

# Nucléaire : stop ou encore ?

Note de Nicolas DUJARDIN (CEG), avec la collaboration de Christophe VERBIST (CEG) 29/09/17

## Résumé analytique

La sortie complète du nucléaire est programmée pour l'année 2025. L'échéance approche à grands pas sans que n'aient été posés les choix stratégiques qui permettront de relever le défi de cette transition énergétique.

Annoncé pour la fin de cette année, le pacte énergétique est sensé la baliser. On sait, déjà, que les arbitrages attendus ne seront pas suffisants pour fournir un cap ambitieux pour les années 2030-2050.

Au point de postposer la sortie du nucléaire décidée en 2003 ? La question est d'autant plus d'actualité que le tax shift du gouvernement fédéral n'a pas permis les gains de compétitivité attendus et que la FEB milite, déjà, pour le maintien de certains réacteurs, en dépit des risques. L'enjeu est pourtant considérable. En 2015, le nucléaire et le gaz fournissaient, respectivement, 38% de la production énergétique belge. La fermeture des 6GW, entre 2022 et 2025, de la filière nucléaire ne peut donc s'envisager sans une planification sérieuse.

Est-elle encore envisageable techniquement, économiquement et environnementalement, cinq ans seulement avant le démantèlement des premières centrales ?

DéFI répond à cette question sans faire l'économie de dresser ses priorités pour un "phasing-out" réussi.

- **Technique.** La sortie programmée du nucléaire à laquelle se substituera, à terme, une part grandissante d'énergie renouvelable constitue, encore et toujours, un scénario réaliste. Il n'en demeure pas moins qu'il faut agir vite et sous la contrainte d'évolutions profondes que sont :
  - une diminution de notre demande énergétique, qui passera, notamment, par l'amélioration des performances énergétiques des logements et bâtiments publics.
  - une transition fossile. L'Allemagne a eu recours au charbon pour compenser la fermeture, en 2011, de huit de ses seize réacteurs. La progression des énergies renouvelables a, depuis 2014, plus que largement compensé le déclin du nucléaire. En Belgique, la filière gazière jouera ce rôle de tampon amené à garantir notre sécurité d'approvisionnement et à réduire notre dépendance, à condition de veiller à sa rentabilité et sa compétitivité aux conditions de marché actuelles.
  - une stratégie d'investissement. Le Bureau Fédéral du Plan estime qu'un montant total de 62 milliards € d'investissement sera nécessaire d'ici 2050, dont une moitié à injecter avant 2030. Un montant à comparer, notamment :
    - ✓ au niveau de subsidiation octroyé dans le cadre de la construction de réacteurs de 3e génération, estimé à 35 milliards € dans le cadre du récent contrat entre le gouvernement britannique et EDF pour la centrale Hinkley Point.
    - ✓ au coût d'opportunité lié à l'absence d'investissement pour intégrer l'offre croissante d'énergie renouvelable.
- **Economie.** A court terme, le maintien, voire l'extension de la capacité de production

nucléaire constitue l'alternative la moins coûteuse. La différence entre le coût de production d'électricité à politique inchangée, soit la sortie programmée du nucléaire, et le scénario d'un maintien de cette capacité est évaluée, au-delà de 2020, à 13%. Le constat n'a rien d'étonnant. Les centrales ont été - et sont toujours - largement subsidiées et sont, à ce jour, largement amorties. Les coûts de production sont aujourd'hui estimés entre 20-30€/MWh, significativement moins que toute autre filière alternative. Des coûts non soutenables à court terme, faute d'avoir, dans le passé, opéré les investissements nécessaires, et qui ne reflètent pas les coûts liés à d'éventuels incidents nucléaires et au traitement des déchets, estimés 3,6 milliards €. Cet avantage comparatif n'est pas amené, quoi qu'il en soit, à perdurer. L'énergie nucléaire doit faire face à la concurrence accrue des énergies renouvelables, qui sont devenues, en quelques années, l'option la meilleure marché pour la production d'électricité. Des contrats récents au Danemark, en Egypte, en Inde, au Mexique, au Pérou et aux Emirats Arabes Unis se sont conclus à 0,05 USD/kWh ou moins, soit 42€/MWh au cours de change USD/€ actuel. Ce différentiel de 13% demeure, néanmoins, problématique pour les entreprises - et spécialement pour les entreprises électro-intensives. Elles sont, en effet, plus sensibles que les particuliers aux évolutions des coûts de production, partant du constat qu'elles souffrent, déjà aujourd'hui, dans une grande majorité de profils de consommation, d'un handicap de compétitivité par rapports aux entreprises européennes voisines. Les mesures d'accompagnement visant au maintien de la compétitivité des entreprises - qui vont jusqu'à une réduction de 90% des coûts de transport et de fiscalité - existent aux Pays-Bas et France. Trois ans après l'annonce dans la déclaration gouvernementale fédérale de l'introduction d'une norme énergétique, il n'y a, pourtant, aucune trace de cet engagement stratégique.

- **Environnement.** Les accords de Paris et la Commission européenne ont balisé la transition énergétique européenne. La stabilisation du réchauffement climatique sous le seuil de 2°C passera par une économie quasiment neutre en 2100. La sortie du nucléaire autorise-t-elle un respect des engagements ? La sortie programmée du nucléaire en 2025 induira, à court terme, une hausse des émissions de gaz à effets de serre (GHG), entre 3% et 11% selon les scénarii, induite par les importations et la hausse de la production électrique à base pétrolière. A l'horizon 2050, ce constat est battu en brèche. Les études belges prévoient une réduction des GHG de l'ordre de 98% dans l'hypothèse d'un scénario sans nucléaire et bas carbone contre 50% dans l'hypothèse d'une production mixte nucléaire/énergies renouvelables. Une différence qui peut s'expliquer, notamment, par l'inertie imposée par le maintien de la filière nucléaire (effet lock-in).

Le phasing-out nucléaire constitue, dès lors, la voie à privilégier, sous réserve d'impulser plusieurs réformes. Il convient, en effet, de mettre en place :

- une politique d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments privés et publics.
- une révision totale de notre politique de subsidiation des énergies renouvelables. Les énergies renouvelables sont arrivées à maturité et deviennent concurrentielles par rapport aux autres filières. Il est temps de supprimer, dès aujourd'hui, toute forme de subsidiation.
- une politique d'investissements, qui devra recourir à l'épargne privée et aux partenariats publics-privés, qui visera, notamment, l'accroissement des interconnexions

de réseaux transfrontalières et des capacités de production thermiques.

- une politique d'accompagnement des entreprises électro-intensives, lesquelles souffrent d'un handicap de compétitivité liés aux coûts de production et aux obligations de service public (fiscalité...).
- un changement du modèle d'affaire, via, notamment, une réduction du nombre de gestionnaires de réseau (intercommunales...) et une modification de la politique tarifaire.

Cette note s'inscrit dans le débat sur le Pacte énergétique et fait suite à une interpellation de l'IEW quant à notre positionnement sur le phasing-out nucléaire prévu pour 2025.

