

Questions et réflexions en réponse à la

Consultation publique sur les scénarios des Plans Fédéraux de Développement à 10 ans pour les réseaux de transport d'électricité et d'hydrogène

Septembre 2025

Contacts : Marion Bouchat, Conseillère – mbouchat@edora.be, 0488/30.31.63
Eric Monami, Conseiller – emonami@edora.be, 0478/300.867

EDORA est la fédération des entreprises actives dans les énergies renouvelables. Nous regroupons l'ensemble des acteurs économiques développant des produits et services innovants tournés vers la transition énergétique, l'intégration des renouvelables et la gestion durable de l'énergie dans les bâtiments.

Nos interventions visent à soutenir un développement renouvelable ambitieux, équilibré, intégré et de qualité, ainsi que la poursuite d'un triple optimum – socio-économique, énergétique et environnemental – afin que les énergies renouvelables contribuent efficacement à l'indépendance énergétique et à la prospérité économique.

Nos remarques suivent la structure du document général détaillant le contexte, les méthodologies, les hypothèses clés et les valeurs (ou « Consultation Report »).

1. Section 1.4 : Scenario development

Section 1.4.1 : Demand scenarios

Pour EDORA, la planification des infrastructures de transport d'énergie devrait être menée de manière à permettre à la Belgique d'atteindre les objectifs et de satisfaire aux obligations découlant de la législation européenne en matière de transition énergétique, comme annoncé dans l'introduction de cette section.

Nous souhaitons rappeler à cet égard qu'un des objectifs de la directive (UE) 2024/1275 (PEB4) est « la décarbonation du chauffage et du refroidissement, y compris au moyen des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, et la suppression progressive des combustibles fossiles dans le secteur du chauffage et du refroidissement, en vue d'une élimination complète des chaudières à combustibles fossiles d'ici à 2040 » (« indicateur obligatoire » des futurs plans de rénovation des bâtiments prévus à l'article 3, tels que décrits à l'annexe II).

Il ne nous semble certes pas déraisonnable d'imaginer un retard d'une dizaine d'année dans l'atteinte de cet objectif, ce qui nous conduirait déjà à une décarbonation complète du chauffage des bâtiments d'ici à 2050. Etant donné les besoins considérables en gaz renouvelables des secteurs les plus difficiles à électrifier, il ne nous semble par contre pas pertinent d'anticiper un maintien de chaudières au gaz dans le secteur du bâtiment à l'horizon 2050.

Il nous semble par ailleurs que le transport terrestre de marchandises sera presque entièrement électrifié bien avant 2050 (voir plus loin).

Le scénario « MOL » étant en totale contradiction, non seulement avec les obligations européennes et internationales de notre pays, mais également avec les évolutions attendues de « l'état de l'art » en matière d'électrification des usages, nous n'en voyons pas l'intérêt.

Le scénario « ELEC » devrait quant à lui notamment tenir compte de l'étude « *Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE)* » de l'IEA¹, selon laquelle les pays développés devraient viser une production d'électricité décarbonée à l'horizon 2035.

Enfin, dans la mesure où l'efficacité énergétique et la réduction de la demande d'énergie sont des piliers fondamentaux de la transition énergétique, dès lors qu'elles facilitent l'intégration et la montée en puissance relative des énergies renouvelables dans le mix énergétique et réduisent la pression sur les réseaux, nous estimons qu'il serait effectivement utile de prévoir un scénario ou une variante « SUF » misant à l'avenir sur davantage de sobriété. Mais plutôt que de compter sur une évolution radicale des mentalités pour y arriver, nous proposons de construire celui-ci sur des hypothèses explicites en matière de prix et de fiscalité des énergies, en supposant par exemple :

- la suppression effective de toute subvention ou abattement fiscal en faveur des énergies fossiles², y compris en leur trouvant des alternatives plus vertueuses que les tarifs sociaux et autres chèques gaz/chèques mazout, pour les ménages précarisés,
- une évolution à la hausse significative et rapide du prix d'équilibre du carbone dans le cadre de la mise en œuvre de l'ETS-2,
- la disparition prochaine des avantages fiscaux octroyés aux voitures de société, quelle que soit leur motorisation³,

¹ <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze>.

