

Contre-Expertise du projet « Boucle du Hainaut » d'Elia

Partie I

Introduction et analyse
du contexte de transition énergétique

TABLE DES MATIERES

Table des Matières	2
Introduction	3
Analyse du contexte de la transition énergétique	5
Economie et Politique	5
EU Strategy for Energy Systems Integration (7)	5
Belgique	8
Plan énergie-climat 2021-2030 (9)	8
Evolution de la production énergétique en Belgique	9
Bureau fédéral du Plan	12
Wallonie	14
Plan Air Climat Énergie à l'horizon 2030	14
Déclaration de politique générale 2019	17
Wallonie au sein de l'Europe	17
Hainaut	20
Mise à jour au 11 mai 2022	22
Technologie	24
Mise à jour au 11 mai 2022	28
Conclusion	29
Mise à jour au 11 mai 2022	30

Note importante :

Depuis la première parution de ce dossier le 7 mai 2021, plusieurs événements, décisions et déclarations d'intention politiques tant au niveau international que national méritent d'être inclus dans notre analyse. Afin de permettre au lecteur une meilleure compréhension de l'historicité du dossier, nous ajoutons dans cette version un paragraphe « mise à jour » à la fin de chaque section impactée.

INTRODUCTION

Le contexte de la transition énergétique en vue de la limitation au minimum de nos émissions de gaz à effet de serre et plus particulièrement de dioxyde de carbone (CO₂) implique entre autres un redéploiement de nos systèmes de production et de distribution ainsi qu'une modification de notre manière de consommer l'énergie.

Dans ce concept de neutralité carbone, chaque secteur de la production et du transport énergétique, chaque pays ou chaque région d'Europe cherche à renforcer sa position.

Dans le secteur de l'électricité, la France, à titre d'exemple, a une surproduction quasiment permanente grâce notamment à son large parc nucléaire. Ce pays a donc tendance à pousser au « tout électrique » et au renforcement des interconnexions avec ses pays limitrophes. D'autres pays européens comme la Pologne semblent aussi vouloir investir dans le nucléaire. Finalement, d'autres pays européens, principalement par idéologie, ont choisi de ne pas renouveler leur production d'électricité nucléaire (avec une certaine hypocrisie puisqu'ils vont, à court terme, dépendre des pays producteurs d'électricité nucléaire pour subvenir à leurs besoins).

Parallèlement, les pays du nord de l'Europe et la Grande-Bretagne veulent profiter de leur fort potentiel éolien off-shore. L'ensemble du réseau THT européen se renforce et la Belgique est vue comme un rond-point du transport international de toutes ces sources d'électricité. Elia a là une opportunité économique unique de renforcer sa position au niveau européen et international.

Dans le secteur du gaz naturel, les gisements les plus accessibles étant en cours d'épuisement, les industriels gaziers doivent forer plus profondément et exploiter des gaz « non-conventionnels » souvent plus sales, c'est-à-dire plus acides, plus corrosifs et plus toxiques.

Le gaz naturel a longtemps été présenté comme un combustible moins nuisible pour le climat que le charbon et les produits pétroliers. C'est en partie vrai, car il émet par unité de masse moins de gaz à effet de serre que les autres combustibles fossiles quand il brûle. Une centrale au gaz émet ~ 57 % moins de CO₂ par kilowatt-heure (kWh) qu'une centrale au charbon et est en moyenne 20 % plus efficace pour convertir l'énergie du combustible

en électricité qu'avec du charbon, le remplacement du charbon par le gaz a donc d'abord été présenté comme un pont vers un secteur de l'énergie décarboné. (1)

Cette assertion tend cependant à être nuancée voire contredite, notamment depuis les années 1980, quand les études ont commencé à prendre en compte les effets indirects et connexes de l'exploitation des sources de méthanes fossiles, du cas particulier (qui tend à devenir le cas général) des gaz non-conventionnels ainsi que les effets indirects d'un prix moins cher de l'énergie-gaz, devenue provisoirement abondante grâce à la fracturation hydraulique. (2)

L'hydrogène, généré à partir d'électricité « verte », apparaît de plus en plus comme un élément clef dans le mix énergétique décarboné. D'une part, il peut servir de stockage temporaire et efficace d'énergie et, d'autre part, il deviendra probablement le carburant du futur dans l'aviation et le transport maritime.

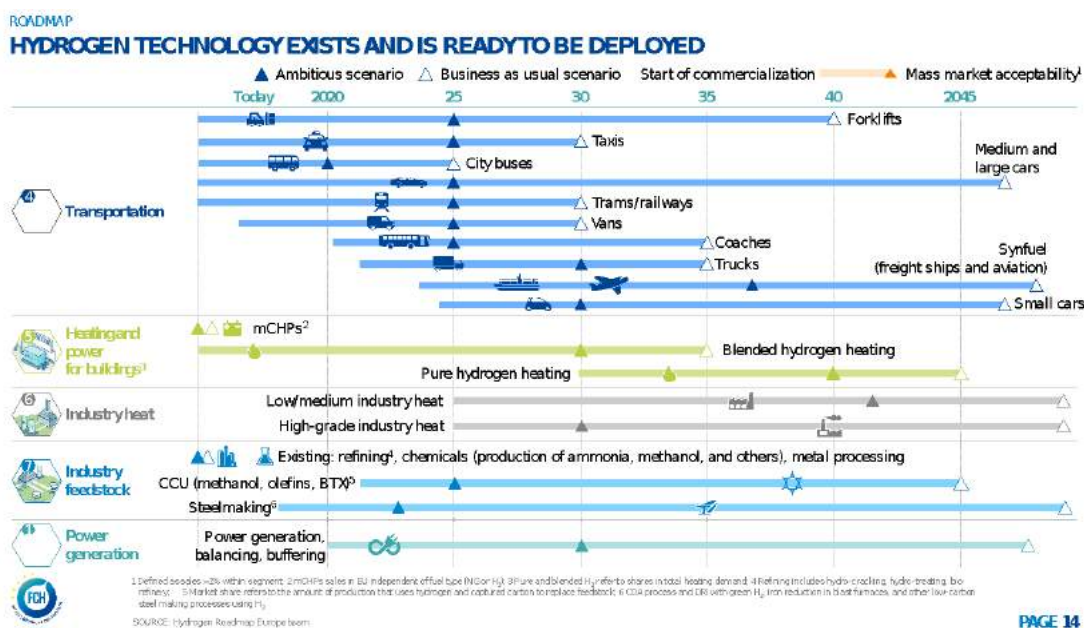


Figure 1 Hydrogen roadmap Europe (3)

La France, championne de l'électricité bon marché, investit dans le déploiement de nouvelles infrastructures et dans la recherche dans ce secteur (4). Mais elle n'est pas la seule : les Pays-Bas et d'autres pays ou régions du nord de l'Europe se lancent aussi dans cette course, saisissant l'opportunité de transformer leur industrie gazière en déclin (5).

La Belgique, quant à elle, semblait un peu à la traîne dans ce domaine. Toutefois, une partie du nord du pays tente de s'associer à cette transition des Pays-Bas à travers Fluxys (6). En Wallonie, Luminus aurait l'intention d'utiliser de l'hydrogène dans son projet de centrale TGV à Seraing. Néanmoins, d'après les stratégies et annonces publiques les plus récentes, on peut

s'attendre à ce que les ports de Zeebrugge et d'Ostende deviennent une « hydrogen valley » profitant des excès de l'éolien off-shore pour produire de l'hydrogène à bas prix et des infrastructures gazières déjà présentes pour le stockage et la distribution par voies maritime et terrestre (en souterrain). En effet, il est clair que l'industrie gazière en Belgique et au Pays-Bas mise sur l'hydrogène vert pour sa reconversion dans les 10 à 20 prochaines années.

L'Europe, depuis cet été 2020, a évolué dans son discours et met en avant le fait que, pour atteindre les objectifs zéro carbone en 2050, il faudra en priorité optimiser la consommation d'énergie et développer l'économie circulaire locale y compris dans le secteur énergétique. Ensuite, et seulement, on pourra se reposer sur les échanges entre pays européens tout en conservant un mix de sources d'énergie. (7)

ANALYSE DU CONTEXTE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

ECONOMIE ET POLITIQUE

EU STRATEGY FOR ENERGY SYSTEMS INTEGRATION (7)

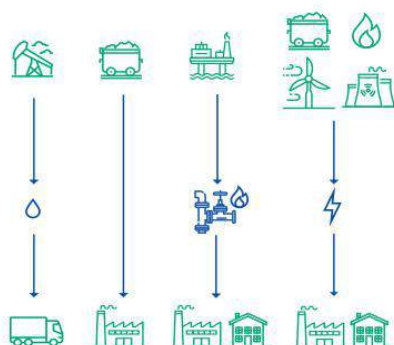
Le Green Deal européen place l'Union Européenne sur la voie de la neutralité climatique d'ici 2050, grâce à la décarbonisation profonde de tous les secteurs de l'économie et à des réductions plus importantes des émissions de gaz à effet de serre pour 2030.

Le système énergétique est essentiel pour atteindre ces objectifs. La récente baisse du coût des technologies des énergies renouvelables, la digitalisation de notre économie et les technologies émergentes dans les batteries, les pompes à chaleur, les véhicules électriques ou l'hydrogène offrent l'occasion d'accélérer, au cours des deux prochaines décennies, une transformation profonde de notre système énergétique et de ses structures. L'avenir énergétique de l'Europe doit reposer sur une part toujours croissante d'énergies renouvelables réparties géographiquement, intégrer les différents vecteurs énergétiques de manière flexible, tout en restant économe en ressources et en évitant la pollution et la perte de biodiversité.

Le système énergétique d'aujourd'hui repose toujours sur plusieurs chaînes de valeur énergétiques verticales et parallèles, qui relient de manière rigide des ressources énergétiques spécifiques à des secteurs d'utilisation spécifiques. Par exemple, les produits pétroliers sont prédominants dans le secteur des transports et comme matière première pour l'industrie. Le charbon et le gaz naturel sont principalement utilisés pour produire de l'électricité et du chauffage. Les réseaux d'électricité et de gaz sont planifiés et gérés indépendamment les uns des autres. Les règles du marché sont également largement spécifiques à différents secteurs. Ce modèle de silos séparés ne peut pas fournir une économie climatiquement neutre. Il est techniquement et économiquement inefficace et conduit à des pertes substantielles sous forme de chaleur perdue et d'une faible efficacité énergétique.

The energy system today :

linear and wasteful flows of energy,
in one direction only



Future EU integrated energy system :

energy flows between users and producers,
reducing wasted resources and money

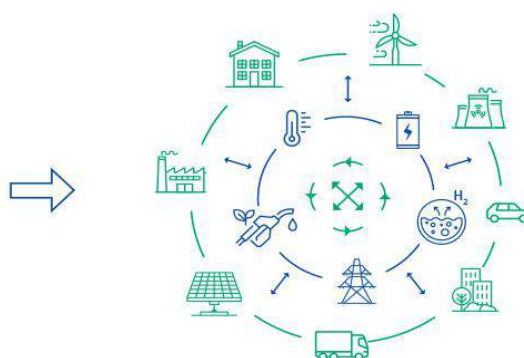


Figure 2 Intégration des chaînes de valeurs (7)

L'intégration du système énergétique (la planification et le fonctionnement coordonnés du système énergétique « dans son ensemble », à travers de multiples vecteurs énergétiques, infrastructures et secteurs de consommation) est la voie vers une décarbonisation efficace, abordable et profonde de l'économie européenne conformément à la décision des Accords de Paris et au Programme de développement durable à l'horizon 2030 de l'ONU.

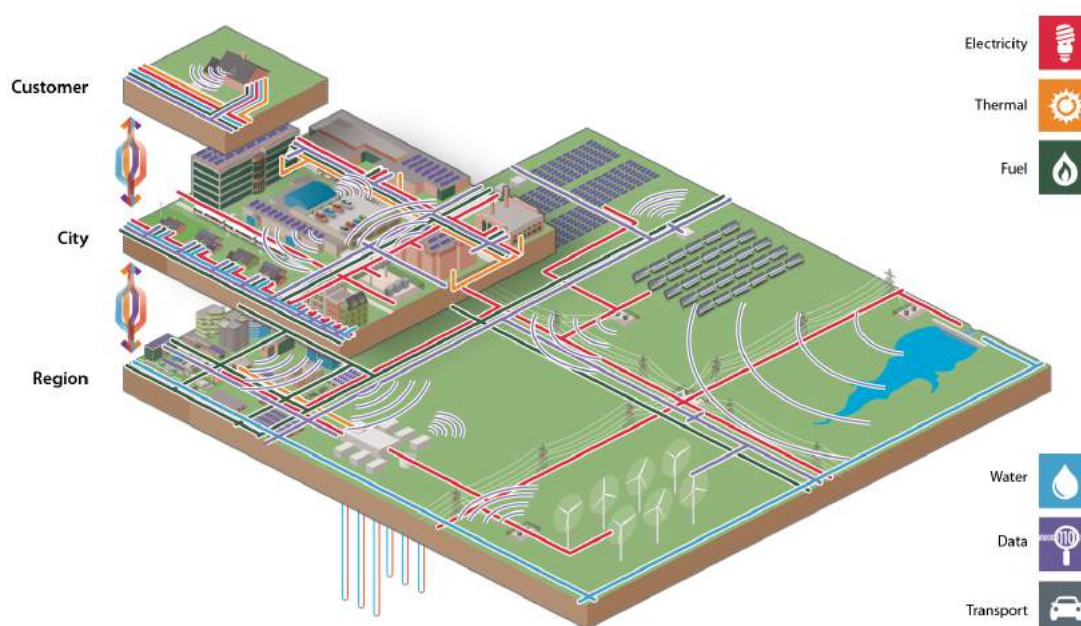
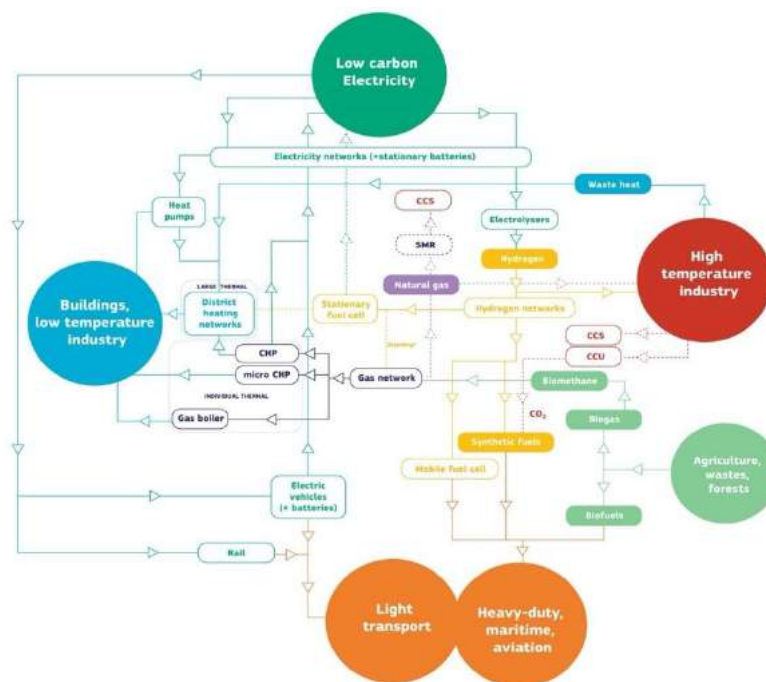


Figure 3 Intégration géographique des systèmes énergétiques (8)

La baisse des coûts des technologies d'énergies renouvelables, les évolutions du marché, l'innovation rapide en matière de systèmes de stockage, de véhicules électriques, ainsi que la

Cependant, nous devons aller plus loin et relier les chaînons manquants du système énergétique afin d'atteindre des objectifs de décarbonation plus élevés pour 2030 et de neutralité climatique d'ici 2050, et le faire de manière à la fois rentable et cohérente avec le Green Deal européen. Le Green Deal ne doit pas nous nuire. En s'appuyant sur une utilisation accrue de processus et d'outils propres et innovants, la voie vers l'intégration des systèmes déclenchera automatiquement de nouveaux investissements, emplois et croissance, et renforcera le leadership industriel de l'UE au niveau mondial.



Cela peut également être un élément constitutif de la reprise économique au lendemain de la crise du COVID-19. Le plan de relance de la Commission présenté le 27 mai 2020 souligne la nécessité de mieux intégrer le système énergétique, dans le cadre de ses efforts pour débloquer les investissements dans les technologies clés et caractérisées comme propres ainsi que les chaînes de valeur afin d'accroître la résilience à l'échelle de l'économie. En outre, la taxonomie de la finance durable de l'UE orientera les investissements dans ces activités pour veiller à ce qu'ils correspondent à nos ambitions à long terme : un système énergétique intégré qui devra minimiser les coûts de transition vers la neutralité climatique pour les consommateurs et ouvrir de nouvelles opportunités pour réduire leurs factures d'énergie et participer activement au marché.

BELGIQUE

PLAN ENERGIE-CLIMAT 2021-2030 (9)

La Belgique est un État fédéral où le pouvoir décisionnel est partagé entre une autorité fédérale et trois Régions (la Wallonie, la Flandre et la Région de Bruxelles-Capitale) ainsi que trois communautés (la Communauté flamande, la Fédération Wallonie-Bruxelles et la Communauté germanophone).

Les régions sont compétentes pour des domaines tels que l'utilisation rationnelle de l'énergie, la promotion des sources d'énergie renouvelables, les transports publics, les infrastructures de transport, la planification urbaine et rurale, l'agriculture et la gestion des déchets.

L'État fédéral est toujours compétent pour une grande partie de la politique fiscale, mais aussi les politiques produits (normes, qualité des carburants, étiquetage et normes de performance pour les appareils électroménagers ou industriels, etc.). Il est chargé d'assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique du pays, et de l'énergie nucléaire. Il supervise également les eaux territoriales, ce qui implique qu'il est également responsable du développement des parcs éoliens offshore. (10)

La politique Énergie-Climat belge fixe les objectifs stratégiques suivants, conformément à la philosophie et aux 4 piliers du Pacte énergétique interfédéral :

Garantir une énergie sûre, durable et abordable : l'objectif est d'atteindre un équilibre optimal entre efficacité environnementale, efficacité économique et efficacité sociale.

Placer le citoyen au cœur du système énergétique : permettre, voire encourager, les citoyens et les entreprises à faire les choix qui seront les plus efficaces et les plus économes en énergie en termes d'objectifs globaux à atteindre ensemble par la participation et l'information.

Maintenir les coûts du système à un niveau abordable pour les petits et grands consommateurs :

Au niveau mondial, la transition énergétique a un coût, mais ne rien faire serait encore plus cher.

Au niveau belge, la transition offrira également des opportunités économiques. L'accent sera mis sur le caractère abordable et la compétitivité des entreprises, ainsi que sur les consommateurs vulnérables.

Assurer la participation et la cohérence des initiatives émanant de tous les niveaux de pouvoir : L'accent sera mis sur la concertation, la cohérence entre les niveaux de pouvoir, l'inclusivité et la communication afin d'obtenir un résultat positif. (10)

EVOLUTION DE LA PRODUCTION ENERGETIQUE EN BELGIQUE

L'accord de gouvernement conclu par la coalition Vivaldi au Fédéral prévoit une sortie complète du nucléaire en Belgique en 2025 (11).

Néanmoins, le cadre légal actuel prévoit l'arrêt de Doel 3 et de Tihange 2 en 2022 et en 2023 respectivement (12).

Pour compenser la perte de production, la Belgique prévoit la construction de nouvelles centrales TGV et un niveau d'importation important. Pour l'instant, en Wallonie, 2 centrales TGV semblent prévues à la construction dans un délai court : une à Manage et l'autre à Seraing.

La consommation énergétique finale affiche une tendance à la hausse par rapport à 2015 jusqu'en 2030. Cette augmentation est principalement due au transport.

Malgré cette augmentation, la consommation d'énergie primaire diminue à l'horizon 2030, sous l'effet de la fermeture des centrales nucléaires, partiellement remplacées par des centrales TGV et de l'électricité renouvelable et un niveau d'importation relativement important. (13)

Le manque de perspectives et la diminution de la rentabilité de nos centrales nucléaires n'ont pas poussé les exploitants à investir dans leur maintenance et leur modernisation ces 10 dernières années. Toutefois, l'expérience américaine tend à démontrer qu'il est envisageable d'allonger la durée de vie des réacteurs nucléaires de manière conséquente. Mais cette option n'a malheureusement pas été suivie en Belgique.

Le Plan d'aménagement de l'espace maritime prévoit l'installation de nouvelles éoliennes et autres solutions de production et de stockage d'énergie d'origine renouvelable dans une deuxième zone offshore belge. (14)



Figure 5 PAEM 2020-2026 Energie, Cable, etc. (14)

Cette nouvelle zone se situera près de la frontière française et permettra, à partir de 2020, de doubler la puissance offshore belge, pour atteindre au total 4 GW d'énergie verte d'ici 2030. Il faut aussi noter qu'une bonne partie de cette nouvelle zone chevauche la zone Natura 2000.

Un projet d'île artificielle, iLAND, vise à stocker l'énergie produite par les champs d'éoliennes de la mer du Nord, selon un schéma inverse de celui des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), comme par exemple la centrale de Coe. L'eau d'un puits au centre de l'île serait pompée pour stocker l'énergie excédentaire, puis de l'eau de mer serait turbinée, remplissant le puits, pendant les périodes de vent faible ou de forte demande.

Un tel projet réduirait de beaucoup le besoin de renforcer les infrastructures de transport d'électricité longue distance en très haute tension (THT) mais le problème est sa rentabilité économique. L'investissement initial serait compris dans une fourchette de 1,2 à 1,6 milliards € (15).

Aujourd'hui, le plus grand défi des acteurs de l'énergie n'est plus la production mais le stockage de l'énergie. L'intermittence des énergies renouvelables implique la nécessité de trouver des solutions pour stocker l'énergie produite. L'une d'elles est étudiée par DEME, partenaire de SOCOFE dans l'éolien offshore : une île artificielle basée sur la technologie du pompage-turbinage inversé. Depuis ses débuts, ce projet a fortement évolué vers un concept multifonctionnel, permettant d'utiliser la surface dédiée à cet atoll de manière efficiente. En 2018, ce projet a reçu des marques d'intérêt par différents niveaux de pouvoir. Il a par exemple été reconnu par la Commission européenne comme Projet européen d'Intérêt Commun. Il a également été introduit comme projet prioritaire au sein du Blauwe Cluster par la Région flamande. (16)

Le concept iLand évolue depuis sa genèse en 2013 d'une simple station de pompage-turbinage vers une île artificielle multifonctionnelle comprenant une station de pompage-turbinage, de l'aquaculture marine, des panneaux photovoltaïques, un complexe hôtelier, une réserve naturelle pour les phoques, une station de désalinisation, une interconnexion entre la Belgique, les Pays-Bas, la France et la Grande-Bretagne. (17)

Il sera probablement plus acceptable de placer iLand dans la zone Natura 2000 que dans les projets plus classiques de champs éoliens.

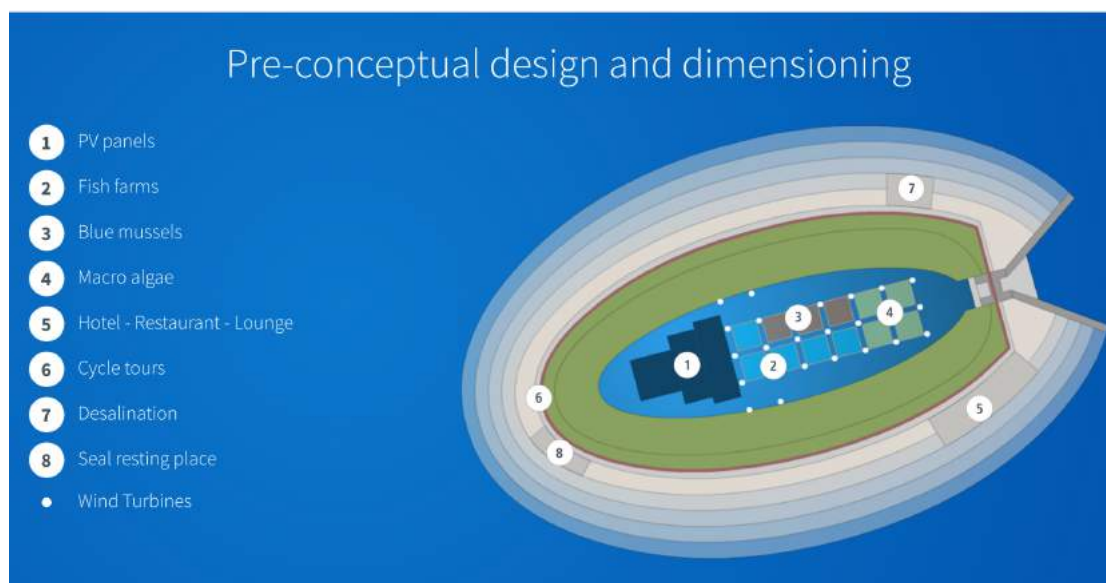


Figure 6 iLand design (17)

L’histoire du projet iLand nous montre qu’une approche systémique peut transformer un concept à priori peu rentable économiquement et fortement impactant en une solution flexible, résiliente, répondant à des besoins locaux et beaucoup mieux intégrée.

On peut aussi noter que le groupe DEME, pionnier dans le développement, la construction et le financement de l’éolien offshore, a rejoint l’European Clean Hydrogen Alliance, supportant ainsi la stratégie européenne. Il investit en Belgique dans cette optique.

DEME has already recognised the vast potential of this sector and has entered into several green hydrogen partnerships internationally to ensure the company is at the forefront of developments. In November 2019 DEME signed a cooperation agreement with six other leading industry players in Belgium for the transport of green hydrogen, and this year, also entered into exclusive partnerships to develop industrial scale green hydrogen plants in Belgium (Hyport® Ostend) and in Oman (Hyport® Duqm). Meanwhile in the Netherlands, DEME joined forces with Neptune Energy for the PosHYdon offshore hydrogen pilot, where the company will be involved in the conceptual design of a 100 MW offshore hydrogen production plant. (18)

BUREAU FEDERAL DU PLAN

Une analyse fort intéressante du Bureau du Plan de ce que pourrait être le paysage énergétique de la Belgique en 2050 a été publiée en octobre 2020 (19).

L'auteur, Danielle Devogelaer, est une spécialiste des matières énergétiques.

L'exercice était d'analyser ce que tendrait à être le paysage énergétique en 2050 en Belgique dans 2 scénarios extrêmes avec comme contrainte de respecter l'engagement zéro carbone en 2050.

L'auteur part du scénario 1.5TECH développé pour l'Europe dans l'analyse de la Commission Européenne « A clean planet for all » (20). C'est le scénario qui se base sur une évolution faible des habitudes de consommation et sur les technologies émergentes pour remplacer le pétrole.

Les 2 scénarios qu'elle évalue sont 2 variations pour la Belgique qui restent dans le cadre du scénario 1.5TECH pour l'Europe :

- Le scénario 'Deep Electrification' : toutes les consommations aujourd'hui basées sur des énergies fossiles qui peuvent être électrifiées le sont (la mobilité à part le transport de frêt, le chauffage, les process industriels basse et moyenne température). Pour le reste, la substitution serait l'hydrogène (et dérivés) et le biogaz ;
- Le scénario 'Diversified Energy Supply' : comme son nom l'indique, il est plus diversifié avec 36% de voitures à pile à combustible. L'industrie aussi. En bref, on crée des conditions structurelles pour mettre à disposition l'hydrogène à un prix raisonnable et un autre équilibre macro-économique se crée.

Cette étude met en lumière quelques éléments intéressants qui devraient influencer fortement les politiques publiques et les investissements privés en Belgique au cours des 30 prochaines années :

- Dans les deux scénarios, la différence de coût opérationnel pour la société est marginale. Donc, macro-économiquement (en ne tenant compte que de l'aspect financier), il n'y pas de raison de privilégier une direction par rapport à l'autre.
- Dans les deux scénarios, la demande d'électricité sera multipliée par 3. Elle devient l'énergie primaire qui remplace les énergies fossiles.
Dans ces deux scénarios également, la capacité de production d'électricité doit être multipliée par 3 ou 4 fois la capacité de production d'électricité actuelle en Belgique, ç-à-d passer à 75 GW avec 80% de éolien/solaire (59 GW), 20% d'unité pilotable TGV/Pile à combustible et unités biomasses (16 GW)
- La production annuelle d'électricité est en moyenne 218 (213) TWh pour le scénario « Diversified Energy Supply » (pour le scénario « Deep Electrification »).
- En pratique, 33% (32%) de la production (le base load) devra être assuré par les unités pilotables fonctionnant au e-gaz dans les 2 scénarios. En fait, pour assurer le base load, il faudra de grandes quantités de e-gaz dans les 2 scénarios.
- Si la Belgique veut avoir une certaine autonomie énergétique, la quantité d'électricité pour produire l'hydrogène/e-gaz sera de 117 (98) TWh pour le scénario « diversifié » (pour le scénario « tout électrique »).

- En pratique, cela signifie que plus de 80% (70%) de l'énergie produite par les éoliennes et le solaire devra être convertie en hydrogène.
- Plus surprenant, la Belgique devrait importer par moments (seulement 9% du temps) de l'électricité des Pays-Bas et de l'Allemagne et elle exporterait beaucoup vers la France et la Grande-Bretagne. En fait, les pays qui ont misé sur le nucléaire seraient de facto dépendants des pays qui ont misé sur le renouvelable (ce qui induit hydrogène) pour leur fournir de la flexibilité via leurs centrales gaz...

Cette étude montre clairement que, si on exclut les scénarios extravagants de SuperGrid mondial et l'hypothèse d'une nouvelle technologie disruptive, le secteur de l'hydrogène est appelé à prendre une place capitale dans le paysage énergétique belge.

On ne peut cependant pas exclure qu'au cours des 30 prochaines années ou dans les décennies qui suivront, des avancées technologiques disruptives telles que la production d'énergie basée sur la fusion nucléaire arrivent à maturité. (21) (22)

En attendant, les grands investissements en Belgique consentis aujourd'hui devraient être pensés pour offrir un maximum de possibilités d'évolution demain.

Dans le secteur gazier, les ports maritimes belges actifs aujourd'hui dans le secteur, Zeebrugge, Ostende et Anvers, veulent se reconverter à l'hydrogène. La Flandre s'est associée au Pays-Bas depuis 2012 dans de nombreux projets visant à promouvoir le développement du secteur de l'hydrogène.

L'espace disponible pour la production d'électricité à partir des sites off-shore belge est limité. Il ne sera probablement pas possible d'installer une capacité de production de plus de 8 GW sur les sites off-shore belges.

Il faudra donc une capacité de l'ordre de 56 GW de capacité de production d'électricité d'éolien et de solaire en on-shore afin de ne pas dépendre d'importation d'hydrogène venant d'autres continents.

Comme la Wallonie a la plus grande superficie et la plus faible densité de population, le potentiel pour la Wallonie est très important. Néanmoins, dans l'état actuel des roadmaps du secteur gazier, le réseau de transport d'hydrogène ne sera pas développé particulièrement en Wallonie, réduisant le potentiel économique de l'hydrogène en Wallonie.

WALLONIE

PLAN AIR CLIMAT ÉNERGIE A L'HORIZON 2030

L'objet du Plan Air Climat Énergie (PACE) est de décrire de manière intégrée les actions menées dans la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre (GES) et de polluants atmosphériques, ainsi qu'en faveur de la diminution de notre consommation d'énergie.

Le PACE s'inscrit dans la mise en œuvre du Décret Climat du 19 février 2014 qui a pour objet d'instaurer des objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet ainsi qu'en matière de qualité de l'air ambiant et de mettre en place les instruments pour veiller à ce qu'ils soient réellement atteints. (19)

La Wallonie ou Région wallonne est une région fédérée à pouvoir législatif, dotée d'instances et de compétences propres au sein de l'État fédéral belge.

En matière d'énergie, la Wallonie est compétente sur son territoire pour ce qui concerne la distribution et le transport local d'électricité, la distribution publique du gaz, les réseaux de distribution de la chaleur, les sources d'énergie renouvelable et l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE). Quant à l'État fédéral, il reste compétent pour les matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national, tel que le plan national d'équipement du secteur de l'électricité, le secteur du nucléaire fissile, le transport haute tension (électricité) ou haute pression (gaz) et la production d'énergie centralisée ou d'origine fossile, les tarifs ou les normes de produits.

En matière de transport et de mobilité, la Wallonie est compétente pour les infrastructures routières, fluviales, la sécurité routière et la mobilité. L'État fédéral est compétent pour le transport ferroviaire.

La thématique des changements climatiques est transversale et dépasse le cadre de l'énergie ou de l'environnement au sens strict. Elle est intégrée dans les politiques du transport, de la fiscalité, de l'énergie, de l'agriculture, etc. Il en résulte des compétences imbriquées entre les différents niveaux de pouvoir, tant intra-wallonnes que nationales. Cette répartition complexe impose dès lors une coordination étroite entre les différentes autorités responsables et leur organe de gestion. (19)

Ce plan fixe les thématiques d'action suivantes pour le secteur du Transport :

- Verdissement du parc de véhicules
 - o Le déploiement des véhicules électriques : il est prévu que le parc de voitures full électriques, plug-in hybrides et à l'hydrogène tende à respectivement 19%, 5% et 1% en 2030.
 - o Le recul des moteurs thermiques et la diversification vers les véhicules alimentés au CNG : un report vers la motorisation au CNG (ou gaz naturel comprimé) est prévu avec des véhicules tendant à 18% du parc.
 - o La diversification de la flotte des autobus : CNG ou hydrogène
 - o La percée du LNG dans le transport de marchandises par camions
- Le déploiement des infrastructures de transport. En termes d'infrastructures, il est nécessaire d'assurer le déploiement de :
 - o Stations LNG : En 2030, 25 stations de LNG devront être opérationnelles. Ces stations seront situées le long des autoroutes ainsi que dans les pôles logistiques, certains étant reliés à un quai pour le transport fluvial. Quelques stations (2 ou 3) seront décentralisées, afin de pouvoir distribuer directement du gaz issu de centrales de biométhanisation locales.
 - o Stations CNG : en 2030, 220 stations devront être opérationnelles en Wallonie. Certaines de ces stations seront décentralisées, afin de pouvoir distribuer directement du gaz issu de centrales de biométhanisation locales.
 - o La filière du biogaz sera soutenue afin de fournir, en circuit court, une part importante et croissante du gaz avec 5% de biogaz en 2025 et 15% en 2030. Même si le réseau de gaz naturel est bien structuré en Wallonie, le recours au biogaz permettra de répondre à des besoins dans les zones non équipées.
 - o Les points de rechargement pour véhicules électriques : 6.900 points de rechargement publics seront mis en place. Une borne présente en général 2 points de rechargement. Au niveau des entreprises, 185.000 points de rechargement seront nécessaires (de plusieurs types : prises classiques et prises pour des recharges plus rapides). Ce déploiement devra être cohérent avec le plan de mobilité d'entreprise en favorisant le recours à des véhicules peu ou non émetteurs dans les flottes de société. Le déploiement sur le réseau autoroutier de « super chargeurs » fait l'objet d'un autre plan, mis en œuvre par des opérateurs privés.
 - o Stations Hydrogène : Le Cadre d'actions national de la Directive 2014/94/UE sur le déploiement d'une infrastructure en carburants alternatifs prévoyait la mise en œuvre de 2 stations en 2020. Le projet européen H2BENELUX permettra le déploiement d'une première station. Le plan wallon d'investissement en prévoyait 2 à l'horizon 2020. Il est estimé que la transition vers l'hydrogène, essentiellement dans le transport lourd, nécessitera un besoin de 10 stations en 2025 et de 20 en 2030.

Pour le secteur industriel, des mesures importantes sont mises en œuvre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants atmosphériques dans le secteur industriel. En matière de gaz à effet de serre, les deux mécanismes principaux mis en œuvre pour réduire les émissions du secteur industriel sont l'établissement d'un marché du

carbone européen (système ETS) et la conclusion d'accords de branche énergie/CO2 entre le Gouvernement wallon et les principaux secteurs industriels via leurs fédérations.

Les mesures concernant les secteurs du résidentiel et du tertiaire sont regroupées car la majorité d'entre elles sont communes aux deux secteurs.

Ces actions visent à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments ainsi que de leurs équipements mais aussi, plus globalement des quartiers et autres zones bâties et concourent à limiter les émissions de polluants tant à l'intérieur qu'à l'extérieur des bâtiments.

Les améliorations visent d'abord la performance des bâtiments et de leurs systèmes, et reposent sur des améliorations techniques via l'isolation des différentes parois des bâtiments existants, la construction de nouveaux bâtiments performants, l'installation de systèmes de chauffage et de ventilation efficaces.

Outre ces mesures liées aux bâtiments ou aux installations de combustion, il existe un autre outil, à savoir l'aménagement du territoire qui permet d'avoir une vue d'ensemble sur l'implantation des différentes habitations, entreprises, des moyens de communication, etc.

Dans ce sens, une approche globale de l'efficacité énergétique des zones urbanisées qui permet de réduire les besoins est privilégiée dans la réforme des processus décisionnels en matière d'aménagement du territoire. (19)

A l'analyse de ce plan et en comparaison avec les investissements stratégiques faits en Flandre et dans d'autres pays européens, on peut dire que la Wallonie est en train de rater le tournant de l'hydrogène.

DECLARATION DE POLITIQUE GENERALE 2019

Globalement, la déclaration de politique générale du gouvernement wallon s'inscrit dans l'application du plan Air-Climat-Energie.

Notons, néanmoins que l'accent est mis sur le développement des mécanismes d'économie circulaire locale et sur la participation des citoyens dans les processus décisionnels. (20)

WALLONIE AU SEIN DE L'EUROPE

La politique wallonne manque d'ambition et d'opportunisme économique face aux défis et opportunités de la transition énergétique européenne. On peut dire qu'elle subit les conséquences plus qu'elle ne saisit les opportunités de développement économique.

La « Boucle du Hainaut » est un premier exemple. Les retombées économiques de cette liaison sur la région sont pour le moins sujette à discussion. La dimension du projet est démesurée par rapport au besoin. Le rapport coût/bénéfice économique, sociétal et environnemental pour le Hainaut et la Wallonie est tout simplement mauvais.

Dans le cadre du développement du marché de l'hydrogène, la Wallonie est restée plus ou moins sur le banc de touche (voir les roadmaps de H2BENELUX et WATERSTOFNET). La majorité des investissements sont faits en Flandre et plus particulièrement dans le segment Zeebruges-Gand-Anvers.

Cependant, le cluster TWEED étudie le potentiel actuel de l'hydrogène en Wallonie depuis quelques années. (25)

Il a émis de nombreuses recommandations afin de développer la filière hydrogène. Dans ses analyses, on peut remarquer que le potentiel de production est limité aux zones de Wallonie ayant un accès à un réseau de transport gazier plutôt qu'aux zones de production potentielle d'électricité renouvelable.

Le potentiel solaire est à peu près uniforme sur tout le territoire. Cependant, pour l'éolien, le meilleur potentiel se trouve sur toute la partie au nord de l'autoroute E42

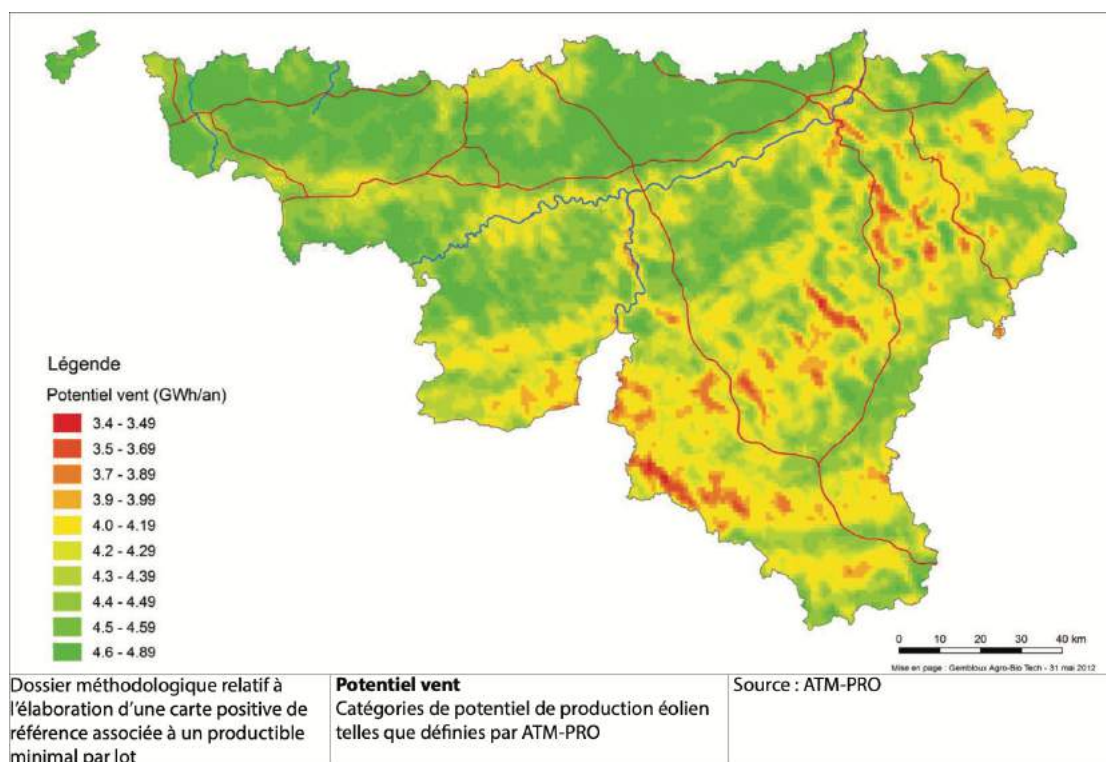


Figure 7 - Potentiel Vent

Le réseau de gaz naturel principal en Wallonie n'a pas été conçu pour recevoir des productions wallonnes de gaz et il n'est pas maillé. Cela limite le potentiel d'injection de méthane de synthèse dans l'immédiat aux besoins locaux. Dans le futur, soit à l'horizon 2050, une grande partie de ce réseau pourrait être convertie au transport d'hydrogène. Néanmoins, dans la phase transitoire, le fait de ne pas avoir de réseau séparé pour le transport d'hydrogène sera un énorme frein au développement de la filière hydrogène en Wallonie.

Il existe un réseau de pipeline pour le transport d'hydrogène qui appartient à la société Air Liquide. Ce réseau est conçu dans une perspective internationale, reliant les différents centres de production d'Air Liquide et les zones industrielles de consommation.