## **A. Le contexte européen**

### **I. Accords de Paris**

- La COP21 a permis de conclure un accord engageant 195 États à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Ledit accord « de Paris » est depuis entré en vigueur le 4 novembre 2016.
- L'ambition finale de l'accord de Paris est que les contributions des États signataires (différentes d'un pays à un autre) permettent de stabiliser le réchauffement climatique dû aux activités humaines « nettement en dessous » de 2°C d'ici à 2100 (par rapport à la température de l'ère préindustrielle) en renforçant les efforts pour atteindre la cible de 1,5°C, soit :
  - les émissions cumulées de GES dues aux activités humaines, dites « anthropiques », devraient être inférieures à 2.900 milliards de tonnes équivalent CO2 entre l'ère préindustrielle et 2100. Sachant que 1.900 milliards de tonnes auraient été déjà émises en 2011, il faudrait limiter les émissions d'ici à 2100 à environ 1.000 milliards de tonnes, soit l'équivalent d'environ 20 ans d'émissions mondiales au rythme actuel.
  - les émissions mondiales baissent de 40% à 70% d'ici à 2050 (par rapport au niveau de 2010) et atteindre une économie quasiment neutre en carbone durant la deuxième partie du XXIe siècle pour limiter le réchauffement climatique à une hausse de température de 2°C à l'horizon 2100. Or, les émissions mondiales continuent actuellement d'augmenter de près de 2% par an depuis 2000.
- Outre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, notons qu'un volet sur l'adaptation aux « dérèglements climatiques » (imputés au réchauffement climatique) a été largement abordé lors de la COP21.

### **II. Commission européenne**

La Commission européenne a dévoilé, le 30 novembre 2016, une réforme du marché de l'énergie qu'elle souhaite voir en place après 2020 : le paquet « Énergie propre pour tous les Européens ».

La proposition de la Commission s'articule autour des propositions suivantes :

- Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments. La proposition fixe un objectif obligatoire d'une amélioration de l'efficacité des bâtiments de 30% à l'échelle européenne en 2030, soit 23% par rapport au niveau de 2005, avec contribution respective pour chaque état.
- Energies renouvelables. La Commission précise comment atteindre l'objectif européen de 27% d'énergie renouvelable à l'horizon 2030.
- En terme de gouvernance, les états membres ont, désormais, l'obligation de fournir un plan intégré national énergie et climat pour la période 2021-2030.

## **B. Les contraintes liées à la consommation d'énergie**

De nombreux problèmes liés à l'évolution énergétique doivent être pris en compte dans les analyses prospectives :

- la disparition progressive des énergies fossiles;
- les aspects géostratégiques (européens) liés au développement rapidement de l'Asie, de l'Amérique latine et centrale, et bientôt de l'Afrique, qui nous forces à diminuer la dépendance trop forte d'importations lointaines (90% en 2015);
- le réchauffement climatique et la pollution;
- le stockage de l'énergie : les énergies renouvelables forcent à trouver des solutions de stockage et de secours car la production n'est pas simultanée avec la consommation;
- La consommation des véhicules en perpétuelle croissance;
- l'épuisement de certains matériaux.

## **C. Contexte belge**

- Notre stratégie énergétique doit intégrer et rencontrer les objectifs et contraintes suivants :
- la sécurité d'approvisionnement sur le long terme,
- la compétitivité des entreprises grandes consommatrices d'énergie,
- l'évolution du prix de l'énergie et sa disponibilité pour tous,
- l'atteinte des objectifs climatiques à l'horizon 2050

- une vision stable et à long terme.

- L'accord de majorité du Gouvernement fédéral prévoit, pour rappel, que: « *Le gouvernement s'engage à garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique, l'abordabilité, et la durabilité de l'énergie à court et à long terme afin qu'il puisse assurer la sortie du nucléaire de la génération actuelle de réacteurs en 2025.* »
- En 2015, le nucléaire et le gaz fournissent, respectivement, 38% de la production énergétique. Le solde de la production est fournie par les énergies renouvelables (+/- 15,8%) et les déchets/biomasse. Cette répartition est inhabituelle. Historiquement, la filière nucléaire fournissait +/- 50% de la production électrique belge. Cette baisse de la "part de marché" du nucléaire dans le mix énergétique productif belge repose sur plusieurs facteurs explicatifs, techniques et sécuritaires, liés au vieillissement des outils de production.
- Cette réduction de l'offre "nucléaire", combinée aux fermetures de centrales gaz-vapeur consécutives à la baisse de rentabilité, a conduit à une diminution de la production globale domestique, soit 65 TWh en 2015, ce qui équivaut à une baisse de 30% par rapport au niveau enregistré en 2010. Cette évolution a conduit à un accroissement des importations. La Belgique est passée d'une position d'exportateur net à une position d'importateur à hauteur de 21 TWh des 85 TWh consommés en 2015, soit approximativement 25% de l'énergie électrique consommée.
- Une sortie complète du nucléaire est programmée entre 2022 et 2025, ce qui correspond à un retrait de puissance de 6GW.
- Le déploiement des énergies renouvelables (RES) demeure globalement dépendant des subsides fédéraux et régionaux (ex : éolien offshore > subsidiation +/- 10 milliards €). Les autres filières de production bénéficient, à ce jour, d'autres mécanismes de soutien moins "visibles" : garantie fédérale aux exploitants nucléaires, réserve stratégique.
- Certaines contraintes non-économiques jouent un rôle conséquent dans le déploiement des RES. L'effet NIMBY a significativement limité le déploiement de l'éolien terrestre. Il existe, en outre, un manque de confiance des consommateurs/investisseurs dans les mécanismes de subsidiation - singulièrement en Wallonie (certificats verts) - et en matière de fiscalité.

- La ventilation de la consommation montre que les entreprises sont les principaux consommateurs d'électricité (45,8% - 2015), devant le secteur tertiaire (26,2%) et le résidentiel (22,7%).
- Un pacte énergétique est annoncé pour la fin de l'année 2017. La complexité institutionnelle belge complique son élaboration. Les compétences énergétiques sont réparties entre les entités fédérales et régionales :
  - le gouvernement fédéral est en charge, entre autres, de la production d'énergie nucléaire, de l'éolien off-shore, de la sécurité d'approvisionnement - ce compris la réserve stratégique, des réseaux de transmission et des unités de stockage.
  - les principales compétences régionales couvrent la production d'énergie renouvelable, l'efficacité énergétique et les réseaux de distribution.
  - La régulation du marché de l'électricité est une compétence conjointe, fédérale et régionale.

#### D. Les évolutions de marché

- **Nucléaire.** Les coûts de production de l'électricité nucléaire sont, à ce jour, estimés entre 20 et 30€/MWh. Ce coût de production ne pourra être maintenu à ce faible niveau à moyen et long terme (voir infra). A moyen terme, le coût de production de l'énergie nucléaire en Belgique pour les réacteurs de 3e génération<sup>1</sup> est estimé, par l'Agence Internationale de l'Energie (IEA), à 79€/MWh selon la méthode LCOE<sup>2</sup>. Cette évaluation apparaît sous-estimée si l'on tient compte des signaux de marché et des évaluations récentes.. Le gouvernement britannique a, en effet, récemment et au terme d'un long processus de négociation, conclu un accord avec EDF pour la construction d'un nouveau réacteur de 3e génération à Hinkley Point. Le contrat garantit un prix fixe pour l'énergie nucléaire produite de 116€/MWh, soit +50% par rapport au prix estimé par l'IEA en Belgique. Le contrat court durant 35 années. En 2017, le prix sur le marché

---

<sup>1</sup> Les réacteurs actuellement en activité en Belgique sont des réacteurs de 2e génération.