² Estimées, rien que pour les subventions directes, à 13,3 milliards d'euros en 2022 selon le dernier inventaire fédéral (2025) : <https://climat.be/actualites/2025/4e-inventaire-federal-des-subventions-aux-energies-fossiles>.

³ Environ 4 milliards en 2024, selon la même étude.

- la mise en œuvre d'un « tax shift » entre électricité et énergies fossiles, essentiellement par un relèvement de la fiscalité sur ces dernières, plutôt que via un allègement de la fiscalité sur l'électricité.

2. Section 1.5 : Data for other countries

Il nous semble que la façon dont l'importation d'électricité sera prise en compte dans les simulations n'est pas claire (quoiqu'il en soit des scénarios en cours d'élaboration dans les pays voisins).

3. Section 2.4 : Residential demand

S'agissant du taux de rénovation, les deux valeurs retenues nous semblent cohérentes avec l'objectif poursuivi (de 3% par an), d'une part, et avec une vision moins optimiste mais néanmoins ambitieuse (au regard de la situation actuelle), d'autre part. Il nous semblerait par contre plus logique d'attribuer au scénario « ELEC » le paramètre le plus optimiste et au scénario « BASE », l'hypothèse la plus pessimiste. Comme indiqué précédemment, le scénario « MOL » ne nous semble pas pertinent.

Concernant l'évolution des techniques de chauffage, nous renvoyons à nos précédents commentaires à ce sujet, en section 1.4.1.

4. Section 2.5 : Tertiary demand

Les hypothèses simplificatrices retenues en matière de demande tertiaire nous semblent acceptables, compte tenu du manque de données réelles détaillées. Il serait cependant utile d'intégrer davantage de granularité à l'avenir, en tenant compte par exemple de l'évolution des technologies de refroidissement et des systèmes de gestion des bâtiments pour mieux capturer la demande croissante en électricité.

5. Section 2.6 : National Transport demand

Nous n'avons pas de raison de douter de la pertinence de l'étude "Perspectives Énergétiques" du Bureau Fédéral du Plan pour la modélisation de la demande de transport.

Les évolutions attendues en matière de transport ne nous semblent par contre pas tenir suffisamment compte des importants changements technologiques en cours (conduite autonome, drones, etc.), ce qui devrait accélérer encore l'électrification de ce secteur et pourrait conduire à une sous-estimation de la consommation d'électricité pour le transport national. Les hypothèses retenues dans le cadre du scénario « MOL » nous semblent ici, une fois encore, totalement hors de propos.

Comme évoqué précédemment, nous estimons que le transport terrestre de marchandises sera presque entièrement électrifié bien avant 2050.⁴ C'est, nous semble-t-il, ce que devraient refléter le scénario « BASE » et a fortiori le scénario « ELEC », seuls pertinents dans ce domaine.

⁴⁴ Voir notamment :

International Council on Clean Transportation (2023), *A total cost of ownership comparison of truck decarbonization pathways in Europe* :
<https://theicct.org/publication/total-cost-ownership-trucks-europe-nov23/> ;

Le transport fluvial devrait suivre la même évolution, ce qui nous conduit à la même conclusion concernant l'hypothèse proposée dans le cadre du scénario « MOL ».

Naturellement, la trajectoire d'électrification des bus à 100 % d'ici 2050 (dans tous les scénarios) et l'augmentation des parts de marché des BEV (Véhicules Électriques à Batterie) ne tiennent que pour autant que le renforcement des réseaux électriques permette un développement suffisamment rapide des infrastructures de recharge nécessaires.

Enfin, rappelons que l'électrification du parc de véhicules n'est pas seulement un moteur de croissance essentiel pour la demande d'électricité. Elle devrait aussi jouer un rôle essentiel dans la progression du photovoltaïque décentralisé dans les toutes prochaines années. Il conviendra donc de veiller à la bonne articulation entre ces deux gammes d'hypothèses.