Dans une perspective de développement de la filière hydrogène en Wallonie sur base du déploiement massif de productions éoliennes et solaires, il serait très avantageux de disposer d'un réseau de transport international d'hydrogène indépendant du réseau gaz naturel actuel et connecté au port de Zeebrugge et de Ostende. Idéalement, les conduites principales devraient se situer proches des zones de production d'origine renouvelable et proches des nouveaux lieux de consommations importants (stations-services autoroutières, voies navigables majeures, unité pilotable de production d'électricité et zones industrielles accueillant des industries pour lesquelles l'hydrogène est une meilleure alternative que l'électricité)

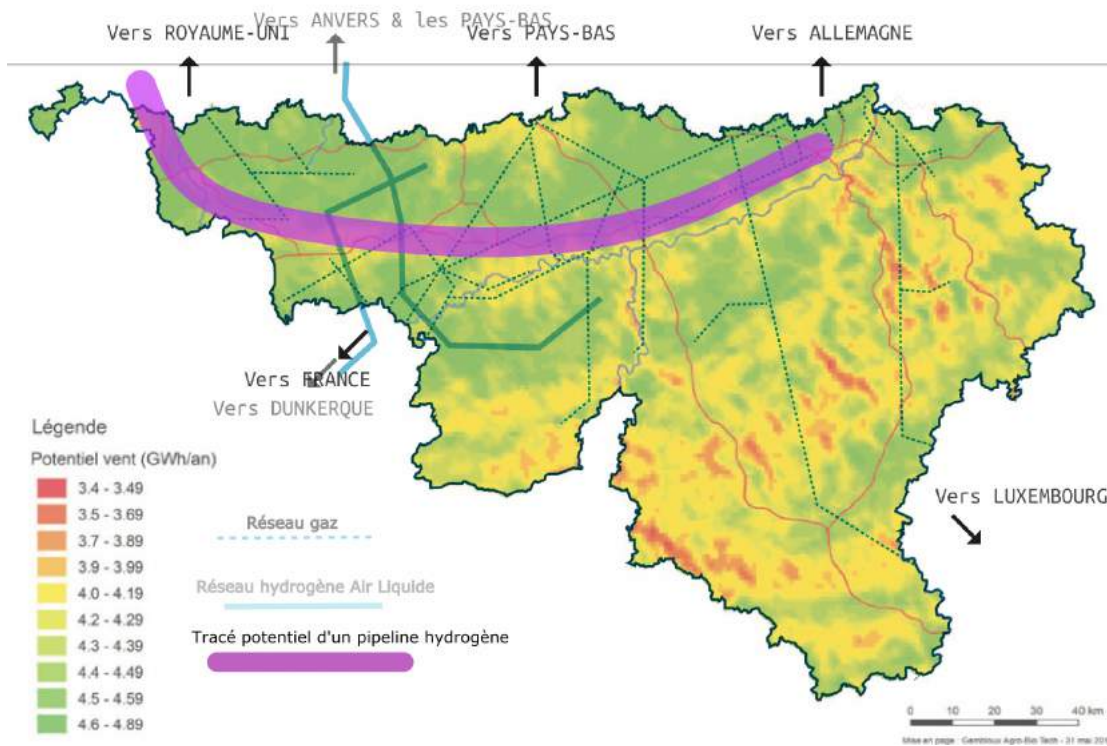


Figure 8 : réseaux gaz et hydrogène

HAINAUT

Le potentiel industriel, principal consommateur/producteur d'énergie se trouve sur le segment Tournai - Saint-Ghislain - Mons - Obourg - Manage - Courcelles - Charleroi, c'est-à-dire sur le tracé de l'autoroute E42 en Hainaut et des principales voies navigables du Hainaut.

Ce sont aussi les zones qui consomment le plus de gaz naturel et d'électricité. Ce sont donc ces zones qui sont le plus gros potentiels de réduction de gaz à effet de serre par une reconversion à l'électrique « vert » et à l'hydrogène.

A l'analyse de ces faits, on peut conclure que le tracé proposé par Elia pour la « Boucle du Hainaut » n'est pas guidé par les besoins de la région qui correspondraient à un tracé longeant l'autoroute E42.

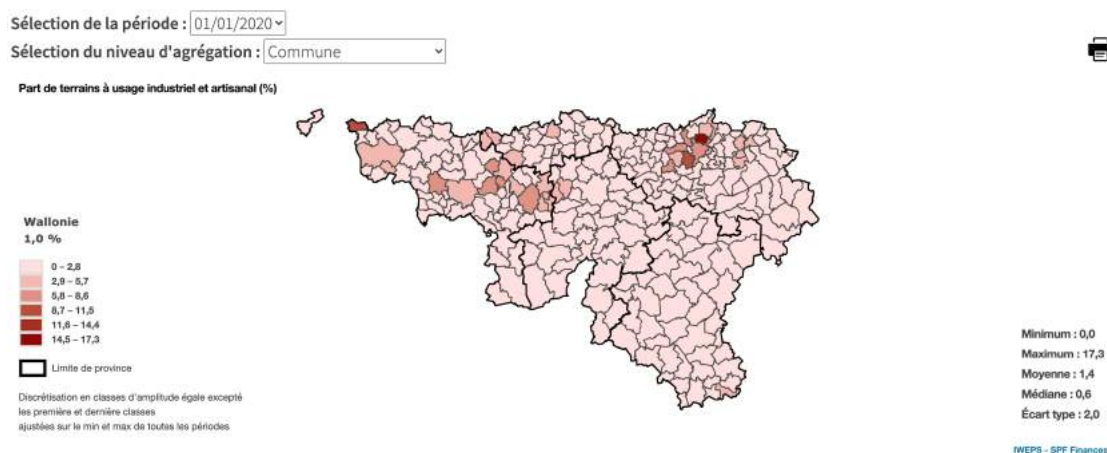


Figure 9 Part du territoire à usage industriel 2020 (source: walstat)

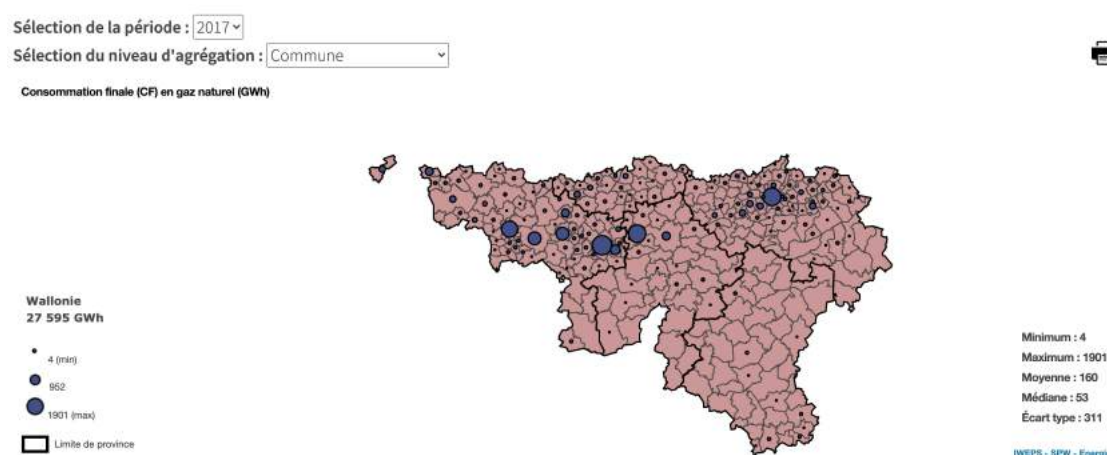


Figure 10 Consommation final Gaz Naturel 2017 (source: walstat)

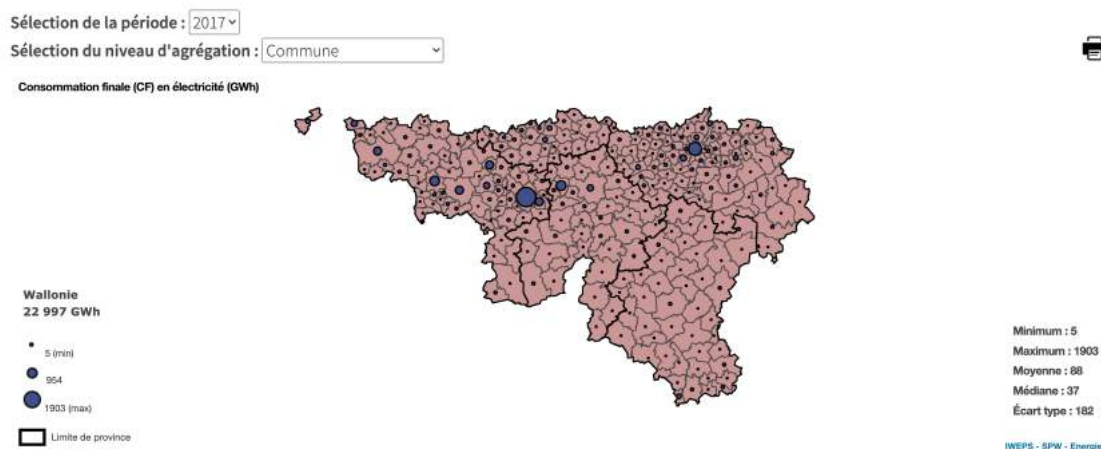


Figure 11 Consommation finale Electricité 2017 (source: walstat)

Ce sont aussi les zones qui ont la plus forte densité de population et donc le plus fort potentiel pour une récupération des déchets « chaleur » de l'industrie en réseaux de chaleur de quartier.

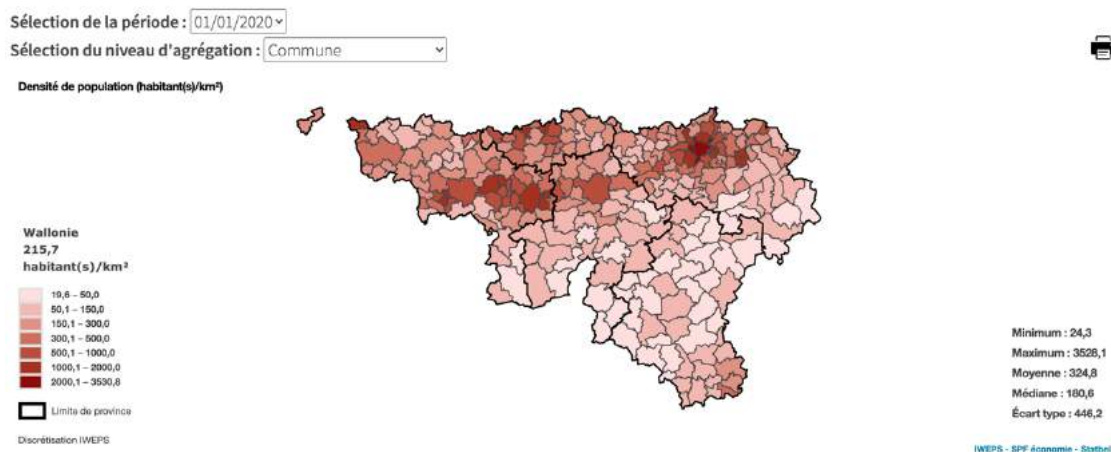


Figure 12 Densité de population 2020 (source: walstat)

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

Le projet iLand semble avoir été définitivement abandonné et la zone qui lui avait été réservée dans le Plan d'Aménagement du Territoire Maritime a été supprimée.

Le plan de relance au niveau fédéral consacrera 95 millions pour soutenir le développement d'une "dorsale hydrogène et CO2". Le projet, porté par le gestionnaire de réseau Fluxys, vise à connecter les ports d'Anvers et de Zeebruges à quelques grands bassins industriels – la pétrochimie à Anvers, mais aussi vraisemblablement Liège et Charleroi – en construisant de nouveaux pipelines, mais aussi en réutilisant certains gazoducs existants. Un investissement qui devrait rapidement atteindre le milliard d'euros. Le Fédéral prévoit également de soutenir des projets pilotes belges autour des molécules pour environ 50 millions d'euros.

En Wallonie, un projet de déploiement d'une filière wallonne autour de l'hydrogène sera financée à hauteur de 160 millions sous la houlette du ministre wallon de l'Économie Willy Borsus (MR) et du ministre wallon de l'Énergie Philippe Henry (Ecolo).

En Flandre, le plan de relance prévoit une enveloppe de 125 millions d'euros pour le développement d'une chaîne de valeur autour de l'hydrogène.

En octobre et novembre 2021, Elia et la ministre fédérale de l'énergie, Tinne Van der Straeten, avaient annoncé la création d'une île énergétique dans la zone Princesse Elisabeth qui permettrait d'intégrer les productions offshore de la zone et de nouvelles interconnexions dont le projet en cours Nautilus (avec la Grande-Bretagne) et le projet Triton (avec le Danemark). A cette époque, la ministre avait aussi annoncé vouloir étendre la zone dédiée au niveau de déploiement d'éolien offshore et ainsi porter la capacité belge de production d'électricité offshore à plus de 6 GW. Selon plusieurs sources, l'ambition est que l'île énergétique soit opérationnelle en 2026. L'horizon de 2030 semble cependant plus réaliste selon les experts. Il est cependant important de noter que pour la réalisation de ce hub énergétique, Elia devra mettre en œuvre des technologies haute tension en courant continu dernier cri (HVDC circuit breaker).

La guerre en Ukraine pousse les pays européens à réduire leur dépendance vis-à-vis de la Russie pour l'approvisionnement en énergies fossiles, en particulier le gaz naturel.

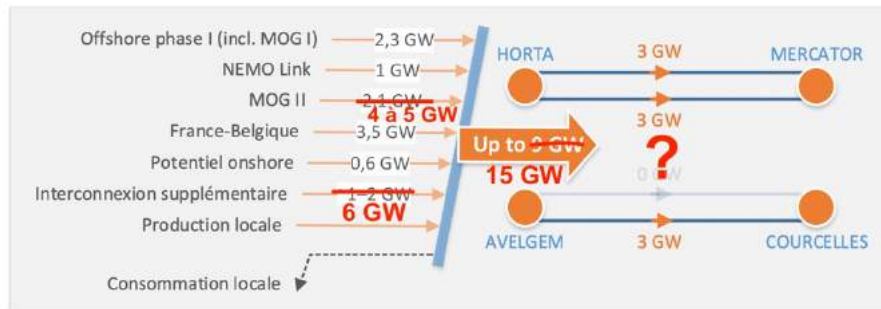
En Belgique, le plan A de sortie du nucléaire n'étant plus très « vendable », le gouvernement fédéral a décidé d'activer le plan B de sortie du nucléaire qui consiste à maintenir 2 GW de production nucléaire. Les négociations avec Engie sont en cours.

La ministre fédérale de l'énergie, Tinne Van der Straeten a aussi annoncé vouloir encore augmenter les ambitions de la Belgique de déploiement d'éolien offshore en mer du Nord pour un total de 8GW. En l'état actuel de la technologie et selon le Plan d'Aménagement du Territoire Maritime, il n'est cependant pas réaliste de déployer plus de 6 GW au total.

Un nouvel accord de coopération avec la Norvège a aussi été signé en vue de créer une interconnexion avec celle-ci. Cela ferait un total de 4 interconnexions offshore pour la Belgique pour une capacité totale de plus de 7,5 GW.

Si l'on s'en tient au discours tenu par Elia dans le dossier de base de la Boucle du Hainaut, un couloir d'évacuation de la Mer du Nord à Courcelles de 6 GW ne pourra pas suffire. Il en faudra

au minimum 2 et doubler plusieurs lignes THT existantes pour absorber de tels flux au delà de Courcelles.



TECHNOLOGIE

Dans le domaine de l'énergie, depuis une dizaine d'année, l'accent a été mis sur une électrification quasi-universelle des activités humaines en utilisant des sources d'électricité renouvelables principalement éoliennes et solaires afin de réduire la production de gaz à effet de serre et de palier à la baisse des réserves de combustibles fossiles.

Dans un premier temps, les idées les plus folles ont été émises pour pallier l'intermittence de disponibilité des productions d'électricité renouvelables : par exemple, le Global Grid selon Monsieur Ernst qui imagine une capacité de transport de 1200 GW entre l'Europe et l'Amérique du Nord et le Groenland ; ce dernier étant transformé en champs éoliens.

Dans un second temps, la recherche et le bon sens ont permis d'entrevoir d'autres alternatives plus raisonnables et plus résilientes.

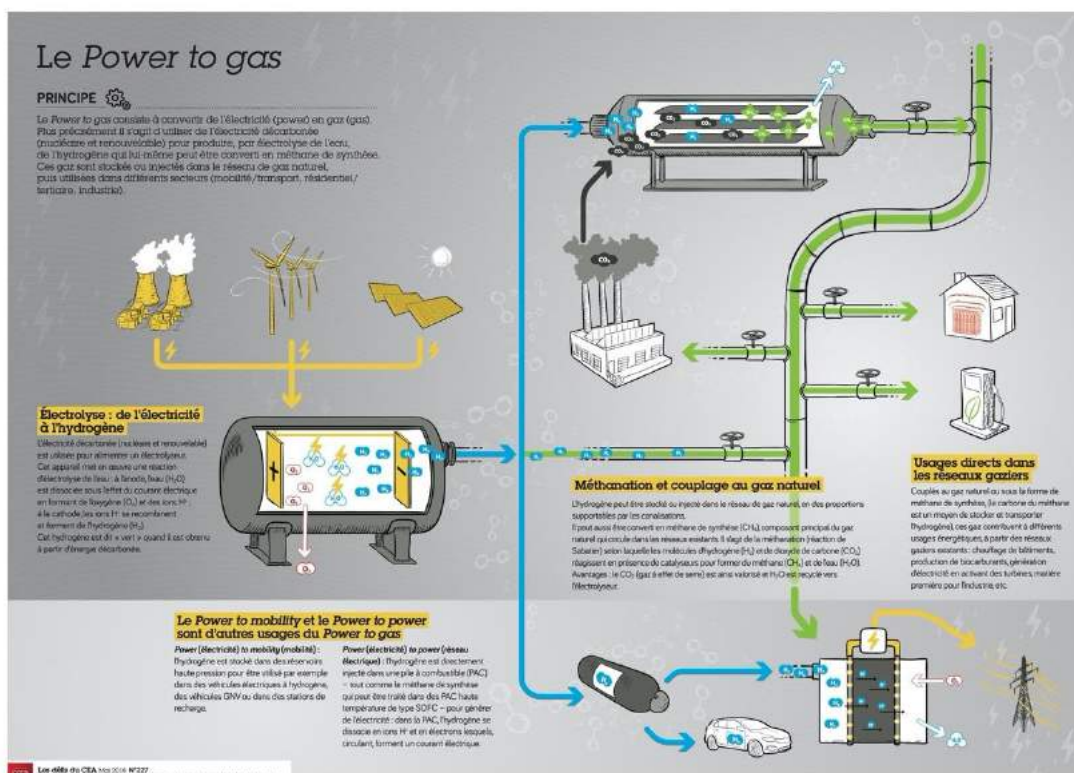


Figure 13 Potentiel PowerToGas (source CEA)

Par exemple, le e-Hydrogène produit à partir de sources d'électricité renouvelables, plus facile à stocker massivement et à transporter en transformant et en améliorant les infrastructures gazifières existantes et utilisables directement dans tous les appareils GN en mélange à concurrence de 20% d'H₂. (21)

La viabilité économique d'une chaîne de valeurs basée sur la collecte du CO2 en Europe et le stockage en Norvège dans des sites appropriés est à l'étude. Dans une telle chaîne de valeurs, le port de Zeebrugge occuperait une place prépondérante. (22)

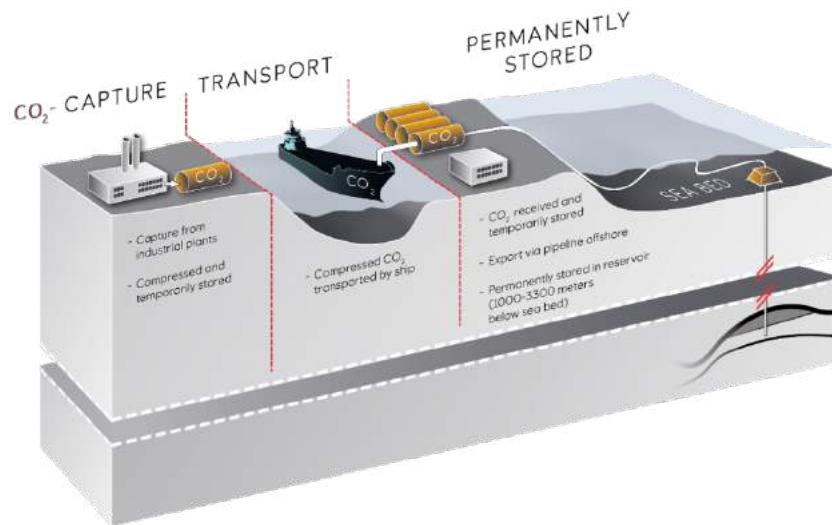


Figure 14 NorthernLights project

Néanmoins, on peut se dire que c'est mettre la poussière sous le tapis... Mais d'autres solutions techniques existent ou sont en développement. Par exemple, le e-Méthane produit à partir de e-Hydrogène et de CO₂. (22)

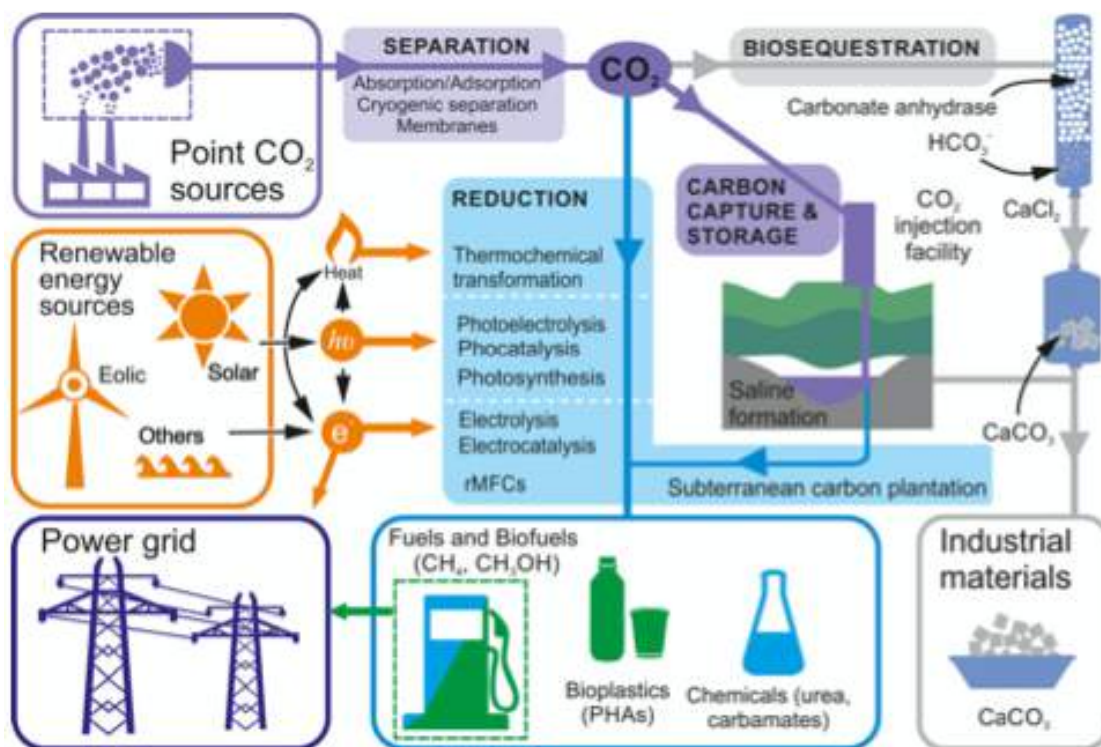


Figure 15 Comment capturer et exploiter le CO2

Les smart grids à différentes échelles, de la plus locale (quartier) à la plus globale (Europe), permettront d'optimiser la consommation et le stockage en fonction de la disponibilité des ressources en limitant les pertes.

SMART GRID

A vision for the future — a network of integrated microgrids that can monitor and heal itself.

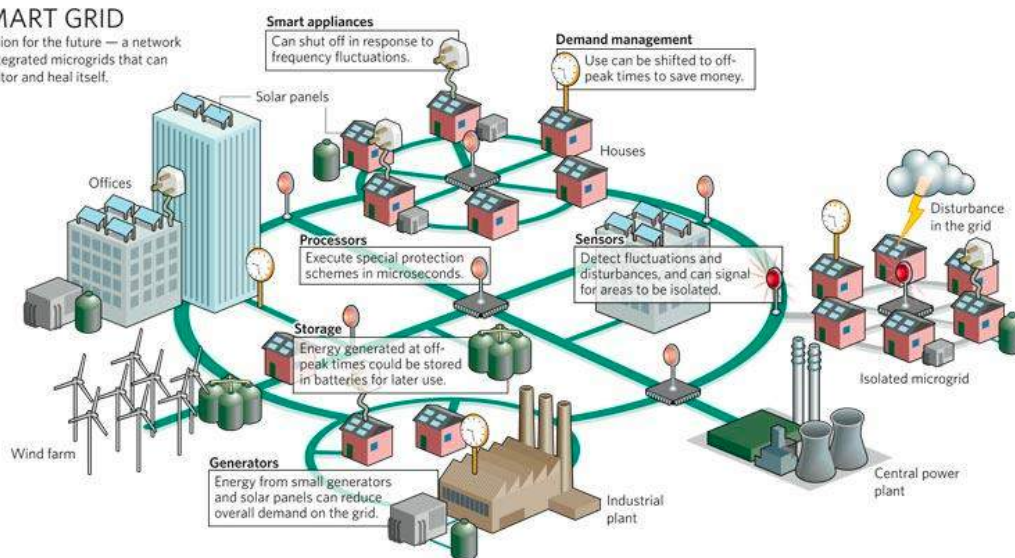


Figure 16 Réseau intelligent de production/transport/stockage/consommation (24)

Finalement, il y a la cogénération et les réseaux de chaleur de quartier. Un domaine technologique mature mais qui peine à se développer en Wallonie et en Belgique en général.

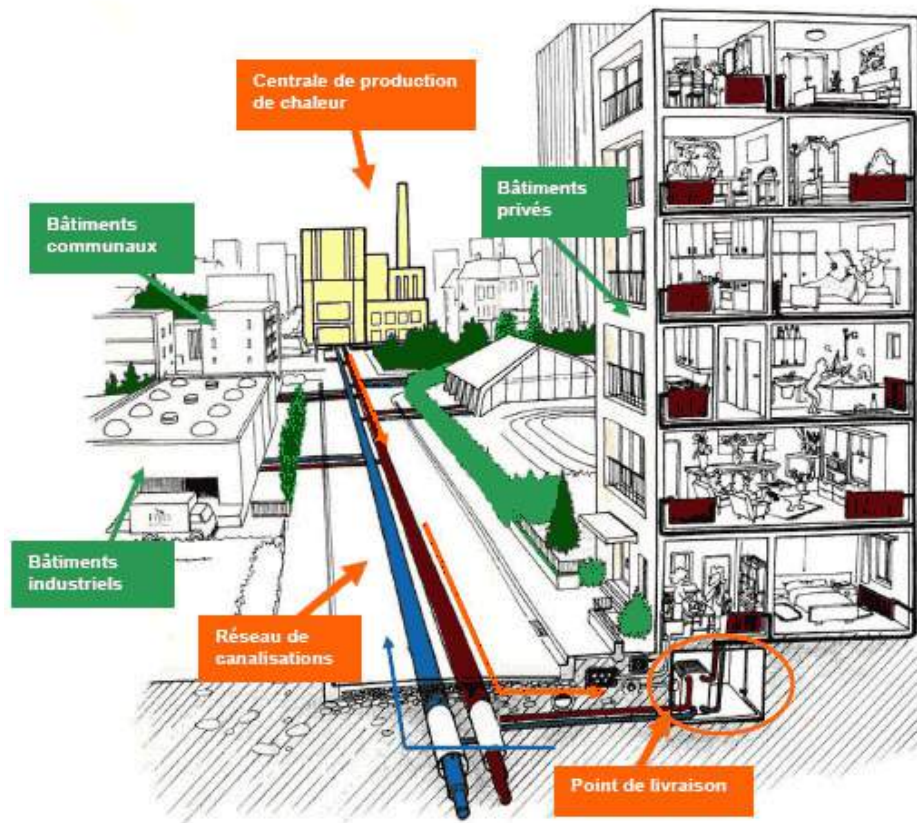


Figure 17 Cluster Tweed (25)

Au niveau Européen, une proposition de stratégie pour booster le secteur de l'hydrogène est sur la table. (7)

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

La pénurie de semi-conducteurs qui pointait son nez début 2020 s'est installée. Cela rend les plans de redéploiement rapide et massif de la mobilité électrique de plus en plus incertains.

En plus de cette pénurie, la reprise économique post-covid et la demande croissante en métaux et minéraux spécifiques indispensables aux plans imaginés pour la transition énergétique, font exploser les prix de ces matériaux (les prix de l'acier, de l'aluminium, du cuivre et du cobalt ont doublé en 2 ans. Pour les matériaux utilisés en quantité dans les énergies renouvelables, les batteries et le numérique, tels que le nickel, le lithium, les polysilicones ou le néodyme, les prix ont été multipliés par 6 ou 7 en sur la même période.)

Sur le marché du gaz naturel et des énergies fossiles, la guerre en Ukraine fait exploser les prix en anticipation de potentielles pénuries.

Ces évolutions de prix des matières premières donnent à penser qu'il faudra soit ralentir le déploiement de certaines infrastructures, soit choisir des alternatives technologiques plus économes en matières premières.

Une autre évolution de prix important est celle de la tonne de CO₂ sur le marché européen qui semble avoir définitivement passé la barre des 70 EUR/tonne CO₂eq . Cela rend pour de plus en plus d'industries chimiques et cimentaires, l'investissement dans des technologies de capture de CO₂ économiquement profitable. Encore faudra-t'il que les investissements en infrastructures pour l'évacuation et/ou le traitement du CO₂ capturé suivent.

L'hydrogène quasi absent du discours politique wallon jusque là est maintenant dans tous les débats sur le futur énergétique de la Wallonie. Quelles actions concrètes en découleront, c'est encore flou.

Dans le domaine des réseaux de transport électrique, la technologie HVDC prend de plus en plus son essor en Europe. TenneT a revu plusieurs de ses projets qui devaient initialement exploiter de classiques lignes aériennes HVAC en faveur de liaisons HVDC souterraines. Cela leur permet de gagner plusieurs années. Elia, avec l'île énergétique dans la zone Princesse Elisabeth, mise aussi sur les technologies HVDC les plus récentes. Le marché international du câble HVDC est en pleine croissance et de nouveaux acteurs (NKT, Prismian), apparaissent en Europe à côté des leaders ABB/Hitachi et Siemens.

CONCLUSION

Tant au niveau européen, national et régional, les investissements en infrastructures publiques sont censés s'inscrire dans une politique durable et une vision à long terme.

La situation actuelle est encore particulièrement complexe et faire des prévisions à plus de 10 ans sur l'évolution du secteur énergétique est impossible.

Le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux, en acceptant les projets Ventilus et Boucle du Hainaut d'Elia, engageraient la Belgique et les régions dans une voie de développement unique qui déjà aujourd'hui est incohérente avec la stratégie européenne d'intégration d'un mix de solutions pour la transition énergétique.

Il ne faut peut-être pas chercher plus loin pour comprendre pourquoi un projet qui est présenté par Elia comme capital pour la sécurité du réseau belge et européen et pour la transition énergétique ne bénéficie d'aucun soutien financier européen. Si les liaisons Ventilus et Boucle du Hainaut sont LA solution et une condition sine qua non à une transition énergétique zéro carbone, pourquoi ne sont-elles pas considérées comme une priorité au niveau européen ? Il est pourtant clair dans le discours d'Elia que les bénéfices supposés de ces liaisons dépassent largement le cadre belge et régional.

Notre analyse du dossier dans sa globalité nous porte plutôt à penser que ces liaisons sont effectivement essentielles dans la stratégie de développement du groupe Elia à l'échelle internationale.

L'ambition affichée publiquement par le groupe Elia est effectivement de développer et prendre le contrôle d'un réseau THT international appelé Supergrid qui est constitué de « Hubs » off-shore et on-shore reliés par des liaisons de très grandes capacités. Dans cette stratégie, Elia a clairement annoncé sa vision : la Belgique sera un rond-point de l'électricité pour l'Europe en 2050.

Si l'on ne peut que se réjouir du développement d'un groupe privé belge, peut-on accepter que les investissements de ce groupe se fassent sur les deniers public, au détriment des citoyens belges et plus singulièrement des hennuyers ainsi que de notre environnement ? Les bénéfices que nous pouvons attendre de ces projets pour les investisseurs indirects que nous sommes sont plus que douteux et les conséquences irréremédiables. Par contre, il est clair que la stratégie du groupe Elia permettra de grands bénéfices pour les activités non-régulées du groupe.

Par rapport à Elia, les pouvoirs publics, à tout niveau, sont entre le marteau et l'enclume. Ils sont parties prenantes en tant qu'actionnaires majoritaires de quelques pourcents du groupe Elia, mais cette majorité est bien trop courte que pour influencer sur les choix stratégiques du groupe dans le but de concilier développement public durable et développement économique du groupe.

Plus que jamais, les investissements consentis aujourd'hui et qui auront un impact sur les citoyens pendant les 70 ou 80 prochaines années méritent une politique prudente et cohérente de la part de nos politiciens.

« On ne met pas tous ses œufs dans le même panier ».

Les projets Ventilus et Boucle du Hainaut vont à l'encontre du principe de bon sens en terme de politique publique et semblent être d'un âge révolu.

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

Doit-on vraiment mettre à jour nos conclusions d'il y a un an pour cette partie de notre analyse ? Les événements et changements de stratégie politique de l'année écoulée ne font que renforcer notre conviction que les projets Ventilus et Boucle du Hainaut tels que conçus actuellement sont d'un temps révolu et totalement inadaptés à la stratégie énergétique actuelle belge et européenne.

Contre-Expertise du projet « Boucle du Hainaut » d'Elia

Partie II

Analyse technique du dossier de base d'Elia
et du rapport de l'expert Jing Dai

TABLE DES MATIERES

Table des Matières	2
Introduction	4
Mise à jour au 11 mai 2022	5
Commentaires sur le protocole de planification du réseau et sur la nécessité de la Boucle du Hainaut	5
Le maillage du backbone THT est incomplet !	5
L'interdépendance des projets Ventilux et Boucle du Hainaut	7
Les interconnexions avec la France	7
Effets de goulot et d'étranglement sur le réseau 150 kV en Hainaut	8
Résolution de la congestion Ruien-Chièvres-Baudour	9
Le problème de congestion Baudour-Trivière	10
Solution envisagée par Elia et Jing Dai	11
Alternative possible ?	11
Des opportunités ignorées par Elia et l'incohérence du tracé	12
Commentaires sur la méthode d'analyse du projet	14
Commentaires sur l'application du critère N-1	15
Une norme européenne de sécurité d'exploitation détournée	15
9 GW : une conjonction de situation peu probable	15
Non prise en compte des moyens de contrôle d'Elia	16
Sous-estimation des risques de la technologie aérienne	17
Non prise en compte du facteur risque dans la comparaison technologique	18
Influence du risque lié à la technologie sur le besoin de capacité	18
Commentaires sur les hypothèses et scénarios	20
Obsolescence des hypothèses	20
Non-prise en compte des nouvelles unités de production contrôlables et de l'évolution générale du secteur énergétique et industriel	20
Situation extrême présentée comme la normalité par Elia	21
Les coûts potentiels de redispatching	23
Commentaires annexes	24
Sur l'inadéquation des technologies GIL	24
Sur le manque de maturité de la technologie	24
Surestimation des coûts d'exploitation	26
Coût environnemental	26
Sur la comparaison des coûts des différentes options techniques	26
Sur les erreurs et approximations dans le dossier de base	26

Sur le manque de vision en termes d'investissement public dans l'approche d'Elia	26
Sur la relation entre le choix technologique et le coût réel	27
Sur la Comparaison des options techniques par l'expert	28
Sur le tracé proposé par Elia	28
Commentaires sur les conclusions de l'expert Jing Dai concernant le besoin d'une liaison de 6 GW	30
Une vision d'électricien et des hypothèses obsolètes	30
Sur son analyse des besoins	31
Sur les solutions systémiques pour le Hainaut	32
Sur les solutions pour la Wallonie	32
Sur les enjeux stratégique off-shore pour le groupe Elia	33
Sur les enjeux stratégique on-shore pour le groupe Elia	33
Sur les échanges internationaux	34
Notre perception du développement offshore futur	35
Mise à jour au 11 mai 2022	36
Commentaires relatifs aux réponses de l'expert Jing Dai aux questions du ministre Borsus	37
Question 1 sur la nécessité de construire une nouvelle liaison	37
Question 2 sur la solution en courant continu	37
Question 3 sur la possibilité de l'enfouissement	37
Question 4 sur d'autres technologies éventuelles.	38
Mise à jour au 11 mai 2022	39
Etude de l'approche technique proposée par le groupe Revolth par l'UMONS	39
Etude réalisée par madame Bekelo	39
Conclusion générale	41
Mise à jour au 11 mai 2022	42

Note importante :

Depuis la première parution de ce dossier le 7 mai 2021, plusieurs événements, décisions et déclarations d'intention politiques tant au niveau international que national méritent d'être inclus dans notre analyse. Afin de permettre au lecteur une meilleure compréhension de l'historicité du dossier, nous ajoutons dans cette version un paragraphe « mise à jour » à la fin de chaque section impactée.

INTRODUCTION

La société Elia a pour ambition de déployer une liaison THT aérienne d'un niveau de tension de 380 kV et d'une capacité de transport de 6 GW allant de Zeebrugge à Courcelles en passant par Avelgem (projets « Ventilus » et « Boucle du Hainaut »). Une telle capacité de transport est peu commune dans le monde, cela représente en effet l'équivalent de la capacité de production des 7 réacteurs nucléaires belges, Doel et Tihange réunis...

Afin de justifier ses projets et notamment la capacité de transport et le choix technologique, Elia a développé un argumentaire technico-économique. Le choix retenu par Elia ainsi que les arguments y référant ont largement été confirmés par Monsieur Jing Dai dans une étude commandée par le cabinet du ministre Willy Borsus.

Notre analyse nous porte à penser que tant l'analyse d'Elia présentée dans son dossier de base « Boucle du Hainaut » que celle de Monsieur Jing Dai sont incomplètes, approximatives, partiales et ne cadrent pas avec une vision à long terme de politique énergétique intégrée tant au niveau fédéral que régional.

Les principaux éléments qui rendent ces analyses peu probantes à nos yeux sont :

- Le protocole de planification du réseau utilisé est basé sur le besoin d'évacuer l'électricité des centres de production. Ce protocole, utilisé depuis des dizaines d'année par les GRT européens, n'est plus d'actualité. Différents régulateurs européens et nationaux demandent aux GRT de revoir ce protocole pour planifier les modifications du réseau THT en se concentrant sur le besoin d'amener l'électricité vers les centres de consommation à partir de sources de productions intermittentes et distribuées géographiquement.
- Un problème de méthode d'analyse du projet en ce que les auteurs séparent la détermination de la capacité nécessaire de la comparaison des options technologiques ;
- Un détournement du critère N-1 qui est une norme européenne qui devrait conduire à une analyse de risque et qui est utilisé par les auteurs comme une contrainte de dimensionnement ;
- L'analyse séparée des projets Ventilus et Boucle du Hainaut qui pourtant à l'échelle belge et européenne ne constituent qu'un seul et même couloir supplémentaire de transport d'électricité provenant des côtes belges vers le centre-est de la Belgique ;

- Les scénarios et hypothèses utilisés dans les analyses et simulations ont été conçus dans les années 2016-2017 par Elia et ne sont plus du tout en accord avec les scénarios actuellement reconnus au niveau du gouvernement fédéral et au niveau européen. Ce seul fait rend toutes les analyses et démonstrations proposées par Elia et Monsieur Jing Dai objectivement invalides.

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

Depuis la première parution de notre analyse, deux études indépendantes supplémentaires ont été menées dans le cadre du dossier Boucle du Hainaut.

La première fut commandée auprès du groupe de recherches Power Systems & Markets de UMONS par la Commission des Bourgmestres des 14 communes impactées par le tracé proposé par Elia pour une liaison THT aérienne dans le cadre de sa demande de modification du plan de secteur. Elle portait sur l'analyse de la faisabilité technique de l'approche HVDC proposée par le groupe technique de l'asbl Revolht.

La deuxième, commandée par le cabinet du ministre Borsus, auprès d'une ingénieure canadienne, Menelika Bekolo, devait répondre à la question du besoin et de la technologie du projet.

COMMENTAIRES SUR LE PROTOCOLE DE PLANIFICATION DU RESEAU ET SUR LA NECESSITE DE LA BOUCLE DU HAINAUT

Toute analyse de projet d'investissement doit commencer par analyser les coûts/bénéfices prévisibles et risques à ne pas mettre en oeuvre le projet en question. Cette étape essentielle de l'analyse aurait dû être réalisée par Elia et l'expert et présentée dans leurs rapports.

Par ailleurs, comme le souligne le régulateur européen, le renforcement du réseau de transport d'électricité européen devrait se faire sous l'angle de la fourniture de l'électricité aux centres de consommation et non plus sur l'évacuation de l'électricité à partir de centres de production importants (centrales nucléaires).

LE MAILLAGE DU BACKBONE THT EST INCOMPLET !

Tant Elia que Monsieur Jing Dai affirment que, sans la Boucle du Hainaut, le maillage du réseau THT est incomplet. Monsieur Jing Dai affirme même que « la coupure de juste quelques lignes risque fortement de séparer le réseau en deux parties, ce qui est en contraste avec le réseau en France (RTE) qui est beaucoup plus maillé. »

Et, pour nous en convaincre, ils nous présentent les cartes suivantes :

LA BOUCLE DU HAINAUT

Stade entre le port d'Anvers et le centre de la Belgique, cette liaison est indispensable pour compléter la liaison Horta-Mercator qui est actuellement la seule existante entre l'ouest et le centre de la Belgique. Le besoin est de créer un nouveau corridor 380 kV d'une capacité de 6 GW, avec une capacité minimale de 3 GW en cas d'indisponibilité d'une partie de la liaison (règle du « N-1 »).



Figure 6. Evolution du réseau 380 kV



Figure 1. Réseau de transport d'électricité belge (ELIA, 2020).

Pourtant, lorsque l'on consulte les documents techniques mis à disposition par Elia sur son site en dehors de son dossier de base « Boucle du Hainaut » et par l'ENTSOE, les liaisons qui longent la frontière franco-belge et belgo-hollandaise semblent faire un tout avec le réseau belge.

Et si l'on prend un peu de hauteur, contrairement à ce qu'affirme Monsieur Jing Dai, le réseau 380 kV belge est beaucoup plus dense et maillé que dans la plupart des régions françaises en dehors de l'Ile de France.

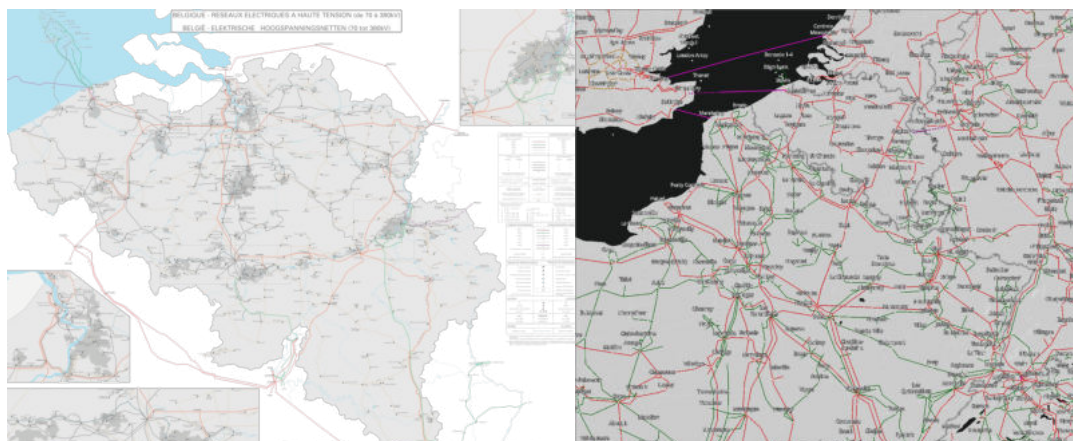


Figure 1 Réseau THT maillé belge et européen

Par ailleurs, cet argument a été utilisé historiquement par Electrabel, en plus d'un besoin justifié par la construction de la ligne TGV, dans un projet très similaire au projet « Boucle du Hainaut » dans les années 90 précédant la privatisation d'Electrabel et la création d'Elia.