<sup>2</sup> LCOE est l'acronyme anglais de *Levelized Cost of Energy*, signifiant « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond au prix complet d'une énergie (l'électricité dans la plupart des cas) sur la durée de vie de l'équipement qui la produit. Pour ce calcul qui intègre à la fois un investissement initial et des coûts de fonctionnement répartis sur une longue période, le recours à la technique d'actualisation est nécessaire. Le LCOE est une estimation économique du coût du système défini par : [l'investissement actualisé + les coûts opérationnels et de maintenance] divisé par [la production électrique (le nombre de kWh) qu'il produira sur toute sa durée de vie].

de l'électricité a atteint un niveau inférieur à 50€/MWh, ce qui conduit à estimer le niveau de subsidiation du réacteur de Hinkley Point à 35 milliards €. Cette évolution confirme la sous-estimation chronique des coûts liés à la construction de nouvelles centrales et l'évolution constante à la hausse des coûts de production de l'électricité nucléaire depuis le milieu des années 60, telle que confirmée par la World Nuclear Association. Ce constat s'explique par la complexité des projets, les contraintes réglementaires, les surcoûts liés aux délais de réalisation et les contraintes sécuritaires, notamment liées au terrorisme. Plusieurs autres études ont mené des évaluations des coûts de production de la nouvelle génération de réacteurs. Elles confirment une nette hausse :

- L'étude Tweed (2014) évalue les coûts des réacteurs des centrales EPR à 106€/MWh.
- L'étude analyse des coûts et des bénéfices socio-économiques du secteur nucléaire et du secteur éolien évaluent, pour sa part, ces coûts de production à 120€/MWh.

Le renouvelable devient clairement l'option la meilleure marché pour la production électrique. Des contrats récents au Danemark, en Egypte, en Inde, au Mexique, au Pérou et aux Emirats Arabes Unis se sont conclus à 0,05 USD/kWh ou moins, soit 42€/MWh au cours de change USD/€ actuel. Ce qui est bien en dessous des coûts équivalents pour des productions fossiles ou nucléaires dans ces pays.

- **RES solaire.** Les coûts de production de l'énergie solaire renouvelable sont en baisse depuis le début des années 2000. Selon les prévisions de l'étude Farmer et Lafond (2016), les coûts de production de l'électricité photovoltaïque, sur base de l'évolution historique des coûts, seront inférieurs aux coûts de production de l'électricité nucléaire entre 2020 et 2025. Le coût de production de l'électricité photovoltaïque est aujourd'hui, en Belgique, inférieur à 100€/MWh pour des installations de type industrielle, soit un coût inférieur au coût de production de l'électricité nucléaire selon l'accord survenu, en Angleterre, dans le cadre de la construction d'une nouvelle centrale à Hinkley.
- **L'éolien off-shore.** Une récente vente aux enchères a été remportée, aux Pays-Bas, sur base d'une offre à 54,5€/MWh. Au Danemark, l'appel d'offres a abouti au prix de

49,9€/MWh, à un prix significativement inférieur aux attentes et aux coûts de production de l'électricité "fossile", qui est estimé par l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) à 78€/MWh pour les unités de production au charbon les plus performantes et 97€/MWh pour les turbines Gaz-Vapeur. Ces prix sont, également, nettement inférieurs aux accords éolien offshore en Belgique qui garantissent un prix supérieur à 110€/MWh aux concessionnaires domaniaux. Le différentiel s'explique, en partie (+/- 30%), par des facteurs techniques, lesquels ne justifient donc seuls les écarts de subsidiation.

Il convient, néanmoins, de préciser que l'intégration des RES induit l'émergence de trois types de coûts supplémentaires : les coûts liés au réseau, les "balancing costs" qui sont les coûts liés au maintien de l'équilibre entre l'offre, plus décentralisée, et la demande, les coûts de back-up et les coûts liés au déperdition induits par la décentralisation des unités de production. Ces coûts sont estimés dans une fourchette comprise entre 9 et 25€/MWh en 2030.

**E. Question #1 : est-il techniquement envisageable de garantir la sortie du nucléaire en 2025 ?**

La réponse à cette question suppose de s'interroger, primo, sur les prévisions de demande en énergie à l'horizon 2050 tenant compte, notamment, de nos engagements internationaux, secundo, sur la part qu'occupera la filière électrique dans le mix énergétique à cette échéance.

En 2015, la demande finale d'énergie s'élevait à 408 TWh/an. En 2050, la demande finale d'énergie doit avoir significativement baissé si l'on s'en réfère aux ambitions de la Commission européenne. Différents travaux, dont ceux réalisés par Climact/VITO, estiment que cette demande finale avoisinera 281 TWh/an, soit une baisse de 31% par rapport au niveau enregistré en 2015.

En 2015, la filière électrique représente 22% du mix énergétique, soit, en moyenne, 90 TWh/an. En 2050, la part de l'électricité dans le mix énergétique aura fortement progressé, quel que soit le scénario envisagé. Cette électrification du mix énergétique suppose, selon les scénarii étudiés, une hausse de l'offre électrique allant de 32% à une multiplication par deux à l'horizon 2050. L'objectif européen de réduction des GHG à l'horizon de 80 à 95% en 2050 par rapport au niveau de 1990 - tel que fixé dans les accords préalables aux accords de Paris - supposerait, dès lors, une décarbonisation quasi-totale de la production électrique.

**La question qui se pose est, maintenant, de savoir si la sortie du nucléaire en 2025 permet de garantir notre sécurité d'approvisionnement électrique dans un contexte de hausse de la demande finale d'électricité ? Et si oui, à quelles conditions ?**

**Le Forum Nucléaire** - sans surprise - ne retient aucun autre scénario que le prolongement des centrales. **Une étude de PWC<sup>3</sup>**, commandée par le Forum Nucléaire, met en avant que la combinaison du nucléaire et du renouvelable dans le mix énergétique belge constitue la seule voie possible pour :

- couvrir la demande de base;
- rencontrer les objectifs conjoints;

---

<sup>3</sup> Forum Nucléaire (2017) - Réussir la transition énergétique

- assurer la sécurité d’approvisionnement globale par des sources compétitives et décarbonées;
- limiter le recours aux autres technologies de production thermiques conventionnelles locales;
- limiter le recours aux importations.

Selon cette étude, ce recours moindre aux importations et à la production nationale thermique conventionnelle aurait pour conséquences de :

- de réduire la dépendance énergétique
- réduire les risques liés à l’approvisionnement en combustibles primaires
- de modifier la position structurelle du pays, d’importateur à exportateur (en 2050).

A contrario, le respect du calendrier de sortie nucléaire conduirait, selon cette étude, à accroître notre dépendance aux unités thermiques classiques et aux importations à hauteur de 37,6% d’une demande appelée estimée à 115,2 TWh.

L’étude de PWC est, selon nous, contestable d’un point de vue scientifique. Les hypothèses de travail retenues supposent, en effet, une croissance très forte de la part du volume produit par les énergies renouvelables entre 2016 et 2050<sup>4</sup> dans le mix énergétique, sans tenir compte des effets induits par le prolongement des centrales nucléaires au-delà de l’échéance prévue.

Parmi ces effets, on retiendra, particulièrement, le risque de “lock-in”. Ce concept se réfère à une situation où les technologies existantes mènent à l’inertie. Le risque de “lock-in” est élevé en Belgique où la tentation est grande de tirer profit d’investissements largement amortis et de technologies existantes et d’empêcher, de la sorte, l’émergence de nouvelles technologies.

Les prix - artificiellement - bas de l’électricité issue de la filière nucléaire risquent, dès lors, de conduire à un sous-investissement structurel dans les filières clés de la transition énergétique (développement de réseau, gestion de la demande, unité de production medium et peak-load).