6. Section 2.8 : Industry demand

L'hypothèse retenue, d'un retour aux niveaux de production de 2021 (avant la crise énergétique), nous semble prudente et appropriée dans le cadre d'un scénario « BASE ». Cela permet de garantir que les plans de développement des réseaux tiennent compte d'une demande de base plus plausible en évitant de sous-estimer les besoins en capacité de réseau pour l'avenir, dans la perspective d'une sortie de crise(s) permettant à notre industrie de retrouver une certaine compétitivité.

En plus d'un tel scénario central, selon lequel l'activité industrielle reviendrait à son niveau d'avant crise, il nous semble qu'il serait prudent de prévoir l'une ou l'autre variante tenant compte d'une éventuelle réindustrialisation de l'Europe, que ce soit à la faveur d'une évolution positive de la croissance économique mondiale, d'un regain de compétitivité de l'économie belge ou européenne ou de politiques commerciales plus favorables à notre industrie.

7. Section 2.10 : Other elements to be considered in the consumption of electricity

Nous n'avons pas de raison de douter des hypothèses issues de l'étude de BCG anticipant une forte croissance de la demande d'électricité des centres de gestion des données (de 3,2 TWh en 2024 à 10,5-34 TWh en 2050) ou de l'opportunité de positionner la Belgique en tant que hub dans le domaine du traitement de données et de l'IA, pour autant, bien sûr, qu'un développement aussi rapide que massif des sources d'électricité renouvelable lui permette véritablement d'être compétitive sur ce marché ! Moyennant cette hypothèse, il est crucial de planifier l'évolution de ses réseaux de manière à pouvoir soutenir cette croissance significative de la demande et de la production locales d'électricité verte.

S'agissant de l'hydrogène, nous nous interrogeons sur les hypothèses retenues ou qui seront retenues en termes de priorisation de l'électricité en usage direct par rapport à la production d'hydrogène,

International Energy Agency (2023), *The future of trucks* :

<https://www.iea.org/reports/the-future-of-trucks> ;

International Road Transport Union (2024), *Alternative vs traditional truck powertrains in the EU: Total cost of ownership 2024* :

<https://www.iru.org/intelligence/road-transport-intelligence/alternative-vs-traditional-truck-powertrains-eu-total-cost-ownership-2024> ;

International Road Transport Union (2024) : *Decarbonising road freight transport in the EU* :

<https://www.iru.org/>.

sachant que l'usage direct de l'électricité réduit les émissions de CO₂ 2 à 9 fois plus que via sa conversion en hydrogène.⁵

8. Section 3.1 : Solar

Les trajectoires proposées pour les filières photovoltaïques devraient être plus ambitieuses. Le scénario Local, qui vise 66 GWp d'ici 2050, devrait être considéré comme la nouvelle référence, ou du moins comme une hypothèse de base solide. Le rythme de croissance atteint en 2023 (2 GWp) démontre en effet la faisabilité d'une accélération. Or, de nouvelles normes de déploiement en toiture entreront bientôt en vigueur dans les trois régions du pays, à la faveur de la directive PEB4. Et le PV hors toiture, qui présente encore, lui aussi, un potentiel très important, n'en est encore qu'aux balbutiements dans notre pays.

Il est donc crucial que la planification du réseau s'aligne sur ces potentiels de croissance considérables, pour éviter de devenir un goulot d'étranglement dans ce domaine.

Les hypothèses PV du scénario FLEX+ devraient par ailleurs être au moins les mêmes que celles du scénario LOCAL, partant du principe que la flexibilité devrait permettre d'intégrer plus de solaire.

9. Section 3.2 : On-shore wind

Le potentiel estimé par EnergyVille pour cette filière est de 18 GW. Moyennant certaines évolutions technologiques, on pourrait peut-être aller plus loin. L'éolien onshore est en effet moins cher que l'éolien offshore. Et le potentiel pris en compte, tous segments confondus, reste bien inférieur au mix électrique optimum. Nous proposons donc de pousser ce potentiel au maximum, au moins dans un des scénarios, en testant une capacité de 20 ou même de 25 GW, à l'horizon 2050.