Ce projet n'a pas vu le jour. Et, pourtant, le TGV roule et il n'y pas eu de problème majeur répertorié dans les historiques publiés par Elia qui soit directement lié à un problème de « bouclage » manquant en Hainaut.

L'INTERDEPENDANCE DES PROJETS VENTILUS ET BOUCLE DU HAINAUT

Les projets Ventilus et Boucle du Hainaut sont interdépendants. L'un n'a pas de sens sans l'autre. Les deux contribuent à amener les productions off-shore vers le centre du pays et au-delà.

Face à notre questionnement, les représentants d'Elia nous ont indiqué que le choix de séparer ce projet d'ordre fédéral en deux est guidé par les compétences régionales en termes de territoire.

Cependant, nous avons pu constater sur le terrain de sensibles variations dans la communication d'Elia avec les acteurs de terrains, notamment en présentant comme acquise la réalisation future de l'autre projet en fonction des régions.

Il n'en est rien et, tant au nord qu'au sud, des voix s'élèvent pour dénoncer le manque de transparence d'Elia au point de remettre en question le caractère bénéfique de ce projet pour les citoyens belges.

Au nord du pays, le projet Ventilus est plus ou moins au point mort. Les procédures publiques ont démarré quelques mois avant celles du projet Boucle du Hainaut. De nombreuses études complémentaires ont déjà été effectuées, toutes aillant les mêmes défauts majeurs relevés dans le présent document à divers degrés.

Pour l'instant, tant les autorités locales que les citoyens impactés campent sur leur position de refus par rapport à ce projet. Fin février 2021, la ministre régionale flamande en charge de l'aménagement du territoire a déclaré qu'elle allait désigner un médiateur. A ce jour (mai 2021), aucun médiateur n'a encore été désigné par le gouvernement flamand.

Une analyse centrée sur les centres de consommation européens montrerait plus que probablement que, si un renforcement du réseau de transport d'électricité belge est nécessaire à partir du littoral belge, ce n'est que pour quelques 1 ou 2 GW vers le centre du pays. Le reste est plutôt destiné à terme à approvisionner la vallée de la Ruhr en Allemagne.

LES INTERCONNEXIONS AVEC LA FRANCE

Dans son dernier plan de développement décennal, RTE, le gestionnaire du réseau de transport électrique français, a mis en attente un projet de renforcement de la liaison Lonny-Chooz-Achène.

Cette liaison renforcée pourrait desservir judicieusement la région wallonne et, en particulier, les régions de Charleroi et de Mons qui sont principalement responsables du haut niveau de charge du réseau 150 kV du Hainaut.

En effet, à Chooz se trouve une centrale nucléaire qui a encore de beaux jours. Par ailleurs, le gestionnaire du réseau THT français prévoit que, d'ici 2030, la région Grand-Est sera la région ayant la plus grosse capacité de production éolienne de France.

Donc, renforcer les connexions de la Belgique avec cette partie du territoire français semble judicieux tant techniquement qu'économiquement pour les citoyens belges.

La raison invoquée par RTE justifiant la suspension du projet dans son dernier rapport est que la viabilité économique de ce projet de renforcement côté français n'est pas encore sûre. Faut-il comprendre que RTE prendra sa décision en fonction de la création ou non de la Boucle du Hainaut ?

D'un point de vue économique pour les citoyens belges, cela représente un investissement moindre de la part d'Elia à supporter et beaucoup moins impactant. Il s'agirait principalement de renforcer la liaison THT existante entre Monceau et Chooz qui n'est pour l'instant que de 1^{ère} classe à un niveau de tension de 220 kV sur la plupart du tronçon.

Selon nous, cela ne rentre pas dans la stratégie commerciale d'Elia de faire de la Belgique un rond-point de l'électricité. Elle devrait partager le gâteau avec son homologue français.

L'expert Jing Dai ne prend pas en compte ce projet de renforcement par le gestionnaire de transport français.

EFFETS DE GOULOT ET D'ETRANGLEMENT SUR LE RESEAU 150 kV EN HAINAUT

Elia, dans son dossier de base, fait souvent mention de problèmes structurels concernant le réseau 150 kV en Hainaut sans fournir de détails sur les problèmes en question ni de précisions sur ce qu'apportera, selon eux, la Boucle du Hainaut pour les solutionner.

Cependant, l'expert Jing Dai semble avoir eu accès à plus d'informations de la part d'Elia et nous explique donc la vision de ce dernier.

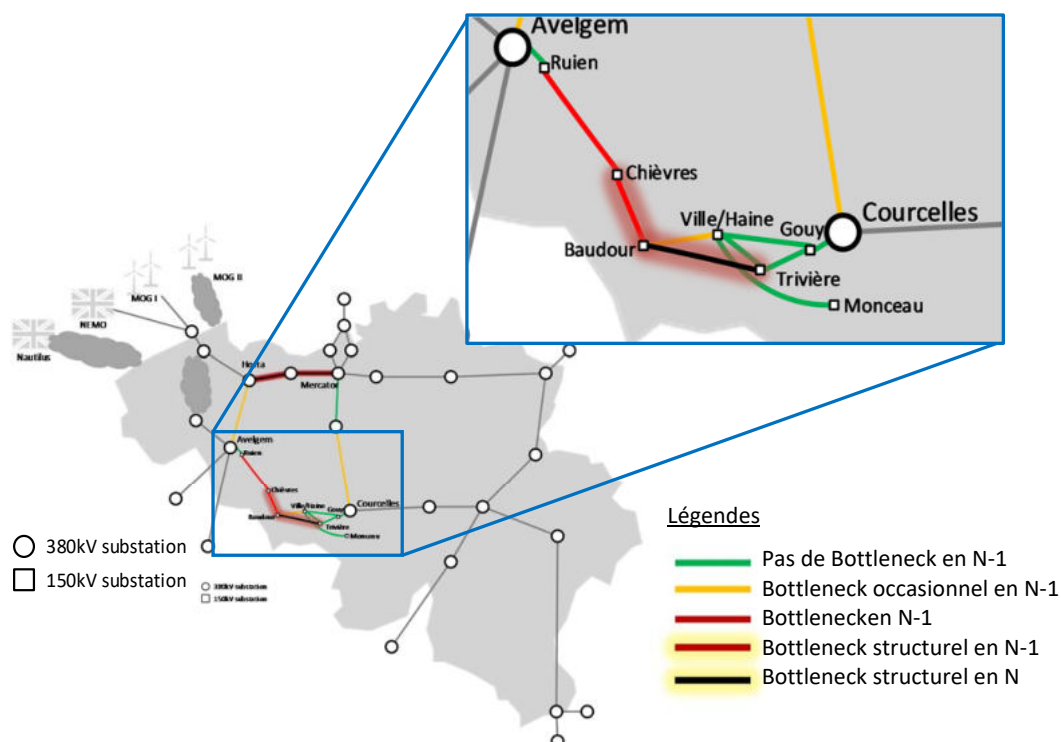


Figure 8. Congestion dans le réseau 150 kV dans le Hainaut avec les charges maximales (Elia, 2020).

Figure 2 Congestion dans le réseau du Hainaut selon Elia

Selon les données fournies par Elia, les congestions se situent principalement sur la liaison Ruïen-Chièvres-Baudour et entre Baudour et Trivière.

RESOLUTION DE LA CONGESTION RUIEN-CHIEVRES-BAUDOUR

Comme l'indique l'expert, le projet qui est en cours d'étude et qui concerne le remplacement de la liaison aérienne en fin de vie Ruïen-Chièvres-Baudour par des câbles souterrains avec une capacité augmentée devrait régler le problème sur cette liaison.

Mais il reste encore à alimenter la région de Baudour/Saint-Ghislain/Ghlin. En effet, bien qu'il y ait une centrale TGV dans la région, elle n'a qu'une capacité de production de 350 MW. Or la région accueille le data center de Google et de nombreuses usines présentes sont très consommatrices en électricité.

Bien que ce ne soit pas relevé par l'expert, il faut noter qu'Elia a prévu dans son plan décennal de mettre à jour les liaisons en 2x 150 kV entre Baudour et Ville-Sur-Haine qui sont actuellement en 1x 150 kV + 1x 70kV, augmentant ainsi la capacité de cette liaison de près de 40%.

D'autre part, cela rééquilibrera la charge entre Courcelles et Baudour sur les deux liaisons parallèles soulageant ainsi la liaison entre Baudour et Trivière.

LE PROBLEME DE CONGESTION BAUDOUR-TRIVIERE

Il reste donc à régler le problème de la liaison entre Baudour et Trivière qui est aujourd'hui une liaison de 2x 150 kV.

Selon Elia et Jing Dai, Elia a l'opportunité, en faisant passer la Boucle du Hainaut par Chièvres, d'y créer un point de repiquage pour injecter de l'énergie vers Baudour et ainsi soulager la liaison Baudour et Trivière. Néanmoins, rien n'est selon eux prévu pour augmenter la capacité de la liaison entre Chièvres et Baudour qui est de l'ordre de 350 MW.

Une fois de plus, Elia et l'expert nous présentent des cartes partielles semblant indiquer un « manque » dans le réseau. Si l'on observe la situation en se servant des cartes techniques publiée par Elia sur son site, on comprend mieux la situation.

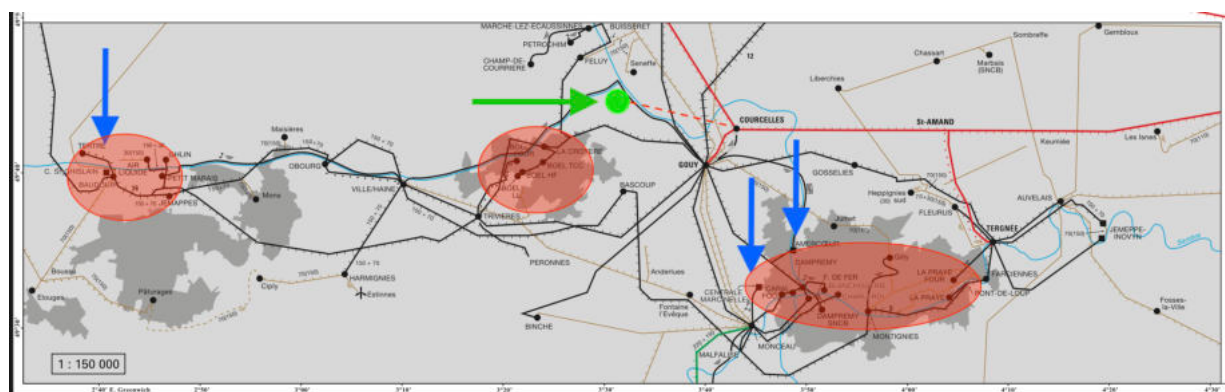


Figure 3 Réseau actuel en Hainaut

Les zones fortement consommatrices en électricité actuellement sont indiquées en rouge. Les flèches bleues indiquent les centrales électriques actuelles. Une des zones rouges concerne la région Baudour/Saint-Ghislain/Ghlin (à l'extrême gauche). Il est prévisible que la demande dans cette zone est amenée à augmenter. D'une part, il y a la volonté annoncée de Google d'étendre son data center de Saint-Ghislain ; d'autre part, il y a peut-être aussi une expansion du site de production de la société Air Liquide et la volonté de la société Yara de convertir ces procédés de production d'ammoniac pour utiliser l'hydrolyse ou la pyrolyse.

Air Liquide est un acteur majeur et reconnu dans la production de gaz de synthèse et est amené à devenir un acteur capital dans le secteur de l'hydrogène à des fins énergétiques. La société possède un second site de production en Hainaut à Marcinelle. Les deux sites sont reliés au réseau de transport international d'hydrogène de la société.

La zone Baudour/Saint-Ghislain/Ghlin reçoit localement la production d'électricité de la centrale TGV de Baudour. Mais comme celle-ci n'a qu'une capacité de production de 350MW, cela est trop faible pour soutenir le développement de la région. Cependant, si l'on regarde de plus près cette zone, on voit que les sites industriels de Ghlin (postes Air Liquide et Ghlin) et Google (poste Petit-Marais) sont actuellement très peu desservis par la liaison Chièvres-Baudour ainsi que la centrale de Baudour, étant donné que la liaison entre la centrale et le poste de Jemappes n'est qu'une liaison aérienne 1x 70 kV + 1x 150 kV.

Ces trois postes sont actuellement beaucoup plus desservis par 3 liaisons à l'ouest connectées au backbone 380 kV :

- Une liaison câblée souterraine 2x 150 kV qui arrive directement chez Google (Petit-Marais) et non reprise sur les schémas et l'analyse de l'expert Jing Dai ;
- Une liaison 2x 150 kV entre Baudour et Trivière ;
- Et la liaison 70 kV + 150 kV Jemappes-Obourg-Ville/Haine.



Figure 4 Réseau actuel dans le région Saint-Ghislain-Ghlin-Baudour

SOLUTION ENVISAGEE PAR ELIA ET JING DAI

Dans le cadre du projet Boucle du Hainaut, Elia et l'expert Jing Dai indique qu'un repiquage potentiel à Chièvres pourra soulager la congestion entre Baudour et Trivière.

Un tel repiquage ne pourra se faire qu'en amenant l'électricité de Chièvres à Ghlin avec une capacité d'au moins 300 MW, ce qui implique, en plus de construire un nouveau poste de conversion à Chièvres :

- Soit de faire une seconde ligne 2x 150 kV entre Chièvres et Baudour et une ligne 2x 150kV qui survolera les villes de Baudour et Ghlin (une de plus)
- Soit, plus que probablement, de faire une seconde ligne 2x 150 kV qui traversera les villages de Vaudignies, Neufmaison et Herchies et qui traversera les Bois de Baudour pour atteindre le poste de Ghlin ou Petit-Marais.

Dans les 2 cas, on peut s'attendre à de nouvelles protestations locales et autres difficultés.

ALTERNATIVE POSSIBLE ?

Elia et Monsieur Jing Dai semble dire qu'il n'y pas d'alternative possible et que dès lors, cela justifie pleinement que la Boucle du Hainaut passe par Chièvres.

Une première constatation est que, si congestion il y a encore entre Baudour et Trivière après la mise à jour prévue au plan décennal à 2x 50 kV des liaisons 70 + 150 entre Baudour, Ville-sur-Haine et Trivière, c'est que la liaison câblée souterraine qui arrive à proximité de Google (poste Petit-Marais) a été sous-dimensionnée par Elia.

En effet, cette liaison, qui d'après les cartes d'Elia relie Petit-Marais à Ville-sur-Haine en 2x150kV et ensuite Ville-sur-Haine à Gouy (repiquage sur le backbone 380 kV) avec seulement 1 circuit 150 kV, devrait soulager le poste de Trivière. Cependant, si effectivement cette liaison entre Ville-sur-Haine et Gouy est insuffisante, les flux sont redirigés vers le poste de Trivière et sur la liaison entre Baudour et Trivière (celle en noir sur les schémas de l'expert).

Donc, une solution simple serait d'augmenter la capacité de cette liaison souterraine Gouy/Ville-sur-Haine/Petit-Marais, ce qui serait beaucoup moins impactant pour la population et l'environnement. Il s'agit en effet d'une liaison souterraine longeant le canal qui ne pose pas de problèmes environnementaux.

DES OPPORTUNITES IGNOREES PAR ELIA ET L'INCOHERENCE DU TRACE

Tant Elia que l'expert semblent ignorer qu'un permis a été accordé pour la construction d'une centrale TGV de 870 MW à Manage (point vert sur le schéma ci-dessous).

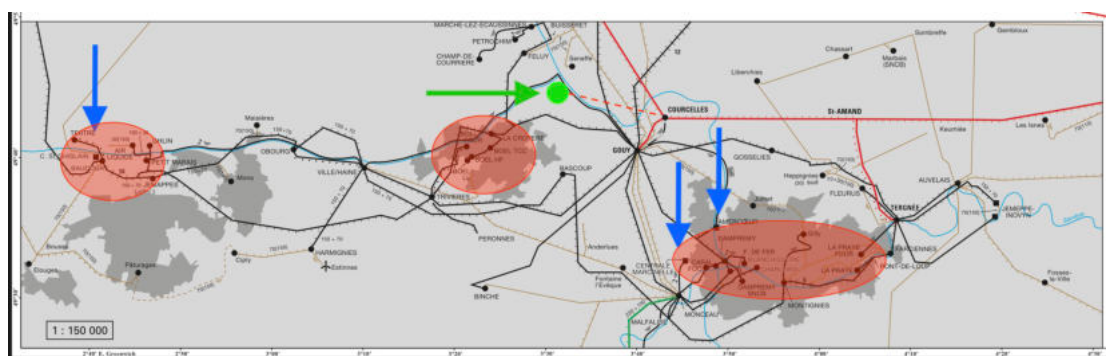


Figure 5 Réseau actuel en Hainaut

Pourtant, on peut lire en toute lettre dans le permis octroyé à la société Eneco :

Considérant que l'électricité produite à partir de l'alternateur transite au préalable par un transformateur élévateur de tension pour être ensuite transportée par une liaison souterraine de 380 kV en projet vers le poste de Courcelles ; qu'une demande de permis spécifique sera introduite par la S.A. ELIA, transporteur exclusif d'électricité pour la Belgique ;

Et, Elia a démarré il y a peu la procédure de demande de permis.

Avec cette nouvelle centrale TGV et le tracé proposé par Elia pour la Boucle du Hainaut, la ville de Seneffe fait figure de ville sacrifiée sur l'autel du dieu électricité : au nord, une ligne aérienne d'un niveau de tension de 380 kV et d'une capacité de transport de 6 GW et au sud, une centrale TGV et quelques câbles 380 kV en plus...

Comme on le voit, en creusant un peu, la solution proposée par Elia et surtout son tracé semblent totalement incohérents avec les problèmes évoqués par Elia concernant le Hainaut.

Effectivement, pourquoi choisir un tracé qui traverse essentiellement des communes rurales vivant essentiellement d'agriculture et de tourisme en prétendant que cette liaison va permettre de résoudre des problèmes de réseaux, alors que ces problèmes se situent bien au sud du tracé proposé ?

Pourquoi omettre de dire que cela ne se fera qu'au prix de nouvelles liaisons qui traverseront nos campagnes ?

Pourquoi ne pas proposer des solutions en capitalisant sur l'existant (liaison souterraine Gouy/Ville-sur-Haine/Petit-Marais) et ce qui est acté (la nouvelle centrale TGV de Manage) de sorte que cela serait beaucoup moins impactant et beaucoup moins cher pour les citoyens belges ?

Pourquoi chercher à cacher toutes ces informations et ne pas être transparent par rapport aux implications de leur proposition ?

Pourquoi ne pas avoir cherché une solution technique afin de proposer un tracé qui relie directement les zones à forte consommation électrique du Hainaut à cette nouvelle liaison de grande capacité ?

Pourquoi ne pas avoir pris en compte les projets de centrales TGV à Manage et à Vilvoorde qui, d'une part, vont permettre de limiter les risques de congestion et de sécurité d'approvisionnement qu'ils prétendent solutionner avec la Boucle du Hainaut et qui, d'autre part, représentent des opportunités de trouver des solutions moins contraignantes et moins coûteuses d'assurer sa fonction de gestionnaire et de planificateur du réseau THT belge ?

Autant de questions auxquelles nous n'avons pas de réponses et qui nous portent à croire qu'Elia tente de justifier un besoin qui n'existe pas pour des raisons qui ne concernent pas l'intérêt général.

COMMENTAIRES SUR LA METHODE D'ANALYSE DU PROJET

Une première remarque générale mais de laquelle découlent la plupart des incohérences relevées est qu'Elia et Monsieur Jing Dai analysent séparément la capacité nécessaire et les options technico-économiques.

Cette approche n'a rien de scientifique et est totalement déconnectée de la réalité.

En effet, dans leur analyse de la capacité nécessaire, ils font implicitement l'hypothèse d'une liaison aérienne et, dans la comparaison technico-économique, ils font l'hypothèse d'une capacité nécessaire de 6 GW selon un tracé dicté par une technologie aérienne en courant alternatif.

La réalité est que le choix technologique, le besoin de capacité, le tracé et les conséquences environnementales et économiques sont totalement interdépendants et ne peuvent être évalués indépendamment.

Le calcul de la capacité nécessaire d'une telle liaison est dirigé par la projection des besoins certes, mais aussi par la nécessité d'assurer la fiabilité du réseau. Or, les différentes possibilités techniques pour une telle liaison offrent différents niveaux de fiabilité et différents types de mesures correctives opérationnelles.

Quelques exemples :

- Une liaison câblée souterraine en courant alternatif serait probablement constituée de 4 ou 6 circuits indépendants. Donc, la mise hors service volontaire ou involontaire d'un des circuits ne mène pas à la perte de la moitié de la capacité comme c'est le cas pour une liaison aérienne à 2 ternes. Dès lors, cela est susceptible d'impacter les estimations sur la capacité nécessaire pour assurer la sécurité d'exploitation selon les normes en vigueur. Par ailleurs, pour ce type de liaison souterraine, le risque d'accident et le besoin de maintenance sont bien moindres que pour une liaison aérienne. Une liaison aérienne ne peut supporter une surcharge que pendant maximum 30 minutes, alors qu'une liaison souterraine peut supporter une surcharge beaucoup plus longtemps. Cela donne l'opportunité au gestionnaire de prendre des mesures correctives beaucoup moins déstabilisantes pour le réseau. Cependant, il faut noter que les interventions sur ce type de liaison sont généralement plus longues (travaux de terrassement) ;
- Une liaison faite de conducteurs GIL est généralement placée dans un tunnel. L'entretien est limité au strict minimum (inspection régulière) et la fiabilité démontrée par les installations en production depuis les années 70 surpassent toutes les autres technologies. La première installation faite par Siemens avec des conducteurs de première génération a été inspectée en profondeur il y a une dizaine d'années. Elle ne montrait pas la moindre trace d'usure. En l'occurrence, il est difficile d'estimer la durée de vie d'exploitation de cette technologie puisqu'après 40, voire 50 ans d'exploitation, les gestionnaires n'ont pas pu constater de défaillance d'usure.

COMMENTAIRES SUR L'APPLICATION DU CRITERE N-1

UNE NORME EUROPEENNE DE SECURITE D'EXPLOITATION DETOURNEE

Selon l'article 35 du grid code européen (Union européenne, 2017), la perte d'une œuvre dans le réseau, telle qu'un groupe de générateurs ou une liaison, ne doit pas mettre en péril la sécurité d'exploitation du réseau électrique. Force est de constater que cela concerne non seulement les pertes fortuites des composants du réseau, mais aussi les maintenances périodiques nécessaires comme la peinture des pylônes. (Rapport de l'expertise Jing Dai)

Ce règlement européen est l'un des arguments principaux utilisés par Elia et Monsieur Jing Dai pour justifier le besoin d'une capacité de 6 GW pour la liaison entre Avelgem et Courcelles.

Effectivement, le choix technologique pour les liaisons THT a une influence directe sur le besoin de densifier ce réseau. La technologie aérienne, moins chère pour l'investissement initial, demande plus d'interventions et des travaux de maintenance réguliers nécessitant de « couper » la ligne.

A contrario, les technologies souterraines (câbles ou plus particulièrement GIL) ne nécessitent pas de travaux de maintenance réguliers demandant de « couper » temporairement la ligne.

Les représentants d'Elia ont mis en avant que les interventions qui nécessitent la coupure de la liaison dans le cas de liaisons souterraines sont généralement plus longues même si elles sont beaucoup moins fréquentes. Mais ceci n'est nulle part objectivé.

Pour ce faire, il faudrait une analyse de risques. Par exemple, au vu de la littérature et des données publiées concernant les liaisons GIL et câbles, il est vraisemblable de penser que le risque d'accident impliquant une perte fortuite totale de la moitié (N-1) de la capacité est extrêmement limité, voire improbable.

9 GW : UNE CONJONCTION DE SITUATION PEU PROBABLE

La règle du N-1, telle qu'elle est évoquée par Elia et Monsieur Jing Dai, fait de facto l'hypothèse de liaisons aériennes à 2 ternes et ignore tous les autres moyens opérationnels à la disposition d'Elia pour assurer la sécurité d'exploitation du réseau.

Dans le cas de la Boucle du Hainaut, la règle est invoquée pour justifier la création d'une liaison de 6 GW en soutien à la liaison aérienne existante (Horta-Mercator) qui sera « upgradée » aussi à 6 GW.

Le besoin de capacité de transfert ouest-est estimé par Elia est de 9 GW. Bien que, sur cette estimation, il y ait beaucoup de zones d'ombre, prenons cela comme hypothèse de base.

Notons, toutefois, qu'il s'agit là d'un besoin d'évacuation maximum dans une situation très peu fréquente : moins de 3 jours cumulés par an à l'horizon 2040, selon les estimations les plus pessimistes d'Elia.

Pour qu'un tel besoin d'évacuation se produise, il faut avoir simultanément l'importation à son niveau maximum en provenance de la France (Avelin-Avelgem) et du Royaume-Uni et que les éoliennes en Mer du Nord soient à leur maximum de capacité et que les besoins en électricité à l'est de la Belgique dépassent la capacité de production on-shore de plus de 9 GW et encore sans possibilité d'importer des Pays-Bas, de l'Allemagne ou de la France via les autres liaisons.

Comme on le voit, l'absolue nécessité de pouvoir transférer 9 GW d'ouest en est en permanence sous peine de « black-out » en cas de perte d'une partie de la capacité dû à un besoin fortuit ou non de réduire la capacité d'une des liaisons repose sur l'hypothèse d'une conjonction de situations qui est extrêmement peu commune.

NON PRISE EN COMPTE DES MOYENS DE CONTROLE D'ELIA

Par ailleurs, le règlement européen (« critère N-1 »), par rapport à la liaison aérienne de 2x 3 GW de Horta à Mercator, implique bien que la perte d'un terme (3 GW) ne mette pas *en péril la sécurité d'exploitation du réseau électrique*.

La définition reprise dans ce règlement implique qu'il y a mise en péril de la sécurité d'exploitation si l'opérateur n'a pas d'option opérationnelle pour sauvegarder le réseau. Dès lors, ne devrait-on pas considérer que, dans le cas d'une telle conjonction peu probable d'événements, il reste à l'opérateur Elia la possibilité de faire stopper la production d'une partie du parc éolien en mer du Nord ?

En réalité, dans une situation aussi critique, il y aurait de nombreux moyens de réduire le besoin d'évacuation d'Ouest en Est pour préserver la sécurité d'exploitation du réseau :

- freiner les éoliennes en mer du Nord (si elles tournent à plein régime, celles aux Pays-Bas et celles on-shore le sont probablement aussi) ;
- « dévier » les importations de France via la liaison Avelin-Avelgem, via Lonny-Achêne ;
- « freiner » les importations du Royaume-Uni (très facile avec la liaison courant continu Nemo)
- « rediriger » les flux via les Pays-Bas et la liaison Van Eyck-Maasbracht.

En fait, la plupart de ces mesures de redistribution des flux se font naturellement et sans intervention des opérateurs au sein du réseau 380 kV interconnecté avec la France et les Pays-Bas par plusieurs jonctions le long des frontières belges.

Dans notre estimation, avant que la situation ne devienne critique pour le réseau THT belge et européen et sur base du calcul de flux présenté par Elia dans une architecture avec la Boucle du Hainaut et Ventilux, la barre est probablement plus autour de 5 à 6 GW, et pour ne pas engendrer de pertes financières d'exploitation conséquentes (et imputées aux citoyens) de l'ordre de 7 GW.

SOUS-ESTIMATION DES RISQUES DE LA TECHNOLOGIE AERIENNE

Les liaisons aériennes présentent une exposition à des risques d'accident ou d'attentat bien supérieure aux alternatives souterraines. La perte d'un ou plusieurs pylônes, structures particulièrement exposées, impliquent immédiatement la perte des 2 ternes portés, c'est-à-dire d'une situation de N-2.

Une telle situation, considérant la capacité envisagée de 6 GW, si elle devait se produire pendant une période de forte sollicitation de la liaison, impliquerait inévitablement des perturbations graves sur l'ensemble du réseau européen.

Une liaison aérienne ne peut supporter une surcharge que pendant quelques minutes avant d'être coupée. Quand une liaison est perdue, les flux transitant dans cette liaison sont automatiquement redispachés sur les liaisons avoisinantes. Donc, lorsque qu'une liaison est perdue, au plus sa capacité est importante et au plus le risque de coupure en cascade à travers toute l'Europe est grand. C'est d'autant plus vrai pour la Belgique que pour n'importe quel autre pays d'Europe.

Une logique de planification du réseau orientée sécurité d'exploitation devrait en toute logique privilégier la multiplication de liaisons de capacité raisonnable et/ou utiliser des technologies moins vulnérables que les liaisons aériennes en courant alternatif de 6GW. Elia semble faire exactement le contraire : tout prévoir en aérien et augmenter la capacité des liaisons les plus critique...

Par ailleurs, le tracé proposé par Elia pour la Boucle du Hainaut longe parallèlement une autre liaison aérienne importante du backbone 380 kV dans une région de grand vent dans la région du centre. Cela semble d'autant plus inadéquat du point de vue des risques en cas d'intempéries exceptionnelles.

Les nouveaux pylônes répondent à la norme 2Qb, c'est à dire qu'ils sont conçus de manière à résister à des vents de 160km/h.

Signalons, cependant, qu'en Belgique, les vents peuvent également parfois être localement très violents, généralement des rafales descendantes; à ce sujet, on garde en mémoire la catastrophe qui endeuilla le festival Pukkelpop en août 2011. D'autre part, des tornades peuvent également, dans certaines conditions, prendre naissance sous les nuages d'orage et provoquer des dégâts parfois considérables, comme à Oostmalle en 1967 et à Légglise en 1982. Ce type particulier de phénomène météorologique est observé en moyenne quelques fois par an dans notre petit pays.

La région parcourue par le tracé proposé par Elia n'est pas immunisée contre ce genre de phénomènes extrêmes. Ces dernières années, dans la région parcourue,

- 10/02/2020 – Rafale descendante T3 (149 à 183 km/h) dans la région de Lens
- 12/11/2017 - Tornade F1 (120 à 180 km/h) dans la région de Le Roeulx
- 23/06/2016 - Rafale descendante T3 (149 à 183 km/h) dans la région de Gouy-Lez-Piétons provoquant la perte de 4 pylônes à haute-tension
- 13/08/2015 - Rafale descendante T2 (117 à 147 km/h) dans la région de Grandmetz
- 03/01/2014 - Rafale descendante T3 (149 à 183 km/h) dans la région de Cordes (Frasnes-lez-Anvaing) provoquant la perte de 7 pylônes à haute-tension

NON PRISE EN COMPTE DU FACTEUR RISQUE DANS LA COMPARAISON TECHNOLOGIQUE

Le choix d'une liaison aérienne pour la Boucle du Hainaut implique 2 ternes (2 circuits). Donc, dès que l'on perd un terne, on perd la moitié de la capacité de la liaison.

Ce sera le cas pour la liaison Horta-Mercator qui sera une liaison aérienne existante upgradée de 4 à 6 GW.

En cas d'indisponibilité de 1 terne sur la liaison Horta-Mercator, on perd donc 3 GW de capacité. En moyenne, on parle d'un taux d'indisponibilité moyen de l'ordre de 5 jours par an pour une liaison aérienne.

Dans le cas des liaisons câblées en courant alternatif, une capacité de transfert de 6 GW serait répartie sur 4 ou 6 circuits de sorte que la perte d'un circuit n'engendre pas la perte de la moitié de la capacité.

Dans le cas de liaisons câblées en courant continu, une capacité de transfert de 6 GW serait répartie sur 2 à 3 bipôles indépendants. Chaque bipôle pouvant en plus fonctionner en monopôle à moitié de capacité en cas d'urgence.

Pour les liaisons câblées et GIL souterraines, on parle généralement dans la littérature de moins de 1 jour par an en moyenne d'indisponibilité.

Par ailleurs, les liaisons câblées AC et les liaisons GIL AC sont capables de supporter des surcharges de plusieurs heures là où une liaison aérienne ne tient pas plus de 30 minutes.

Pour les liaisons DC, les flux dans les liaisons sont totalement contrôlés par l'opérateur. Donc, pas de surcharge.

Ces quelques éléments des alternatives à la technologie aérienne propices à améliorer la redondance et la sécurité du réseau belge et européen suffisent à nous convaincre que les options autres qu'aériennes n'ont purement et simplement pas été réellement envisagées par Elia et que Monsieur Jing Dai n'a pas non plus poussé plus loin son analyse en ce sens.

INFLUENCE DU RISQUE LIE A LA TECHNOLOGIE SUR LE BESOIN DE CAPACITE

Si l'estimation du besoin de capacité pour cette liaison prenait en compte le choix technologique dans une véritable analyse de risques pour répondre aux exigences du règlement européen, il est plus que vraisemblable qu'en choisissant d'autres technologies plus fiables que l'aérien, une capacité totale de 4 GW serait largement suffisante pour assurer le service avec un niveau égal ou supérieur de sécurité.

Par ailleurs, en considérant que le besoin de capacité serait moindre en choisissant ces technologies, les différences de coûts entre les différentes options seraient potentiellement moindres que celles exposées par Elia dans son dossier de base.

La question sous-jacente est de savoir pourquoi Elia ne fait pas ce calcul qui semble plus avantageux sur le long terme...

Selon nous, Elia est une entreprise commerciale lancée dans une stratégie pan-européenne d'établissement d'un réseau THT très dense couvrant à moyen terme l'Europe du Nord et

connecté via des Hubs principalement off-shore, appelés SuperGrid. Elia a déjà établi 2 de ces futurs Hubs.

Le premier de ces hubs offshore a été inauguré par Elia entre l'Allemagne et les pays scandinaves (Danemark pour l'instant) en 2020. Elia a annoncé en février 2021 un accord avec le Danemark en vue d'établir une liaison sous-marine entre la Belgique et le Danemark et collectant au passage l'énergie d'éolienne offshore sur le trajet... Tout nous porte à croire que le projet Nautilus, destiné à connecter le Royaume-Uni et la Belgique ainsi que les éoliennes belges en Mer du Nord, sera le futur deuxième hub de la SuperGrid d'Elia. Vu les quantités d'électricité à évacuer à travers la Belgique, est-ce que 12 GW (2x 6 GW) seront à eux seuls suffisants ? Faudra-t-il d'autres Boucle du Hainaut ou Ventilux pour transformer la Belgique en rond-point de l'électricité européenne ?

Selon nous, Elia ne fait pas ses calculs en vue de fournir un service aux citoyens belges, mais pour être à la tête d'un réseau pan-européen. Et pour cela, elle doit prendre le contrôle d'un maximum de capacités de transfert à travers la Belgique pour en faire un « rond-point » européen de l'électricité à l'horizon 2050.

COMMENTAIRES SUR LES HYPOTHESES ET SCENARIOS

OBSOLESCENCE DES HYPOTHESES

Les scénarios invoqués par Elia ont été développés il y a plus de 4 ans. Ils sont issus des scénarios construits par l'ENTSOE en 2017. Ceux-ci prônent une conversion de notre société vers le « tout électrique » (transport, chauffage, industries légère et lourde).

Depuis, l'Europe a remis globalement en question le caractère vraisemblable de ces scénarios. Le développement de filières intégrées et mixtes électricité / hydrogène est vu comme le scénario le plus probable et il a été demandé à l'ENTSOE de s'associer à l'ENTSOG (gaz et hydrogène) pour développer ensemble de nouveaux scénarios pour la transition énergétique. Dans les premières ébauches de ces scénarios, les besoins de transferts d'énergie électrique sont beaucoup plus faibles que dans les scénarios antérieurs.

L'analyse de Danielle Devogelaer, experte dans les questions d'énergie et de transport auprès du Bureau Fédéral du Plan, confirme dans un rapport publié en octobre 2020 que cette stratégie semble économique et politiquement plus optimale. Par ailleurs, cette analyse montre que, pour garder une certaine autonomie énergétique et une certaine résilience, la Belgique devra développer un nombre important d'unités de production issues de sources d'énergie renouvelables on-shore et de systèmes de stockage de ces énergies à travers tout le pays. La part de la production renouvelable en mer du Nord, qui techniquement ne pourra jamais dépasser plus de 8 ou 9 GW de capacité, semble bien dérisoire par rapport aux 60 GW de production projetés et considérés comme nécessaires pour l'ensemble du territoire belge.

L'estimation des besoins n'a pas été actualisée par Elia en regard des évolutions technologique et politique depuis 2017. L'expert Jing Dai s'est contenté de reprendre les estimations d'Elia sans s'interroger sur la pertinence de celles-ci.

NON-PRISE EN COMPTE DES NOUVELLES UNITES DE PRODUCTION CONTROLABLES ET DE L'EVOLUTION GENERALE DU SECTEUR ENERGETIQUE ET INDUSTRIEL

En outre, d'après tous les documents que nous avons pu consulter, les scénarios utilisés et les simulations faites par Elia, les nouvelles centrales TGV prévues pour remplacer les centrales nucléaires n'ont pas été prises en considération. Elles sont pourtant idéalement placées (Manage, Vilvorde et Seraing notamment) pour soulager le réseau haute-tension belge et palier aux problèmes potentiels de congestion et d'approvisionnement que la Boucle du Hainaut est censée régler, selon Elia. Par ailleurs, les centrales TGV sont des unités beaucoup plus flexibles et pilotables que l'éolien, le solaire et le nucléaire et, par conséquent, elles offrent un contrôle plus fin à l'opérateur dans la gestion quotidienne du réseau.

Elia ne prend pas non plus en compte les évolutions du secteur énergétique lié à l'hydrogène. Au stade actuel des recherches et des investissements, le développement d'un secteur énergétique de l'hydrogène dans les 10 à 15 prochaines années n'est plus une hypothèse que l'on peut ignorer dans le cadre de la politique énergétique belge.

Concernant les centrales TGV et les recherches sur l'hydrogène en cours en Belgique et ailleurs, il apparaît comme une évidence que ces futures centrales alimentées en partie par de

l'hydrogène vont permettre de rendre le bilan carbone de ces dernières bien plus acceptable et d'en faire un atout majeur dans la transition énergétique pour compléter les productions intermittentes (éolien, solaire, biogaz) sans nécessiter de faire voyager de l'électricité à travers toute l'Europe.

SITUATION EXTREME PRESENTEE COMME LA NORMALITE PAR ELIA

Elia et Monsieur Jing Dai, pour démontrer un besoin de 9 GW de capacité de transfert d'ouest en est, nous présentent les résultats d'une simulation selon les scénarios incomplets précédemment évoqués et faisant l'hypothèse de l'existence des liaisons Ventilus et Boucle du Hainaut. Étant donné le fonctionnement physique du réseau THT 380 kV AC européen et la répartition des flux que cela induit, ils nous montrent uniquement que si les liaisons sont créées et selon des hypothèses obsolètes, elles seront sollicitées.

Si Elia voulait (ou pouvait) clore le débat sur la nécessité de ces deux liaisons, il suffirait qu'ils effectuent le même type de simulation avec des scénarios actualisés et sans les liaisons Ventilus et Boucle du Hainaut. Si le résultat de telles expériences indiquent une congestion importante de la liaison Horta-Mercator ou un problème de sécurité d'exploitation du réseau en situation de N-1 sur cette liaison, tout le monde serait d'accord de conclure à la nécessité de renforcer la capacité de transfert d'ouest en est en Belgique.

Il semble tellement simple de démontrer la nécessité de ces liaisons qu'il est incompréhensible qu'Elia refuse de fournir une telle analyse ou les données susceptibles de permettre à un expert d'effectuer cette analyse.

Même en ne considérant pas toutes les « approximations » mises en lumière par ailleurs dans les projections présentées par Elia et reproduites fidèlement par l'expert Jing Dai, on peut se rendre compte que le besoin de transférer plus de 7 GW d'ouest en est en 2040 – et selon le scénario le plus gourmand en capacité – ne représente pas plus de 15 jours cumulés par an.



- Besoin de + de 6 GW => environ 40 jours par an
- Besoin de + de 7 GW => environ 15 jours par an
- Besoin de + de 8 GW => environ 10 jours par an
- Besoin de + de 9 GW => environ 3 jours par an

Ceci, mis en relation avec nos remarques précédentes concernant le « critère N-1 » invoqué par Elia et Monsieur Jing Dai, permet de se rendre compte que, même en utilisant les chiffres communiqués par Elia et sans tenir compte des réserves que nous émettons dans la procédure et les hypothèses choisies pour les produire, la situation est bien moins critique que ce qu'Elia indique dans son dossier de base « Boucle du Hainaut » et que l'absolue nécessité de 6 GW de capacité pour la Boucle du Hainaut est pour le moins douteuse.

Selon nous, on peut difficilement justifier la demande d'une capacité de 6 GW alors qu'une série de mesures préventives (ne pas repeindre les pylônes en hiver ou par grand vent, par exemple) semble suffire à assurer la sécurité d'exploitation du réseau en complément de toutes

les autres possibilités d'actions du gestionnaire (réduction forcée de la production éolienne offshore, contrôle des unités pilotables y compris les nouvelles centrales TGV, de stockages hydrogènes/batteries répartis sur tout le territoire, de la centrale Coo et iLand).

LES COUTS POTENTIELS DE REDISPATCHING

Tant Elia que l'expert nous mettent en garde sur le fait qu'une trop faible capacité de transfert entre l'ouest et l'est pourrait avoir un impact sur la facture des citoyens.

Les projets « Ventilus » et « Boucle du Hainaut » ont un impact sur la facture de tous les citoyens. Il s'agit d'un investissement de 1 milliard d'euros financé par les citoyens.

Dans l'hypothèse où ces projets ne seraient pas réalisés, le manque à gagner parce que le centre du pays ne pourrait pas accéder à de l'électricité éolienne off-shore à bas prix de la mer du Nord n'est pas démontrable et reste hypothétique.

En effet, d'un point macro-économique, le développement massif du secteur de l'hydrogène comme vecteur énergétique de stockage, inéluctable selon de nombreux experts et poussé par l'Europe, aura de facto un effet stabilisateur sur les prix de l'électricité off-shore.

D'autre part, d'un point de vue météorologique, une situation où il y aurait grand vent en mer du nord et pas du tout sur le territoire à 150 km du littoral est rarissime. Or, il faudrait une telle situation pour que le manque de capacité de transfert crée un déséquilibre de prix entre l'électricité produite par des éoliennes à l'est et à l'ouest de la ligne Horta-Avelgem et qu'il y ait un impact sur notre portefeuille.

Par ailleurs, tant Elia que l'expert nous alertent, mais aucun ne s'engage sur une quelconque tentative d'estimation.