Le report de ces investissements auront pour conséquence collatérale non-négligeable de restreindre le développement de nouvelles filières énergétiques, et, par ricochet, de restreindre notre expertise, l’emploi et le développement socio-économique. Les pays les plus avancés dans

---

<sup>4</sup> Soit un passage de 15,7% du volume total d’électricité produit actuellement à 44,3% à l’horizon 2030 et à 67,4% à l’horizon 2050, soit un niveau supérieur aux prévisions du BFP.

la transition économique (ex : Danemark) ont, en effet, rapidement développé les compétences et créé des emplois en relation avec l'industrie des énergies renouvelables et les services liés. Une étude commandée par l'administration fédérale de l'environnement a révélé que d'ici 2030, 80.000 emplois supplémentaires<sup>5</sup> pourraient être créés, par rapport à un scénario de politique inchangée. A une époque où les restructurations sont légion dans notre pays, investir dans les secteurs de l'avenir qui créent de l'emploi devrait être une évidence.

### **Nucléaire et RES : la seule voie possible à l'horizon 2050 ?**

La réponse à cette question est clairement : NON, sans que soit esquivée l'épineuse thématique des risques liés à cette politique disruptive.

**Une récente étude d'Elia**<sup>6</sup> pointe que la sortie programmée du nucléaire constitue un scénario réaliste. Les capacités de production thermiques conventionnelles - le gaz pour ce qui concerne notre pays - permettent, en effet, de couvrir le "bloc structurel" domestique, à savoir la capacité de flexibilité nécessaire pour compléter les capacités de production ou de gestion de demande existantes sur le territoire national. La réussite de cette transition est, néanmoins, conditionnée au fait que soient prises, rapidement, les décisions idoines qui permettront le basculement vers un nouveau modèle de production électrique.

**Fabienne Collard**, chargée de recherche économie au CRISP et auteure d'un numéro double du CRISP en 2015 consacré aux énergies renouvelables, estime, pour sa part, que le nucléaire demeure dangereux et la gestion des déchets n'est pas à ce jour maîtrisée (...), ce faisant les énergies renouvelables apparaissent comme une alternative possible même si persistent des difficultés de flexibilité liées aux filières éoliennes et solaires, subsidiées à grands frais et surtout intermittentes alors que l'hydroélectricité, la biomasse, la géothermie n'ont que fort peu de caractère intermittent.

Tous les scénarii de l'étude de **Climact/VITO** témoignent, eux aussi, de la faisabilité technique d'une sortie du nucléaire en 2025 et d'une substitution, partielle ou totale, par les RES, non sans préciser les conditions et implications de cette option :

---

<sup>5</sup> Étude réalisée par CLIMACT, le Bureau fédéral du plan, Oxford Economics et le prof. Bréchet (UCL), visant à mesurer les impacts macro-économiques de la transition bas carbone sur l'emploi, la compétitivité et les co-bénéfices que ces scénarios sont susceptibles de générer:

[http://www.climat.be/2050/files/7114/7637/3604/macro\\_low\\_carbon\\_FR.pdf](http://www.climat.be/2050/files/7114/7637/3604/macro_low_carbon_FR.pdf)

<sup>6</sup> Elia (2016) - Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système belge - période 2017-2027.

- **une nécessaire diminution de la demande en énergie**, via notamment une amélioration des performances énergétiques des logements et bâtiments publics. La demande d'énergie primaire<sup>7</sup> devrait passer en 2030, en Belgique, en dessous de 32,5 Mtep. Elle était, en 2015, d'environ 54 Mtep<sup>8</sup>, dont 90% devait importée.
- **une nécessaire transition fossile**. Si la réduction de la consommation d'énergie issue de combustibles fossiles doit diminuer, voire disparaître (scénario d'une décarbonisation totale de la production électrique), à l'horizon 2050, la sortie du nucléaire impose, d'ores et déjà aujourd'hui, d'investir, notamment, dans de nouvelles centrales au gaz pour faire la transition entre cette ère nucléaire et cette ère 100% renouvelable qui s'annonce<sup>9</sup> <sup>10</sup>. Il convient, à cet égard, de souligner que le bloc structurel actuel est principalement composé d'unités de production gaz parmi lesquelles plusieurs seront en fin de cycle de vie en 2027. En outre, la filière gazière belge de production d'électricité n'est plus suffisamment rentable et compétitive aux conditions de marchés actuelles. Elle ne pourra subsister en comparaison des coûts de production de la filière charbon et des filières gazières en provenance des pays voisins. La sortie de nucléaire équivaldrait, si aucune mesure n'est prise, à une hausse significative de nos importations. Elia estime que la Belgique pourrait être amenée à importer jusqu'à 40 TWh, soit plus d'un tiers de notre consommation annuelle si l'on se réfère aux évaluations de l'étude Climact 2017, conforme aux prévisions de l'étude PWC (voir supra).
- **l'augmentation considérable du recours aux sources d'énergie intermittentes<sup>11</sup>**, impliquant une forte interconnexion, des mesures d'appoint et le développement de la gestion de demande. L'étude Climact/VITO montre que la part des sources d'énergie intermittentes varie entre 43% et 59% selon le scénario retenu<sup>12</sup>.

---

<sup>7</sup> Energie primaire : une source d'énergie primaire est une forme d'énergie disponible dans la nature avant toute transformation.

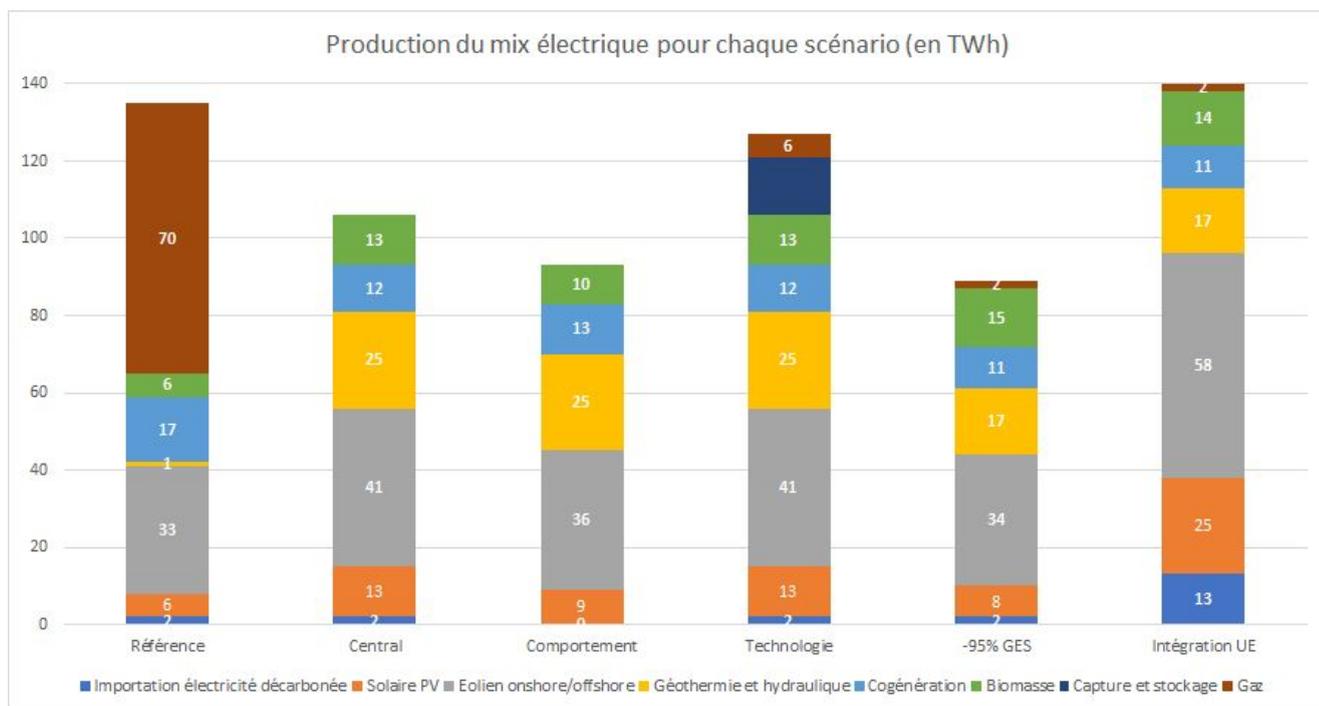
<sup>8</sup> Mtep = 11,6 TWh = 1.160.000.000 m<sup>3</sup> de gaz.