Les hypothèses du scénario FLEX+ en matière d'installation éolienne devraient par ailleurs être au moins les mêmes que celles du scénario LOCAL, partant du principe que la flexibilité devrait permettre d'intégrer plus de solaire.

10. Section 3.5 : Nuclear

La prolongation des unités D4, T1 et T3 jusqu'à 60 ans ne devrait-elle pas être considérée comme un « best case » scenario ? Il nous semble en effet y avoir encore beaucoup d'incertitudes sur la faisabilité économique et la faisabilité technique et le « timing » de ces prolongations. Quid si un de ces trois réacteurs subit un incident majeur qui le met finalement définitivement hors service ? Il ne nous semble pas prudent de retenir le « best case » dans tous les scénarios.

Et pour le « nouveau nucléaire », quel est l'impact du choix de technologie pour le développement du réseau ? Parle-t-on d'ailleurs de SMR gen III ou gen IV ? Si gen IV, une mise en service d'ici 2040 semble être l'hypothèse la plus optimiste. Mieux vaudrait donc tenir compte des risques de retard bien réels.

Quid si les SMR ne se développent finalement pas comme prévu ? Quel impact pour le développement des réseaux, en cas de recours à des unités de plus grande capacité, telle que celles des centrales de type EPR par exemple ?

⁵ https://media.licdn.com/dms/image/v2/D5612AQHNEnLQLdmBpw/article-inline_image-shrink_1500_2232/B56Zf0XbNSHoAY-/O/1752151471374?e=1759968000&v=beta&t=2eEb1b5PhULutTcbTJ3kgqjTc2RTtqQQXU-uyxZWqQk.

Enfin, même en France, pays pourtant très pronucléaire, RTE a prévu un scénario sans nucléaire à l'horizon 2050. La Belgique ne devrait-elle pas y songer, elle aussi ?

11. Section 3.9 : Storage

La révision à la hausse des hypothèses retenues pour les batteries à grande et petite échelles nous semble aller dans la bonne direction. Une croissance soutenue des énergies renouvelables intermittentes comme le solaire et l'éolien rend une telle croissance de la flexibilité essentielle.

Nous nous interrogeons néanmoins sur les hypothèses adoptées en matière d'impact du stockage sur le réseau ? En effet, en fonction de l'organisation du marché et des incitants, le stockage peut avoir un impact négatif (plus de congestion), neutre ou positif (moins de congestion) sur réseaux et donc sur les besoins de renforcer ceux-ci.

Contrairement aux autres technologies, le développement des batteries à l'horizon 2050 n'est pas contraint par un potentiel technique donné (si on fait ici abstraction du réseau) ; Il dépend essentiellement du business case et donc du besoin de flexibilité. Pour cette raison, la quantité de batteries ne devrait pas être considérée comme une des données d'entrée du modèle, mais plutôt résulter d'une optimisation, dans le cadre de chaque simulation.

En fonction des évolutions possibles des prix sur le marché de l'électricité, il pourrait être pertinent d'évaluer des scénarios anticipant une certaine généralisation des infrastructures de stockage couplées aux grands parcs de production renouvelable.

Enfin, s'agissant des batteries domestiques ou de plus faible capacité (small scale batteries), 4GW correspond à moins de 1kW par ménage belge. Cela nous paraît peu, dès lors que cela inclut certaines batteries industrielles, en plus des batteries domestiques.

12. Section 3.10 : Electricity consumption flexibility

47% de recharges de véhicules électriques "non smart" en 2030 et 28% en 2035 est peut-être plausible, vu le contexte actuel, mais devrait être considéré comme un échec. Il nous semble essentiel de voir quel serait l'impact sur les investissements dans le réseau, si on passait par exemple à 90% de smart charging en 2030 (ce qui serait en réalité déjà possible aujourd'hui, moyennant les bons incitants tarifaires et les bonnes infrastructures de recharge). Il nous semble nécessaire d'étudier des scénarios ou des variantes plus optimistes ou plus volontaristes en la matière.

Enfin, nous nous demandons sur quelle base on considère qu'il n'y a plus de flexibilité industrielle à aller chercher dans les usages existants ?