COMMENTAIRES ANNEXES

SUR L'INADEQUATION DES TECHNOLOGIES GIL

SUR LE MANQUE DE MATURITE DE LA TECHNOLOGIE

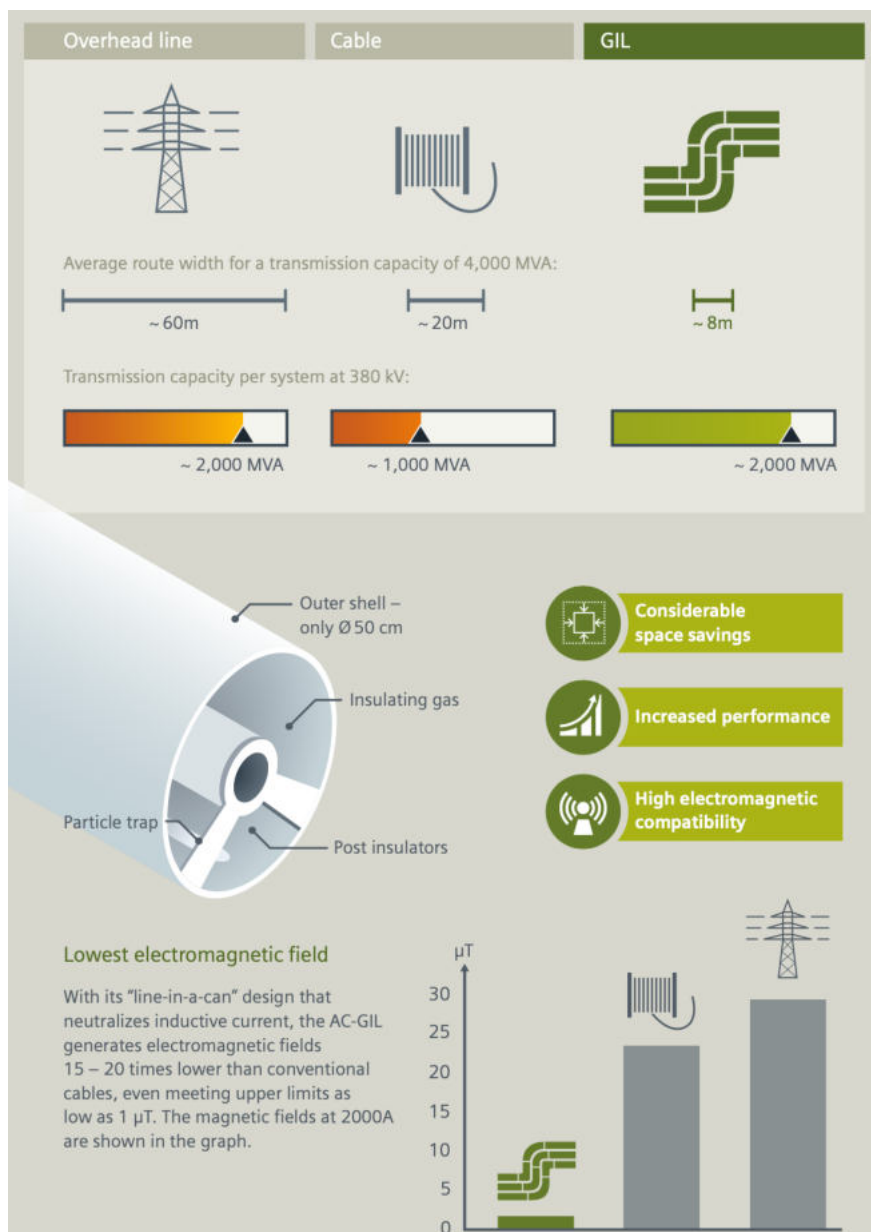
Selon Elia, les technologies GIL sont encore en phase de recherche et développement, et donc inadéquates pour un projet d'une telle importance et dont le calendrier est très serré, surtout par rapport au temps nécessaire pour que ces technologies arrivent à maturité.

L'expert Jing Dai, dans son rapport, se contente de transcrire cette affirmation d'Elia mais ne donne pas son opinion personnelle et ignore complètement cette option dans son analyse.

Nous nous étonnons de cette promptitude à ignorer cette technologie. En effet, les premières installations en technologie GIL datent des années 70 en Allemagne. Si plus de 50 ans d'exploitation sans incident ne suffisent pas à qualifier une technologie comme mature, que dire des ordinateurs quantiques : nous en serions probablement toujours au boulier !

Même si cette technologie n'a pas encore été employée sur de longues distances, de nombreux déploiements sont en production depuis des années et avec des coûts opérationnels bien plus réduits que pour les lignes aériennes tout en étant très compatibles avec les réseaux actuels. Les différentes analyses en notre possession rapportent des coûts d'exploitation (entretien, réparation et pertes par effet joule) de l'ordre de 3 à 4 fois moindres que pour les liaisons aériennes.

Depuis 1993, EDF mène un programme de recherche sur cette technologie notamment en collaboration avec Siemens. Cela a conduit à de nombreuses améliorations de la technologie et déjà, en 1994, ils ont pu montrer que les coûts de construction de lignes longues distances de 400 kV étaient 10 fois moindres que le coût d'une installation équivalente en aérien. Ce chiffre peut sembler énorme, mais il faut garder en tête que cette technologie a une durée de vie d'exploitation bien supérieure aux liaisons aériennes et a des coûts d'exploitation extrêmement réduits, notamment par les faibles pertes.



Selon Elia le calendrier est trop serré pour se permettre d'explorer plus avant cette option. D'une part, selon ses estimations et simulations, la Boucle du Hainaut ne devrait s'avérer utile et nécessaire qu'à partir de 2035 voire 2040. De plus, le planning actuel prévoit une mise en service en 2028. La majorité des 4 prochaines années ne seront pas dédiées à la construction mais aux procédures de demandes de permis et on peut s'attendre aux différents délais liés aux nombreux recours à prévoir.

Ne serait-il pas judicieux de la part d'Elia d'explorer plus avant cette technologie qui, en plus d'avoir une résistance électrique plus faible, présenterait probablement une résistance beaucoup plus faible de la part de la population puisqu'elle offre une réponse à nombre de leurs inquiétudes ?

Dans son analyse, l'expert Jing Dai n'émet aucun avis sur les solutions de type GIL et ceci sans justification. On dirait presque que c'est un gros mot.

SURESTIMATION DES COÛTS D'EXPLOITATION

D'après Elia, la technologie GIL incite à la prudence et donc ils considèrent que des inspections régulières doivent être faites.

Selon nos estimations, un employé à temps plein est nécessaire pour un tunnel de 5 km de long, ce qui revient à 1,5 million d'EUR pour un tunnel de 75 km de long (calcul basé sur un montant de 100 000 EUR par employé et par an).

Non seulement, cela ne colle pas du tout avec les différents rapports et retours d'expérience donnés par les exploitants de telles lignes, mais cela semble totalement irréaliste de penser que, pendant les 60 prochaines années d'exploitation, il faudrait 1 employé temps plein par 5 km de liaison pour faire les inspections alors qu'aujourd'hui, de plus en plus souvent, les inspections des lignes aériennes se font avec des drones volants autonomes.

Est-il stupide de supposer que quelques mois de recherche suffiraient à mettre au point un drone roulant parcourant le tunnel GIL à la place de techniciens ?

Par ailleurs, la littérature et le constructeur Siemens indiquent des pertes résistives de l'ordre de 1/3 de celles des lignes aériennes. Dans son dossier de base, Elia estime un coût dû aux pertes résistives de l'ordre de 47 GWh/an pour un système double de 75 km, ce qui revient à 2,8 M€/an pour une solution GIL contre seulement 3,9 M€/an pour la solution aérienne...

COÛT ENVIRONNEMENTAL

Last but not least, les solutions GIL, en plus de ne pas nécessiter de réacteurs shunt sur la distance envisagée contrairement aux autres solutions câblées et d'avoir un encombrement beaucoup plus réduit, n'émettent pratiquement pas de rayonnements électromagnétiques.

SUR LA COMPARAISON DES COÛTS DES DIFFÉRENTES OPTIONS TECHNIQUES

SUR LES ERREURS ET APPROXIMATIONS DANS LE DOSSIER DE BASE

Comme cela est relevé par l'expert Jing Dai, les estimations des coûts des différentes options sont rapportées de manière incohérente dans le dossier de base d'Elia. En outre, Monsieur Jing Dai a relevé de nombreuses erreurs de calculs dans ces estimations.

Pour un projet de cette importance, cela pose question sur l'énergie et les compétences investies par Elia à cette analyse.

SUR LE MANQUE DE VISION EN TERMES D'INVESTISSEMENT PUBLIC DANS L'APPROCHE D'ELIA

Par ailleurs, en plus du manque de clarté sur le mode de calcul des annuités CAPEX, il semble qu'Elia ait pris la même base de temps indépendamment de la technologie. Or, chaque technologie a une durée de vie d'exploitation très différente. En particulier, les câbles

souterrains et les technologies GIL bien que plus chers à l'investissement initial ont potentiellement une espérance de vie plus longue voire beaucoup plus longue que l'équivalent en liaison aérienne. Ne pas prendre en compte cet aspect, de facto, surestime les différences de coût en faveur des solutions aériennes.

Si l'on considère sérieusement les solutions GIL par exemple, une grande partie de l'investissement initial est dû à la création d'un tunnel pour accueillir les conducteurs. Un tel tunnel a une durée de vie qui dépasse aisément 120 ans.

Dans le cadre d'une politique publique de développement durable, nous pensons qu'une réflexion plus globale devrait être portée par nos dirigeants. Un tel tunnel pourrait être mutualisé en vue d'accueillir d'autres infrastructures tels qu'un pipeline hydrogène, d'autres liaisons de moindres puissances, des infrastructures télécom et des réseaux de chaleur reliant les centres urbains aux zones industrielles et ce pendant plusieurs générations.

Cela représente une opportunité de porter un ensemble de projets innovants en répartissant les coûts d'infrastructure dans une politique de développement intégrée et flexible. Un tel projet, étant bien mieux aligné avec la stratégie de développement voulue au niveau européen dans le cadre de la transition énergétique vers le zéro carbone est également plus susceptible de bénéficier d'une aide financière européenne et/ou de la possibilité d'obtenir un financement à taux réduit auprès de la Banque européenne d'investissement.

SUR LA RELATION ENTRE LE CHOIX TECHNOLOGIQUE ET LE COUT REEL

Comme nous l'avons déjà mentionné supra, si les besoins en rapport avec le critère « N-1 » avaient été évalués par Elia et l'expert Jing Dai conjointement avec les options technologiques, le choix d'une technologie souterraine câblée ou GIL aurait probablement conclu à un besoin de capacité inférieur à 6 GW, ces technologies étant plus fiables et/ou permettant une répartition sur plus de 2 circuits.

Ne pas prendre en compte cet aspect des choses est de nouveau propice à exagérer les différences de coût du projet selon les options techniques évaluées en favorisant la solution aérienne et un maximum de capacité de transport.

Les coûts sont comparés sur l'hypothèse d'une liaison de 75 km indépendamment de la technologie choisie. Or, chaque technologie a ses contraintes et ses avantages en termes de tracé. La longueur pour ce projet peut donc probablement varier de 10 ou 20 kilomètres même en prenant plus ou moins le même trajet global.

Le coût de ces infrastructures est répercuté sur la facture des consommateurs. Une différence d'annuité de 100 millions Euros ne représente pas plus de 5 à 6 euros par ménage et par an. Est-ce que cela représenterait un coût insurmontable pour préserver notre environnement, la santé de nos enfants et le projet de vie de plusieurs milliers de ménages ?

Nous pensons qu'en plus de comporter de nombreuses erreurs et incohérences, la méthode de calcul des coûts proposée par Elia et par l'expert tend à mettre en avant la solution aérienne de manière artificielle et ne permet pas de faire un choix politique éclairé en termes de rapport coût/bénéfice pour les citoyens belges.

SUR LA COMPARAISON DES OPTIONS TECHNIQUES PAR L'EXPERT

Si l'on exclut les solutions GIL, bien que nous ne pensions pas que cela soit justifié et que le rapport coût/bénéfice du point de vue des citoyens irait en faveur de cette technologie, nous comprenons que les liaisons AC 380 kV câblées (souterraines) semblent les plus adaptées comme alternatives moins impactantes aux solutions aériennes à l'échelle projet Boucle du Hainaut uniquement.

Cependant, nous pensons qu'une analyse à l'échelle du pays et européen, considérant les besoins potentiel de transfert d'ouest en est à travers la Belgique, les technologies HVDC pourrait être plus appropriées.

Elia, dans son dossier de base, affirme qu'il y a une limitation technique de 8 km de liaison câblée AC dans le cadre d'une liaison mixte aérienne/souterraine 380 kV. Comme l'a indiqué l'expert dans son rapport, Elia ne justifie cette affirmation nulle part et la limite technique dépend effectivement d'un certain nombre de paramètres comme le nombre de sections souterraines et leur position dans le tracé. Cette limite n'est pas fixée à priori sauf si Elia a effectivement déjà décidé des sections souterraines et des positions de celles-ci...

L'hypothèse d'Elia et de l'expert Jing Dai, selon laquelle un projet de l'ampleur de la Boucle du Hainaut – s'il était réalisé entièrement par câbles – aurait un impact sur le marché du câble et sur les coûts, nous semble douteuse. Quand Elia annonce un partenariat avec le Danemark pour faire une liaison sous-marine Belgique-Danemark, cela ne semble pas particulièrement les inquiéter... Pourtant, dans ce cas on parle de plus de 600 km de câbles sous-marin. Si 80 km de liaisons câblées pour 6 GW posait réellement un problème d'approvisionnement, alors l'ensemble des projets de déploiement offshore sont à risque vu les milliers de kilomètres de câbles sous-marin à tirer.

SUR LE TRACÉ PROPOSÉ PAR ELIA

L'expert, Monsieur Jing Dai, n'analyse pas le tracé proposé par Elia. Pourtant, dans son premier rapport, le choix du tracé a une importance capitale par rapport à son analyse de ce que la Boucle du Hainaut apporte comme solution aux problèmes de congestions du réseau 150 kV en Hainaut.

Le tracé proposé par Elia semble incohérent avec les objectifs affichés et ne respecte pas, dans de nombreuses communes, les critères d'exclusion qu'Elia prétend s'être fixés.

Tout nous porte à croire que le choix du tracé a plutôt été dicté par la volonté d'Elia d'établir une liaison aillant la plus grande capacité possible en passant par le chemin a priori de moindre opposition de la part de la population et des pouvoirs publics locaux concernés. Les critères de cohérence technique par rapport aux objectifs affichés et de rationalisation de l'infrastructure très haute tension du réseau belge ne sont pas optimisés par le tracé proposé.

Là où une solution aérienne est impensable en zone fortement urbanisée, une solution GIL en tunnel sous les voies routières et autoroutières est tout à fait envisageable. Dans le cadre de la Boucle du Hainaut, cela permettrait d'amener la liaison 380 kV au plus proche des centres de consommation que sont Baudour/Ghlin, La Louvière/Manage et Charleroi, de manière beaucoup plus efficace et sans nuisance.

A l'échelle de la Belgique, considérant les fonctions premières du couloir formé par les projets Ventilus et Boucle du Hainaut, la technologie HVDC serait potentiellement plus appropriée et opportuniste.

En portant son choix sur une technologie souterraine HVDC, le tracé pourrait longer des infrastructures publiques existantes sans un surcoût insurmontable. Cela aurait l'avantage d'accélérer la réalisation de ce projet (moins de modification de plan de secteur et meilleure acceptation publique) et de positionner Elia et la Belgique comme leader du future réseau maillé européen HVDC.

COMMENTAIRES SUR LES CONCLUSIONS DE L'EXPERT JING DAI CONCERNANT LE BESOIN D'UNE LIAISON DE 6 GW

UNE VISION D'ELECTRICIEN ET DES HYPOTHESES OBSOLETES

Dans l'ensemble, l'expert se contente de sa vision d'électricien en ne faisant qu'énoncer des solutions d'électricien. C'est un peu court... Il n'y a pas d'analyse intégrée dans un contexte global de politique énergétique et de politique de développement durable.

Selon l'expert :

Sans la boucle du Hainaut, le prix de l'électricité sera encore plus élevé à cause de l'impossibilité d'acheminer toute l'énergie produite par les parcs éoliens offshore, dont le propriétaire reste tout de même payé (voir §2.2.2),...

L'expert, dans son analyse (tout comme Elia), ne prend pas en compte plusieurs développements en cours :

- Le développement de la filière hydrogène à Ostende et à Zeebrugge entre autres qui permettra de consommer le surplus d'énergie éolienne offshore et ainsi consommer localement ce surplus sans impact sur la facture des citoyens belges (500 MW de production planifiée en 2030, soit une consommation de plus de 650 MW d'électricité).
- Le projet d'atoll énergétique avec station de pompage-turbinage qui est susceptible de fournir un appui important dans la régulation des flux et de maintenir les prix au plus bas pour la Belgique (capacité prévue de 300 à 600 MW pour 2 à 3 GWh de stockage).
- Le projet d'augmentation de la capacité de stockage de la centrale de Coo (en cours de réalisation).
- Le développement des centrales TGV très flexibles en Belgique (qui à terme pourraient devenir « vertes » dans une stratégie mixte électricité/hydrogène).
- Le projet d'augmentation de la capacité de l'interconnexion Lonny-Chooz-Achène.

Tous ces projets sont susceptibles de rendre la Belgique beaucoup plus flexible en termes d'approvisionnement électrique et donc de permettre de réguler et de stabiliser les prix de l'énergie en Belgique, en profitant des prix bas quand il y a du surplus de production pour stocker et produire de l'hydrogène et en profitant de la flexibilité des centrales TGV pour produire en fonction des besoins (potentiellement avec l'hydrogène produit à bas coût). Potentiellement, cette grande flexibilité peut être utilisée pour mieux rentabiliser les centrales TGV en revendant une part de cette flexibilité à nos voisins qui semblent surtout miser sur le nucléaire et l'éolien pour l'instant, deux technologies dont la production est difficilement contrôlable.

Tout cela ne nécessite probablement pas de Boucle du Hainaut, ni de Ventilux tel que proposés par Elia.

SUR SON ANALYSE DES BESOINS

Dans son analyse des besoins, l'expert ne prend pas en compte le potentiel des interconnexions avec les Pays-Bas et des autres interconnexions avec la France localisées plus au sud dont celle qui est en lien direct avec la centrale nucléaire de Chooz, la station de pompage-turbinage de Stevin et la région Grand-Est de la France destinée à devenir l'une des zones les plus productrices en électricité éolienne on-shore d'Europe.

L'expert, tout comme Elia, ne prend pas en compte le fait que la construction de 4 ou 5 centrales TGV de près de 900 MW chacune (équivalent à un réacteur nucléaire) est déjà programmée. Celle de Manage, dont le permis a été accordé par la Région Wallonne, est idéalement située pour sécuriser les approvisionnements en Hainaut et potentiellement soulager le réseau 150 kV avec quelques améliorations locales du réseau. Les autres sites envisagés en Wallonie pour les futures centrales TGV sont Vilvorde et Seraing qui sont également susceptibles de ne pas nécessiter d'investissements lourds supplémentaires dans le backbone THT tout en sécurisant l'approvisionnement là où ce backbone est actuellement le plus chargé.

Dans sa conclusion, l'expert Jing Dai indique :

Vu que l'absence de la boucle du Hainaut risque de bloquer l'évacuation intégrale de l'énergie éolienne produite en mer du Nord vers le centre et l'ouest de la Belgique, l'extension du parc éolien offshore belge aura dans ce cas pour effet de couvrir sans doute plus souvent une partie de la consommation du Royaume-Uni. Ceci remettra en cause les objectifs de construction des nouveaux parcs éoliens offshore car la plupart des bénéfices économiques de ces derniers en matière de réduction du prix de l'électricité risqueront de ne plus aller aux consommateurs belges.

Nous considérons de nouveau que cela est une vision peu opportuniste et peu intégrée du développement du secteur énergétique en Belgique. Le prix de l'électricité est principalement corrélé à la production globale dans la zone CWE et non pas là où elle est évacuée. Le fait que les interconnexions avec tous les pays limitrophes augmentent est susceptible de faire diminuer le prix de l'électricité en Belgique plus que sa capacité à distribuer dans tout le pays l'ensemble de la production off-shore.

En l'absence de sources d'énergie nucléaire, ce n'est pas le fait de pouvoir accéder dans toute la Belgique à l'énergie éolienne offshore en mer du Nord qui permettra au prix de l'énergie de rester bas en Belgique. C'est l'augmentation des points d'accès mais surtout la capacité de la Belgique à développer des solutions structurelles de stockage des énergies intermittentes et en cela nous rejoignons pleinement les conclusions de l'analyste Danielle Devogelaer du Bureau Fédéral du Plan.

L'expert Jing Dai, dans sa conclusion, répète un argument particulièrement incongru déjà entendu de la part des représentants d'Elia : la Boucle du Hainaut serait une solution pour sécuriser l'approvisionnement à la sortie du nucléaire en 2025 parce qu'il est peu probable que les nouvelles centrales TGV puissent effectivement entrer en service d'ici là. En quoi la Boucle du Hainaut pourrait être une solution en 2025 puisqu'Elia prévoit sa mise en service en 2028 ?

SUR LES SOLUTIONS SYSTEMIQUES POUR LE HAINAUT

Dans sa conclusion, l'expert indique :

Selon Proelia, ELIA n'a pas montré que la seule solution pour supprimer les effets de goulot d'étranglement est la création d'une nouvelle liaison entre Avelgem et Courcelles de 6 GW et de 380 kV. Selon l'auteur, cette solution est la plus sensée techniquement parlant pour supprimer les effets de goulot d'étranglement. D'autres solutions, telles que les batteries ou une connexion entre deux autres postes électriques, ont une efficacité technique assez limitée et/ou un coût injustifiablement plus élevé que les services rendus.

De nouveau, l'auteur se contente de faire l'hypothèse à partir des solutions technologiques disponibles aujourd'hui... On parle d'un investissement dont la durée de vie dépasse 60 ans et dont le besoin présumé ne se fera pas sentir avant 2030 ou 2040...

Nous pensons qu'il est raisonnable d'envisager à l'horizon 2030 et, étant donné tous les investissements en cours comme les projets de micro-grids et les plans stratégiques européens visant à développer la filaire hydrogène, que d'autres solutions techniques économiquement viables que les seules batteries actuelles seront disponibles.

Par ailleurs, comme cela a été démontré dans la section précédente, l'expert Jing Dai, peut-être par manque d'informations fournies par Elia, a basé son analyse sur des données incomplètes en ignorant certaines liaisons existantes et en ignorant l'imminence de la construction de plusieurs nouvelles centrales TGV en Belgique.

Si l'auteur avait analysé plus précisément les chiffres de consommation en Wallonie, il se serait rendu compte que, si le Hainaut représente effectivement environ 40% de la consommation en Wallonie, 23% de la consommation de la Wallonie sont concentrés sur les seuls arrondissements de Charleroi (14%) et de Mons (particulièrement à Ghlin, 9%).

Si la Boucle du Hainaut semble effectivement un moyen indirect possible d'approvisionner ces deux régions, le tracé proposé ne semble pas cohérent puisque qu'il ne passe que par des communes aillant une très faible consommation et ne desservira pas directement les arrondissements les plus consommateurs. Amener par conséquent de l'énergie supplémentaire aux sites « gourmands en électricité » à partir de points de repiquage sur le tracé proposé par Elia impliquerait des investissements additionnels conséquents et des impacts supplémentaires sur les populations.

SUR LES SOLUTIONS POUR LA WALLONIE

Par ailleurs, comme dit plus haut, ce n'est pas le seul moyen d'importer de l'électricité bon marché en provenance de France. Le renforcement de la ligne Chooz-Monceau et de l'interconnexion entre Lonny et Achène semble être une approche moins coûteuse qu'Elia semble chercher à éviter, quoique son homologue français continue de l'envisager.

SUR LES ENJEUX STRATEGIQUE OFF-SHORE POUR LE GROUPE ELIA

Selon nous, les projets « Boucle du Hainaut » et « Ventilux » sont le moyen à priori le moins coûteux pour Elia, parce que financé par la collectivité, d'établir un réseau de transit massif d'ouest en est à travers la Belgique, transit nécessaire pour Elia afin de poursuivre sa stratégie de développement d'une Supergrid européenne et de ces activités non-régulées (EPEX day ahead).

Cela s'est encore confirmé par l'annonce d'Elia en février 2021 lors du lancement d'un projet d'interconnexion entre la Belgique et le Danemark.

Nous pouvons vraisemblablement nous attendre à ce que le projet Nautilus fusionnera avec le projet iLand du groupe DEME et devienne le second Hub de cette Supergrid, interconnectant Royaume-Uni, Belgique et Danemark/Allemagne via le premier Hub d'Elia entre l'Allemagne et le Danemark inauguré l'année passée.

La nouvelle interconnexion entre la Belgique et le Danemark collectera probablement à terme au passage la production de centaines d'éoliennes offshore produisant des quantités d'électricité dépassant de loin les besoins des pays directement connectés.

SUR LES ENJEUX STRATEGIQUE ON-SHORE POUR LE GROUPE ELIA

Géographiquement, la Belgique est « idéalement » située pour distribuer cette énergie off-shore aux pays limitrophes. En particulier, l'Allemagne (vallée de la Ruhr) et la France (axe Lille-Paris) qui sont les zones les plus consommatrices à proximité de la Belgique.

Il est aisé de comprendre que, dans cette stratégie d'Elia, les liaisons Ventilux et Boucle du Hainaut ont pour objectif principal de permettre les échanges massifs à partir du futur Hub en mer du Nord et de ces deux zones.

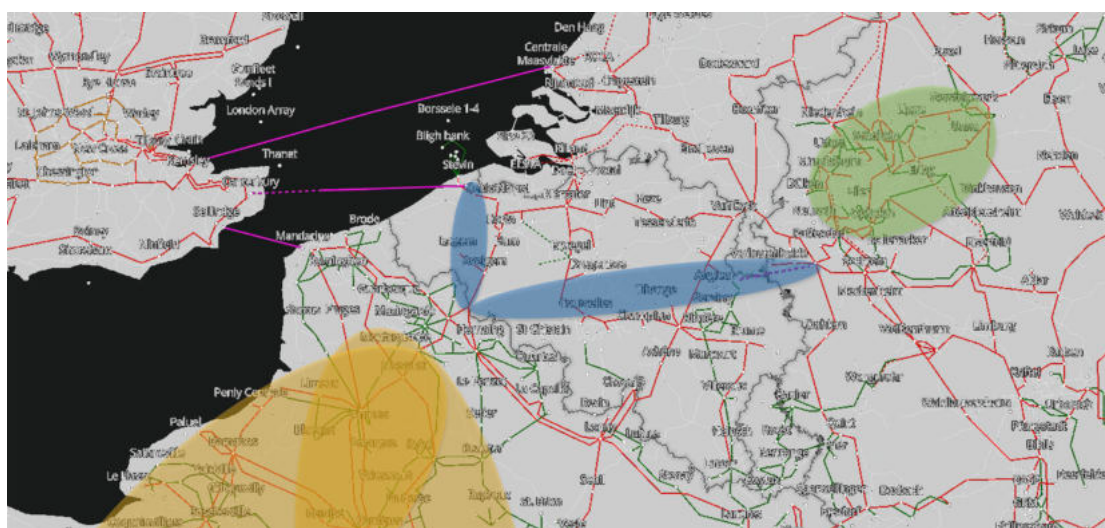


Figure 7 Couloirs de transmission européen d'Elia

Le potentiel économique des communes traversées par le tracé proposé est essentiellement agricole et touristique. Les besoins énergétiques de ces communes sont et resteront faibles. La présence d'une ligne aérienne THT dans ces communes ne peut que détériorer leur potentiel de développement.

SUR LES ECHANGES INTERNATIONAUX

Une autre remarque concerne le résultat net instantané des exportations et importations de la Belgique. La balance exportation/importation est souvent proche de zéro aujourd'hui, mais le transit en valeur absolue est énorme comparativement aux besoins de la Belgique. Il suffit d'aller jeter un œil sur le site internet www.electricitymap.org.

A titre d'exemple, au moment où nous écrivons cette note, la Belgique importe 1,2 GW de la France et exporte 2,7 GW vers l'Allemagne, le Royaume-Uni, les Pays-Bas et le Luxembourg pour une demande globale en Belgique de l'ordre de 10 GW. Cela représente 12 % d'importation et 15% d'exportation.

On ne peut pas prétendre que cela est faible par rapport à la demande nationale comme l'affirme l'expert Jing Dai.

Par ailleurs, plus les interconnexions augmenteront et plus la capacité de transit du réseau augmentera et plus ces flux de transit augmenteront indépendamment de la demande et des besoins réels de la Belgique. C'est un principe basique de physique, on ne peut pas vraiment l'empêcher, il n'y a que très peu d'« interrupteurs » dans le réseau THT AC européen.

L'expert, dans sa conclusion, nous apporte quelques précisions concernant le recours aux liaisons parallèles dans les pays voisins.

Il est vrai que même en absence de la nouvelle liaison, un flux de puissance supplémentaire pourrait être acheminé de l'ouest vers le centre du pays grâce aux liaisons en parallèle se trouvant dans les pays voisins. Il s'agit d'un flux de bouclage qui, parti d'un point dans le pays, arrive à un autre lieu du pays mais en traversant un autre pays entretemps. Ce phénomène se produit car le flux d'électricité suit toujours le chemin à faible résistance et, en cas de congestion, cherche d'autres chemins dans le réseau interconnecté géant. C'est ce qui se passe quand la production éolienne au nord de l'Allemagne est très élevée, ce qui oblige une partie du flux à transiter via la Pologne et l'Autriche pour arriver au sud de l'Allemagne.

L'auteur n'a pas trouvé dans les règlements européens de pénalisation explicite de ce flux de bouclage, mais une décision de l'ACER (l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs d'énergie) (ACER, 2019) précise qu'une quantité importante de flux non programmée sur la frontière de la zone d'enchère n'est pas conforme à régulation (EC) 714/2009 (Union européenne, 2009).

Même en absence de pénalisation d'un flux de bouclage, un réseau national ne doit pas compter sur le réseau des pays voisins pour faire transiter ses propres flux car ces derniers ont aussi besoin de leur infrastructure pour transporter leurs propres flux, et un grand flux de bouclage via les pays voisins pourrait limiter les capacités d'échange

transfrontalières, ce qui met en péril la fiabilité de l'approvisionnement pour leurs consommateurs nationaux et empêche le fonctionnement normal du marché de l'électricité.

Selon nous, si l'ACER ne peut émettre de recommandations quant à une pénalisation des flux de bouclage, c'est parce qu'il est quasiment techniquement impossible d'attribuer en pratique à un pays ou à un autre l'origine de ces flux non-nominés.

Au niveau européen, l'ACER demande qu'il y ait effectivement un partage « honnête » des investissements en infrastructures THT entre les pays puisque ces investissements sont directement répercutés sur les citoyens de ces pays.

Peut-on réellement parler de flux de bouclage si une partie de l'électricité produite à l'ouest de la ligne Avelgem/Horta est exportée vers la France et les Pays-Bas et que dans le même temps une partie de l'énergie produite aux Pays-Bas et en France dans la région du Grand-Est est importée à l'est de cette ligne Avelgem/Horta ?

Le projet d'Elia de connecter la Belgique au Danemark via le Hub offshore entre l'Allemagne et le Danemark et qui vient d'être inauguré crée structurellement un énorme flux de bouclage entre le nord de l'Allemagne et la vallée de la Ruhr en traversant la Belgique. Les projets Ventilus et Boucle du Hainaut serviraient d'autoroute principale à cet objectif.

Dans le contexte de la transition énergétique, avec la multiplication des sites de production intermittents partout en Europe, la notion même de flux de bouclage n'a plus aucun sens.

Et dans la stratégie poursuivie par Elia, la volonté européenne de partage honnête des investissements entre les citoyens européens est bafouée puisque ce sont les citoyens belges qui devront supporter les investissements Nautilus, Ventilus, Boucle du Hainaut, etc... au bénéfice principal des pays limitrophes et des activités non-régulées du groupe Elia.

NOTRE PERCEPTION DU DEVELOPPEMENT OFFSHORE FUTUR

A terme, si la stratégie d'Elia est poursuivie, il y aura un des hubs principaux de la Supergrid européenne aux larges des côtes belge. Ces hubs collecteront une grande partie de l'énergie produite par des centaines d'éoliennes offshore sur toutes les côtes des pays du nord de l'Europe ainsi que celle produite par les centrales hydroélectriques des pays scandinaves.

Cette énergie devra être évacuée vers les pays limitrophes à travers la Belgique car elle sera de loin supérieure aux besoins futurs de la Belgique.

Les quelques 7 ou 8 GW de production belge en offshore ne représenteront qu'une part infime de ce qui traversera la Belgique. En fait, ce seront essentiellement des flux non-nominés (issus de productions autres que belges) qui traverseront les infrastructures belges, en ce compris les Nautilus, Ventilus, Boucle du Hainaut, Alegro, etc., ces infrastructures étant pourtant payées par les citoyens belges mais au bénéfice des pays limitrophes et des activités non-régulées du groupe Elia.

Ne serait-ce pas là une situation dans laquelle les pays voisins de la Belgique comptent réellement sur le réseau belge pour faire transiter de grands flux venant d'autres pays ?

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

Que dire si ce n'est que les annonces successives d'Elia et du gouvernement fédéral ne font que confirmer notre perception et notre analyse du futur en mer du Nord...

COMMENTAIRES RELATIFS AUX REPONSES DE L'EXPERT JING DAI AUX QUESTIONS DU MINISTRE BORSUS

QUESTION 1 SUR LA NECESSITÉ DE CONSTRUIRE UNE NOUVELLE LIAISON

Nos remarques relatives aux conclusions de Monsieur Jing Dai sur la nécessité de cette nouvelle liaison sont reprises dans la section « Commentaires annexes »

QUESTION 2 SUR LA SOLUTION EN COURANT CONTINU

Nous comprenons les conclusions d'Elia et de l'expert concernant la complexité et l'inadéquation de ces technologies pour une liaison d'une capacité de 6 GW entre Avelgem et Courcelles.

Néanmoins, nous rappelons nos réserves concernant les hypothèses choisies par Elia et la méthode employée par Elia et l'expert pour déterminer le besoin et la capacité nécessaires.

Dans la dernière partie de notre analyse, nous tenterons toutefois d'apporter une solution en courant continu (voir infra).

QUESTION 3 SUR LA POSSIBILITÉ DE L'ENFOUISSEMENT

Dans son analyse, l'expert Jing Dai,

- a exclu les solutions de type GIL sur la seule base qu'Elia les considère immatures et sans émettre son propre jugement.
- n'a pas pris en compte les contraintes et opportunités sur le tracé que représentent les solutions souterraines.
- n'a pas pris en compte les contraintes et opportunités sur la réduction de capacité de transport nécessaires que représentent les solutions alternatives à l'aérien.

Il indique que, selon lui « *le choix de 380 kV est judicieux car il évite de construire des transformateurs supplémentaires* ».

Nous voudrions faire remarquer que le choix d'une tension de 380 kV implique la création de transformateurs plus importants et plus coûteux aux points de repiquage. Alors que le choix du 220 kV requiert effectivement des transformateurs aux extrémités de la liaison mais de plus petits transformateurs aux points de repiquage.

Si la Boucle du Hainaut a réellement pour objectif de servir les besoins de la Région Wallonne et du Hainaut en particulier, le choix du 220 kV offre potentiellement plus de possibilités de repiquage à moindre complexité.

Par ailleurs, une liaison câblée AC de 220 kV est moins contraignante techniquement et offre une plus grande fiabilité du fait de la répartition de la charge sur 4 ou 6 circuits. Conséquemment, la conclusion de l'expert qu'une tension de 380 kV est la plus adaptée est vraie dans l'hypothèse d'un besoin d'une capacité de 6 GW qui est entre autres liée au choix technologique, au niveau de tension choisi et aux types de transformateurs utilisés.

Nous comprenons à travers les commentaires et remarques formulés par l'expert dans son rapport qu'il n'a pas eu, d'une part, accès à toutes les informations souhaitées et souhaitables pour compléter son analyse et que, d'autre part, il émet des réserves concernant la limite technique affirmée par Elia d'une longueur maximale enterrée de 8 km, quel que soit le nombre de tronçons enterrés et leur position sur le tracé.

QUESTION 4 SUR D'AUTRES TECHNOLOGIES EVENTUELLES.

Monsieur Jing Dai ne dit pas un mot sur l'hydrogène dans son premier rapport et n'envisage que les technologies disponibles aujourd'hui sans envisager les possibilités futures.

Les seules alternatives envisagées par l'expert sont :

- les stockages de type batteries disponibles actuellement ce qui est bien sûr inenvisageable à de telles échelles de puissance et dans l'état actuel de la technologie ;
- la création de nouvelles centrales TGV qu'il estime dans son rapport comme étant un scénario improbable (et pourtant c'est ce qui est en train de se passer...)

En dehors des remarques déjà faites précédemment et concernant l'hydrogène, l'auteur de ce rapport ne semble pas avoir connaissance des investissements faits depuis 10 ans au nord du pays et qui visent à développer la filière hydrogène comme vecteur énergétique en remplacement du gaz naturel.

Ces développements sont susceptibles de garantir l'accès futur à une électricité à bas prix venant des surplus de l'offshore belge et international et donnent une opportunité à l'industrie gazière au nord du pays et aux Pays-Bas d'une reconversion vers la production, la distribution et l'exploitation d'hydrogène « vert » et de gaz combustibles dérivés.

Entre autres, dans les projets de l'industrie gazière, il y a la conversion d'une partie du réseau de transport de gaz naturel existant vers le transport d'hydrogène qui viendrait s'ajouter au réseau de transport d'hydrogène de la société Air Liquide.

Parmi ces conversions envisagées, il y a l'un des principaux pipelines qui va de la zone Zeebrugge-Ostende à la Zone Mons-Charleroi ainsi qu'un pipeline qui va de Zeebrugge à Liège en passant par le nord de Bruxelles.

Il y a aussi un projet de construction d'un nouveau pipeline qui relierait Zeebrugge-Anvers-Liège.

En tout état de cause, l'auteur n'a rien étudié des possibilités d'alternatives à l'horizon 2030-2040 qui, selon Elia et l'expert Jing Dai, est la période à laquelle la Boucle du Hainaut deviendra nécessaire à l'approvisionnement énergétique de la Belgique.

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

ETUDE PAR L'UMONS DE L'APPROCHE TECHNIQUE PROPOSEE PAR LE GROUPE REVOLHT

Le groupe de recherches Power Systems & Markets (PSMR) de l'Université de Mons a été sollicité afin d'étudier la faisabilité d'un raccordement en HVDC de la production offshore venant de la Mer du Nord. Objectif : transporter cette production électrique à différents endroits du pays.

A noter que l'évaluation de faisabilité technique par le groupe de recherches s'est faite sur base d'informations publiquement accessibles et de données fournies par Revolht.

Le PS MR a conclu que l'approche proposée par Revolht est techniquement réalisable mais ambitieuse et conditionnée par des études complémentaires approfondies visant à :

- s'assurer de la possibilité d'évacuer l'énergie transitée d'ouest en est par les réseaux régionaux (congestions, stabilité, etc.)
- s'assurer de la possibilité d'échanger la pleine capacité avec la France (via Avelgem)
- vérifier l'impact de nouvelles liaisons HVDC sur la congestion des lignes existantes
- vérifier l'impact de cette liaison HVDC sur la stabilité d'ensemble du réseau électrique belge

ETUDE REALISEE PAR MADAME BEKELO

A la lecture de son rapport, les mêmes remarques que celle qui ont été formulées sur l'étude de Monsieur Jin Dai peuvent être répétée concernant l'étude de Madame Bekelo.

Concernant les propositions de Revolht, dans son rapport, elle indique que l'étude approfondie de ces propositions sort du cadre de sa mission et qu'elle ne dispose pas de suffisamment de temps pour le faire.

Elle s'exprima cependant oralement sur l'approche HVDC de Revolht lors de la présentation de son rapport disant « s'incrimer dans les conclusions de l'UMons, à savoir que la proposition HVDC de Revolht semble techniquement réalisable mais qu'elle nécessite d'autres études ». Par ailleurs, elle exprima l'opinion que cette solution n'est pas pertinente.

Nous tenons à rappeler que cette opinion est celle d'une ingénieure travaillant dans le secteur électrique depuis 10 ans dans un pays qui ne ressemble en rien à la Belgique et à l'Europe et dont la seule liaison HVDC exploitée fut construite en 1990, 15 ans avant qu'elle ne débute ses études d'ingénieur, avec une technologie qui n'est plus utilisée aujourd'hui.

Notre attention fut attirée sur sa méconnaissance des technologies HVDC récentes en ce qu'elle qualifie notre approche HVDC de solution d'injection et non de solution de transport. Cela montre sa méconnaissance des recherches menées en Europe dans le cadre du programme européen PROMOTioN (PROgress on Meshed HVDC Offshore TransmissIOn Network) qui fut financé par l'Union européenne dans le cadre de Horizon 2020 et adresse les questions techniques, juridiques, réglementaires, économiques et financières en vue du développement en mer du Nord d'un réseau de transport HVDC offshore maillé ainsi que des recherches

menées par l'association Friends of Sustainable Grids qui regroupe les TSOs européens. Tous concluent qu'à l'avenir, un réseau européen HDVC constitué de hub HVDC interconnectés devra diriger les réseaux HVAC existants afin de les sécuriser en intégrant de nombreuses sources décentralisées intermittentes de production d'électricité. Or, l'approche proposée par Revolht, en soit, n'est qu'un premier maillon de ce futur super grid européen HVDC.

CONCLUSION GENERALE

L'expert Jing Dai conclut à la nécessité de la Boucle du Hainaut et au besoin effectif de 6 GW de capacité de transport. Il confirme donc les affirmations d'Elia.

Nous pensons que le besoin est au minimum surdimensionné, voire inexistant !

Selon nous, le critère « N-1 » est détourné de son essence. Ce critère implique d'assurer la sécurité d'exploitation du réseau. Si, dans une situation d'urgence, Elia doit demander aux producteurs d'éolien offshore de réduire leur production pour faire face à une situation de N-1 fortuite, Elia ne met pas en péril la sécurité d'exploitation du réseau.

Selon nos estimations, on ne peut en aucun cas considérer que les besoins de transfert d'ouest en est de plus de 9 GW évoqués par Elia pour 2040 constituent un fonctionnement normal. Cela ne représente en moyenne qu'un équivalent de 3 jours par an dans une simulation faisant l'hypothèse de la présence de la Boucle du Hainaut avec une capacité de 6 GW. Les besoins planifiables d'interrompre certaines liaisons pour des raisons de maintenance ne demandent qu'en moyenne de 1 à 5 jours par an et par liaison. Il nous semble donc que mettre en place une capacité totale de 12 GW de transfert d'ouest en est est totalement disproportionné et ne sert pas les besoins de la Belgique.

Par ailleurs, ni Elia, ni l'expert Jing Dai n'ont à aucun moment fait la démonstration que les limites de sécurité d'exploitation telles que définies par la réglementation 2017/1485 de la Commission Européenne seraient dépassées en cas de perte d'une des liaisons de la ligne Horta-Mercator sans la Boucle du Hainaut et ce, en prenant en compte tous les éléments constitutifs de la réglementation du réseau belge. Cette démonstration est indispensable pour l'application du critère N-1.

Quand bien même Elia ou un expert arriverait à démontrer qu'une certaine capacité de transit d'ouest en est en supplément des 6 GW prévus pour la liaison Horta-Mercator est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement de la Belgique ou dans le cadre d'un partage « honnête » des investissements dans le réseau européen, il faudrait encore qu'il détermine la capacité minimale nécessaire selon le critère N-1 en prenant en compte les différentes solutions technologiques, les infrastructures actuelles, et celles en cours de développement et prévues d'ici 2040.

Cet exercice n'a toujours pas été fait et, en l'état, aucun citoyen belge ne devrait avoir à subir les conséquences du développement d'infrastructures pour le compte d'un groupe international privé et duquel il ne retirera probablement que peu de bénéfices.

Pour ces raisons et celles précédemment énoncées, nous ne pouvons pas partager la conclusion de l'expert Jing Dai et la vision d'Elia que les projets Ventilux et Boucle du Hainaut sont nécessaires et que la solution aérienne est optimale d'un point de vue purement technique et économique. Il y a trop d'approximations, de manquements et d'erreurs dans les deux analyses pour effectivement tirer des conclusions.

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

Le contexte international et les décisions du gouvernement fédéral (maintien de 2GW de production nucléaire, au minimum triplement de la production électrique offshore, ajout de non pas 1 mais 3 interconnexions offshore, création d'un hub énergétique offshore) au cours de l'année écoulée modifient complètement les hypothèses sur lesquelles Elia justifie ses projets Ventilus et Boucle du Hainaut. Les études de Jin Dai et de Menelika Bekolo, basée sur les mêmes hypothèses sont tout aussi obsolètes que le dossier de base d'Elia pour justifier les projets Ventilus et Boucle du Hainaut. De même, notre propre analyse sur le besoin doit être revue à la lumière de cette évolution.