<sup>9</sup> Damien Ernst (Prof. ULg) - interview radio 7/08/2017

<sup>10</sup> Fabienne Collard (CRISP) - Elle prône le développement de *centrales thermiques à cycle combiné appelées centrales turbine-gaz-vapeur (TGV) alimentées au gaz naturel*, émettant la moitié des émissions de CO<sub>2</sub> des centrales au charbon de dernière génération de puissance similaire et disposant d'une flexibilité importante car cette flexibilité est nécessaire à l'intégration de plus de renouvelable dans le mix énergétique, afin d'assurer l'intégration du renouvelable au réseau électrique qui fonctionne en permanence à flux tendu (l'offre doit correspondre à la demande)

<sup>11</sup> Les sources d'énergie intermittentes sont les sources de production d'énergie renouvelable qui ne sont pas disponibles en permanence et dont la disponibilité varie fortement sans possibilité de contrôle. Sont visées, principalement, les énergies renouvelables issues des filières éolien et photovoltaïque.

<sup>12</sup> En se rappelant que le scénario de référence ne peut être retenu tenant compte de l'évolution de nos engagements internationaux.



- **l'implémentation de dépenses d'investissements supplémentaires précoces**, compensées, néanmoins, par des dépenses réduites en combustibles et donc financés par des économies ultérieures. Le Bureau du Plan estime que d'ici 2050, il faudra prévoir chaque année - depuis 2015 - une capacité de production additionnelle d'environ 1.250 MW en moyenne et durant la période critique 2020-2025 (durant laquelle la majeure partie du parc nucléaire sera démantelée ) un potentiel de production de pas moins de 5.000 MW disparaîtra à ce moment : en termes monétaires, ces investissements à réaliser d'ici 2050 représenteront un montant total de 62 milliards d'euros , dont une moitié à injecter avant 2030 et l'autre moitié entre 2030 et 2050<sup>13</sup>. Cette estimation est corroborée par une étude du bureau d'études 3E<sup>14</sup> selon laquelle il faudra 36,4 milliards d'euros d'investissements pour atteindre une proportion de 58% d'énergies renouvelables d'ici 2030. Plus globalement, les résultats des simulations<sup>15</sup> montrent qu'en Belgique 300 à 400

<sup>13</sup> A titre de comparaison, l'EPR de Flamanville - nucléaire de nouvelle génération - a déjà coûté 10 milliards d'euros sans avoir livré le premier kWh. Sachant qu'il faudrait, a minima, quatre nouvelles centrales de cette envergure pour remplacer nos capacités de production nucléaires actuelles, les investissements nécessaires excèderaient 40 milliards d'euros pour la seule filière nucléaire (voir notamment section viabilité économique de la transition bas carbone).

<sup>14</sup> Our Energy Future 2016. A la demande de BBL, IEW, WWF et Greenpeace.  
[https://www.bondbeterleefmilieu.be/sites/default/files/files/gp\\_energyreport\\_2016\\_nl06.pdf](https://www.bondbeterleefmilieu.be/sites/default/files/files/gp_energyreport_2016_nl06.pdf)

<sup>15</sup> Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 - Vito/ICEDD/BFP (2013)

milliards d'euros d'investissements doivent être réalisés d'ici 2050 si l'on veut évoluer vers un système énergétique fondé exclusivement sur les énergies renouvelables<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> Le coût du système énergétique correspond à la somme de toutes les dépenses énergétiques inhérentes à la production et la consommation d'énergie.

## **F. Question #2 : est-il économiquement raisonnable de sortir du nucléaire en 2025 ?**

**La principale question tient, bien évidemment, à déterminer si l'évolution des coûts de production et de distribution dans l'hypothèse du respect du calendrier de sortie du nucléaire ne risquent pas, à court et long terme, de pénaliser la compétitivité prix des - grandes - entreprises belges dans un contexte d'ouverture croissante de notre économie.**

**L'analyse des coûts de production** a été, partiellement posée dans le cadre des évolutions de marché du secteur électrique (voir supra). Elle confirme la tendance à la baisse des coûts de production SER - selon les prix LCOE - et la capacité de ces sources d'énergie à concurrencer, plus rapidement qu'attendu, les filières de production classiques.

Il convient, néanmoins, de positionner l'analyse dans une perspective de court et moyen terme, qui intègre, notamment, le fait que des investissements conséquents seront nécessaires, le cas échéant, pour garantir, voire accroître, notre production électrique d'origine nucléaire.

**A court terme**, Il apparaît évident que le maintien et l'extension de la capacité de production nucléaire constitue l'alternative la moins coûteuse si l'on s'en réfère à l'évaluation des seuls coûts de production. Ces unités de production ont été, dans le passé, largement subsidiés et sont, à ce jour, largement amorties, sachant, en outre, que le combustible nucléaire se révèle moins onéreux que les carburants fossiles. Les coûts de production actuels sont estimés dans une fourchette entre 20-30€/MWh, significativement moins que toute autre filière alternative.

Le prolongement des centrales constitue, donc, une solution idoine, à court terme, pour favoriser la compétitivité des - grandes - entreprises, qui souffrent, selon une récente étude Febeliec<sup>17</sup>, d'un handicap concurrentiel vis-à-vis des pays voisins<sup>18</sup>.

**Ce constat est confirmé au travers de l'étude Energyville<sup>19</sup>**. Il convient, néanmoins, d'apporter quelques nuances de taille, dans une perspective de long terme, aux diverses conclusions :

