A)	Behoud 2 GW D4/T3 (plan B)	Behoud 4 GW nucleaire capaciteit	Info
Long term operation	nvt	67	133	1.0 miljard € investeringskost. Afschrijving genomen over 15j. Kost voor uitbater.
CRM	245	245	nvt	Geactualiseerde kost CRM veiling oktober 2021. Verondersteld ook nodig voor plan B.
ETS	1600	900	400	Inschatting van in buitenland betaalde ETS rechten, gerekend aan 32 TWh import en ETS 100 €/ton CO2.
Investment cost and fixed O&M costs	-	-	-	Investment cost hoger en O&M cost lager bij meer gas, maar totaal is vergelijkbaar met nucleair. Wordt daarom buiten beschouwing gelaten als differentiatie, ref. Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, 27/04/2017
Trade cost	4800	2700	1200	Gerekend aan gasprijs *2
Fuel costs binnenlandse productie	4500	4640	4180	Gasprijs @ 75 €/MWh en nucleair fuel @ 10 €/MWh, opties gerekend aan load factor 0.8 en 4 GW, thermisch rendement 50% gas.
Energieprijzen (supplement import > 1 GW)	684	384	171	Bij volledige kernuitstap 4.5 GW netto import gemiddeld (32 TWh). Eerste 1 GW aan marktprijs daarna incrementeel 10 €/ bijkomende GW. Energyville nam hiervoor 7 €/ MWh in 2017.
Jaarlijkse kost (in miljard €)	11.8	8.9	6.0	Zonder indirecte effecten en aan huidige futures voor gasprijs
Verschil tov behoud 4 GW (in miljard €)	5.9	3.0		

Noot: tabel maakt inschatting van het aandeel van 'trade cost' en 'fuel cost' in de de totale energiekost zoals in Energyville, Energy transition in Belgium choices and final costs, 27/04/2017 op basis van de gemiddelde forecast zoals in Elia Adequacy and Flexibility study voor 2025.

In deze Energyville studie wordt de kost-optimale oplossing voor het land als geheel berekend ('societal cost') voor verschillende scenario's. Het berekenen van de juiste gevolgen daarvan voor de overheidsfinanciën is niet het opzet van deze analyse.

Aannames	import (TWh)	binnenlands productie gas (TWh)	binnenlands productie nucleair (TWh)
plan A		32	30
plan B		18	30
4 GW nucleaire capaciteit		8	26

Tableau 1 : Estimation de l'ordre de grandeur de l'impact financier du coût social à partir de 2025, en millions d'euros.

Références

1. https://www.elia.be/en/news/press-releases/2021/06/20210625_elia-publishes-its-adequacy-and-flexibility-study-for-the-period-2022-2032
2. <https://www.plan.be/publications/publication-2056-nl-fuel-for-the-future-more-molecules-deep-electrification-of-belgium-s-energy-system-by-2050>
3. https://www.elia.be/nl/nieuws/persberichten/2021/11/20211119_elia-group-publishes-roadmap-to-net-zero
4. <https://www.vlaio.be/nl/nieuws/naar-een-koolstofcirculaire-en-co2-arme-vlaamse-industrie>

Auteurs

P. Van de Perre, European Project Manager in chemische industrie

Burgerlijk ingenieur en postgraduaat in de bedrijfseconomie

S. Brine, Ingénieure civile en Mécanique – filière énergie.