Oui, les réseaux électriques haute tension belges et européens doivent être revus et améliorés rapidement pour accompagner les modifications du paysage énergétique et des usages de l'électricité au cours des prochaines décennies. Mais, les projets Boucle du Hainaut et Ventilus, dont la mise en service ne pourra pas se faire avant 2030 au mieux, n'apportent au mieux qu'une solution très partielle et discordante.

En décidant de créer l'île énergétique et de lancer des projets d'interconnexions offshore supplémentaires, la Belgique va créer le premier hub HVDC du super réseau HVDC souhaité par l'Europe qui alimentera les réseaux HVAC nationaux.

Si on continue à se focaliser sur la technologie HVAC sur le territoire belge, le flux induit par ces projets implique que, non seulement les projets Boucle du Hainaut et Ventilus tels que présentés actuellement seront insuffisants pour absorber ces flux (il faudra probablement les doubler) et qu'en plus, il faudra dédoubler plusieurs liaisons du réseau THT belge existant.

Il y a aussi un problème de planning. Les projets en HVAC aérien, de part leur impact en terme d'aménagement du territoire, prennent au moins 10 ans de la conception à la mise en service. La Boucle du Hainaut et Ventilus ne seront pas en service au mieux avant 2030 alors que les premiers projets liés à l'île énergétique le seront peu après 2026...

La technologie HVDC est mature. L'UMons l'a confirmé (même s'ils ont conditionnés leurs conclusions à un certain nombre de vérifications, ce qui semble tout à fait pertinent dans le cas de projets de cette envergure). Elia le confirme en planifiant le projet d'île énergétique pour une mise en service avant 2030.

La création de liaisons souterraines HVDC ayant un impact minimum, les procédures et déploiement sur le territoire pourraient être grandement accélérées et suivre le rythme de la création de nouvelles interconnexions et productions offshore.

Une approche pragmatique et agile de la planification de la restructuration des réseaux de transport électrique en Belgique pourrait accélérer la transition énergétique en Belgique et faire de notre pays le modèle à suivre en Europe. L'approche basée sur la technologie HVDC proposée par Revolht dans les chapitres suivants s'inscrit totalement dans cette logique et peut s'adapter à l'évolution des besoins et du contexte.

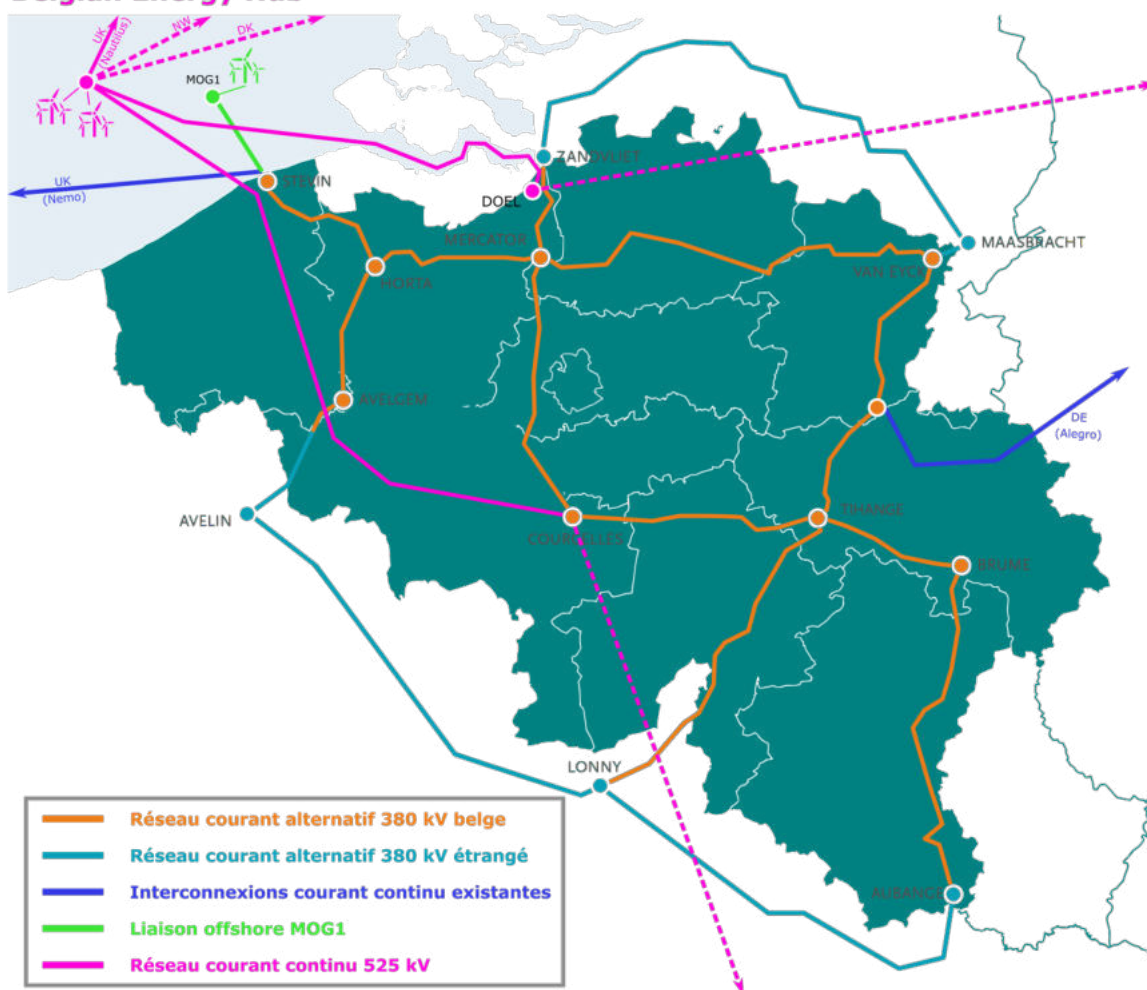
Contre-Expertise du projet « Boucle du Hainaut » d'Elia

Partie IIIa

L'Alternative Systémique de REVOLHT
(volet technique)

TRANSFORMER LE PROBLÈME EN OPPORTUNITÉ

Belgian Energy Hub



- Prendre de la hauteur
- Ne pas splitter les projets Ventilus et Boucle du Hainaut
- Ne pas forcément convertir le DC sur la côte belge
- Considérer différents points de connexion pour l'île énergétique
- Considérer le coût global des 4 projets, île énergétique, Nautilus, Ventilus et Boucle du Hainaut, qui sont indissociables

TABLE DES MATIÈRES

Table des Matières	3
Exposé du problème et de l'opportunité	4
Les options	7
Option 1: Continuer avec la proposition de ELIA,	7
c-à-d une ligne aérienne 380 kV / 6 GW traversant le Hainaut	7
Option 2: Abandonner le projet	8
Option 3: La technologie GIL	9
Introduction	9
Mâturité de la technologie	11
Coût	11
Conclusion	11
Option 4: La technologie HVDC	12
Introduction	12
North Sea Supergrid	12
Mise à jour au 11 mai 2022	13
Gestion des risques	14
Mise à jour au 11 mai 2022	16
Liaison multi-terminaux HVDC	16
Mise à jour au 11 mai 2022	20
Courant continu pour les processus industriels et les data centers	23
Repiquage à Avelgem et interconnexions avec la France	24
Belgian HVDC BACKBONE	26
Option 4A : centrée sur la Wallonie	27
Option 4B : boucle par Anvers	30
Option 4C : Connexion directe Stevin-Lixhe	32
HVDC sur base du savoir faire actuel d'Elia	33
Option 4D : Etendre les connexions HVDC « point à point » au cœur du pays	33
Mise à jour au 11 mai 2022 et Option 4E	35
Potentiel de développement	36
Bibliographie	37

Note importante :

Depuis la première parution de ce dossier le 7 mai 2021, plusieurs événements, décisions et déclarations d'intention politiques tant au niveau international que national méritent d'être inclus dans notre analyse. Afin de permettre au lecteur une meilleure compréhension de l'historicité du dossier, nous ajoutons dans cette version un paragraphe « mise à jour » à la fin de chaque section impactée.

EXPOSÉ DU PROBLÈME ET DE L'OPPORTUNITÉ

Le contexte de la transition énergétique visant à limiter au maximum nos émissions de gaz à effet de serre, et plus particulièrement de CO₂, implique entre autres un redéploiement de nos systèmes de production, de distribution et de consommation d'énergie.

Dans ce contexte, chaque secteur, à la fois de la production et du transport énergétique mais également chaque pays/région d'Europe, cherche à renforcer sa position.

Dans le secteur de l'électricité, la France ayant une surproduction permanente d'électricité nucléaire pousse particulièrement au tout électrique via l'interconnexion et le renforcement des réseaux THT de ses voisins nationaux. D'autres pays européens, comme la Pologne, semblent aussi vouloir investir dans le nucléaire. Par ailleurs, d'autres pays européens ont choisi de ne pas renouveler leur parc de production d'électricité nucléaire (mélange d'idéologie et d'hypocrisie puisqu'ils dépendront des pays producteurs d'électricité d'origine nucléaire pour subvenir à leurs besoins).

Parallèlement, les pays du nord de l'Europe et la Grande-Bretagne veulent profiter de leur fort potentiel éolien off-shore. L'ensemble du réseau THT européen se renforce et la Belgique est considérée comme un rond-point de la distribution internationale de toutes ces sources d'électricité. Elia a là une opportunité unique de renforcer sa position au niveau européen et international.

Dans le secteur du gaz naturel, les gisements les plus accessibles étant en cours d'épuisement, les industriels gaziers doivent forer plus profondément et exploiter des gaz « non-conventionnels » souvent plus sales, c'est-à-dire plus acides, corrosifs et toxiques.

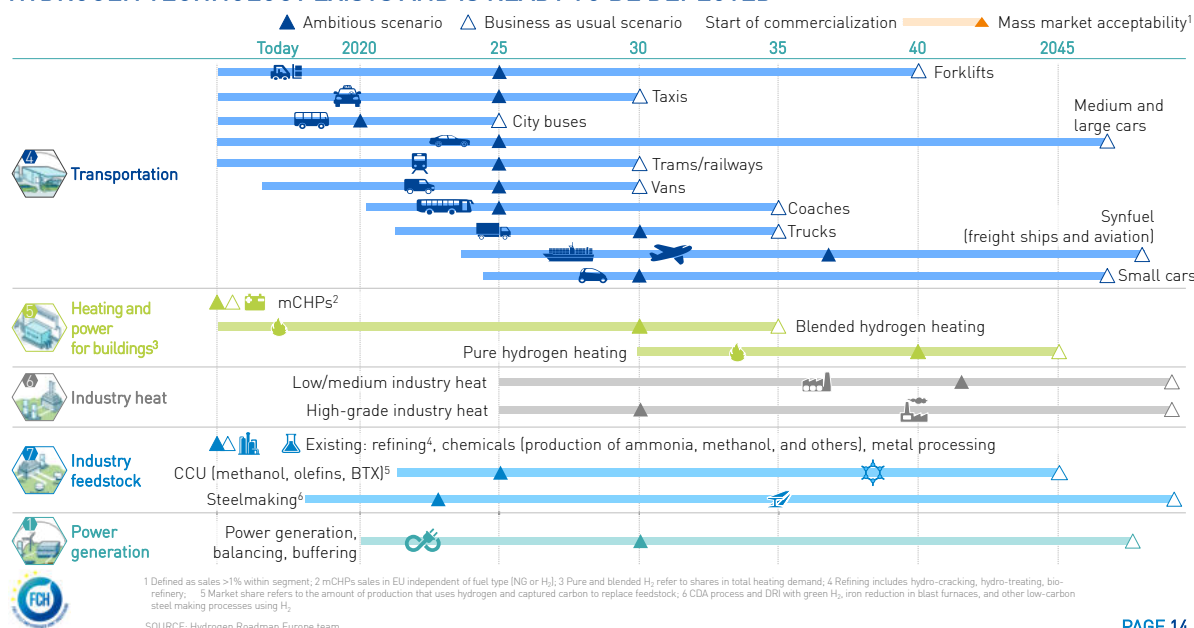
Le gaz naturel a longtemps été présenté comme un combustible moins nuisible pour le climat que le charbon et les produits pétroliers. C'est en partie vrai, car il émet par unité de masse moins de gaz à effet de serre que les autres combustibles fossiles quand il brûle. Une centrale au gaz émet ~ 57 % moins de CO₂ par kilowatt-heure (kWh) qu'une centrale au charbon, et est en moyenne 20 % plus efficace pour convertir l'énergie du combustible en électricité qu'avec du charbon⁷⁰. Le remplacement du charbon par le gaz a donc d'abord été présenté comme un pont vers un secteur de l'énergie décarbonée. (1)

Cette assertion tend cependant à être nuancée voire contredite, notamment depuis les années 1980, quand les études ont commencé à prendre en compte les effets indirects et connexes de l'exploitation des sources de méthanes fossiles, du cas particulier (qui tend à devenir le cas général) des gaz non-conventionnels ainsi que les effets indirects d'un prix moins cher de l'énergie-gaz, devenue provisoirement abondante grâce à la fracturation hydraulique. (2)

L'hydrogène, généré à partir d'électricité « verte », apparaît de plus en plus comme ayant une place prépondérante dans le nouveau mix des productions/consommations d'énergie. D'une part, il peut servir de stockage saisonnier efficace d'énergie et, d'autre part, il sera probablement une source d'énergie décarbonée plus « utilisable » dans les transports maritime et aérien.

ROADMAP

HYDROGEN TECHNOLOGY EXISTS AND IS READY TO BE DEPLOYED



PAGE 14

Figure 1 Hydrogen roadmap Europe (3)

La France, championne de l'électricité bon marché, investit dans le déploiement de nouvelles infrastructures et dans la recherche dans ce secteur (4). Mais, elle n'est pas la seule : les Pays-Bas et d'autres pays/région du nord de l'Europe se lance aussi dans la course saisissant l'opportunité de transformer leur industrie gazière en déclin (5).

De nouveau, la Belgique semble à la traîne à l'exception du nord du pays qui s'associe partiellement à la transition des Pays-Bas à travers Fluxys. (6)

L'Europe, depuis l'été 2020, a évolué dans son discours et met en avant que, pour atteindre les objectifs zéro carbone en 2050, il faut en priorité optimiser la consommation d'énergie et développer l'économie circulaire locale y compris dans le secteur énergétique. Dans un 2^{ème} temps seulement, il est question d'utiliser les échanges entre pays européens tout en conservant un mix de source d'énergie. (7)

Les citoyens de Belgique et d'Europe, de mieux en mieux informés, sont de moins en moins enclins à accepter les discours « greenwashé » des lobbys sectoriels. Avec la crise sanitaire et les précédentes crises énergétiques, ils ont aussi pris conscience que dépendre de longues chaînes logistiques, à la fois pour les marchandises et l'énergie, représente un risque majeur pour leur sécurité d'approvisionnement et, partant, pour leur confort de vie.

Dans ce contexte, des projets comme la « Boucle du Hainaut » ou « Ventilux » portés par Elia apparaissent à la population comme totalement dissonant. Même si ces projets revêtent une part d'utilité publique, les citoyens impactés comprennent bien que derrière les discours « vert » et

marketing se cachent des enjeux financiers énormes pour les lobbys industriels à l'échelle européenne.

Dans la situation actuelle, on peut s'attendre à ce que le projet « Boucle du Hainaut », s'il n'est pas purement et simplement abandonné, prendra au minimum 5 à 10 ans de retard.

L'opportunité ici est de mettre réellement à contribution les citoyens et les pouvoirs locaux dans la transition énergétique du Hainaut, de la Wallonie, de la Belgique et de l'Europe. Une approche systémique faisant appel à l'intelligence collective et forçant le consensus de moyens pourrait se révéler beaucoup plus efficace économiquement, environnementalement, socialement et politiquement.

Le présent business case se focalise sur l'analyse d'approches alternatives aux projets Boucle du Hainaut et Ventilux afin de :

- accélérer la nécessaire reconfiguration des réseaux de transport et de distribution d'électricité dans une approche agile bottom-up;
- saisir les opportunités de l'hydrogène au niveau du Hainaut et de la région Wallonne ;
- minimiser les impacts de ces redéploiements ;
- rester flexible face à l'évolution des secteurs et des technologies ;
- créer un maximum d'opportunités de développement économique au sein de la région Wallonne et de la Belgique ;
- avoir l'adhésion la plus complète possible de la population.

LES OPTIONS

OPTION 1: CONTINUER AVEC LA PROPOSITION DE ELIA, C-À-D UNE LIGNE AÉRIENNE 380 kV / 6 GW TRAVERSANT LE HAINAUT

Le projet et les choix faits par Elia révèlent en fait les ambitions européennes d'Elia et le mauvais rapport coûts-bénéfices pour le Hainaut, la Wallonie et la Belgique.

Malgré de nombreuses interpellations par la CREG et par les pouvoirs locaux, les pouvoirs fédéraux et régionaux ont continué à soutenir le plan de développement d'Elia.

En septembre 2020, le projet « Boucle du Hainaut » a été officiellement révélé aux citoyens (et à certains pouvoirs communaux) suite à la demande de modification de plan de secteur introduite par Elia.

En quelques semaines à peine de recherche et d'analyse, la population et les pouvoirs communaux ont mis en lumière toute la disproportion du projet par rapport aux objectifs énoncés et l'ampleur de l'« enfumage » orchestré par Elia.

En l'état, considérant l'opposition forte au projet « Boucle du Hainaut », une annulation ou un retard de plusieurs années est prévisible.

OPTION 2: ABANDONNER LE PROJET

En cas d'abandon du projet « Boucle du Hainaut » tel que défini aujourd'hui, d'autres projets prévus depuis 2004 au niveau de l'ENTSOE, de RTE et de Elia (pour l'instant mis en attente) devront être activés pour assurer un maillage européen correct et une disponibilité des énergies renouvelables adaptée à la consommation wallonne.

Il s'agit :

- de renforcer la liaison Chooz-Monceau (Courcelles) de manière à importer l'éolien de la région Grand-Est de la France au cœur de la région de Charleroi - Mons (qui correspond à environ 45% de la consommation électrique wallonne) et à former une boucle au niveau européen d'une capacité suffisante avec la liaison Avelin-Lonny.
- de renforcer la liaison Lonny-Achène-Gramme pour augmenter la capacité de transit France/Pays-Bas et France/Allemagne.

Cette approche ne sert pas la stratégie d'Elia, à savoir renforcer sa position au niveau européen au niveau attendu, mais permet néanmoins, au niveau fédéral et régional, de répondre à la possibilité de croissance de l'exploitation des productions offshore d'électricité en mer du Nord, considérant la place stratégique de Zeebrugge dans le développement de production de e-Hydrogène et e-Méthane.

Elia n'a pas présenté d'analyse probante démontrant que la sécurité d'approvisionnement de la Belgique serait impactée si la Boucle du Hainaut ne voyait pas le jour.

Au contraire, l'analyse multi-niveaux que nous avons faite montre que la consommation augmentera dans la région Baudour-Ghlin. Ne pas le faire serait un frein important au développement industriel de cette région. Or, certains de ces développements industriels seraient une contribution effective importante dans les objectifs de réduction de gaz à effet de serre.

OPTION 3: LA TECHNOLOGIE GIL

INTRODUCTION

La technologie GIL, liaison (câbles) à isolation gazeuse, en courant alternatif a de nombreux avantages comparés aux câbles à isolation synthétique souterrains et aux lignes aériennes (8) :

- le conducteur est protégé de l'extérieur ;
- pas de vieillissement diélectrique (l'isolant s'auto-régénère) ;
- pas de contrainte thermique ;
- faible capacitance par rapport au câble. Elle est d'environ 50 nF/km ce qui implique qu'une compensation réactive n'est nécessaire que tous les 70 à 100 km;
- pas de danger pour l'environnement en cas de court-circuit ;
- pas de risque d'incendie, ce qui est important dans les tunnels ;
- pas de risque d'accident de type tempête, enneigements, accident d'avion ;
- champs magnétiques et électriques très faibles ;
- peu de pertes diélectriques. Elles sont environ inférieures de 1/3 à 1/2 par rapport aux lignes aériennes;
- pas de maintenance;
- inspection périodique facilitée par la mise en place d'un tunnel;
- réparation facilitée par la mise en place d'un tunnel;
- aucune perte de terrain de surface, le champ magnétique au droit du tunnel enterré à 1m de la surface et mesuré à 1m du sol ne dépasse jamais 1 micro-tesla. (la moyenne nationale dans les habitations est de 0.7 micro-tesla).

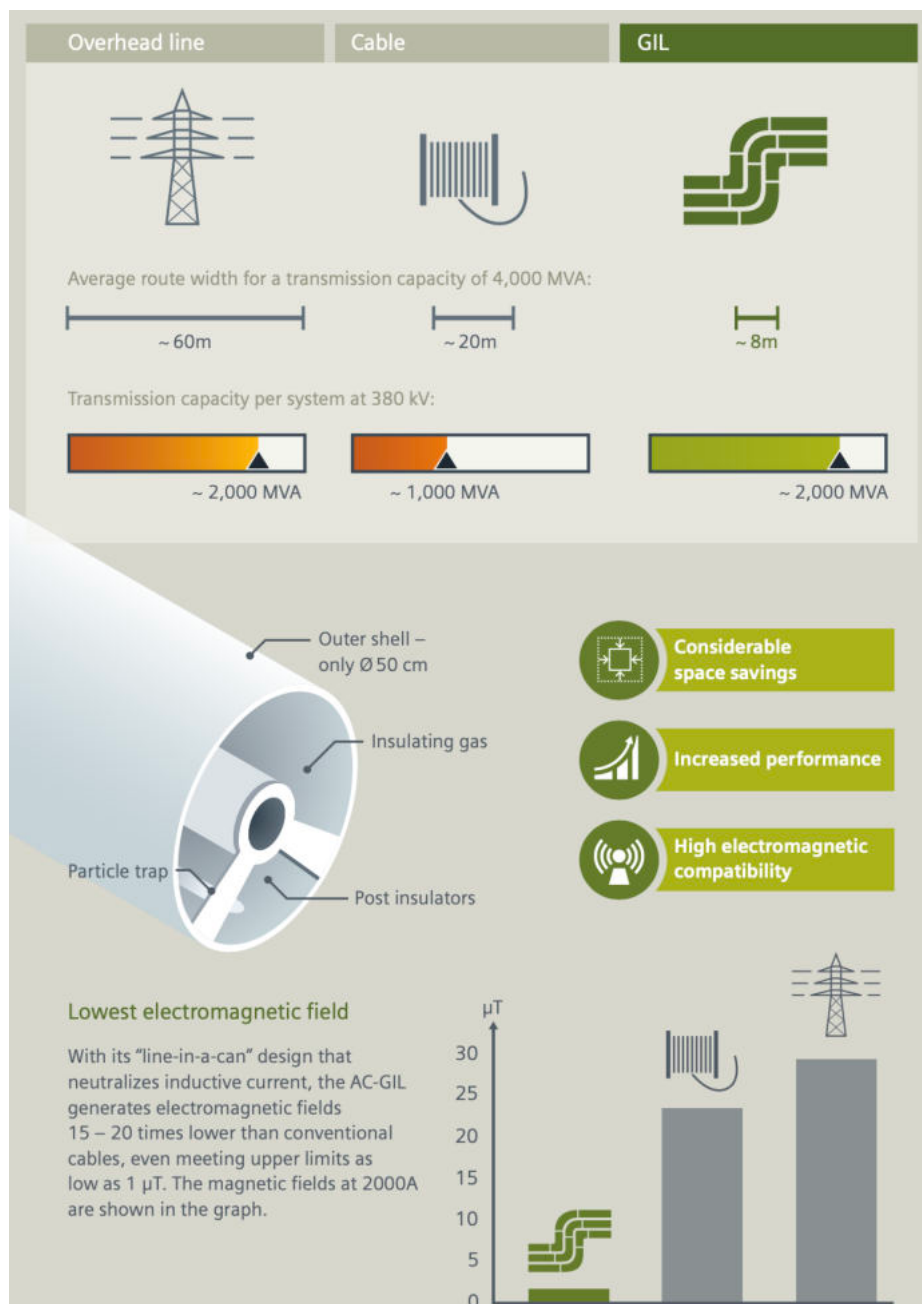


Figure 2 source Siemens

MÂTURITÉ DE LA TECHNOLOGIE

Bien que, les constructeurs Siemens, Alstom et ABB soutiennent que la technologie est mature pour des liaisons de plusieurs dizaines de kilomètres (confirmé par des études et des tests menés par EDF de 1993 à 1998), les TSOs évitent par tous les moyens cette technologie. Malgré les qualités techniques et les très faibles conséquences environnementales de la technologie, le surcoût est difficilement justifiable pour une société privée. Par ailleurs, si Elia acceptait de choisir cette technologie pour la liaison Boucle du Hainaut, cela créerait un précédent pour tous les futurs projets de liaison THT en Europe.

En pratique, la technologie n'est employée que sur des distances de quelques kilomètres, pour une capacité de quelques GW, quand le cadre légal concernant les normes d'émissions de champs électromagnétiques sont beaucoup plus strictes (ex : Suisse) ou encore quand les conditions environnementales ne permettent pas l'utilisation de câbles à isolation synthétique ou de liaisons aériennes.

Coût

Les faibles coûts opérationnels (OPEX) compensent en grande partie le coût initial plus élevé (CAPEX) des conducteurs GIL quand la comparaison tient compte de ces coûts sur la durée de vie comptable de la liaison (40 ans).

Néanmoins, dans l'investissement initial, le coût de la partie génie civil et de la galerie souterraine, est conséquent : il peut être amorti sur la durée de vie comptable de la liaison (40 ans), alors que sa durée de vie potentielle est d'au moins 100 ans.

Par ailleurs, dans toutes les comparaisons publiées par les TSO, le coût des indemnisations et le coût des délais dus aux procédures sont systématiquement ignorés. Or, il est clair que ce poste est très réduit dans le cas d'une ligne GIL en tunnel comparativement au cas d'une ligne aérienne, où ces coûts peuvent représenter une grande part de l'investissement.

Si l'on ne considère pas ces derniers coûts qui varient fortement d'une région à l'autre et d'un pays à l'autre, une liaison de 6 GW GIL de plus de 75 km, installée dans un tunnel de type « cut & cover », aurait un coût, sur 40 ans d'exploitation, de l'ordre de 5 fois plus important qu'une liaison aérienne. Il faut noter que 40 à 50 % du coût est lié au travail de génie civil et à la gestion de projet. (9)

Par ailleurs, ces comparaisons de coûts se font sans tenir compte des taux d'intérêt et de l'inflation. Dans le contexte actuel de très faible taux d'intérêt, une comparaison sur la différence de coût financier sur la durée de vie réelle de la liaison serait plus appropriée. D'autant plus que les technologies GIL ont une durée de vie probable beaucoup plus longue que les liaisons aériennes.

CONCLUSION

En conclusion, selon nous, le seul frein au choix de la technologie GIL qui serait plus adapté au contexte de la Belgique pour les liaisons THT est le facteur financier.

OPTION 4: LA TECHNOLOGIE HVDC

INTRODUCTION

La lutte entre le courant alternatif et le courant continu n'est pas neuve. La guerre des courants est une controverse technique et industrielle qui s'est déroulée aux États-Unis, à la fin des années 1880. Elle est centrée sur l'opposition de Thomas Edison, partisan de l'utilisation du courant continu (DC, de l'anglais direct current) pour le transport et la distribution d'électricité, envers George Westinghouse et Nikola Tesla, promoteurs de l'utilisation du courant alternatif (AC, de l'anglais alternative current).

L'avantage du courant alternatif pour le transport de l'énergie sur une grande distance vient de la facilité d'en modifier la tension au moyen d'un transformateur. Convertir la tension continue requerrait à l'époque d'utiliser de grosses machines électriques rotatives, ce qui était difficile, coûteux, peu efficace, exigeant en maintenance, alors qu'en courant alternatif, la tension peut être changée avec des transformateurs simples et efficaces sans pièce en mouvement et demandant très peu de maintenance. C'est ce qui a fait le succès du système à courant alternatif. Cependant, en courant continu, les réseaux de distribution modernes utilisent couramment des tensions allant jusqu'à 800 kV. Les appareils d'électronique de puissance tels que les diodes à vapeur de mercure et les thyristors ont rendu possible le transport à haute tension pour alimenter des utilisations en courant continu, en améliorant la fiabilité et l'efficacité de la conversion du courant alternatif en courant continu.

Les lignes de transport en courant alternatif présentent des pertes qui n'affectent pas le courant continu. En raison de l'effet de peau, un conducteur offre une résistance plus grande au courant alternatif qu'au courant continu. Cet effet est mesurable, et prend son importance pour de gros câbles transportant des milliers d'ampères. L'augmentation de résistance due à l'effet de peau peut être limitée en remplaçant un gros câble par un faisceau de petits câbles (câble Z de Nexans).

Les technologies HVDC évoluent rapidement...

NORTH SEA SUPERGRID

En Europe, depuis le milieu des années 2000, l'idée a émergé d'exploiter massivement le potentiel éolien en Mer du Nord, le potentiel hydro-électrique des pays scandinaves et le potentiel solaire au sud de l'Europe et en Afrique du Nord. Si l'idée semble judicieuse, un problème technique de taille reste à régler. Si effectivement on déploie une capacité de production de l'ordre de 300 à 400 GW en éolien offshore en Mer du Nord et via le potentiel hydro-électrique des pays scandinaves, il faut non seulement amener toute cette électricité sur les côtes (principalement de Belgique, des Pays-Bas et du nord de l'Allemagne) mais aussi il faut la « diffuser » à travers toute l'Europe jusque dans le sud. Inversement, l'énergie produite dans le sud de l'Europe à partir du soleil devra être diffusée vers le Nord de l'Europe.

A cette échelle de puissances et de distances, il est clair que le backbone 380kV AC (400 kV AC) ne peut suffire. De nombreuses études ont été menées envisageant différentes options. Économiquement parlant, ces études ont montré que dans la première phase de déploiement de ces productions offshore, une densification du réseau 380/400 kV AC pourrait suffire.

Mais, à terme, les distances à faire parcourir seront telles que les pertes de ligne des réseaux 380/400 kV AC seront inacceptables. Par ailleurs, l'opposition sociétale de faire aboutir chaque nouveau projet de liaison haute tension est une contrainte majeure.

La plupart de ces études ont conclu à la nécessité de construire une nouvelle « couche » de réseau international en courant continu haute tension (HVDC) principalement sous-marin et souterrain.

Un autre avantage est le gain en place : pour avoir un même niveau de sécurité N-1, 2 faisceaux (bipôle) de conducteurs HVDC remplacent 2 systèmes triphasés HVAC, soit 6 faisceaux de conducteurs.

Par ailleurs, l'absence d'effet de peau, combiné à l'absence de transport de la puissance réactive, permet de mieux utiliser l'intégralité du conducteur et donc de réduire son diamètre.

Le besoin de connecter des centrales électriques toujours plus éloignées des centres de consommation pousse les concepteurs à développer des niveaux de tension toujours plus élevés. En Chine, la région du Sinkiang en particulier contient d'importantes ressources énergétiques, éolien et charbon, que le gouvernement chinois veut exploiter. Ainsi ABB et Siemens ont annoncé tour à tour en 2012 développer et avoir testé des transformateurs destinés à des stations HVDC d'une tension de +/- 1100 kV. Le gestionnaire du réseau électrique chinois State Grid Corporation est à la pointe de la recherche. Ces lignes atteindraient des puissances aux alentours de 10 GW.

En Europe, il n'y pas actuellement de standard établi pour les liaisons HVDC mais plusieurs programmes européens de standardisation sont en cours en vue d'améliorer l'interopérabilité des systèmes. Pour l'instant, le niveau de tension 525 kV est recommandé par ENTSEO.

MISE À JOUR AU 11 MAI 2022

On peut ajouter que la tendance haussière durable du prix des métaux et la multiplication des projets et producteurs de composants HVDC réduit progressivement l'avantage économique à l'investissement des solutions HVAC sur les les solutions HVDC. La conséquence directe est que ceci rend ces solutions HVDC de plus en plus intéressantes même sur de plus courtes distances.

En 2019-2020, les prix de gros moyens des matières premières étaient de :

- Pour l'aluminium : +/- 1800 \$ / tonne
- Pour le cuivre : +/- 6500 \$ / tonne
- Pour l'acier inoxydable : +/- 2400 \$ / tonne

Les prévisions actuelles pour 2022-2023 sont :

- Pour l'aluminium : +/- 3500 \$ / tonne
- Pour le cuivre : +/- 8600 \$ / tonne
- Pour l'acier inoxydable : +/- 4500 \$ / tonne (NB : volatilité importante comme l'Ukraine et la Russie sont de gros fournisseurs de l'Europe)

A titre de comparaison, sur le coût des matières premières :

- 1 km de liaison HVDC souterraine en cuivre de 6 GW (4 câbles) nécessite environ 75 tonnes de cuivre et 17 tonnes de béton (données utilisés habituellement en onshore)
 - o Coût métaux 2019-2020 : +/- 487 500 \$ / km

- Coût métaux 2023 : +/- 645 000 \$ / km (+ 30 %)
- 1 km de liaison HVDC souterraine en aluminium de 6 GW (6 câbles) nécessite environ 50 tonnes de aluminium et 20 tonnes de béton. (utilisé habituellement en offshore)
 - Coût métaux 2019-2020 : +/- 90 000 \$ / km
 - Coût métaux 2023 : +/- 175 000 \$ / km (+ 94 %)
- 1 km de liaison HVAC aérienne de 6 GW (24 câbles Nexan Aero Z 707) nécessite environ 70 tonnes d'alliage AlMgSi (Aluminium, Silicium, Magnésium) , 70 T d'acier, 200 T de béton.
 - Coût métaux 2019-2020 : +/- 294 000 \$ / km
 - Coût métaux 2023 : +/- 560 000 \$ / km (+ 90 %)

GESTION DES RISQUES

Dans son rapport 2020, l'« European Commission Disaster Risk Management Knowledge Centre » identifie les infrastructures critiques et les risques liés à ces infrastructures.

Dans ce rapport est indiqué que le risque de défaillance en cascade causant des black-out dans plusieurs pays d'Europe est croissant.

L'analyse des récents blackouts et perturbations majeures a conduit à l'identification de certaines causes sous-jacentes, facteurs et considérations pour les développements futurs :

- Les défaillances techniques, les impacts externes et le comportement inadéquat des dispositifs de protection sont des déclencheurs importants d'événements, lorsqu'ils ne sont pas protégés par le critère de sécurité N-1 et/ou se manifestant en combinaison avec des conditions de forte charge. Ces phénomènes déclencheurs peuvent entraîner des pannes en cascade de lignes ou d'autres équipements et, finalement, à l'effondrement de tout le système.
- L'augmentation des interconnexions entre les réseaux nationaux.
- Les aspects et facteurs organisationnels, tels que la libéralisation du marché et les contrats à court terme, peuvent forcer le système à fonctionner au-delà de ses paramètres de conception d'origine. Des conditions de fonctionnement stressantes telles que l'affaiblissement due à des travaux de maintenance et / ou l'intégration inadéquate de la production d'électricité intermittente se sont avérées être des causes prépondérantes de situations critiques.
- Les GRT jouent un rôle déterminant dans la gestion des contingences; le manque de connaissance de la situation et de préparation à court terme, ainsi qu'un suivi en temps réel limité au-delà des zones de contrôle et une mauvaise coordination transfrontalière, peuvent s'accumuler en tant que facteurs aggravants.
- Les systèmes électriques sont de plus en plus sollicités, avec des niveaux plus élevés de transferts de puissance sur une plus longue distance. Comme l'équipement est plus sollicité, la limite entre le fonctionnement normal et défectueux devient floue, ce qui rend plus difficile la discrimination des systèmes de protection.

Ces éléments plaident en faveur des liaisons Boucle du Hainaut et Ventilus étant donné qu'elles créent une redondance dans le réseau 380 kV et diminuent les risques. Néanmoins, plusieurs éléments sont à considérer :

- A l'horizon 2040-2050, la capacité cumulée des liaisons Ouest-Est sera vraisemblablement insuffisante ou proche de la saturation du fait du développement de l'éolien offshore à l'échelle européenne. La solution préconisée par les électriciens est de construire une nouvelle « couche » de réseau international en courant continu haute tension (HVDC).
- Les liaisons aériennes sont à priori la solution la moins solide pour améliorer la sécurité d'exploitation. D'une part, cette technologie supporte le moins bien les surcharges et est donc la plus susceptible de provoquer une réaction en chaîne. D'autre part, les incidents majeurs sur ces liaisons qu'ils soient dûs aux intempéries ou à une attaque volontaire sont souvent synonymes d'une situation de N-2 (destruction d'un ou de plusieurs pylônes), c'est-à-dire que les 2 circuits de la liaison sont perdus.
- Le réseau AC 380/400 kV européen est fortement synchronisé, c'est-à-dire qu'il est très difficile d'isoler certaines zones en cas de problème. Au plus il y a d'interconnexions entre les zones et au plus vite les conséquences d'une simple surcharge sur une liaison peuvent se propager à l'ensemble du réseau. Par exemple, en 2006, dans le nord-ouest de l'Allemagne, une simple erreur d'appréciation de l'opérateur suite à une surcharge sur une liaison aérienne causée par une situation de N-1, causa une réaction en chaîne jusqu'au Maroc en 21 secondes. Des blackouts partiels ont touché l'Allemagne, la Belgique, la France, l'Italie et l'Espagne. La Pologne, le Portugal, la Grèce et les Balkans furent aussi impactés. Et rien n'a apparemment fondamentalement changé si ce n'est que les TSO augmentent encore les interconnexions entre les réseaux nationaux 380 kV et 220 kV, la plupart du temps sans « isolation » de type ligne HVDC comme Alegro.
- De plus, le secteur énergétique européen passe d'un modèle centré sur l'offre dominée par les combustibles fossiles à un système centré sur la consommation avec de nombreuses ressources distribuées (ENTSO-E, 2019c). De tels systèmes peuvent fonctionner en mode isolé. Ils peuvent offrir des options pour faire face aux conditions critiques ou aux urgences dans le reste du réseau électrique et pour augmenter la résilience de l'ensemble du système, tout en assurant la redondance des chemins d'énergie et une récupération rapide. En outre, la flexibilité en termes de systèmes de stockage d'énergie à long et à court terme est un élément clé pour améliorer la résilience du réseau et la capacité de résister à des événements imprévus.

Par ailleurs, en prenant en compte le rapport du programme PROMOTioN (Horizon 2020), il est important pour la Belgique et le groupe Elia de démarrer un déploiement stratégique de la technologie HVDC afin de former les premières boucles d'un réseau européen sécurisé de transport d'électricité.

MISE À JOUR AU 11 MAI 2022

Que dire de plus, si ce n'est que les événements et décisions politiques de l'année écoulée ne font que confirmer et renforcer notre propos.

LIAISON MULTI-TERMINAUX HVDC

Aujourd'hui, la quasi-totalité des liaisons HVDC en Europe sont des liaisons point à point, c'est à dire qu'il y a un poste convertisseur AC-DC à chaque extrémité de la liaison et le niveau de tension varie d'un cas à l'autre.

En l'état actuel de la technologie, on peut considérer que le niveau de 800 kV sera le maximum pendant la prochaine décennie. Néanmoins, le niveau de 525 kV est suggéré par ENTSOE à l'heure actuelle. A ce niveau de tension, un bipôle en câble aluminium à isolation synthétique souterrain permet une capacité de l'ordre de 2 GW. En cuivre, on est à 3GW par bipôle. (nb : concernant les conducteurs à isolation gazeuse pour une exploitation en HVDC, les constructeurs et les TSOs estiment que la technologie sera mature entre 2025 et 2030)

Aujourd'hui, le principal inconvénient est qu'une station de conversion AC-DC coûte plus cher qu'une station de conversion AC-AC.

En revanche, pour une capacité donnée, le coût des câbles est beaucoup plus faible dans le cas d'une liaison HVDC que dans le cas d'une liaison HVAC. En dehors de toute autre considération, on considère selon les sources qu'une liaison entre 2 points en HVDC on-shore est moins chère que son équivalent HVAC, lorsque la distance à parcourir est de plus de 200 à 300 km. Néanmoins, les études qui ont conduit à ces estimations furent faites entre 2010 et 2020. L'évolution des prix matières premières tend à réduire cette distance de « break-even » entre les deux technologies.

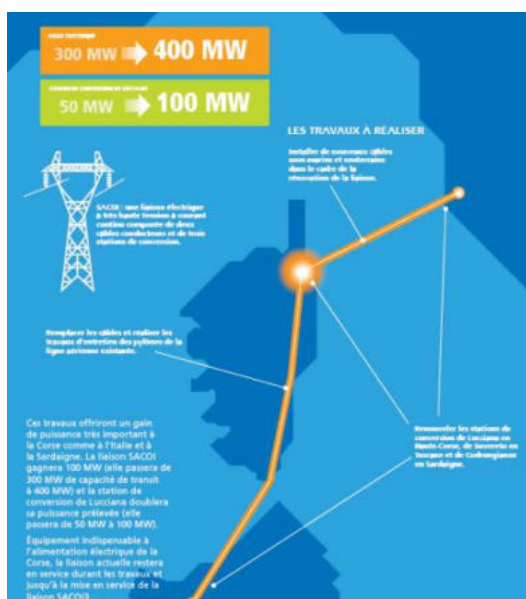
Aujourd'hui, les considérations qui conduisent généralement au choix de la technologie HVDC en dessous de ces distances sont le passage en sous-marin sur plus de 50 km (Nemo link) et/ou l'incompatibilité technique des réseaux AC à interconnecter (Alegro).

La quasi-totalité des lignes HVDC en service comportent deux stations. Un réseau maillé en courant continu permettrait de diminuer le nombre de stations nécessaires par rapport à des systèmes point-à-point et ainsi le coût et les pertes du réseau.

En outre, en comparaison d'un réseau en courant alternatif, un réseau en courant continu serait totalement contrôlable, ce qui est un avantage substantiel.

Le terme multi-terminaux, sous-entend plus de 2 stations. Les terminaux peuvent être connectés en série, en parallèle ou en hybride (mélange des deux). Le montage parallèle est utilisé pour les stations de forte puissance, tandis que la série est réservée pour les plus petites stations.

Le plus long multi-terminal actuel est la ligne Québec-Nouvelle-Angleterre, mise en service en 1990 avec une puissance de 2 GW. Un autre exemple en Europe est la liaison SACOI Italie-Corse-Sardaigne (300 MW, depuis 1980) : elle est en cours de mise à jour à 400 MW. Et, il y en a de plus en plus un peu partout dans le monde.



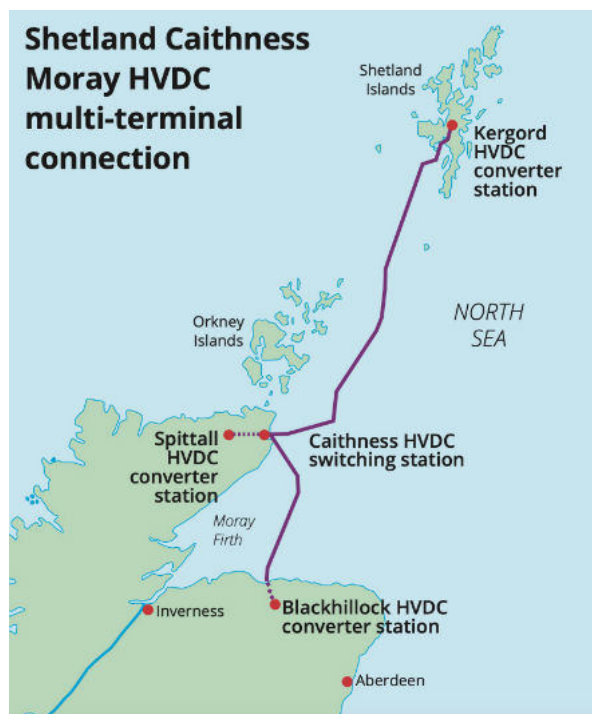


Figure 3 Exemples de réseaux HVDC multi-terminaux (Canada/Etats-Unis, Chine, Italy/Corse/Sardaigne et îles Shetland)

Comme nous l'avons montré précédemment, analyser séparément les projets Ventilus et Boucle du Hainaut dans la perspective d'investissements pour la transition énergétique n'a pas de sens. Les deux liaisons ne font qu'une. Dans le chef de la société Elia, il s'agit de pouvoir injecter 1 ou 2 GW d'électricité de la Mer du Nord au centre de la Belgique pour soutenir les besoins futurs de gros consommateurs principalement dans la zone Baudour-Ghlin et d'augmenter la capacité de transit d'ouest en est à travers la Belgique.