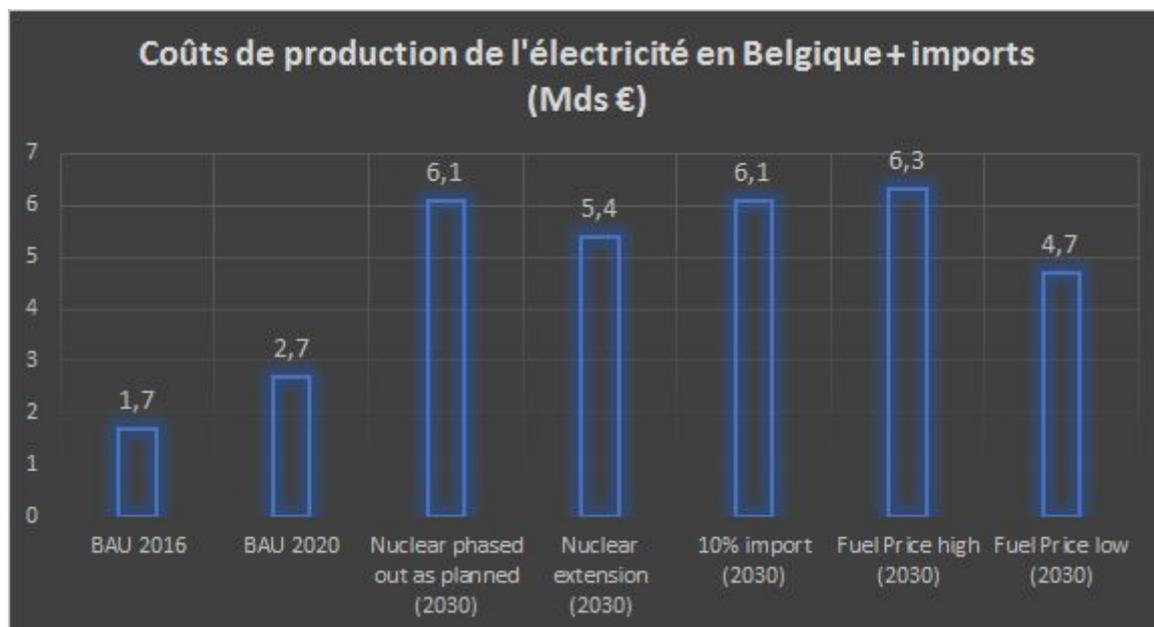
---

<sup>17</sup> Febeliec (2017) - Benchmarking Study of Electricity Prices between Belgium and neighboring countries

<sup>18</sup> Le surcoût peut atteindre jusqu'à 40% selon la taille et le profil de consommation des entreprises. Un niveau susceptible d'orienter les investissements vers l'étranger.

<sup>19</sup> Energyville/Febeliec (2017) : Energy Transition in Belgium

- Les coûts de production d'électricité en Belgique ne sont pas soutenables à court terme (2020). Cette situation reflète un sous-investissement chronique dans les capacités de production et sous-tend l'hypothèse d'une indispensable et significative hausse des investissements dans les outils de production;
- A scénario inchangé, les coûts de production d'électricité de notre mix énergétique devraient augmenter de 57% d'ici à 2020 - de 1,7 à 2,7 Mds€ - et évolueraient selon un facteur 2,5 à 3 selon le scénario envisagé (voir graphique ci-dessous) à l'horizon 2030. En 2020 déjà, le coût de production d'électricité nucléaire avoisinerait, 47€/MWh, soit un niveau très proche du coût de production enregistré courant 2017 pour l'énergie éolienne offshore<sup>20</sup>;



- A l'horizon 2030, le différentiel entre le coût de production d'électricité à politique inchangée (scénario "Nuclear phase out as planned") et le scénario d'un maintien - couplée à une extension - de la capacité nucléaire est évaluée à 13%. Le différentiel se révèle, donc, très faible mais, néanmoins, suffisant pour justifier l'inquiétude des - grandes - entreprises belges, lesquelles sont plus sensibles que

<sup>20</sup> Pour rappel, il convient d'ajouter au coût de production RES les coûts de réseau supplémentaires destinés à pallier l'intermittence et intégrant les coûts de déperdition, estimés entre 9 et 25€/MWh, mais desquels il faut soustraire, primo, les coûts de "lock-in" (voir supra) et les coûts destinés à adapter le réseau aux modèles d'offre d'aujourd'hui. Ces éléments confirment la dynamique d'un basculement rapide du marché de l'électricité vers un modèle axé sur les énergies renouvelables

les particuliers à une évolution des coûts de production et partant du constat qu'elles souffrent, aujourd'hui un peu moins qu'hier et dans une grande majorité de configuration de consommation<sup>21</sup>, d'un handicap de compétitivité par rapport aux entreprises implantées dans les pays voisins. Il convient, en outre, de rappeler que l'analyse menée suppose le prolongement d'exploitation des capacités de production nucléaire au-delà de 2025 et non l'hypothèse de construction d'une nouvelle centrale nucléaire, laquelle induirait une inflexion forte à la hausse du différentiel de coûts<sup>22</sup>. Ce scénario paraît, peu probable, à l'horizon 2030 mais verrait sa probabilité de survenance s'accroître au-delà de cette échéance.

- Les scénarii ne tiennent pas en compte :
  - **P'émergence d'éventuels incidents.** Les dernières années ont montré que les outils de production de la filière nucléaire présentent peu de fiabilité. La fermeture temporaire des centrales ne peut être écartée, ce qui aurait pour conséquence une hausse des prix de production et une dépendance plus forte aux importations.
  - **les coûts liés au traitement des déchets nucléaires et le risque d'accident nucléaire majeur.** Les déchets nucléaires de type B&C - les déchets de type C sont les plus problématiques et représentent 4.500 m<sup>3</sup> de déchets, ce qui est peu au regard de l'énergie produite - devraient, en toute logique, être stockés à Ypres en sous-sol (200 m de profondeur). Le gouvernement fédéral est en charge de cette question. Les coûts d'enfouissement sont estimés à 3.2 milliards €, auxquels s'ajoutent des coûts de recherche et développement estimés à 360 millions €.

Outre les coûts de production, l'analyse d'impact macroéconomique du renoncement à la filière nucléaire à l'horizon 2025 **suppose que l'on interroge l'autre versant du coût de l'électricité, à savoir les coûts de distribution.** L'handicap de compétitivité - qui peut atteindre 40% - des entreprises belges en comparaison des pays voisins ne trouve pas, en effet, majoritairement son

---

<sup>21</sup> Benchmarking Study of Electricity Prices between Belgium and neighboring - Deloitte (2017)

<sup>22</sup> Pour rappel, les coûts de production d'électricité d'origine nucléaire ne cessent, historiquement, de croître. Les estimations de l'association nucléaire mondiale montrent que ce coût a triplé entre 1960 et 2010. Les accords intervenus à Hinkley témoignent de cette tendance haussière. Le prix fixe de l'accord atteint 116€/MWh, soit un niveau équivalent - et jugé nettement excessif - aux accords conclus, en Belgique, entre les concessionnaires de parcs éolien offshore et l'état belges.

origine dans le coût de production mais dans les coûts de transport et de distribution. Les coûts de production ne comptent, en effet, que pour une part, tantôt minoritaire, tantôt majoritaire en fonction des profils de consommateurs, des prix de l'électricité. Pour les particuliers, les autres coûts (taxes, coûts de distribution, coûts de réseau...) représentent près deux tiers de la facture finale<sup>23</sup>. Ce taux peut atteindre 40% pour les PME et 18% pour les grandes entreprises énergétiquement intensives<sup>24</sup>.

**L'analyse montre que les marges de manoeuvre existent pour maintenir la compétitivité des entreprises consommation a minima 100 GWh et, dès lors, compenser l'éventuelle hausse des coûts de production et de distribution inhérents à la sortie du nucléaire.**

Les mesures d'accompagnement visant à garantir la compétitivité des entreprises pourraient, notamment, viser à accorder des réductions sur les coûts de distribution, de transport et la fiscalité. Les pays voisins (Pays-Bas, France) accordent ce type d'avantages, allant jusqu'à une réduction de 90% dans certains cas<sup>25</sup>.

Quant au volet fiscal, l'analyse témoigne de la charge fiscale que représentent les certificats verts en Wallonie. Un allègement permettrait de réduire le coût au MWh de près de 13€ pour les PME<sup>26</sup> énergétiquement intensive (pour un prix de l'énergie de 70€/MWh).