Si l'on prend un peu de hauteur et que nous considérons l'utilité de cet investissement à l'horizon 2040-2050, on peut envisager une architecture différente.

Il est à prévoir que si nous poursuivons le déploiement d'éolien offshore en Mer du Nord à l'échelle européenne dans les décennies à venir jusqu'à des capacités de 200 à 400 GW (selon les sources), la capacité de transit en réseaux THT 380/400 kV AC de la Belgique, des Pays-Bas et d'Allemagne, même avec les projets Ventilus et Boucle du Hainaut, sera largement insuffisante pour évacuer l'électricité produite à travers l'Europe. Il sera alors indispensable de créer un réseau international on-shore HVDC.

Cette situation ressemble furieusement à celle de la région de Beïjing en Chine où le choix du GRT a été de construire la première boucle d'un réseau HVDC.

Zhangbei HVDC grid

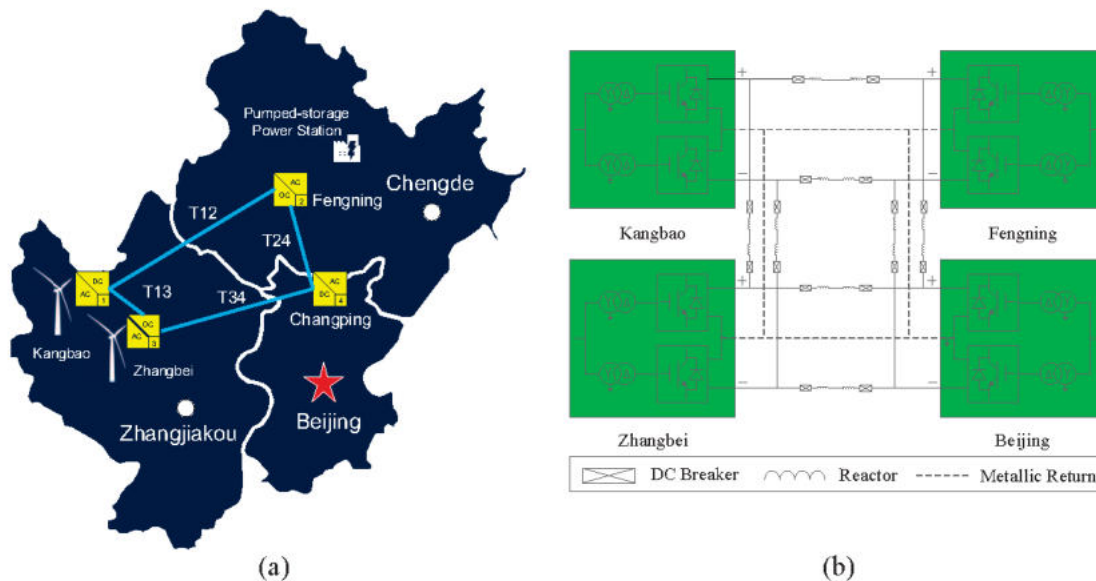
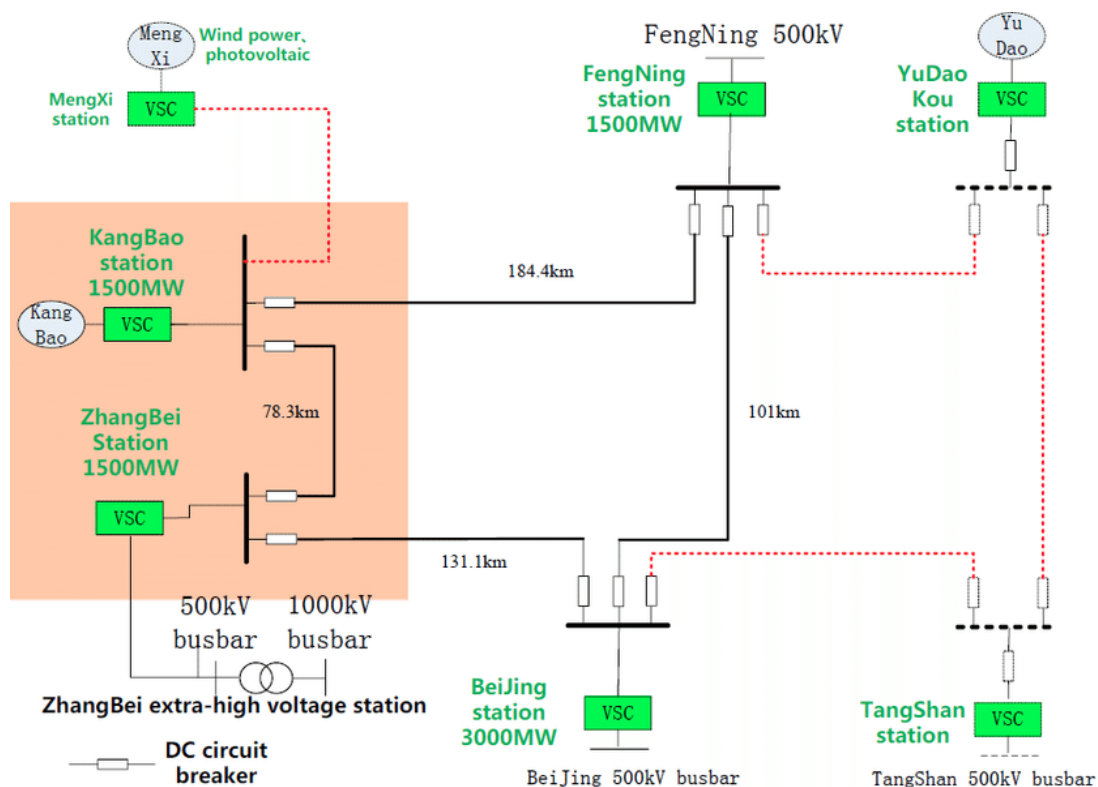


Fig. 1: (a) Geographical schematic diagram and (b) topology of Zhangbei HVDC grid

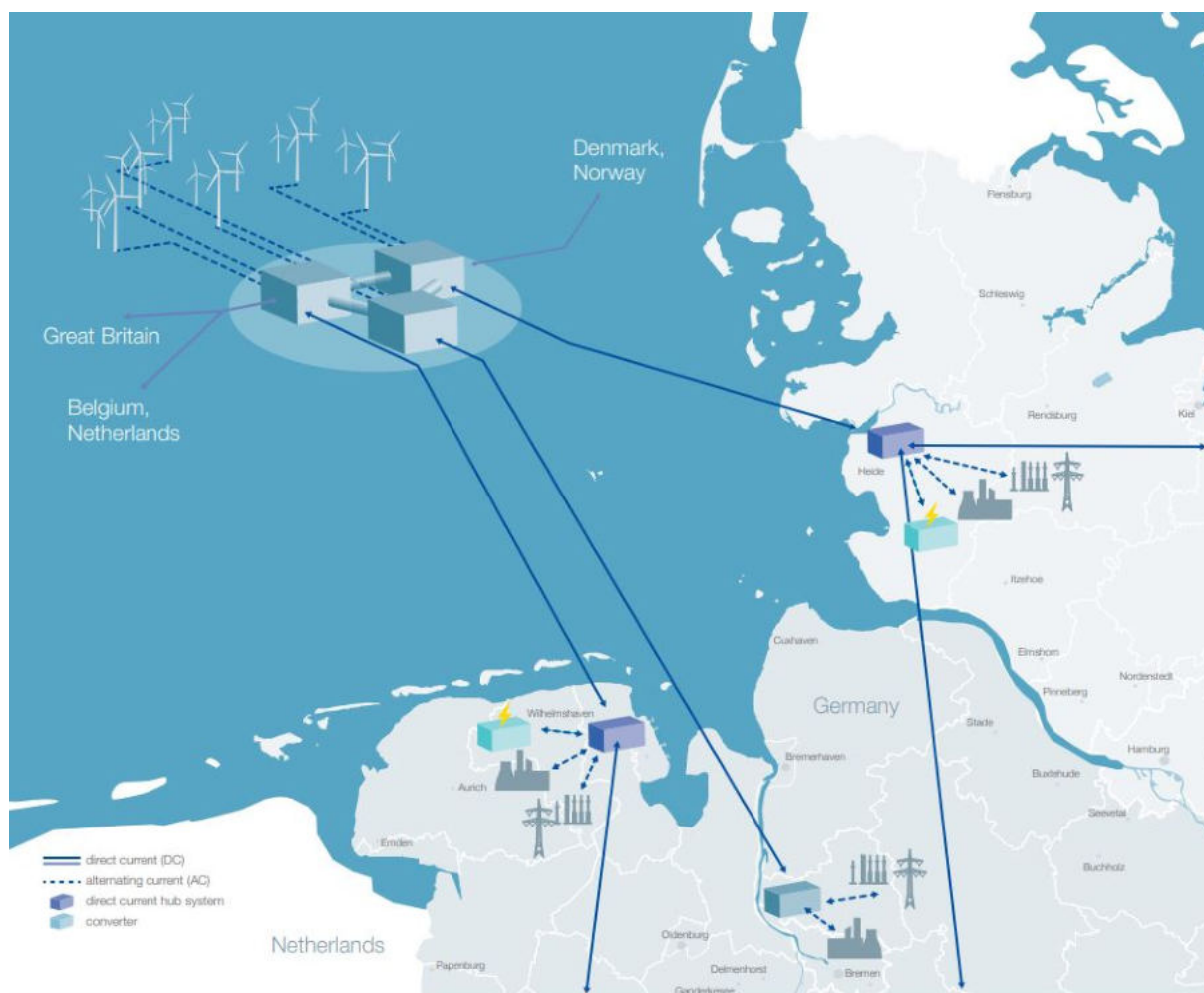
Dans sa première phase, ce réseau forme une boucle d'une capacité de plus de 4 GW qui connectent 2 sites majeurs de production éolienne, une station hydroélectrique de pompage-turbine et la région de Beijing. Dans une phase ultérieure déjà planifiée, 3 autres stations seront ajoutées.





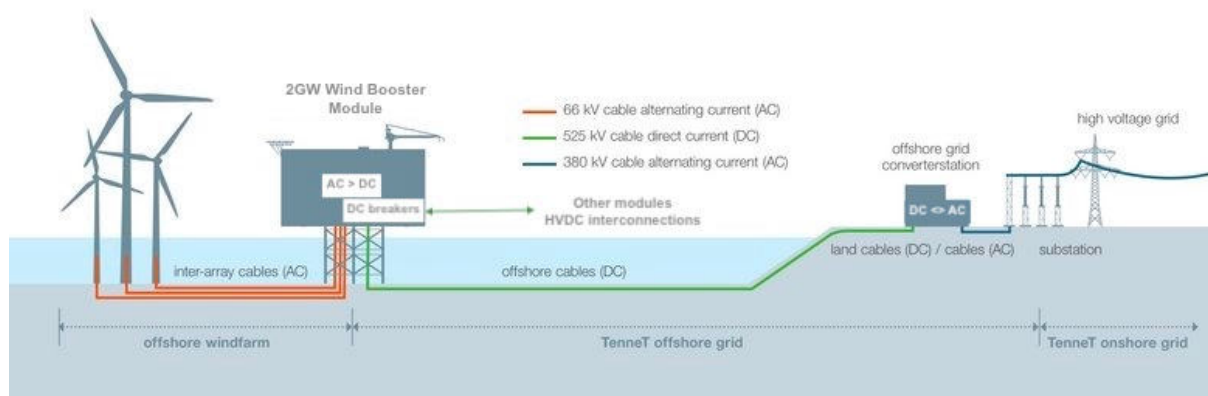
MISE À JOUR AU 11 MAI 2022

En Europe, TenneT a annoncé fin 2021 son projet windbooster LanWin. Ce projet va permettre à TenneT de **gagner 3 ans** sur le planning initial de déploiement de production offshore dans la zone LanWin.



Le projet consiste en la création d'un hub énergétique modulaire HVDC qui permettra d'intégrer progressivement, de 2030 à 2032, les 6 GW de production éolienne prévu dans la zone LanWin par tranche de 2GW à différent points onshore stratégiques du réseau existant sans nécessiter de renforcement.

La conception modulaire leur permettra d'intégrer rapidement d'autres fermes éolienne et/ou des interconnexions et d'augmenter la capacité au besoin.



Chaque module contiendra un convertisseur AC/DC pour convertir l'électricité produite par les éoliennes (AC 66kV) en courant continu (DC 525kV) et des « HVDC circuit breaker » permettant d'interconnecter les modules, les liaisons HDVC onshore et les interconnexions HVDC.

La conversion HVAC (380 kV) ↔ HVDC (525 kV) est faite onshore.

Tous les détails du projet de TenneT sont publié sur https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Key_Tasks/Innovations/Windstrombooster/Windstrom-Booster-Concept_English.pdf

COURANT CONTINU POUR LES PROCESSUS INDUSTRIELS ET LES DATA CENTERS

Pour aller plus loin, il est à noter que la plus grande part de la consommation dans la région de Ghlin sera pour le data center de Google et pour des entreprises chimiques dont les processus industriels utilisent un courant continu moyenne tension. Une part de l'énergie consommée par ces systèmes est dissipée sous forme de chaleur lors des conversions AC-DC et DC-AC dans les transformateurs.

Dans la plupart des data centers, 30 à 40 % de l'énergie consommée est dissipée en chaleur par ces transformateurs ou pour le besoin de refroidissement correspondant.

Bien que les technologies utilisées ne soient pas encore toutes considérées comme matures, les exploitants de data center sont de plus en plus enclin à faire le choix d'une architecture qui limite le nombre de conversions AC/DC.

Développer la technologie et le savoir-faire nécessaire pour offrir à de tels consommateurs l'accès à un courant continu moyenne tension à partir d'une liaison HVDC serait :

- Un gain substantiel en termes d'efficacité énergétique
- Un gain économique sur le coût de la sous-station de repiquage de Ghlin potentiellement moins complexe.
- Une référence et un savoir-faire unique pour Elia qui sera essentiel pour des projets d'îles artificielles énergétiques hydrides comme iLAND ou celle votée en février 2021 par le parlement du Danemark. En effet, ces projets incluent l'idée d'accueillir des stations de conversion Power-to-Gas (hydrolyse) et des data centers en plus des interconnexions et des champs éoliens off-shore. Chaque mètre carré aura son importance et développer une technologie de conversion HVDC-MVDC ne sera probablement pas une option pour rendre ces projets économiquement viables.

Pour une telle innovation, des synergies avec Google, Yara et Air Liquide sont très certainement possibles. Par ailleurs, la technologie de conversion DC-DC a été identifiée comme l'une des technologies à rendre mature pour 2040 dans le rapport final du programme européen PROMOTioN : on peut donc envisager un soutien financier de la part de l'Europe.

REPIQUAGE À AVELGEM ET INTERCONNEXIONS AVEC LA FRANCE

Si on part du principe d'une liaison directe entre la région de Zeebrugge et le centre ou l'ouest de la Belgique, il ne nous semble pas nécessaire d'avoir un repiquage au niveau de Avelgem. En effet, le besoin futur pour l'interconnexion Avelin-Avelgem (3,5 GW) sera supporté entièrement par les liaisons mises à jour Avelgem-Horta (6 GW) et Horta-Mercator (6 GW). En N-1 sur la liaison Horta-Mercator, la liaison HVDC de Stevin-Courcelles via la liaison Horta-Stevin peut soulager cette partie du réseau 380 kV.

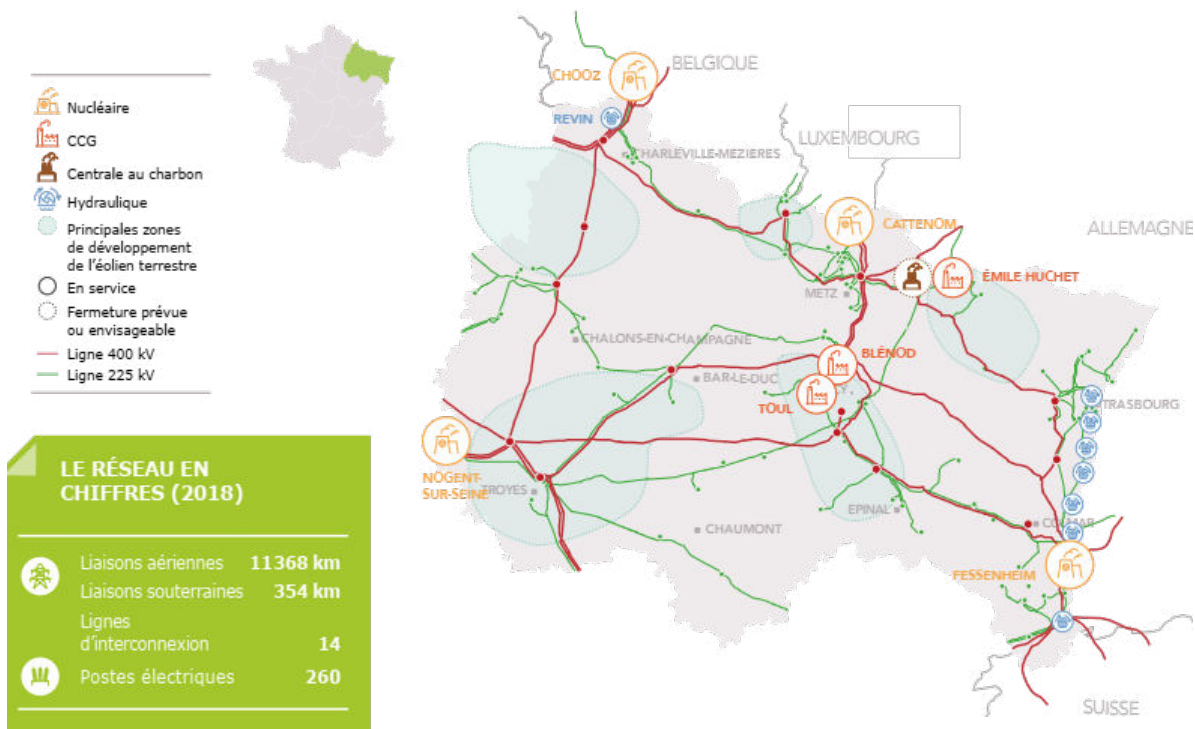
Par ailleurs, à court terme, il semble plus judicieux d'augmenter la capacité de transfert vers la France à travers la liaison Gramme-Achène-Lonny pour bénéficier de la capacité de la centrale nucléaire de Chooz et de la centrale hydroélectrique de pompage-turbinage de Revin.

A plus long terme, un poste HVDC intermédiaire pourrait être un point de départ pour une liaison HVDC vers la région française du Grand-Est.

Le Grand-Est fait effectivement figure de région fortement productrice d'électricité, et largement «exportatrice». À court terme, les fermetures annoncées de la centrale nucléaire de Fessenheim et de la centrale au charbon Émile Huchet à Saint-Avold ne posent pas de difficulté de sécurité d'alimentation de la région : le réseau a été préparé à ces évolutions, et demeurera suffisamment robuste pour garantir une qualité de l'alimentation électrique du territoire équivalente à celle qui précédait ces annonces.

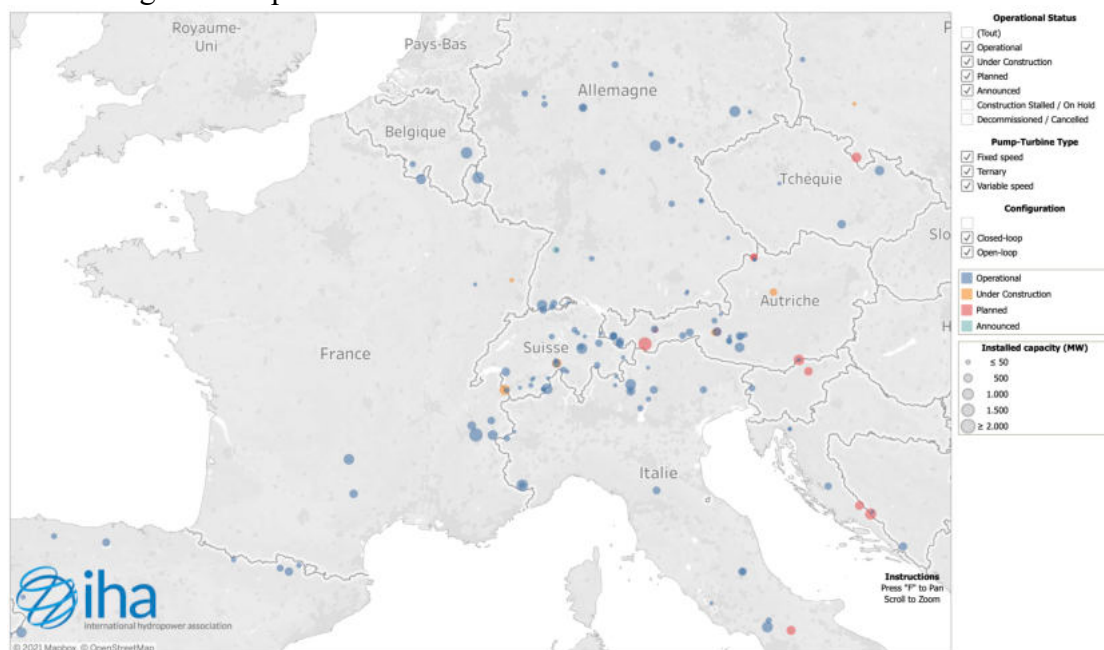
À moyen terme, les réseaux de répartition devront être fortement adaptés pour garantir la forte croissance attendue des énergies renouvelables, et notamment de l'éolien : la région Grand-Est représente aujourd'hui la troisième région de France pour les énergies renouvelables, qui ont couvert en 2018 plus de 31% de la consommation régionale. Elle devrait devenir la première région de production d'énergie renouvelable on-shore à l'horizon 2030.

Enfin, il existe également un enjeu régional pour l'adaptation du réseau de grand transport. Cet enjeu porte d'une part sur l'accroissement de la capacité d'échange avec l'Allemagne et la Belgique, et d'autre part sur le renforcement de l'axe Vallée du Rhône – Bourgogne dans le sud de la région.



Pour la France et Belgique, il y aurait un avantage mutuel à une telle connexion. La région Grand-Est pourrait bénéficier plus efficacement à travers cette connexion HVDC des capacités de régulation de la centrale de Coe et la Belgique pourrait en échange bénéficier du potentiel éolien de la région Grand-Est.

Par ailleurs le transit par la Belgique entre la région Grand-Est de France et la vallée de la Ruhr en Allemagne serait plus efficace.



BELGIAN HVDC BACKBONE

En lieu et place des projets Ventilus et Boucle du Hainaut, nous proposons l'approche suivante basée sur la technologie HVDC à 525 kV. Nous proposons 3 configurations potentielles :

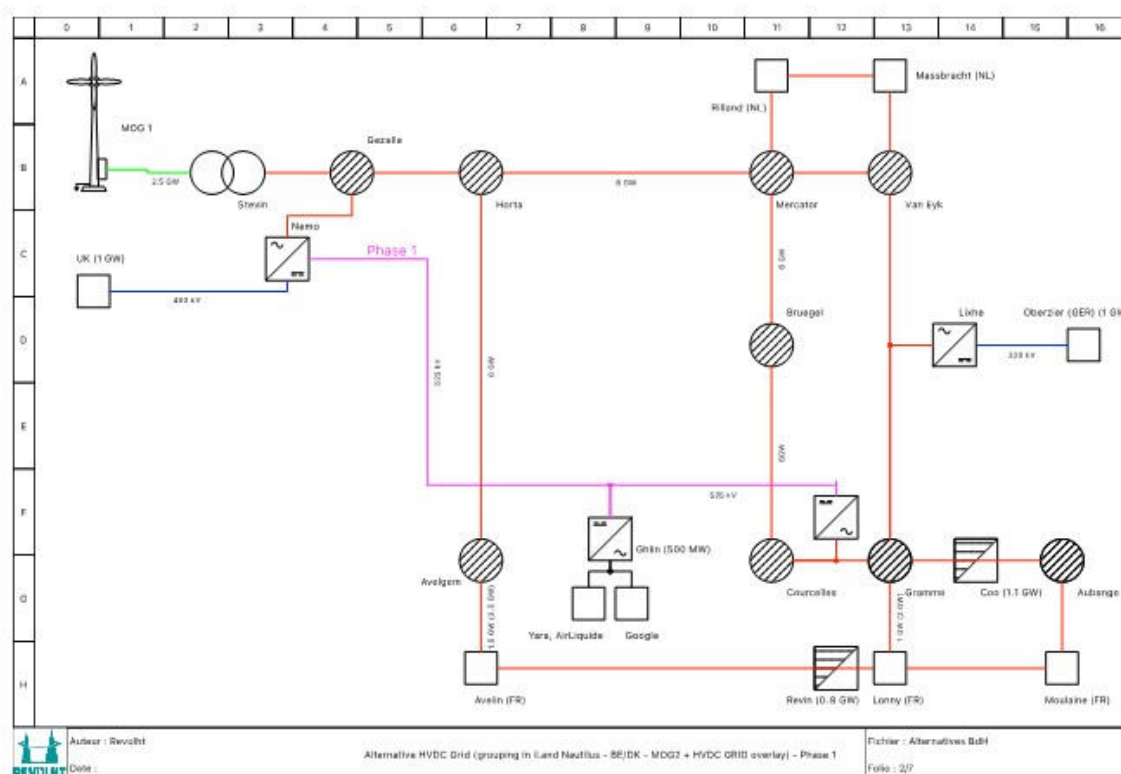
- option 4a
- option 4b
- option 4c

Chacune se fait en 2 phases coordonnées avec les autres projets de développement actuellement prévus.

Néanmoins, faute de données et de temps, nous ne pouvons aller plus loin dans la validation technique de ces propositions ni dans son estimation économique.

OPTION 4A : CENTRÉE SUR LA WALLONIE

Dans une première phase, avec pour objectif d'une mise en service vers 2030, une liaison HVDC 525 kV en câble souterrain (2 GW) de Stevin (poste de conversion AC-DC de la liaison Nemo-Link) à un nouveau poste entre Courcelles et Gramme, le plus proche possible de Gramme. En s'approchant au plus près de Gramme, cette nouvelle station fournit un accès proche des centrales de pompage-turbinage de Coo (+/- 1.1 GW) et, lorsque le cadre réglementaire le permettra, de Revin (0,8 GW, France, près de Chooz). Cette configuration favorise l'intégration des productions d'énergies renouvelables offshore sans impacter l'ensemble du réseau 380 kV.



Idéalement, cette liaison longerait des infrastructures existantes et passerait par Ghlin où une sous-station « capterait » de l'ordre de 500 MW.

Le tracé que nous proposons suit essentiellement des infrastructures existantes (autoroutes, nationales et voies fluviales). Étant donné l'encombrement réduit des liaisons HVDC souterraines (seulement 2 câbles), en termes de génie civil, un placement sous les voies des infrastructures routières et chemins de halage semble le plus approprié.



Photo 3- Vue d'un chantier de construction d'une ligne souterraine sous chaussée, source RTE

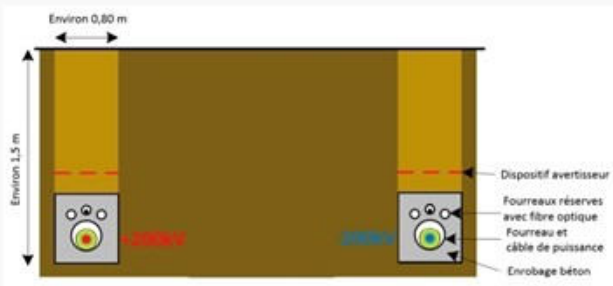
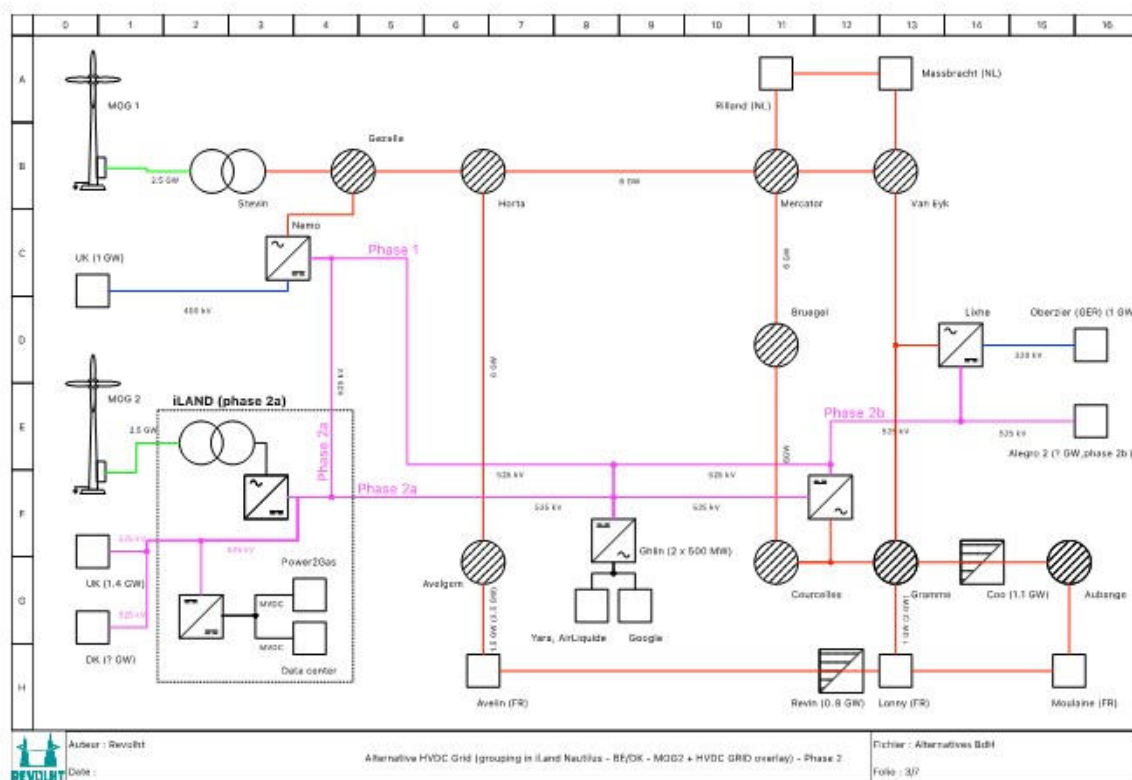


Figure 8 - Croquis de principe d'une ligne souterraine, source EDF



Dans une seconde phase, conjointement au projet d'île énergétique hybride interconnectant Belgique, Danemark et Grande-Bretagne, une liaison HVDC en câble souterrain (2 à 3 GW ou plus en fonction des progrès technologiques et du besoin) de cette future île artificielle au poste HVDC entre Courcelles et Gramme.



Ce phasage correspond au phasage de l'accroissement des besoins d'évacuation estimé par Elia et permet l'agilité nécessaire pour s'adapter à une évolution de ces besoins dans les 10 prochaines années.

L'intérêt premier d'une telle architecture est de limiter les coûts d'investissement dans des stations de conversion AC-DC tout en bénéficiant de l'efficacité énergétique et environnementale de liaisons HVDC souterraines.

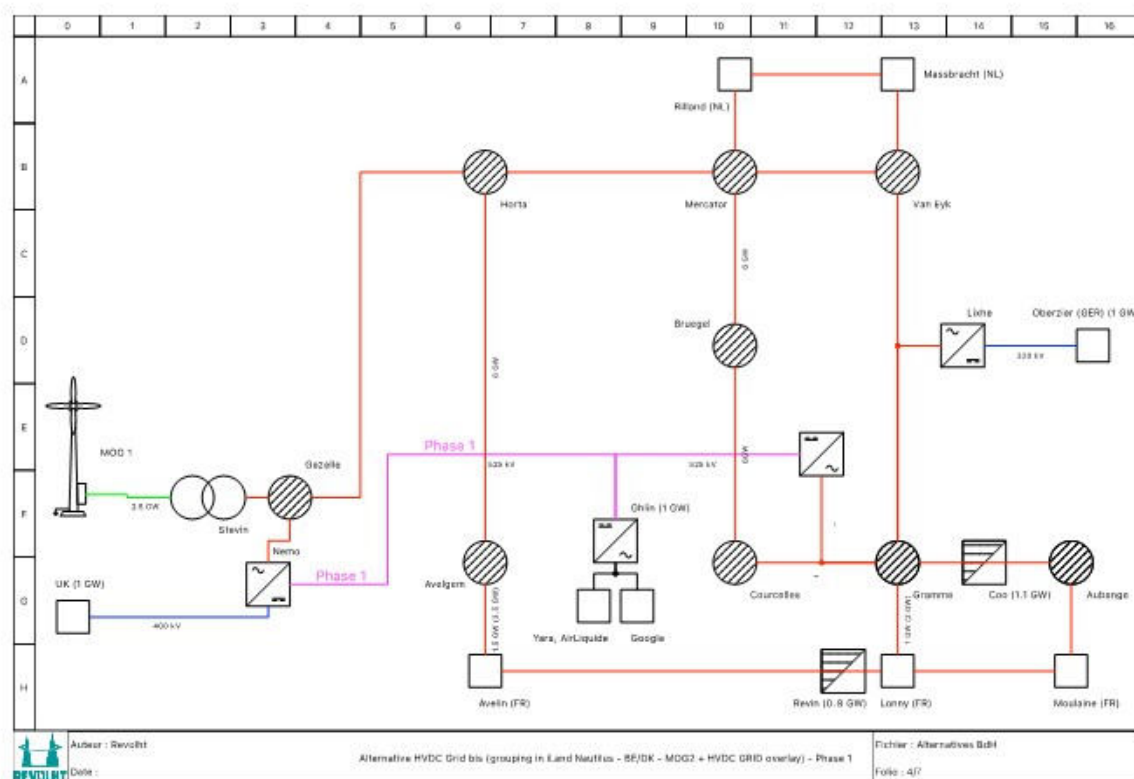
La difficulté engendrée par le phasage en termes de coûts de génie civil et de délai de procédure pourrait être limitée par une préparation adéquate durant la première phase.

En effet, le trajet de la seconde liaison serait quasiment identique et, en planifiant le placement de fourreaux de réservations durant la première phase, l'installation de la seconde liaison serait facilitée tant administrativement que techniquement. Dans la section « intégration des systèmes », nous proposons d'aller plus loin encore en mutualisant ce concept de tunnel technique avec d'autres infrastructures.

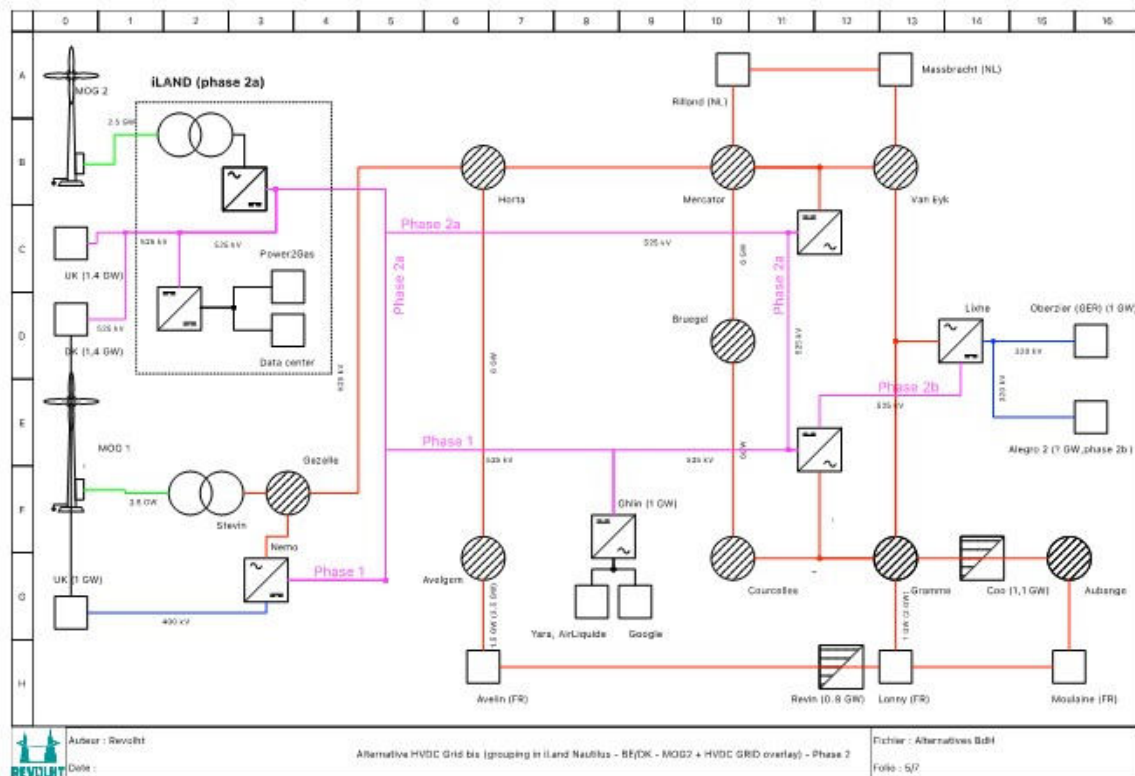
Dans la même logique, conjointement au projet Alegro 2 d'interconnexion avec l'Allemagne, une liaison HVDC entre Courcelles et Lixhe pourrait être établie permettant d'alimenter directement la région de Liège et de faciliter le transit efficace d'ouest en est à travers la Belgique.

OPTION 4B : BOUCLE PAR ANVERS

Cette seconde alternative offrirait une bien meilleure couverture géographique de la Belgique mais serait beaucoup plus coûteuse car elle nécessite une station supplémentaire et des liaisons plus longues ne réutilisant pas le tracé déjà exploité.
La première phase est identique.



Pour la seconde phase, un poste est créé sur la liaison Mercator-Van Eyck offrant un point de départ vers le nord de l'Europe.



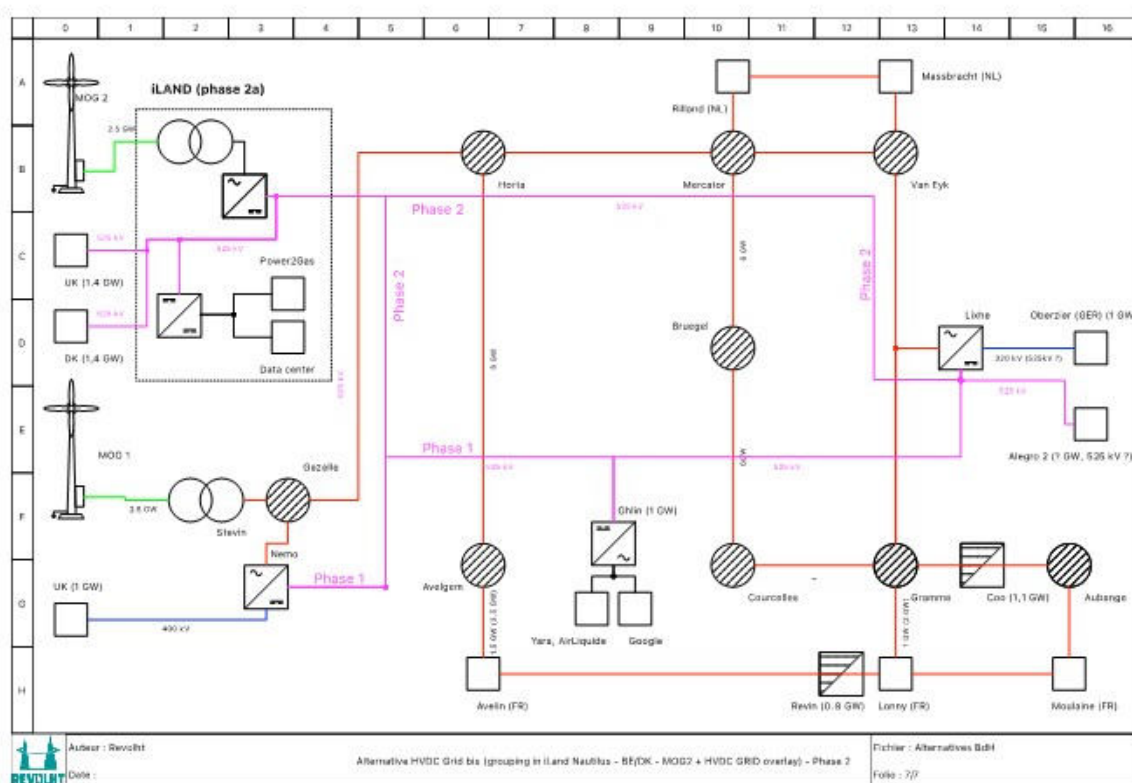
OPTION 4C : CONNEXION DIRECTE STEVIN-LIXHE

L'option 4C est très similaire à l'option 4A. Elle repose sur le fait que la station HVDC de Lixhe est au confluent des parties nord et sud du réseau 380 kV AC de la Belgique. L'électricité injectée dans le réseau 380 kV AC à ce point est donc diffusée efficacement sur la majeure partie du territoire belge.

Connecter directement Stevin à Lixhe en HVDC est équivalent à placer immédiatement la première brique d'un backbone HVDC européen entre la Grande Bretagne, la Belgique, le Danemark et l'Allemagne.

En effet, les futures interconnexions Belgique/Grande-Bretagne (Nautilus), Belgique/Danemark et Belgique/Allemagne (Alegro 2) seront toutes des liaisons HVDC 525 kV. Les stations de conversion de Stevin (et/ou iLand), de Lixhe et optionnellement Ghlin sont, avec une telle approche, des stations intermédiaires d'une liaison multi-terminaux entre la Grande-Bretagne, le Danemark et l'Allemagne.

L'avantage opérationnel majeur d'une telle conception est l'absence de conversions intermédiaires peu efficaces pour les flux qui transiteront à travers la Belgique entre ces 3 extrémités.



HVDC SUR BASE DU SAVOIR FAIRE ACTUEL D'ELIA

A ce jour, Elia n'a pas développé d'expertise pour des liaisons HVDC multi-terminaux. Néanmoins, Elia a démontré son expertise pour la création et l'opération de liaisons point-à-point au sein d'un réseau interconnecté 380 kV ainsi que pour le développement en offshore. En utilisant, ces technologies et en ne partant pas du principe que les liaisons HVDC doivent être convertie en HVAC sur les côtes, il devient possible d'élaborer un grand nombre d'options de déploiement. En plus d'être modulaire, cette approche peut-être phasée et le sur-coût contrôlé.

Rappelons, qu'à ce jour, les projets annoncés mais non confirmés qui justifient aux yeux d'Elia Ventilus et Boucle du Hainaut sont :

- Une interconnexion HVDC supplémentaire avec le Royaume-Uni (Nautilus, 1,4 GW)
- Une interconnexion HVDC avec le Danemark (1,4 GW)
- Un hub offshore multifonction qui accueillera les productions d'énergie éolienne de la zone Reine Elisabeth

Par ailleurs, nous avons identifié un besoin supplémentaire de l'ordre de 500 à 600 MW pour le développement de la zone industrielle de Baudour/Saint-Ghislain.

OPTION 4D : ETENDRE LES CONNEXIONS HVDC « POINT À POINT » AU CŒUR DU PAYS

La proposition est simple : le réseau de transport 380 kV belge a été principalement conçu pour évacuer l'énergie électrique produite par les centrales nucléaires de Doel et de Tihange. La réduction prochaine du nombre de réacteurs en activité laisse de la « place » pour injecter dans le réseau de l'électricité produite en Mer du Nord et venant des futures interconnexions offshore.

Par ailleurs, la création prochaine de nouvelles centrales TGV réparties sur tout le réseau est susceptible de faciliter l'équilibrage du réseau et l'absorption de productions intermittentes.

Le schéma présenté ci-dessous n'est que l'une des nombreuses architectures pouvant être imaginées à partir de ces éléments. Il appartient à Elia, seule détentrice des données et algorithmes nécessaires, de définir une architecture qui est optimale sur base de ces principes.

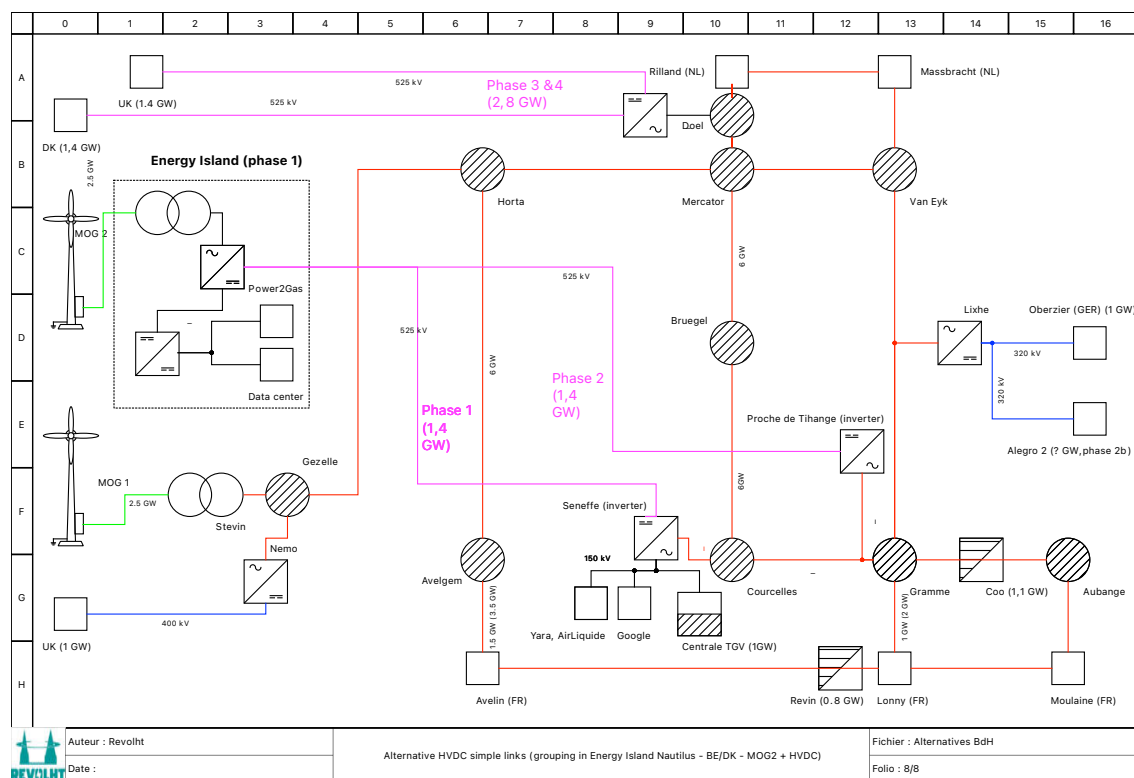
Dans l'architecture présentée, nous proposons plusieurs étapes qui peuvent être réorganisées en fonction des besoins.

Les liaisons phase 1 & phase 2 seraient des liaisons HVDC point à point et ne fonctionnant que dans une seule direction. L'origine serait la future île énergétique ou le parc éolien offshore MOG II, et les destinations seraient l'une proche de la future centrale TGV de Seneffe et l'autre proche de Tihange.

La première servirait, entre autre, aux besoins de la région de Saint-Ghislain/Baudour en renforçant la liaison souterraine 150 kV allant de Seneffe à Baudour et en longeant le canal. Ce point d'injection et ce renforcement local permettraient d'exploiter l'énergie éolienne produite en Mer du Nord tout en garantissant une sécurité d'approvisionnement grâce à la nouvelle centrale et la connection au backbone 380 kV.

La deuxième permettrait d'injecter une part de la production éolienne là où de la capacité est libérée par la suppression de certains réacteurs nucléaires tout en bénéficiant efficacement de la centrale de Coe.

Les liaisons phase 3 & phase 4 ne sont, en soi, qu'un détournement des interconnexions internationales de manière à les faire aboutir à Doel au lieu de Zeebrugge. En résumé, cela revient à prolonger les câbles de 60 km (soit sur le territoire belge en souterrain, soit dans l'estuaire de l'Escaut). Ceci représente un coût très limité en regard du coût total de ces interconnexions. Par contre, rien que ce simple « détournement » suffit à réduire de près de 3 GW le besoin d'évacuation d'ouest en est à travers la liaison HVAC Horta-Mercator.



MISE À JOUR AU 11 MAI 2022 ET OPTION 4E

La publication de certains détails sur le projet d'île énergétique en Mer du Nord par Elia, l'annonce de projets d'interconnexions supplémentaires avec le Danemark et la Norvège et de l'extension de la zone Princesse Elisabeth nous donnent des indications sur l'architecture de réseau qui sera mise en place par Elia, et qui sera fort probablement très similaire à celle mise en place par TenneT dans le cadre du projet LanWin en Allemagne.

D'abord, le cumul des 3 interconnexions avec les pays voisins et des 6 GW d'éolien offshore (plus vraisemblablement 4 GW) connectés à l'île énergétique implique qu'une capacité de l'ordre de 10 à 12 GW devra être connectée de manière bidirectionnelle au territoire belge.

L'île énergétique aura une surface de 5,5 hectares (dont seulement la moitié serait mise à disposition d'Elia). Etant donné les capacités, cette surface est insuffisante pour accueillir les transformateurs et convertisseur HVAC $\leftrightarrow$ HVDC nécessaires.

De plus, la distance entre l'île et la côte belge est de plus de 50 km. Pour de telles capacités, la meilleure option pour connecter l'île au territoire est la technologie HVDC.

Cela implique que l'île sera équipée de convertisseurs AC (moyen tension) $\rightarrow$ HVDC pour recevoir la production éolienne et de HVDC breakers pour contrôler les interconnexions.

L'île sera probablement connecté au sol belge par 4 à 6 dipôles HVDC 525 kV selon la technologie de câble employée (cuivre, 3GW par dipôle, ou aluminium, 2GW par dipôle) et les convertisseur HVDC (525 kV) $\leftrightarrow$ HVAC (380 kV) seront on-shore.

Si les points de connexion entre le réseau HVDC de l'île énergétique et le réseau THT HVAC belge se trouvent tous sur la côte, le réseau actuel- couloir Ventilus/Boucle du Hainaut inclus - sera totalement incapable d'absorber de tels flux.

Sachant qu'Elia ne prévoit pas de mise en service de Ventilus/Boucle du Hainaut avant 2030 et qu'aucun autre projet majeur de renforcement du réseau actuel susceptible d'absorber ces flux n'est sur la table, les projets d'interconnexions et de déploiements offshore supplémentaires ne pourront pas voir le jour avant 2035-2040 au mieux.

Quand TenneT en Allemagne fait le choix de changer sa stratégie de déploiement offshore pour l'accélérer en adoptant les technologies les plus récentes, Elia et la Belgique, eux, se cantonnent à des projets d'un autre âge qui ralentissent la transition énergétique de la Belgique (et des pays limitrophes).

Dès lors, il nous semble que la stratégie adoptée par TenneT est la plus adéquate pour les ambitions belges. Au lieu de s'acharner à vouloir créer un nouveau couloir HVAC de Zeebrugge à Courcelles, Elia devrait envisager sérieusement de répartir les points de connexions de l'île énergétique en différents points du réseau actuel selon une architecture « Hub and Spoke » centrée sur l'île énergétique.

Les illustrations d'options offrent déjà quelques idées de scénarii possibles. Le réseau THT HVAC belge est déjà très dense et a été conçu pour évacuer l'électricité à partir de Doël et de Tihange. De plus, la suppression d'une partie de la production nucléaire rendra disponible une certaine capacité. Voici donc 2 points de connexion qui semblent appropriés.

Notons que la connexion de l'île énergétique à Doël pourrait se faire entièrement en off-shore, évitant ainsi des procédures de changement de plan de secteur.

Pour relier Tihange et d'autres points de consommation importants, des tracés privilégiant les infrastructures autoroutières et/ou communs aux tracés de futurs pipelines hydrogène/CO2 rencontreraient surement peu d'opposition...

POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT

Au niveau européen,

- *Le projet représente un exemple de modèle de collaboration apolitique interrégional et parfaitement en adéquation avec le message européen.*
- *Le projet ne contrarie pas les ambitions des ENTSOE et ENTSG. Il laisse la porte ouverte au déploiement des marchés énergétiques internationaux tout en créant des opportunités de développement local et régional.*
- *Le projet est le premier segment d'un backbone qui pourrait se développer sur toute l'Europe.*

Au niveau belge et des régions,

- *C'est l'opportunité de développer un savoir-faire inédit et exportable pour de nombreuses sociétés belges (génie civil, cimentier, acteurs du numérique, Elia, etc.), centres de recherche et universités.*
- *C'est un projet qui transcende les difficultés communautaires. Il lie économiquement durablement les deux régions. Au plus la Flandre occidentale se développera dans des productions énergétiques diversifiées, au plus la Wallonie pourra saisir d'opportunités et au plus la Wallonie se développera, au plus le potentiel de croissance de la Flandre occidentale augmentera.*
- *L'image belge à l'international, souvent écornée par les difficultés politiques, serait grandement améliorée. Une nation novatrice qui peut saisir les opportunités économiques avec une vision durable et respectant sa population et l'environnement.*

Au niveau local et des citoyens,

- *C'est un modèle économique qui rééquilibre le rapport de force et est gage de transparence.*
- *C'est une garantie que leurs intérêts locaux ne seront pas ignorés.*
- *C'est une garantie que le patrimoine, la santé et l'environnement ne seront pas sacrifiés sur l'autel de la transition énergétique.*
- *C'est aussi l'opportunité de s'impliquer plus activement dans l'évolution de notre société à des niveaux où ils ne sont généralement pas entendus.*

BIBLIOGRAPHIE

1. Gaz Naturel. *Wikipedia*. [En ligne] https://fr.wikipedia.org/wiki/Gaz_naturel.
2. Gaz Naturel. *Wikiwand*. [En ligne] https://www.wikiwand.com/fr/Gaz_naturel#/Risques_li%C3%A9s_au_gaz_naturel.
3. FCH. HYDROGEN ROADMAP EUROPE. [En ligne] 6 2 2019. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/20190206_Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Keynote_Final.pdf.
4. Hydrogène : la France détaille son plan à 7 milliards d'euros. *Les Echos FR*. [En ligne] <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/hydrogene-la-france-detaille-a-son-plan-a-7-milliards-deuros-1240547>.
5. Dutch pin hopes on 'hydrogen valley' to revive declining gas region. *www.euractiv.com*. [En ligne] <https://www.euractiv.com/section/energy/news/dutch-pin-hopes-on-hydrogen-valley-to-revive-declining-gas-region/>.
6. National Implementation Plan Hydrogen Refuelling Infrastructure Belgium. *Waterstofnet*. [En ligne] https://www.waterstofnet.eu/_asset/_public/H2MobilityBelgium-WaterstofNet-Final.pdf.
7. European Commission. EU Energy System Integration. [En ligne] https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration_en.
8. Siemens. Gas Insulated Transmission lines. [En ligne] <https://new.siemens.com/br/en/products/energy/high-voltage/power-transmission-lines/gas-insulated-lines.html>.
9. PARSONS BRINCKERHOFF. *Electricity Transmission Costing Study - An Independent Report Endorsed by the Institution of Engineering & Technology*. 2012.
10. Air Liquide. Air Liquide et le port de Rotterdam s'allient pour favoriser le développement des camions à hydrogène et des infrastructures associées. [En ligne] <https://industrie.airliquide-benelux.com/belgique-luxembourg/air-liquide-port-rotterdam-sallient-favoriser-developpement-camions-hydrogene-infrastructures>.
11. Xufeng Liu, Rui Miao, Pia Lindberga and Peter Lindblad. Modular engineering for efficient photosynthetic biosynthesis of 1-butanol from CO₂ in cyanobacteria. [En ligne] <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2019/ee/c9ee01214a#!divAbstract>.
12. Hammad, Y. Luo A. Alaghandrad T.K. Genger A. History and recent development of multi-purpose utility tunnels. [En ligne] <https://doi.org/10.1016/j.tust.2020.103511>.
13. Chao Yang, Fang-Le Peng. *Discussion on the development of underground utility tunnels in China*.
14. Zhang, Zhi. *Cost Allocation Mechanism Design for Urban Utility Tunnel Construction Based on Cooperative Game and Resource Dependence Theory*.
15. SIEMENS. *Gas-insulated transmission lines (GIL)*.
16. Benardos, Andreas & Paraskevopoulou, Chrysothemis & Diederichs, Mark. *Assessing and benchmarking the construction cost of tunnels..* . 2013.
17. D. V. L. Hunt, Chris David Foss Rogers. *Sustainable Utility Infrastructure via Multi-Utility Tunnels*.
18. LILIEN, Professeur Jean-Louis. *TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE*. s.l. : Université de Liège Faculté des Sciences Appliquées, 2019.
19. Leonardo Energy. *Underground High Voltage Cables: Wiring Europe for the Future*.

20. Coûts de réalisation des autoroutes dans les pays européens. [En ligne] 1998. <http://www.senat.fr/questions/base/1998/qSEQ981212598.html>.
21. Routes de France. dossier de presse - Routes de France. [En ligne] <https://www.routesdefrance.com/wp-content/uploads/dossier-de-presse-AG-2015-USIRF.pdf>.
22. Elia. *Dossier de Base - Boucle du Hainaut*. s.l. : Elia, 2020.
23. *Electricity Transmission Costing Study*. s.l. : Parsons Brinkerhoffs, 2012.
24. CESI. *PROJET DE RECONSTRUCTION DE LA LIGNE 400 KV AVELIN-GAVRELLE : REPONSES AUX QUESTIONS POSEES DURANT LA PHASE DE CONCERTATION*. s.l. : Préfecture du Nord - Bureau de l'environnement, 2014.
25. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Energy Systems Integration Facility. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. [En ligne] <https://www.nrel.gov/esif/>.
26. Gouvernement Fédéral BE. Plan national Énergie-Climat 2021-2030. *Climat.be*. [En ligne] <https://climat.be/politique-climatique/belge/nationale/plan-national-energie-climat-2021-2030>.
27. SPW Energie. Plan National intégré Energie Climat Belge 2021-2030. *Energie Wallonie*. [En ligne] 12 8 2018. <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/projet-plan-national-integre-energie-climat-belge-2021-2030.pdf?ID=53353>.
28. SPF Economie. Base légale de la sortie du nucléaire en Belgique. *SPF Economie*. [En ligne] 2015. <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/sources-denergie/nucleaire/base-legale-de-la-sortie-du>.
29. Messoudi, Himad. Accord de gouvernement Vivaldi : sortie du nucléaire en 2025, si tout va bien, et 55% de réduction de gaz à effet de serre d'ici 2030 . *RTBF*. [En ligne] 30 9 2020. https://www.rtbef.be/info/belgique/detail_accord-de-gouvernement-vivaldi-sortie-du-nucleaire-en-2025-si-tout-va-bien-et-55-de-reduction-de-gaz-a-effet-de-serre-d-ici-2030?id=10595835.
30. SPW Energie. CONTRIBUTION DE LA WALLONIE AU PLAN NATIONAL ENERGIE CLIMAT 2030. [En ligne] [Citation : 28 11 2019.] <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/pwec-2030-version-definitive-28-novembre-2019-approuvee-par-le-gw.pdf?ID=58450>.
31. La Belgique veut créer une île pour stocker l'énergie éolienne. *Le Monde FR*. [En ligne] 2013. https://www.lemonde.fr/planete/article/2013/01/24/la-belgique-veut-creer-une-ile-pour-stocker-l-energie-eolienne_5993347_3244.html.
32. SPF Santé Publique, Sécurité de la chaîne alimentaire et Environnement. Plan d'aménagement des espaces marins (2020-2026). <https://www.health.belgium.be/>. [En ligne] 20 3 2020. <https://www.health.belgium.be/fr/environnement/mers-oceans-et-antarctique/mer-du-nord-et-oceans/amenagement-des-espaces-marins>.
33. SOFOCE. RAPPORT ANNUEL 2018. [En ligne] http://www.socofe.be/uploads/pdf/socofe_RA_2018.pdf.
34. DEME. L'atoll énergétique iLand retire sa demande de concession. <https://www2.deme-group.com/>. [En ligne] 13 10 2015. <https://www2.deme-group.com/node/1081?lang=fr>.
35. iLand Consortium. *iLand*. [En ligne] <https://www.iland-energystorage.be/>.

36. DEME Group. DEME JOINS EUROPEAN CLEAN HYDROGEN ALLIANCE. <https://www.deme-group.com/>. [En ligne] 6 10 2020. <https://www.deme-group.com/news/deme-joins-european-clean-hydrogen-alliance>.
37. SPW Energie. Plan Air Climat Énergie à l'horizon 2030. [En ligne] <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/plan-air-climat-energie-2030.pdf?ID=54248>.
38. Gouvernement Wallon. Déclaration Politique Wallonne 2019-2024. [En ligne] https://www.wallonie.be/sites/default/files/2019-09/declaration_politique_regionale_2019-2024.pdf.
39. FCH. Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities. [En ligne] 2017. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/171121_FCH2JU_Application-Package_WG5_P2H_Hydrogen%20into%20gas%20grid%20%28ID%202910558%29%20%28ID%202911642%29.pdf.
40. Poles énergie - France. Northern Lights – A Norwegian Carbon Capture and Storage Project for European industry. [En ligne] <https://polenergie.org/wp-content/uploads/2020/05/Equinor-Northern-Lights-EN-1.pdf>.
41. Prieto, Manuel S. Godoy Beatrice Mongili Debora Fino M. Auxiliadora. About how to capture and exploit the CO2 surplus that nature, per se, is not capable of fixing. [En ligne] 2017. <https://doi.org/10.1111/1751-7915.12805>.
42. La « Smart Grid » : Réseau intelligent de transport de l'électricité. [En ligne] 2011. <https://www.scenarios2020.com/2011/07/la-smart-grid-r%C3%A9seau-intelligent-de-transport-de-l%C3%A9lectricit%C3%A9.html>.
43. Cluster Tweed. [En ligne] <http://clusters.wallonie.be/tweed-fr/reseau-de-chaleur.html?IDC=4886&IDD=40106>.
44. Réduction de la norme sur les limitations préventives des émissions des lignes à haute tension. <https://www.parlament.ch/>. [En ligne] 2015. <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20154012>.
45. Ortolá, Juan Ramón Llorca. *Technical-economic analysis of Gas Insulated Lines*. Barcelona : Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona. ETSEIB, 2018.
46. Devogelaer, Danielle. Fuel for the future - More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050. *Bureau du plan BE*. [En ligne] 21 2020. https://www.plan.be/publications/publication-2056-fr-fuel_for_the_future_more_molecules_deep_electrification_of_belgium_s_energy_system_by_2050.
47. European Commission. *A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. [En ligne] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>.
48. MIT. SPARC project. <https://www.psfc.mit.edu/sparc>. [En ligne]
49. ITER project. <https://www.iter.org/fr/proj/inafewlines>. [En ligne]
50. Cluster TWEED. [En ligne] https://fr2.slideshare.net/cluster_tweed/roadmap-hydrogene-pour-la-wallonie-cluster-tweed.

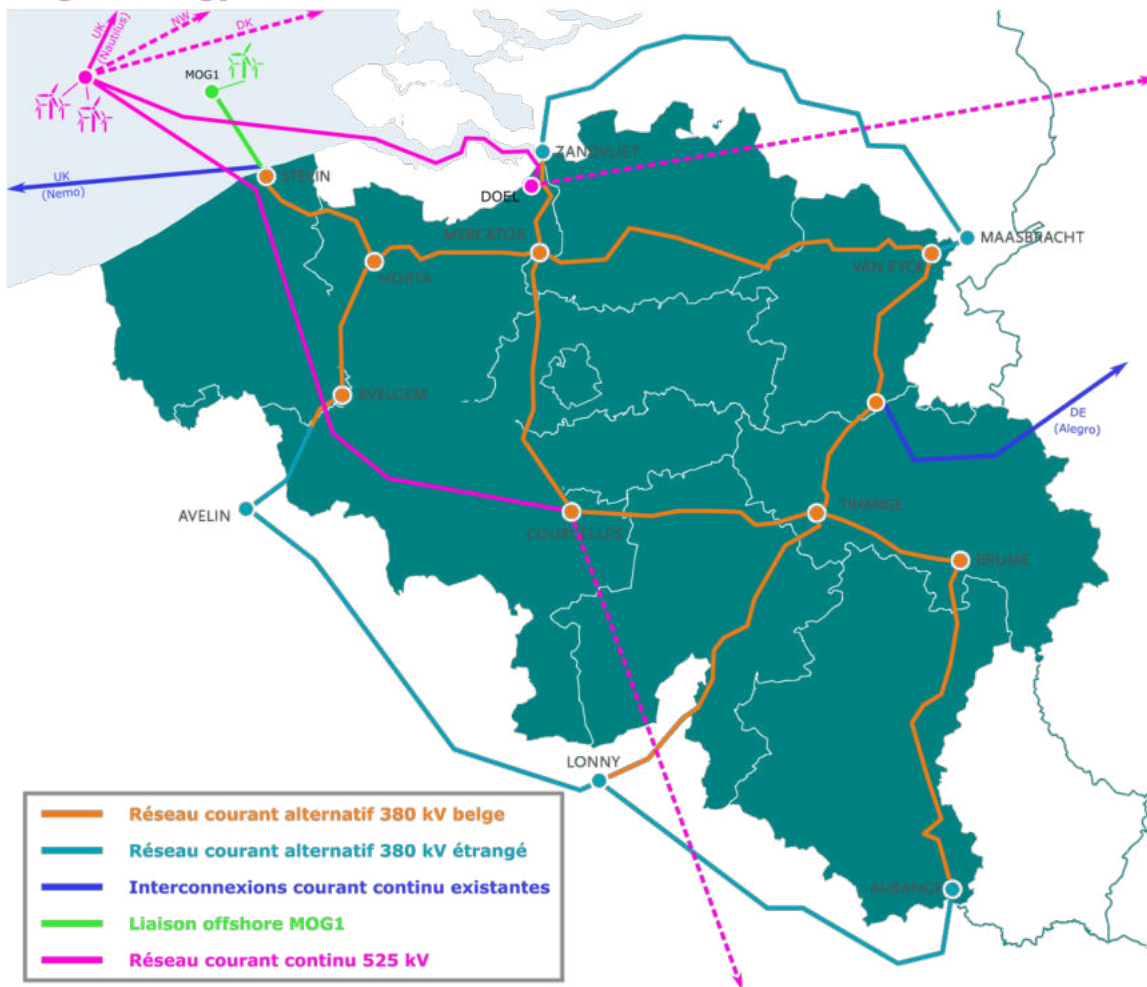
Contre-Expertise du projet « Boucle du Hainaut » d'Elia

Partie IIb

L'Alternative Systémique de REVOLHT
(volet financier)

TRANSFORMER LE PROBLEME EN OPPORTUNITE

Belgian Energy Hub



- Prendre de la hauteur
- Ne pas splitter les projets Ventilus et Boucle du Hainaut
- Ne pas forcément convertir le DC sur la côte belge
- Considérer différents points de connexion pour l'île énergétique
- Considérer le coût global des 4 projets, île énergétique, Nautilus, Ventilus et Boucle du Hainaut, qui sont indissociables

TABLE DES MATIERES

Table des Matières	3
Financement	4
Mise à jour au 11 mai 2022	4
Solution de référence HVAC aérien	6
Option 3 : technologie GIL	8
Option 4a : Liaison HVDC centrée sur la Wallonie	9
Option 4b : LIAISON HVDC, boucle par Anvers	10
Option 4C : LIAISON HVDC, STEVIN-LIXHE	11
Synthèse	12

Note importante :

Depuis la première parution de ce dossier le 7 mai 2021, plusieurs événements, décisions et déclarations d'intention politiques tant au niveau international que national méritent d'être inclus dans notre analyse. Afin de permettre au lecteur une meilleure compréhension de l'historicité du dossier, nous ajoutons dans cette version un paragraphe « mise à jour » à la fin de chaque section impactée.

FINANCEMENT

Les calculs suivants ne sont ni précis ni exhaustifs. Une véritable estimation nécessiterait une collaboration transparente de la part d'Elia. Le but est donc ici de donner des ordres de grandeur.

Les références bibliographiques exploitées dans le présent document et reprises de la Partie IIIa sont les suivantes : 9, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20 et 21.

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

Sur le volet finance, la mise à jour est complexe.

Le contexte international, la perturbation des chaînes logistiques, certains déséquilibres entre offre et demande font exploser les prix des matières premières et de l'énergie.

Est-ce que les prix resteront au niveau actuel ?

Vont-ils encore augmenter ? Ou baisser ?

Personne ne prend le risque de faire des prévisions à plus de quelques mois. Et encore... fortement conditionnées.

Les projets d'infrastructures de transport d'électricité sont gourmands en métaux, cuivre, aluminium, acier. Sur ce marché, ils sont en compétition directe avec le numérique, la mobilité électrique et les projets de déploiement d'énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques.

Dès lors, comment donner un ordre de grandeur fiable pour des options de solution technologique à un projet dont la réalisation ne démarrera vraiment que dans 3 ou 4 ans...

Les modèles d'estimation que nous avons utilisés il y a un an sont ceux qu'Elia avaient publiés dans son dossier de base. Mais, bien sûr, même le budget prévisionnel de la solution de référence, c-à-d celle préconisée par Elia, a probablement plus que doublé aujourd'hui.

Nous ne chercherons donc pas à mettre à jour ces estimations car la situation est trop incertaine.

Les chiffres donnés dans les sections suivantes ne sont donc plus d'actualité.

Néanmoins, nous désirons attirer l'attention du lecteur sur plusieurs éléments :

- Sur la comparaison HVAC vs HVDC

Pour une liaison en HVDC, ce qui coûte cher, ce sont les stations de conversion HVAC <> HVDC. En effet, c'est un coût fixe important indépendant de la distance parcourue et indispensable pour intégrer la liaison dans le backbone HVAC existant. Par contre, les câbles nécessaires en HVDC souterrain pour la même distance utilise moitié moins de métaux qu'une liaison HVAC aérienne. Par ailleurs, les pertes d'exploitation sont bien moindres.

Classiquement, lorsque que l'on compare le coût des deux options, la solution HVDC devient plus intéressante à partir d'une certaine distance. Le point de basculement est désigné comme la distance de « break even ». Il est clair que plus le prix des métaux et le prix de l'électricité augmentent, plus cette distance de « break even » diminue.

Par ailleurs, dans le contexte d'incertitude actuel, une solution qui nécessite moins de matières premières et limite les pertes lors de l'exploitation tend à réduire l'incertitude budgétaire du projet.

- Sur l'intégration de l'île énergétique

Comme expliqué dans la mise à jour de la partie IIIa, l'intégration de l'île énergétique selon l'architecture « Hub and Spoke », privilégiée par l'Europe (programme PROMOTioN, Horizon 2020) et adoptée par TenneT pour LanWin, élimine le besoin de renforcer le réseau HVAC en plaçant les stations HVDC <> HVAC en des points stratégiques du territoire au lieu de les placer au plus près de la côte. C'est exactement l'approche que Revolht propose depuis plus de un an. La différence en terme de financement, c'est qu'en prenant en compte cette décision de créer un hub énergétique HVDC en Mer du Nord, on élimine le besoin de créer des stations de conversion dans nos propositions puisqu'elles sont déjà incluses dans le projet de hub énergétique.

Dès lors, on comprend aisément que si le politique prend en compte les trois projets, c-à-d l'île énergétique, Ventilis et Boucle du Hainaut, l'approche proposée par Revolht est la moins chère pour les citoyens, la plus flexible et la moins risquée. Par ailleurs, cela ferait de Elia un modèle européen.

- Sur la marché HVDC

Aujourd'hui le marché mondial des technologies est dominé par deux sociétés ABB/Hitachi et Siemens Energy. Cependant, ce marché en pleine expansion attire en Europe de nouveaux acteurs comme C-EPRI Electric Power Engineering Co. Ltd, General Electric Company, Toshiba Corporation, Mitsubishi Electric Corporation, Prysmian Group, NKT, etc.

Nous avons eu de nombreux contacts avec certains de ces acteurs. Plusieurs éléments en ressortent.

En Belgique, Siemens a pour l'instant réalisé tous les projets HVDC. Hitachi est plus présent au nord et travaille souvent avec TenneT.

Les technologies HVDC sont pour l'instant assez peu standardisées et donc assez peu inter-opérables. Dès lors, la compétition fait rage entre les leaders pour réaliser les projets les plus visible et les plus ambitieux. Dans le domaine de l'électricité comme dans tous les autres domaines, c'est le leader du marché, celui qui a déployé le plus de projets incontournables qui fait la norme.

Et, comme le dit très bien Chris Peeters, CEO d'Elia : « la Belgique est appelée à devenir le rond point de l'énergie de l'Europe ».

SOLUTION DE REFERENCE HVAC AERIEN

Bien que la partie correspondant à la comparaison des différentes technologies du dossier de base « Boucle du Hainaut » d'Elia soit d'une qualité relative tout en compilant ces informations avec les informations du dossier « Ventilus » et l'étude (9), nous pouvons toutefois donner des ordres de grandeur pour le financement des propositions formulées dans la Partie IIIa de notre contre-expertise.

Sur base des chiffres donnés par Elia dans le Dossier de Base, nous supposons que le taux de 1,35% sur 50 ans est utilisé par Elia pour annualiser le CAPEX.

Nous obtenons les chiffres suivants pour le projet « Boucle du Hainaut » seul :

<i>CAPEX</i>	2 extensions de postes haute-tension	70 M€
	Lignes et pylônes (85 km)	153 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	56 M€
	Frais de procédure et indemnités	200 M€
	Total	479 M€
	Total annualisé	13 M€/an
<i>OPEX</i>	Pertes	5,1 M€/an
	Maintenance	3,4 M€/an
	Total	8,5 M€/an

Tableau 1: CAPEX-OPEX Boucle du Hainaut

Plusieurs éléments sont à noter :

- Le budget annoncé par Elia pour le projet est de 480 à 500 M€. La différence entre le calcul du CAPEX (technologie aérienne) sur base des chiffres donnés par Elia (279 M€) et ce budget total annoncé par Elia est donc essentiellement à attribuer aux frais liés aux demandes de modification de plan de secteur puis de permis et aux indemnités. Par la suite, nous reporterons un coût équivalent de 2,35 M€ / km de tracé nécessitant une modification de plan de secteur et des indemnités.
- Les pertes annoncées par Elia sur les lignes aériennes sont bien en dessous de certaines moyennes estimées dans d'autres études que nous avons analysées. Dans l'analyse d'Elia, la résistance considérée pour les conducteurs est celle correspondant à des

conducteurs neufs. Or pour les lignes aériennes, le vieillissement dû aux intempéries affecte les performances des conducteurs dans le temps.

Le projet « Ventilus » est très similaire au projet « Boucle du Hainaut » en terme d'investissement et de solution préconisée par Elia. Comme les alternatives que nous proposons replacent les deux projets en un seul, notre point de comparaison sera le coût global des 2 projets « Ventilus » et « Boucle du Hainaut » selon la solution privilégiée par Elia:

<i>CAPEX</i>	4 extensions de postes haute-tension	140 M€
	Lignes et pylônes (170 km)	306 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	112 M€
	Frais de procédure et indemnisations	400 M€
	Total	958 M€
	Total annualisé	26 M€/an
<i>OPEX</i>	Pertes	10,2 M€/an
	Maintenance	6,8 M€/an
	Total	17 M€/an

Tableau 2: CAPEX-OPEX Boucle du Hainaut + Ventilus

OPTION 3 : TECHNOLOGIE GIL

Pour l'option GIL, nous prévoyons un tracé qui suit les infrastructures autoroutières et le canal du Centre. Seule une trentaine de kilomètres devra traverser des zones agricoles.

CAPEX	4 extensions de postes haute-tension	140 M€
	Liaison GIL (200 km)	2340 M€
	Tunnel 3m (200 km)	760 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	810 M€
	Frais de procédure et indemnisations	71 M€
	Total	4121 M€
OPEX	Total annualisé	114 M€/an
	Pertes	8,8 M€/an
	Maintenance	4 M€/an
	Total	12,9 M€/an
	<i>Surcoût par ménage par rapport à la solution de référence</i>	5 €/an

Tableau 3: CAPEX-OPEX Option 3

Selon les constructeurs de conducteurs GIL, les pertes avec ces conducteurs sont entre 33% et 50% des pertes de l'équivalent en ligne aérienne. Or, d'après les chiffres d'Elia, les pertes des GIL sont égales à 85% des pertes de l'équivalent en aérien. Cela semble confirmer notre impression que l'estimation des pertes pour la solution aérienne est sous-estimée dans le dossier de base d'Elia.

Il est intéressant de noter que, bien que la solution GIL soit la plus chère à l'investissement, l'impact sur la facture des ménages n'est que de 5 € par an en plus.

N.B. : Le tunnel en lui-même a une durée de vie de 100 à 150 ans. Il faudrait donc considérer un amortissement beaucoup plus long pour cette partie du CAPEX (760 M€).

OPTION 4A : LIAISON HVDC CENTREE SUR LA WALLONIE

Pour l'option 4a, nous utilisons les estimations fournies par Elia. Néanmoins, pour la phase 2, nous considérons que le coût d'installation de la seconde liaison est réduit par le fait que le même tracé est utilisé et donc que les coûts de génie civil pour les galeries techniques sont déjà comptés. Par ailleurs, il n'y a pas de coût supplémentaire dans cette seconde phase pour les demandes de permis et frais d'indemnisation.

<i>CAPEX</i> <i>(phase 1)</i>	2 VSC 2GW + 1 VSC 0.5MW	540 M€
	Câble HVDC 525 kV (bipôle, 250 km)	500 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	260 M€
	Frais de procédure et indemnisations	71 M€
	Total (phase 1)	1370 M€
	Total annualisé (phase 1)	38 M€/an
<i>CAPEX</i> <i>(phase 2)</i>	2 VSC 3GW	436 M€
	Câble HVDC 525 kV (bipôle, 250 km)	250 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	172 M€
	Frais de procédure et indemnisations	0 M€
	Total (phase 2)	858 M€
	Total annualisé (phase 2)	24 M€/an
<i>CAPEX</i>	Total (phase 1 + phase 2)	2228 M€
	Total annualisé (phase 1 + phase 2)	62 M€/an
<i>OPEX</i>	Pertes	13 M€/an
	Maintenance	13 M€/an
	Total	26 M€/an
	<i>Surcoût par ménage par rapport à la solution de référence</i>	2,64 €/an

Tableau 4: CAPEX-OPEX Option 4a

OPTION 4B : LIAISON HVDC, BOUCLE PAR ANVERS

Pour l'option 4b, nous utilisons les estimations fournies par Elia.

Pour la phase 2, qui consiste à former une boucle par Anvers et qui rejoint Gramme, nous avons estimé que la distance d'un tracé qui suivrait les infrastructures routières aurait aussi une longueur de 250 km.

<i>CAPEX</i> <i>(phase 1)</i>	2 VSC 2GW + 1 VSC 0.5MW	540 M€
	Câble HVDC 525 kV (bipôle, 250 km)	500 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	260 M€
	Frais de procédure et indemnités	71 M€
	Total (phase 1)	1370 M€
	Total annualisé (phase 1)	38 M€/an
<i>CAPEX</i> <i>(phase 2)</i>	2 VSC 3GW	436 M€
	Câble HVDC 525 kV (bipôle, 250 km)	500 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	234 M€
	Frais de procédure et indemnités	71 M€
	Total (phase 2)	1241 M€
	Total annualisé (phase 2)	34 M€/an
<i>CAPEX</i>	Total (phase 1 + phase 2)	2611 M€
	Total annualisé (phase 1 + phase 2)	72 M€/an
<i>OPEX</i>	Pertes	13 M€/an
	Maintenance	13 M€/an
	Total	26 M€/an
	<i>Surcoût par ménage par rapport à la solution de référence</i>	3,27 €/an

Tableau 5: CAPEX-OPEX Option 4b

OPTION 4C : LIAISON HVDC, STEVIN-LIXHE

Pour l'option 4C, nous utilisons les estimations fournies par Elia.

Le coût de l'extension de la station de Lixhe devrait être à peu près équivalent au coût de la création d'une nouvelle station dans l'option 4A.

L'estimation est ici faite avec un repiquage de 500 MW à Ghlin et une phase 2 suivant le même tracé.

<i>CAPEX</i> <i>(phase 1)</i>	2 VSC 2GW + 1 VSC 0.5MW	540 M€
	Câble HVDC 525 kV (bipôle, 290 km)	580 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	280 M€
	Frais de procédure et indemnisations	71 M€
	Total (phase 1)	1470 M€
	Total annualisé (phase 1)	41 M€/an
<i>CAPEX</i> <i>(phase 2)</i>	2 VSC 3GW	436 M€
	Câble HVDC 525 kV (bipôle, 290 km)	290 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	182 M€
	Frais de procédure et indemnisations	0 M€
	Total (phase 2)	908 M€
	Total annualisé (phase 2)	25 M€/an
<i>CAPEX</i>	Total (phase 1 + phase 2)	2378 M€
	Total annualisé (phase 1 + phase 2)	66 M€/an
<i>OPEX</i>	Pertes	14,3 M€/an
	Maintenance	12,9 M€/an
	Total	27,2 M€/an
	<i>Surcoût par ménage par rapport à la solution de référence</i>	2,96 €/an

Tableau 6: CAPEX-OPEX Option 4c

SYNTHESE

<i>Alternative</i>	<i>CAPEX</i> <i>(M€)</i>	<i>OPEX</i> <i>(M€/an)</i>	<i>Coût annuel</i> <i>(M€/an)</i>	<i>Coût annuel</i> <i>suppl. par</i> <i>ménage</i>
<i>HVAC Aérien</i>	958	17	43	
<i>HVAC GIL</i>	4121	13	127	+ 5 €/an
<i>HVDC (4a)</i>	2228	26	87	+ 2,64 €/an
<i>HVDC (4b)</i>	2611	26	98	+ 3,27 €/an
<i>HVDC (4c)</i>	2421	26	93	+ 2,96 €/an

En conclusion, les trois options proposées par Revolht ne coûtent pas plus qu'un paquet de frites par an et par ménage !

Contre-Expertise du projet « Boucle du Hainaut » d'Elia

Partie IIIc

Aller encore plus loin...

LE CONCEPT IMUTAS

INTERREGIONAL MULTI-PURPOSE UTILITY TUNNEL AS SERVICE

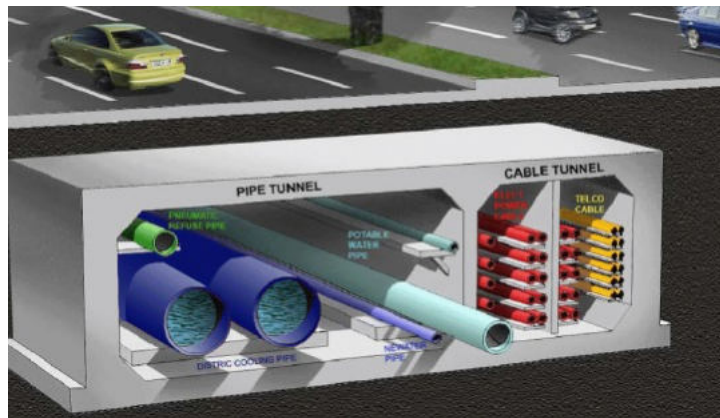


TABLE DES MATIERES

Table des Matières	3
Intégration des systèmes énergétiques	4
Mise à jour au 11 mai 2022	4
Introduction	4
Infrastructure de transport des gaz de synthèse	5
Télécom	6
Valorisation du CO ₂	8
Les réseaux de chaleur	9
Multi-purpose Utility Tunnel	9
Structure de fonctionnement	13
Exemple détaillé	14
Financement	16
Mise à jour au 11 mai 2022	16
Tunnel 5M	16
Tunnel 3M	17
Synthèse	17
Potentiel de développement	18
Pistes de réflexion à explorer...	19
Bibliographie	20

Note importante :

Depuis la première parution de ce dossier le 7 mai 2021, plusieurs événements, décisions et déclarations d'intention politiques tant au niveau international que national méritent d'être inclus dans notre analyse. Afin de permettre au lecteur une meilleure compréhension de l'historicité du dossier, nous ajoutons dans cette version un paragraphe « mise à jour » à la fin de chaque section impactée.

INTEGRATION DES SYSTEMES ENERGETIQUES

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

Lorsque nous présentions le concept iMUTaS il y a un an au monde, on nous disait que c'était trop complexe, que l'hydrogène ce n'était pas pour demain, que le carbone capturé non plus...

L'année écoulée a démontré la justesse de notre hypothèse sur la nécessité de pouvoir déployer rapidement diverses infrastructures de transport de fluides en plus de l'électricité entre Zeebrugge et la Wallonie. En fait, nos prédictions semblent même en dessous de la réalité.

La pertinence d'un tel projet dans le contexte actuel n'est plus à démontrer. La question est de savoir si il existe en Belgique des femmes ou hommes politiques suffisamment visionnaires pour se saisir du concept et le porter en avant.

INTRODUCTION

Le message de l'Europe en juillet 2020 est clair : tout projet d'infrastructure d'importance et toute politique énergétique nationale et régionale devraient faire partie d'une stratégie nationale de développement systémique respectant strictement le bien-être et la santé de la population ainsi que l'environnement. (7)

Un tel plan stratégique doit prendre en compte toutes les potentialités nationales et régionales en vue de limiter au maximum les coûts économiques, environnementaux et sociétaux de la transition énergétique vers le zéro carbone voulu en 2050.

Le secteur de l'hydrogène doit prendre une part importante dans le redéploiement énergétique. (7)

Dans ce contexte, les projets « Boucle du Hainaut » et « Ventilux » nous semblent totalement surdimensionnés et inappropriés.

En effet, selon les prévisions ENTSOG et Europe Hydrogen, 20 à 26 % de l'énergie consommée en Europe sera des gaz synthétiques produits à partir d'électricité d'origine renouvelable.

Pour la Belgique, il est prévisible que la production nationale de ces gaz de synthèse sera concentrée en Flandre occidentale dans la région de Zeebrugge. Sur les 9 GW annoncés par Elia, dont il aurait fallu qu'ils déduisent 1,2 GW de consommation locale en Flandre occidentale, au moins 20 % seront probablement convertis en hydrogène en 2050, soit, au

minimum, 1,5 GW. Des 9 GW initiaux, il ne reste potentiellement qu'un maximum de 6,2 GW à transférer d'ouest en est.

La consommation électrique en Wallonie représente 25% de la consommation totale, soit plus ou moins 3 GW en moyenne. Même avec les prévisions les plus consommatrices en électricité d'Elia, la consommation totale moyenne en Wallonie ne dépassera jamais 4 à 5 GW.