La réflexion doit, également, porter à brève échéance sur d'autres paramètres constitutifs des coûts de distribution, à savoir, notamment, la politique dividendaire et la fiscalité.

Le coût de distribution dépasse, par exemple, à coût comparable (y compris l'impôt et les obligations de service public liées au monopole), 28% de la facture client résidentiel alors qu'il avoisine 24% en France, un pays où la densité de réseau est plus faible et est donc moins rentable. Une part du différentiel s'explique, notamment, par la politique dividendaire des GRD à l'endroit de leurs actionnaires.

---

<sup>23</sup> Par exemple, le prix moyen facturé aux ménages a oscillé, ces dernières années, aux alentours de 220€/MWh

<sup>24</sup> Calculs sur base des données de l'étude Benchmarking Study of Electricity Prices between Belgium and neighboring - Deloitte (2017)

<sup>25</sup>

[https://www.rtf.be/info/economie/detail\\_electricite-illusoire-de-penser-que-les-entreprises-peuvent-continuer-avec-de-tels-prix?id=9588674](https://www.rtf.be/info/economie/detail_electricite-illusoire-de-penser-que-les-entreprises-peuvent-continuer-avec-de-tels-prix?id=9588674)

<sup>26</sup> Dans un scénario Baseload.

D'autres études nationales, européennes et mondiales prouvent qu'il est économiquement et techniquement possible d'assurer 100 % de l'approvisionnement en énergie à partir d'énergies renouvelables d'ici 2050<sup>27</sup>.

Dans une perspective de long terme, **une récente étude de l'ADEME** sur la faisabilité et le coût d'une transition, en France, vers une production d'électricité 100% renouvelable - un pays fortement dépendant du nucléaire -, montre qu'une évolution du taux de pénétration des RES de 8% à 100% n'est pas plus onéreuse qu'une évolution du taux de pénétration de 8% à 40%. Les conclusions de l'étude sont largement transposables à la Belgique et laissent, de facto, entendre que la sortie programmée du nucléaire en 2025, qui selon l'étude PWC induit une hausse significative des RES dans le mix énergétique pour atteindre les engagements internationaux, constitue un scénario économique viable.

**D'un point de vue macroéconomique, l'analyse coûts-bénéfices du Bureau Fédéral du Plan**<sup>28</sup> affine, en outre, l'évaluation des impacts "indirects" d'une transition bas carbone exempte de la filière nucléaire.

L'analyse révèle qu'un bloc structurel décentralisé, à savoir constitué, à la fois, de capacités de production renouvelables (smart-grid notamment) et de centrales au gaz naturel, génère des effets positifs en termes de surplus du producteur, d'émissions de CO2, d'emploi et de déficit commercial énergétique. Les créations d'emplois sont dues aux plus fortes intensités de main-d'oeuvre des technologies renouvelables, tandis que la réduction du déficit commercial énergétique a pour origine la baisse des importations de gaz naturel.

### **2040, une date au hasard ? Pas vraiment...**

Il convient, in fine, de garder à l'esprit **le programme du déploiement des technologies nucléaires à moyen terme**. Plusieurs scénarii font, aujourd'hui, état d'un prolongement des centrales nucléaires au-delà de 2025, avec pour perspective d'une sortie reprogrammée en 2040. Cette échéance n'est pas anodine, sachant qu'une éventuelle prolongation de la filière

<sup>27</sup> <http://www.greenpeace.org/international/en/press/releases/2015/100-Renewable-Energy-for-All1/>  
<http://www.roadmap2050.eu/>

<http://www.plan.be/publications/publication-1191-fr-towards+100pct+renewable+energy+in+belgium+by+2050>

<sup>28</sup> BFP (02/207) - Cost-benefit analysis of a selection of policy scenarios on an adequate future Belgian power system - Economic insights on different capacity portfolio and import scenarios

nucléaire belge induirait, avec une quasi-certitude, un remplacement des anciennes centrales au profit des nouveaux outils.

La décennie 2040/2050 sera, en effet, celle de l'émergence des réacteurs de 4e génération, amenés à bousculer les modes de production nucléaires "traditionnels". Cette programmation n'est pas simplement dictée par les avancées de la R&D mais est dépendante des ressources en uranium à haute teneur. Vers la fin du XXIe siècle, les ressources conventionnelles en uranium connues à ce jour pourraient être épuisées. D'après les prévisions, le marché de l'uranium pourrait commencer à se tendre vers le milieu du siècle. D'où la mobilisation de nombreux pays sur ces réacteurs « surgénérateurs » qui constituent une réponse définitive vis-à-vis de ce risque de pénurie.

Le prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires au-delà de 2025 risquerait, dans ce contexte et dans l'hypothèse réaliste de "lock-in", de rendre notre pays captif aux modes de production nucléaire, ce même si les coûts de production excèdent les coûts de production de certains RES.

### **G. Question #3 : la sortie du nucléaire en 2025 est-elle conciliable avec nos engagements internationaux ?**

A ce jour, le secteur énergétique électrique représente, en Belgique, 10% des émissions de gaz à effet de serre (GHG<sup>29</sup>). Le respect de nos engagements dépasse, dès lors, largement la seule problématique énergétique. Il suppose une réduction sévère de la demande d'énergie et une efficacité énergétique accrue, qui reste l'une des clés principales d'une décarbonisation réussie à condition d'être encadrée de manière judicieuse.

La part croissante de la filière électrique dans le mix énergétique belge - et mondial - implique, néanmoins, une décarbonisation croissante de la filière, voire totale, à l'horizon 2050.

**Il convient d'estimer, dans cette section, si la sortie du nucléaire permet de rencontrer les conditions nécessaires à cette décarbonisation de grande ampleur.**

La sortie programmée du nucléaire en 2025 induira, **à court terme**, une hausse de la capacité de production électrique à base pétrolière, elle-même synonyme d'une augmentation des émissions GHG, et une hausse des importations.

**L'étude Climact<sup>30</sup> (2016)** confirme que le phasing-out induira une hausse globale des émissions de GHG comprise entre 3% et 11% sur la seule période 2022-2025<sup>31</sup>.

**La hausse des 11%** de GHG constitue l'hypothèse la plus pessimiste, issue du scénario de référence de l'étude présenté comme une continuation du modèle actuel en cohérence avec la rencontre des objectifs 2020 du paquet climat-énergie européen. Cette hypothèse ne peut plus, aujourd'hui, être considérée comme réaliste eu égard aux engagements européens de réductions des GHG.

**Le plafonnement de la hausse à 3%** suppose une sortie du nucléaire à l'horizon 2025 à laquelle se substitue une hausse de la production électrique gazière et de la production au départ des énergies renouvelables (RES). Ce scénario, baptisé **“Core Low Carbone”** ou **“Central”**,

---

<sup>29</sup> Données Febeg et SPF Environnement (2015)

<sup>30</sup> Macroeconomic impacts of the low carbon transition in Belgium - [http://www.klimaat.be/files/9614/8006/1207/macro\\_low\\_carbon\\_report\\_FINAL.pdf](http://www.klimaat.be/files/9614/8006/1207/macro_low_carbon_report_FINAL.pdf)

<sup>31</sup> Il est important de noter que chacun des scénarii ont envisagé des niveaux d'activité industrielle similaires à une situation "business as usual". Autrement dit, aucun des scénarii ne suppose que la production industrielle puisse être utilisée comme un levier pour réduire les émissions du secteur industriel. Au contraire, l'analyse tend à indiquer que la transition est compatible avec une croissance industrielle.

doit être considéré comme un scénario moyen avec un niveau d'ambition élevé. Ce scénario suppose, outre la sortie du nucléaire, une taxe carbone et une série d'autres mesures sectorielles en matière de lutte contre le réchauffement climatique (transport, efficacité énergétique, industrie, agriculture).