Néanmoins, l'analyse multi-niveaux que nous avons faite montre qu'il sera nécessaire d'augmenter probablement la capacité de consommation dans la région Baudour-Ghlin.

Dans les plans de développement actuel du réseau gazier et de la production gazière en Belgique :

- A l'horizon 2040, la production nationale ne couvrira plus la consommation et il faudra importer l'e-hydrogène et l'e-méthane (de France et des Pays-Bas principalement).
- La Wallonie reste le parent pauvre étant donné qu'aucun projet de développement de réseau parallèle n'est prévu par Fluxys. Le réseau gaz naturel actuel sera d'abord converti en réseau « bended gaz » (mélange GN + hydrogène) et ensuite soit e-méthane, soit e-hydrogène. La Wallonie restera donc sous perfusion n'ayant d'autre possibilité que de subir les choix économiques des Fluxys et autres intérêts privés monopolistiques.

Actuellement, il serait bien ambitieux de vouloir prédire comment évoluera le marché de l'énergie en Europe à 10, 20 ou 30 ans. On peut juste prédire qu'un certain nombre de lobbys sectoriels vont se livrer une bataille féroce pour essayer d'orienter cette évolution à leur avantage.

Une approche systémique pour la Belgique et la Wallonie serait de mettre en place une stratégie de développement et un cadre législatif agile qui serait favorable à des investissements privés dans un mix résilient orienté par les ressources et les besoins locaux tout en étant strict au niveau du bien-être de la population et du respect de l'environnement.

INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT DES GAZ DE SYNTHÈSE

Les régions qui auront accès au réseau de transport d'hydrogène parallèle au réseau gaz naturel/e-méthane auront beaucoup plus d'opportunités d'optimisation des coûts d'investissements et de développement économique.

La production renouvelable on-shore d'électricité pourrait participer activement à la production d'hydrogène « vert » et optimiser le revenu global en fonction de l'évolution des prix, de la disponibilité des productions et de la consommation locale en exploitant les technologies Smart Grids. Par exemple, lorsque les conditions météorologiques seront telles que la production électrique sur toute l'Europe sera surabondante et le prix de l'électricité très bas, il sera probablement rentable de produire et stocker de l'hydrogène dans des unités réparties localement et de le réinjecter plus tard.

Grâce à la capacité des gaz de synthèse à être stockés à un coût raisonnable, le prix de ceux-ci sera probablement beaucoup moins volatile que le prix de l'électricité étant donné que leur disponibilité sera plus ou moins constante à l'échelle belge et européenne.

Par ailleurs, les industries ayant accès aux 2 combustibles, hydrogène et gaz naturel/e-méthane, pourront optimiser leurs investissements afin d'évoluer dans les années à venir en fonction de la disponibilité et des prix. Par exemple, une nouvelle centrale TGV construite aujourd'hui pourrait s'équiper d'une turbine-gaz capable d'utiliser un mélange riche en hydrogène. En parallèle, le distributeur local pourrait limiter le mélange à 15 % d'hydrogène, ce qui fonctionne très bien avec les équipements domestiques actuels.

Pour la société de distribution de gaz Fluxys, le coût d'investissement d'un nouveau réseau de transport d'hydrogène parallèle au réseau actuel de gaz naturel est bien trop lourd par rapport au potentiel de production/consommation en Wallonie.

Cependant, il y a d'autres acteurs économiques qui ont aussi un réseau de transport international. Par exemple, la société Air Liquide a plusieurs réseaux privés dont un pour l'hydrogène. Les usines de production en Wallonie de Air Liquide se situent à Ghlin, Charleroi et Liège. Et Air Liquide ne compte pas rater ce marché... (10)



Figure 1 Réseau de pipeline de Air Liquide

TELECOM

Le développement économique dans les domaines numériques passe par la disponibilité de liaison fibres optiques reliant les zones d'activité économique. En particulier, les data centers ont besoin de liaisons fiables avec un minimum de relais avec les data centers urbains distants et avec les autres data centers.

En Belgique, la Wallonie est encore le parent pauvre de la fibre optique. La faible densité de population y est pour quelque chose. De ce fait, alors qu'elle a de nombreux autres atouts pour accueillir des data centers, nous n'en comptons que 3.

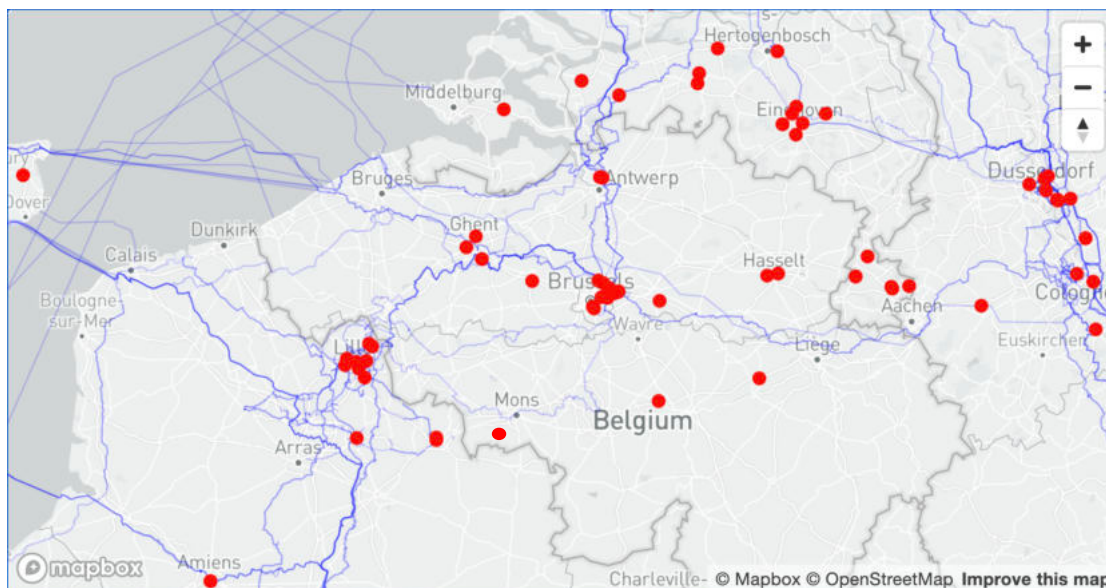


Figure 2 : Data centers et liaisons fibres optiques (source: datacenterhero.com)

Prenons l'exemple du data center de Google à Saint-Ghislain. Google est en train de déployer une liaison « privée » transatlantique avec ses autres data centers aux États-Unis (la liaison Dunant). Pour le business de Google, cette liaison quasi point-à-point est critique pour se différencier par rapport à Amazon, Microsoft et d'autres sur le marché du Cloud. Cette liaison est tellement importante qu'il est fort probable que Google lancera le déploiement d'une seconde liaison équivalente pour assurer une redondance.

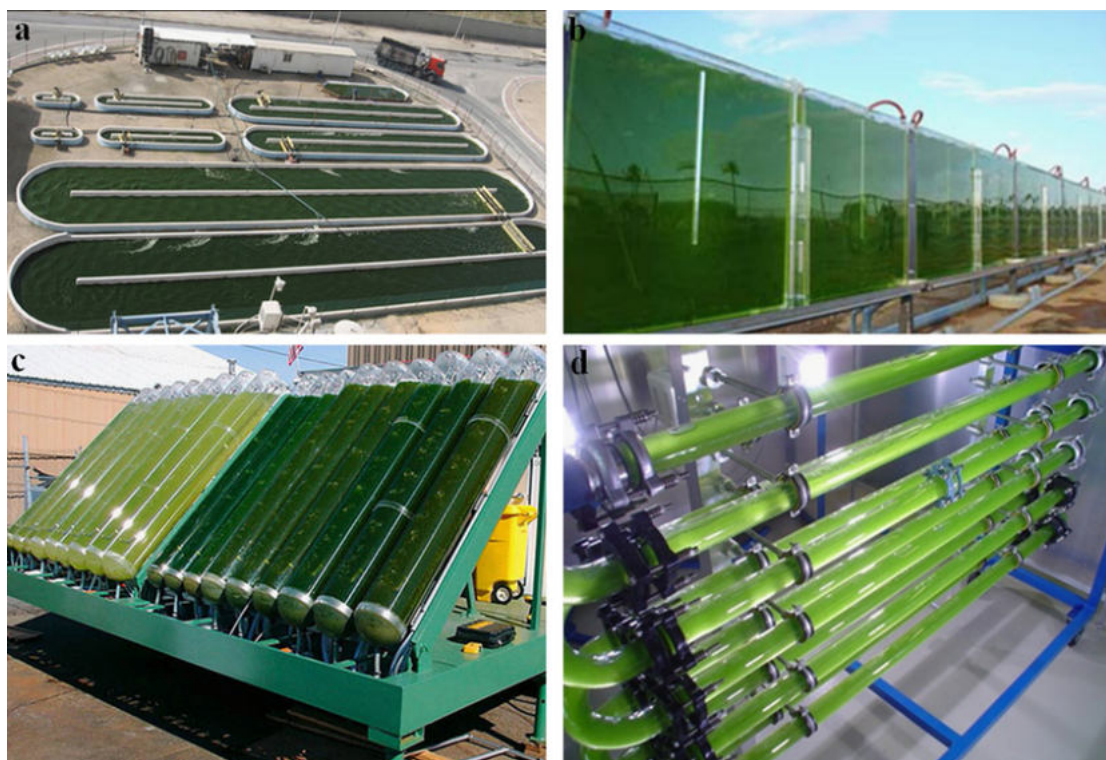
Si Google a choisi de passer par la France pour établir la liaison Dunant, ce n'est pas tant pour prendre un chemin plus court pour traverser l'océan. Quelques centaines de kilomètres ne font pas une grande différence quand on parle de fibre optique. C'est plutôt que la densité de population en France est plus faible et qu'il est moins complexe et plus rapide de placer 600 km de fibres optiques en France que 150 km en Belgique à travers 2 régions.

S'il était possible, en plus d'une sécurité d'alimentation électrique, de doter le Hainaut et la Wallonie d'un tronçon efficace de fibres optiques à un coût raisonnable, la donne serait différente.

VALORISATION DU CO₂

Le procédé de méthanation est le procédé industriel qui permet de produire du méthane de synthèse à partir d'hydrogène et de CO₂. Ce procédé permet potentiellement de valoriser le CO₂ émis dans une unité de production qui aurait accès à une source d'hydrogène. Potentiellement, cela pourrait améliorer le bilan carbone d'une petite unité biogaz en cogénération ou d'une centrale gaz ou TGV.

Plusieurs autres procédés de valorisation sont possibles ou étudiés comme par exemple la culture de micro-algues et cyanobactéries source de biocarburant (11).



Le principal frein actuel au développement de ces procédés est le transport du CO₂. Les unités industrielles qui utilisent et valorisent le CO₂ doivent être proches des sources qui l'émettent, sinon les coûts du transport deviendraient insupportables.

L'établissement d'un réseau indépendant de transport de CO₂ n'est pas à l'heure actuelle rentable. L'évolution de la fiscalité sur les émissions de CO₂ pourrait changer la donne à moyen terme.

LES RESEAUX DE CHALEUR

Actuellement, très peu de réseaux de chaleur existent en Belgique et en Wallonie. Généralement, un réseau de chaleur est établi pour valoriser le déchet « chaleur » d'une unité industrielle dans des bâtiments résidentiels et des bureaux très proches.

Bien que le potentiel d'économie énergétique soit énorme, la complexité d'établissement de réseaux de chaleur et le coût d'infrastructure de transport entre la source et les destinations freinent le développement de cette pratique peu rentable.

La mutualisation des infrastructures de transport de chaleur entre les zones de production et les zones de consommation pourrait augmenter la rentabilité économique et la disponibilité des réseaux de chaleur.

MULTI-PURPOSE UTILITY TUNNEL

Un MUT, Multi-purpose Utility Tunnel ou galerie technique mutualisée, est une pratique de développement urbain déjà ancienne qui consiste à installer les différents réseaux de distribution (eau, télécom, gaz, électricité) et de collecte (eaux usées, eau de pluie) dans une seule galerie souterraine accessible au personnel de maintenance.

Les coûts importants de la construction du tunnel sont mutualisés et les coûts d'intervention et de maintenance sont drastiquement réduits par rapport à une installation des mêmes réseaux simplement enterrés.

Par ailleurs, la durée de vie d'un tel tunnel dépasse facilement 150 ans. Dans des villes européennes comme Barcelone ou Berlin, cette pratique urbaine est de plus en plus utilisée à l'occasion de rénovations urbaines. Dans les nouvelles villes chinoises, cette pratique est systématique. (12)



La proposition technique serait de construire un tel tunnel de Stevin à Gramme, en suivant le tracé du réseau autoroutier et de voies navigables : ce tunnel reliera les principales zones industrielles et urbaines du Hainaut et de Flandre occidentale.



Figure 3: Tracé potentiel pour iMUTaS sur la carte routière

Un tracé potentiel est illustré sur la carte ci-dessus. Un premier tronçon irait de Zeebrugge à Courcelles puis à Tihange.

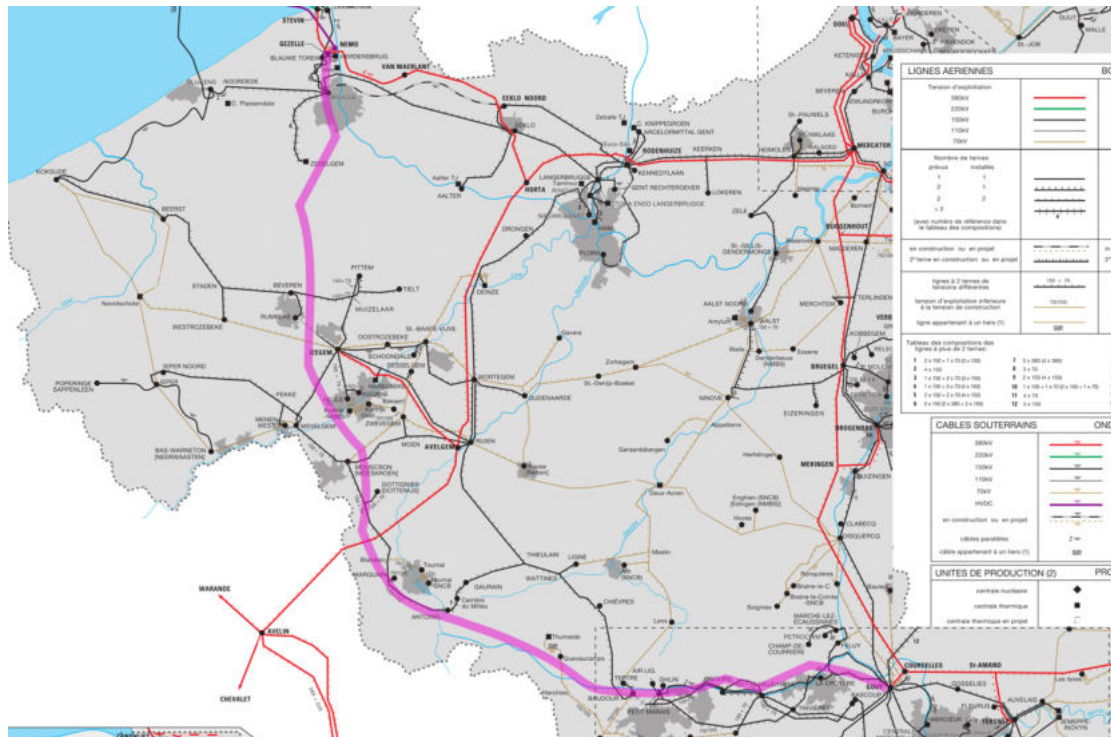


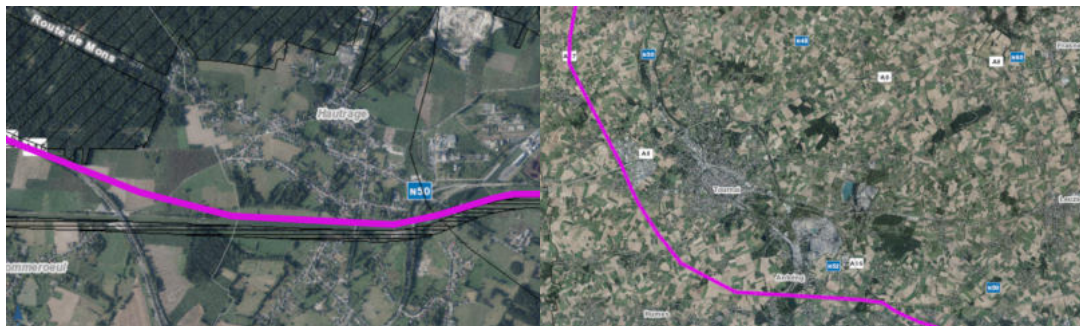
Figure 4: Tracé potentiel pour iMUTaS sur la carte Elia 2020

Le tronçon suit essentiellement la E42 jusqu'à Tournai et ensuite la A17 jusqu'à Brugge.

Il s'écartere de l'autoroute avant l'échangeur de Nimy pour rejoindre la N552/N50 longeant le canal, passant à proximité de Google, Yara, Air Liquide et la centrale TGV de Saint-Ghislain. Il quitte la N50 avant Hautrage et rejoint la E42.

Il s'écartere de l'autoroute avant l'échangeur d'Antoing, juste après le pont du TVG et longe le tracé du TGV pendant quelques kilomètres puis rejoint la A17 par la campagne au sud-ouest de Tournai.





Afin de réduire la complexité de mise en place d'un tel projet, le tunnel serait construit et géré par une entité économique indépendante des utilisateurs qui loueraient l'espace nécessaire à leur réseau : un Interregional Multi-purpose Utility Tunnel as a Service (IMUTaS).

La durée de vie d'un tel tunnel est de plus de 100 ans, sa durée d'amortissement et son financement pourraient suivre la même logique.

Pour les utilisateurs potentiels, Elia, Fluxys, les télécoms, les sociétés intéressées, les intercommunales,... c'est une opportunité de mettre en place rapidement de nouvelles liaisons sur le parcours sans passer par toutes les difficultés administratives et les coûts initiaux de gestion de projet et de génie civil.

En plus de l'espace, la société gestionnaire pourrait fournir les services de monitoring et de sécurisation du tunnel.

Ce tunnel pourrait accueillir la liaison entre Courcelles/Tihange et Zeebrugge d'Elia en utilisant la technologie GIL (option 3) ou la technologie HVDC (option 4). Ces technologies sont plus sûres d'un point de vue sanitaire et environnemental et le tracé étant le long d'infrastructures existantes, l'impact sur la population et l'environnement serait réduit au minimum.

Pour Elia, ne pas avoir à gérer les demandes de modification de plan de secteur et les permis d'urbanisme ainsi que pouvoir amortir les coûts de génie civil sur 40 ans, représentent un gain d'investissement initial d'au moins 40 %.

Par ailleurs, Elia ne pouvant pas prédire plus que nous l'importance que prendra le secteur des gaz de synthèse et l'évolution des technologies, c'est l'opportunité de phaser ses investissements et de les synchroniser avec les besoins.

Pour Air Liquide et Fluxys, c'est aussi l'opportunité de déployer un pipeline hydrogène de Zeebrugge à la Wallonie en passant au milieu d'une zone favorable à la création de champs éoliens producteurs d'hydrogène de la Flandre occidentale, du Hainaut occidental et du Borinage et de se reconnecter avec le réseau hydrogène existant d'Air Liquide.

Afin de rendre possible une telle opération, il faudrait convaincre suffisamment d'utilisateurs potentiels de louer leur espace en vue de futurs investissements.

On pense donc à Elia pour le 380 kV et le réseau HVDC mais aussi pour le renouvellement de certaines lignes 150 kV qui longent ce tracé, Fluxys et Air Liquide pour l'hydrogène, Google, Sofico et Proximus pour les réseaux fibres et les intercommunales Ideta et Idea pour les réseaux

de chaleur de quartier et pour les collectivités en coopération avec les entreprises proches du MUT.

Comme le projet est parfaitement cohérent avec la stratégie européenne de transition, il est probablement possible d'obtenir des subsides de l'UE.

La forme juridique de la société gestionnaire pourrait être une société coopérative sur le modèle des SCIC en France (société coopérative d'intérêt collectif) impliquant les utilisateurs, les intercommunales, les partenaires et les citoyens et garantissant ainsi une transparence et une participation équilibrée de toutes les parties prenantes dans la gestion.

STRUCTURE DE FONCTIONNEMENT

La structure de fonctionnement proposée est la création d'une société coopérative. La forme coopérative est un gage de bonne gouvernance et de transparence. Par ailleurs, une bonne formulation des statuts fournira un équilibre entre tous les acteurs dans les futures décisions et incitera à une collaboration entre ces acteurs.

Par ailleurs, c'est un modèle qui a montré son efficacité depuis longtemps lorsqu'il s'agit de mettre en commun des outils pour plusieurs grandes entreprises. On le retrouve aussi dans le domaine des marchés financiers lorsque les banques privées ou les banques centrales investissent ensemble soit au sein d'un pays soit même de l'Europe ou du monde dans des structures de places communes, par exemple dans les plates-formes de clearing et de paiement interbancaire comme Swift, ABE, STET (ex GSIT), Target2, Euroclear, LCH-Clearnet, GIE Cartes Bancaires... Ce type de structures est courant dans le domaine agricole regroupant des petites structures familiales ou même dans la distribution (Leclercq avec ses franchisés).

Au travers de l'outil Multi-purpose Utility Tunnel interrégional, on peut effacer partiellement les effets négatifs de la concurrence entre les acteurs économiques et politiques principaux de la transition énergétique au bénéfice de la population tout en restant dans un rapport win-win entre toutes les parties prenantes.

L'objectif premier n'est pas de promouvoir le développement de grands réseaux de transport d'énergie internationaux mais d'en faciliter l'intégration au moindre impact là où ils sont nécessaires et de profiter de ces investissements pour mettre à disposition des infrastructures flexibles pour des projets plus locaux.

EXEMPLE DETAILLE

L'objet social :

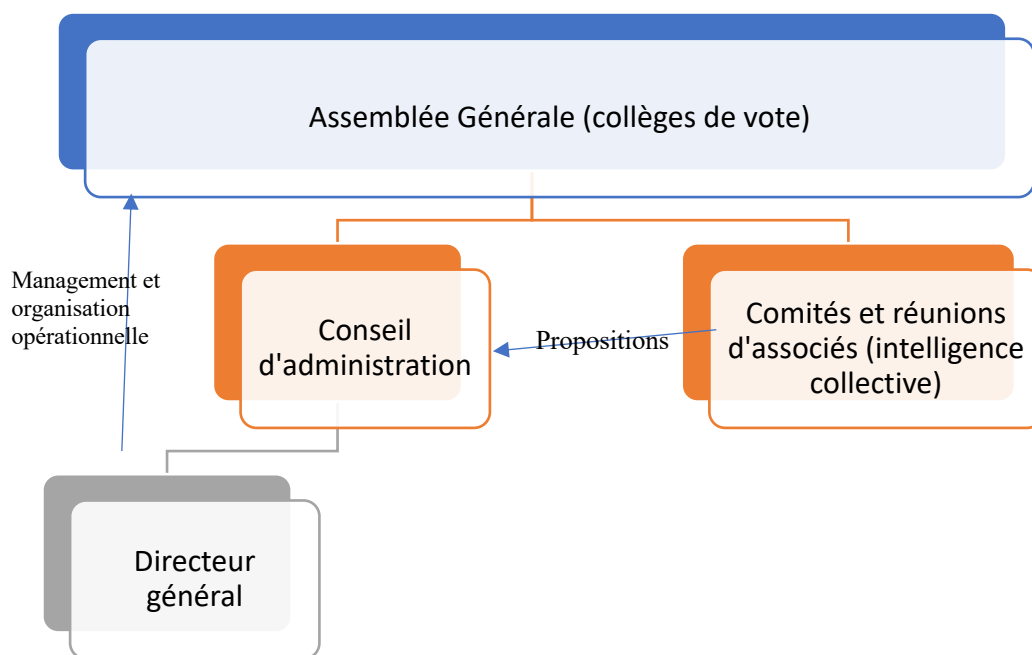
- Créer un environnement de confiance qui facilite Coopération et Co-compétition entre tous les acteurs du secteur de l'énergie, des télécoms et des grandes infrastructures.
- Réduire le coût économique, environnemental et sociétal de la transition énergétique vers le zéro carbone en 2050.
- Augmenter la valeur d'un bien commun – durable par définition, le réseau IMUTaS dont le premier segment principal relierait Zeebrugge à Courcelles/Tihange pourrait être ramifié en réseaux secondaires locaux et/ou étendu sur plusieurs régions d'Europe en fonction des opportunités.
- Structurer, fluidifier les relations et les standards pour accélérer le développement de projets et l'innovation.
- Accompagner la montée en compétences de tous, agir en toute transparence et maximiser le potentiel de l'intelligence collective. A ce titre, une part des résultats d'exploitation sera allouée par l'assemblée générale à la recherche dans les domaines énergétiques.

Les associés (coopérateurs) sont répartis en catégories :

Catégorie	Définition
Investisseurs actifs	Personnes morales et collectivités territoriales, associées de la coopérative dont l'intérêt principal est de contribuer à la structuration et au développement économique des territoires ou qui sont les principaux utilisateurs du réseau iMUTaS et qui, à ce titre souhaitent s'investir fortement dans le projet. Principalement des sociétés comme Elia, Fluxys, ORES, etc. Dans d'autres pays, ce peut-être aussi des gestionnaires de réseaux autoroutiers.
Investisseurs inactifs	Personnes morales dont l'intérêt principal est de contribuer à la structuration et au développement économique des territoires et qui, à ce titre souhaitent s'investir fortement dans le projet sans participation opérationnelle . Principalement des intercommunales de financement ou équivalent.
Coordinateurs territoriaux	Personnes morales et collectivités en charge du développement de l'économie locale et/ou de la structuration de leur territoire qui mettent à dispo du réseau des ressources humaines d'une convention spécifique passée avec la coopérative. Principalement des intercommunales.
Acteurs territoriaux	Personnes morales qui utilisent directement ou indirectement les infrastructures installées dans les MUT. Par exemple, des producteurs d'énergie, des gros consommateurs, des unités industrielles qui collaborent à un réseau de chaleur.
Salariés et sous-contractants	Personnes physiques ayant un contrat de travail avec la coopérative ou sous-contractants régulier de la coopérative.

Soutiens du réseau	Personnes physiques ou morales souhaitant apporter un soutien au réseau (financier, expertise, apport de données, etc.) et s'impliquer dans la gouvernance (ex. ambassadeurs, citoyens, etc.)
--------------------	--

Gouvernance et Conseil d'Administration :



Assemblée générale et collèges de votes :

Collège	Composition	Droit de vote
Garants de l'économie territoriale	Investisseurs actifs Investisseurs passifs Coordinateurs territoriaux	35 %
Acteurs territoriaux	Acteurs territoriaux	35 %
Salariés et sous-contractants	Salariés et sous-contractants	15 %
Soutiens du réseau	Soutiens du réseau	15%

Le capital :

- Valeur de la part: 100 € pour permettre à tous d'investir
- Capital minimum pour certaines catégories d'associés
- Enjeu: financer la mise en place du projet Zeebrugge-Courcelles/Tihange

FINANCEMENT

Les calculs suivants ne sont ni précis ni exhaustifs. Une véritable estimation nécessiterait une collaboration transparente de la part d'Elia. Le but est donc ici de donner des ordres de grandeur. Les références exploitées sont (13) (9) (14) (15) (16) (17) (18) (19) (20) (21).

MISE A JOUR AU 11 MAI 2022

Tout comme pour la partie IIIb de notre contre-expertise, le contexte actuel d'envolée des prix des matières premières rend toute estimation sur de grands projets d'infrastructure aléatoire. Les estimations qui sont faites dans la section suivante sont donc à prendre pour ce qu'elles sont. Des estimations faites sur base de chiffres collectés en 2020-2021.

Par contre, tant l'inflation galopante que les taux d'intérêt très bas font qu'investir aujourd'hui dans un projet de flexibilisation qui réduira le temps et l'argent nécessaire pour les déploiements futur des réseaux d'infrastructure indispensable et créera des opportunités de développement économique en Belgique et en Wallonie nous semble très porteur.

TUNNEL 5M

Pour pouvoir accueillir 2 circuits HVAC GIL mais également des infrastructures hydrogène et télécom, nous estimons qu'un tunnel « cut & cover » de 5m est nécessaire.

Sur base des différentes références, nous estimons que le coût d'un tel tunnel est de 4,2 M€/km. Comme le tracé serait celui proposé pour la solution GIL, une longueur de 200 km est à considérer.

L'amortissement se fait sur 100 ans.

<i>CAPEX</i>	Cut & cover (200 km)	836 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	209 M€
	Frais de procédure et indemnités	71 M€
	Total	1116 M€
	Total annualisé	20 M€/an
<i>OPEX</i>	Maintenance	5 M€/an
	Total	5 M€/an

Tableau 1: CAPEX-OPEX - iMUTaS 5 m

TUNNEL 3M

Pour pouvoir accueillir 2 circuits HVDC (option 4a) mais également des infrastructures hydrogène et télécom, nous estimons qu'un tunnel « cut & cover » de 3m est nécessaire.

Sur base des différentes références, nous estimons que le coût d'un tel tunnel est de 3 M€/km. Comme le tracé serait celui proposé pour la solution HVDC, une longueur de 250 km est à considérer (Zeebrugge-Tihange).

L'amortissement se fait sur 100 ans.

<i>CAPEX</i>	Cut & cover (250 km)	760 M€
	Gestion de projet et contingence (20%)	190 M€
	Frais de procédure et indemnisations	71 M€
	Total	1021 M€
	Total annualisé	19 M€/an
<i>OPEX</i>	Maintenance	6 M€/an
	Total	6 M€/an

Tableau 2: CAPEX-OPEX - iMUTaS 3 m

SYNTHESE

Une part de l'investissement initial du tunnel pourra être couverte par des subventions européennes. Un tel projet s'inscrit parfaitement dans plusieurs programmes majeurs de subventions EU actuels, fonds Marguerite, PEER, FEDER, MIE. Et, à la lecture des propositions de stratégie de relance et de développement présentées en juillet 2020, on peut s'attendre à ce que ces programmes soient renforcés et complétés par d'autres.

Le reste de l'investissement devra être couvert principalement par un crédit à très long terme auprès de la BEI et d'autres institutions financières.

Une part faible de l'investissement pourra être fournie par le capital constitué par les coopérateurs fondateurs. Idéalement, cette part devra pouvoir couvrir les frais d'étude et de préparation du projet jusqu'à l'obtention des financements.

Le remboursement de l'emprunt devra être couvert par la location du tunnel à Elia et aux autres exploitants.

La répartition du « loyer » serait déterminée annuellement en assemblée générale de la coopérative. Cela créera un incitant pour Elia et les autres exploitants à mettre leurs ressources à disposition pour convaincre et intégrer d'autres exploitants afin de réduire leur quote-part et donc leurs coûts opérationnels.

Nous considérons dans le tableau suivant qu'Elia couvre 50% du coût annualisé du MUT en le reportant sur l'OPEX des alternatives pouvant être installées dans un MUT.

<i>Alternative</i>	<i>CAPEX (M€)</i>	<i>OPEX (M€/an)</i>	<i>Coût annuel (M€/an)</i>	<i>Coût annuel supp. par ménage</i>
<i>HVAC Aérien</i>	958	17	43	
<i>HVAC GIL</i>	4121	13	127	+ 5 €/an
<i>HVDC (4a)</i>	2421	26	93	+ 2,98 €/an
<i>HVDC (4b)</i>	2611	26	98	+ 3,27 €/an
<i>HVAC GIL in MUTaS</i>	2671	26	99	+ 3,36 €/an
<i>HVDC (4a) in MUTaS</i>	1811	38	89	+ 2,70 €/an

POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT

Au niveau européen,

- *Le projet représente un exemple de modèle de collaboration apolitique interrégional et parfaitement en adéquation avec le message européen.*
- *Le projet ne contrarie pas les ambitions des ENTSOE et ENTSG. Il laisse la porte ouverte au déploiement des marchés énergétiques internationaux tout en créant des opportunités de développement local et régional.*
- *Le projet est le premier segment d'un backbone qui pourrait se développer sur toute l'Europe.*

Au niveau belge et des régions,

- *C'est l'opportunité de développer un savoir-faire inédit et exportable pour de nombreuses sociétés belges (génie civil, cimentier, acteurs du numérique, Elia, etc.), centres de recherche et universités.*
- *C'est un projet qui transcende les difficultés communautaires. Il lie économiquement durablement les deux régions. Au plus la Flandre occidentale se développera dans des productions énergétiques diversifiées, au plus la Wallonie pourra saisir d'opportunités et au plus la Wallonie se développera, au plus le potentiel de croissance de la Flandre occidentale augmentera.*

- *L'image belge à l'international, souvent écornée par les difficultés politiques, serait grandement améliorée. Une nation novatrice qui peut saisir les opportunités économiques avec une vision durable et respectant sa population et l'environnement.*
- *Le MUT crée une infrastructure de base, flexible et à même d'accueillir de nombreuses options de développement dans un laps de temps réduit sans présumer de l'avenir.*

Au niveau local et des citoyens,

- *C'est un modèle économique qui rééquilibre le rapport de force et est gage de transparence.*
- *C'est une garantie que leurs intérêts locaux ne seront pas ignorés.*
- *C'est une garantie que le patrimoine, la santé et l'environnement ne seront pas sacrifiés sur l'autel de la transition énergétique.*
- *C'est aussi l'opportunité de s'impliquer plus activement dans l'évolution de notre société à des niveaux où ils ne sont généralement pas entendus.*

PISTES DE REFLEXION A EXPLORER...

Une étude en Allemagne a montré que le fait d'avoir un MUT en dessous d'une route multiplie la durée de vie du revêtement par 1,5 à 2 fois du fait de la stabilité accrue du sous-sol.

Les pertes calorifiques des lignes THT GIL ou HVDC, même si elles sont beaucoup plus faibles que pour les technologies aériennes HVAC, imposent de ventiler les tunnels. La chaleur pourrait être récupérée pour d'autres utilisations (chauffage ou réseau de chaleur en couplant avec une pompe à chaleur).

Par ailleurs, si le tunnel est maintenu à une température plus ou moins constante de 30 degrés, le sol au-dessus ne gèlera jamais : faudra-t-il encore continuer à saler les routes en hiver ?

BIBLIOGRAPHIE

1. Gaz Naturel. *Wikipedia*. [En ligne] https://fr.wikipedia.org/wiki/Gaz_naturel.
2. Gaz Naturel. *Wikiwand*. [En ligne] https://www.wikiwand.com/fr/Gaz_naturel#/Risques_li%C3%A9s_au_gaz_naturel.
3. FCH. HYDROGEN ROADMAP EUROPE. [En ligne] 6 2 2019. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/20190206_Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Keynote_Final.pdf.
4. Hydrogène : la France détaille son plan à 7 milliards d'euros. *Les Echos FR*. [En ligne] <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/hydrogene-la-france-detaille-a-son-plan-a-7-milliards-deuros-1240547>.
5. Dutch pin hopes on 'hydrogen valley' to revive declining gas region. *www.euractiv.com*. [En ligne] <https://www.euractiv.com/section/energy/news/dutch-pin-hopes-on-hydrogen-valley-to-revive-declining-gas-region/>.
6. National Implementation Plan Hydrogen Refuelling Infrastructure Belgium. *Waterstofnet*. [En ligne] https://www.waterstofnet.eu/_asset/_public/H2MobilityBelgium-WaterstofNet-Final.pdf.
7. European Commission. EU Energy System Integration. [En ligne] https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration_en.
8. Siemens. Gas Insulated Transmission lines. [En ligne] <https://new.siemens.com/br/en/products/energy/high-voltage/power-transmission-lines/gas-insulated-lines.html>.
9. PARSONS BRINCKERHOFF. *Electricity Transmission Costing Study - An Independent Report Endorsed by the Institution of Engineering & Technology*. 2012.
10. Air Liquide. Air Liquide et le port de Rotterdam s'allient pour favoriser le développement des camions à hydrogène et des infrastructures associées. [En ligne] <https://industrie.airliquide-benelux.com/belgique-luxembourg/air-liquide-port-rotterdam-sallient-favoriser-developpement-camions-hydrogene-infrastructures>.
11. Xufeng Liu, Rui Miao, Pia Lindberga and Peter Lindblad. Modular engineering for efficient photosynthetic biosynthesis of 1-butanol from CO₂ in cyanobacteria. [En ligne] <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2019/ee/c9ee01214a#!divAbstract>.

12. Hammad, Y. Luo A. Alaghbandrad T.K. Genger A. History and recent development of multi-purpose utility tunnels. [En ligne] <https://doi.org/10.1016/j.tust.2020.103511>.
13. Chao Yang, Fang-Le Peng. *Discussion on the development of underground utility tunnels in China*.
14. Zhang, Zhi. *Cost Allocation Mechanism Design for Urban Utility Tunnel Construction Based on Cooperative Game and Resource Dependence Theory*.
15. SIEMENS. *Gas-insulated transmission lines (GIL)*.
16. Benardos, Andreas & Paraskevopoulou, Chrysothemis & Diederichs, Mark. *Assessing and benchmarking the construction cost of tunnels..* . 2013.
17. D. V. L. Hunt, Chris David Foss Rogers. *Sustainable Utility Infrastructure via Multi-Utility Tunnels*.
18. LILIEN, Professeur Jean-Louis. *TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE*. s.l. : Université de Liège Faculté des Sciences Appliquées, 2019.
19. Leonardo Energy. *Underground High Voltage Cables: Wiring Europe for the Future*.
20. Coûts de réalisation des autoroutes dans les pays européens. [En ligne] 1998. <http://www.senat.fr/questions/base/1998/qSEQ981212598.html>.
21. Routes de France. dossier de presse - Routes de France. [En ligne] <https://www.routesdefrance.com/wp-content/uploads/dossier-de-presse-AG-2015-USIRF.pdf>.
22. Elia. *Dossier de Base - Boucle du Hainaut*. s.l. : Elia, 2020.
23. *Electricity Transmission Costing Study*. s.l. : Parsons Brinkerhoffs, 2012.
24. CESI. *PROJET DE RECONSTRUCTION DE LA LIGNE 400 KV AVELIN-GAVRELLE : REPONSES AUX QUESTIONS POSEES DURANT LA PHASE DE CONCERTATION*. s.l. : Préfecture du Nord - Bureau de l'environnement, 2014.
25. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Energy Systems Integration Facility. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. [En ligne] <https://www.nrel.gov/esif/>.
26. Gouvernement Fédéral BE. Plan national Énergie-Climat 2021-2030. *Climat.be*. [En ligne] <https://climat.be/politique-climatique/belge/nationale/plan-national-energie-climat-2021-2030>.
27. SPW Energie. Plan National intégré Energie Climat Belge 2021-2030. *Energie Wallonie*. [En ligne] 12 8 2018. <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/projet-plan-national-integre-energie-climat-belge-2021-2030.pdf?ID=53353>.

28. SPF Economie. Base légale de la sortie du nucléaire en Belgique. *SPF Economie*. [En ligne] 2015. <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/sources-denergie/nucleaire/base-legale-de-la-sortie-du>.
29. Messoudi, Himad. Accord de gouvernement Vivaldi : sortie du nucléaire en 2025, si tout va bien, et 55% de réduction de gaz à effet de serre d'ici 2030 . *RTBF*. [En ligne] 30 9 2020. https://www.rtb.be/info/belgique/detail_accord-de-gouvernement-vivaldi-sortie-du-nucleaire-en-2025-si-tout-va-bien-et-55-de-reduction-de-gaz-a-effet-de-serre-d-ici-2030?id=10595835.
30. SPW Energie. CONTRIBUTION DE LA WALLONIE AU PLAN NATIONAL ENERGIE CLIMAT 2030. [En ligne] [Citation : 28 11 2019.] <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/pwec-2030-version-definitive-28-novembre-2019-approuvee-par-le-gw.pdf?ID=58450>.
31. La Belgique veut créer une île pour stocker l'énergie éolienne. *Le Monde FR*. [En ligne] 2013. https://www.lemonde.fr/planete/article/2013/01/24/la-belgique-veut-creer-une-ile-pour-stocker-l-energie-eolienne_5993347_3244.html.
32. SPF Santé Publique, Sécurité de la chaîne alimentaire et Environnement. Plan d'aménagement des espaces marins (2020-2026). <https://www.health.belgium.be/>. [En ligne] 20 3 2020. <https://www.health.belgium.be/fr/environnement/mers-oceans-et-antarctique/mer-du-nord-et-oceans/amenagement-des-espaces-marins>.
33. SOFOCE. RAPPORT ANNUEL 2018. [En ligne] http://www.socofe.be/uploads/pdf/socofe_RA_2018.pdf.
34. DEME. L'atoll énergétique iLand retire sa demande de concession. <https://www2.deme-group.com/>. [En ligne] 13 10 2015. <https://www2.deme-group.com/node/1081?lang=fr>.
35. iLand Consortium. *iLand*. [En ligne] <https://www.iland-energystorage.be/>.
36. DEME Group. DEME JOINS EUROPEAN CLEAN HYDROGEN ALLIANCE. <https://www.deme-group.com/>. [En ligne] 6 10 2020. <https://www.deme-group.com/news/deme-joins-european-clean-hydrogen-alliance>.
37. SPW Energie. Plan Air Climat Énergie à l'horizon 2030. [En ligne] <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/plan-air-climat-energie-2030.pdf?ID=54248>.
38. Gouvernement Wallon. Déclaration Politique Wallonne 2019-2024. [En ligne] https://www.wallonie.be/sites/default/files/2019-09/declaration_politique_regionale_2019-2024.pdf.
39. FCH. Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities. [En ligne] 2017. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/171121_FCH2JU_Application-

Package_WG5_P2H_Hydrogen%20into%20gas%20grid%20%28ID%202910558%29%20%28ID%202911642%29.pdf.

40. Poles énergie - France. Northern Lights – A Norwegian Carbon Capture and Storage Project for European industry. [En ligne] <https://polenergie.org/wp-content/uploads/2020/05/Equinor-Northern-Lights-EN-1.pdf>.

41. Prieto, Manuel S. Godoy Beatrice Mongili Debora Fino M. Auxiliadora. About how to capture and exploit the CO2 surplus that nature, per se, is not capable of fixing. [En ligne] 2017. <https://doi.org/10.1111/1751-7915.12805>.

42. La « Smart Grid » : Réseau intelligent de transport de l'électricité. [En ligne] 2011. <https://www.scenarios2020.com/2011/07/la-smart-grid-r%C3%A9seau-intelligent-de-transport-de-l%C3%A9lectricit%C3%A9.html>.

43. Cluster Tweed. [En ligne] <http://clusters.wallonie.be/tweed-fr/reseau-de-chaleur.html?IDC=4886&IDD=40106>.

44. Réduction de la norme sur les limitations préventives des émissions des lignes à haute tension. <https://www.parlament.ch/>. [En ligne] 2015. <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20154012>.

45. Ortolá, Juan Ramón Llorca. *Technical-economic analysis of Gas Insulated Lines*. Barcelona : Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona. ETSEIB, 2018.

46. Devogelaer, Danielle. Fuel for the future - More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050. *Bureau du plan BE*. [En ligne] 21 2020. https://www.plan.be/publications/publication-2056-fr-fuel_for_the_future_more_molecules_deep_electrification_of_belgium_s_energy_system_by_2050.

47. European Commission. *A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. [En ligne] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>.

48. MIT. SPARC project. <https://www.psfc.mit.edu/sparc>. [En ligne]

49. ITER project. <https://www.iter.org/fr/proj/inafewlines>. [En ligne]

50. Cluster TWEED. [En ligne] https://fr2.slideshare.net/cluster_tweed/roadmap-hydrogen-pour-la-wallonie-cluster-tweed.