**A court et moyen terme**, la prolongation de la durée de vie de la filière nucléaire belge devrait, donc, faciliter le respect des engagements internationaux en matière de lutte contre le réchauffement climatique. C'est ce que confirme **l'étude PWC du Forum Nucléaire**. Selon cette étude, le mix combinant renouvelable et nucléaire est le seul scénario étudié permettant une limitation maximale des émissions en 2030. L'augmentation de la part du renouvelable dans le mix énergétique ne permet pas, à cette échéance, d'améliorer le bilan carbone dans l'hypothèse de la sortie programmée du nucléaire.

Un constat battu en brèche en 2050. Les résultats entre l'étude PWC et Climact (2016) divergent, à cet horizon. Le scénario central ("Core Low Carbon") de l'étude Climact/VITO prévoit une réduction des émissions GHG dans le secteur énergétique bien plus forte que celle estimée dans l'hypothèse d'une prolongation des centrales.

Les émissions GHG en provenance du secteur énergétique devraient, en effet, être proches de 0 MtCO<sub>2</sub>, soit une baisse de 98% des émissions par rapport au niveau de 1990, soit encore une décarbonisation du secteur énergétique.

En comparaison, l'étude PWC évalue la baisse des émissions GHG à 50% à l'horizon 2050 selon le scénario de production mixte nucléaire/énergie renouvelable.

L'étude Climact (2016) témoigne, donc, du fait qu'il est envisageable de soutenir une croissance du PIB tout en rencontrant des objectifs ambitieux de réduction d'émissions GHG, ce à la condition d'opérer des transformations économiques et sociales profondes qui verront, notamment, les ménages et les entreprises investir leurs revenus dans l'efficacité énergétique et les infrastructures bas-carbone en lieu et place d'une consommation peu raisonnée de l'énergie.

## **H. Les mesures à adopter**

Dans pareil contexte, en termes de mesures, il convient, dès lors, de prévoir :

- ✓ **l'instauration d'une taxe carbone** et la mise en oeuvre de mesures soutien, temporaires, favorables à la filière gazière, au travers, notamment, d'une adaptation de la fiscalité automobile. Parallèlement, il convient de démarrer une politique plus favorable aux véhicules hybrides, électriques et autonomes pour la grande majorité du parc privé et pour les transport.
- ✓ une **politique d'amélioration de la performance énergétique** des bâtiments privés et publics. Cette politique a l'avantage d'opérer une répartition équitable des charges et profits financiers de la transition entre tous les acteurs (ménages, PME, grandes entreprises, etc.) qui doit garantir à cette transition un vaste soutien sociétal. Il faut, pour ce faire, accélérer la réalisation du cadastre énergétique;
- ✓ le **développement des techniques de gestion de la demande**, secteur dans lequel la Belgique a développé une expertise certaine;
- ✓ une révision complète de la **politique de subsidiation** accompagnée d'une plus grande transparence;
- ✓ le développement des **solutions de stockages diversifiées**, qui induit, notamment, la création de nouvelles solutions réseau (smart grid);
- ✓ le développement des investissements, notamment pour accroître les **interconnexions de réseau et des liaisons inter-frontalières**, ce qui implique de légiférer en la matière. Cela suppose, également, un cadre juridique et réglementaire stable et favorable sera nécessaire pour faciliter de tels investissements.;
- ✓ la mise en réseau des opérateurs actifs dans la numérisation, l'innovation et le secteur énergie;

- ✓ Au niveau européen, il convient de revoir le traité de Lisbonne et de développer une **politique européenne de l'énergie** en installant du stockage indirect<sup>32</sup> ou par génération d'hydrogène, voire une méthanisation de l'énergie produite.
- ✓ un **changement de modèle d'affaire du secteur électrique**, principalement matière de distribution et spécifiquement en Wallonie. Une évolution du système électrique est, en effet, indispensable, au profit des modèles d'auto-consommation collectifs, tant dans les zones d'activités économiques qu'à l'échelle des entités résidentielles et collectives locales. Les conditions technologiques nécessaires à ce déploiement concernent le réseau et les systèmes de comptage intelligent dans un contexte réglementaire qu'il convient de réviser totalement pour, notamment, contraindre les gestionnaires de réseau à catalyser les projet d'autoconsommation et de micro-réseaux intelligents.

Parallèlement, cette stratégie impose de :

- réviser la politique tarifaire et de l'orienter vers des tarifs capacitaires;
- développer et structurer la recherche et développement en matière de réseaux intelligents;
- de favoriser la collaboration - technique et opérationnelle - entre les pouvoirs locaux et les gestionnaires de réseau en vue de développer les smart grid en micro-réseaux.
- prévoir des incitants pour les gestionnaires de réseaux lorsqu'ils investissent dans les techniques innovantes plutôt qu'un renforcement systématique des infrastructures;
- de mettre en oeuvre des projets démonstrateurs significatifs et duplicables à l'échelle de territoires intelligents;

---

<sup>32</sup> Les lois de la physique empêchent de stocker directement l'énergie électrique (comme on stocke le pétrole, le gaz, le charbon, l'eau), mais on peut la transformer en d'autres formes d'énergie potentielles stockables : mécanique, électrochimique, thermique, etc., par des conversions dont certaines sont réversibles (c'est-à-dire capables, par transformation inverse, de recréer de l'énergie électrique). Citons en particulier la conversion réciproque énergie mécanique / énergie électrique; elle est toujours à l'origine de la production d'énergie dans les centrales hydrauliques. Citons aussi les conversions électrochimiques de charges et de décharges dans les batteries électrochimiques. Du fait de cette possibilité de réversibilité de conversion on peut stocker indirectement de l'énergie électrique que l'on utilise quand on en a besoin (au rendement près des deux conversions successives et éventuellement en-deçà d'une limite en nombre de cycles de conversions/reconversions possibles, dans les batteries).

- de structurer la filière économique “réseaux intelligents” et d’accompagner les entreprises dans le développement de leurs activités (identification des modèles économiques, ingénierie financière) ;
- adapter le réseau de formation professionnelle aux technologies “réseaux intelligents” et dans le domaine de l’efficacité énergétique.

### **En conclusion,**

cette note de synthèse aboutit à la conclusion que le prolongement des centrales nucléaires au-delà de 2025 ne constitue pas la seule voie envisageable. Le phasing-out permettra de rencontrer nos engagements internationaux - qu’il convient encore de fixer à l’horizon 2030 - et de garantir la compétitivité de nos entreprises, en particulier les plus grandes, sans restreindre notre sécurité d’approvisionnement.

La réussite de cet enjeu société implique, néanmoins, de mesures structurelles transversales fortes qui impliqueront tant le niveau fédéral que les entités fédérées, amenés, irrémédiablement, à accroître fortement leur coopération, sous peine d’un échec patent. Outre ces réformes structurelles, il apparaît plus qu’évident, désormais, que la question centrale entourant la sortie du nucléaire n’est plus de connaître notre disposition à payer pour se passer, à terme, du nucléaire mais de modaliser la linéarité du phasing-out et de pondérer la charge intergénérationnelle de l’enjeu énergétique et climatique.