

Questionnaire relatif au pacte énergétique, 30/06/2017

Réponse d'EDORA à la consultation dans le cadre de l'élaboration d'un pacte énergétique interfédéral pour 2030 et 2050 en vue de garantir un approvisionnement en énergie sûr, abordable et durable.

Contact : fgerard@edora.be (0496/38.92.78)

Disclaimer

EDORA a veillé à répondre le plus synthétiquement possible aux questions telles que posées. Les réponses ne sont donc pas toujours explicitées ni exhaustives par rapport aux enjeux de la transition énergétique, malgré le caractère relativement étendu du questionnaire. Le côté disparate et parfois redondant des questions nous amène à attirer votre attention sur le fait que les réponses d'EDORA doivent être prises et comprises comme un tout cohérent sur l'ensemble du questionnaire. Il y a dès lors un risque qu'extraire une réponse individuelle sans considérer l'ensemble de la réaction d'EDORA n'en dénature la teneur. Edora souhaite par conséquent rappeler ses quelques messages principaux au travers d'une introduction.

EDORA espère que ces considérations générales seront à même d'alimenter la réflexion sur une Vision énergétique commune au niveau des 4 Ministres de l'Energie. Et se tient disponible, dès qu'une telle Vision sera disponible, pour **continuer d'alimenter la réflexion sur base des orientations et propositions concrètes qui seront avancées.**

Introduction

EDORA plaide, avec son homologue flamand ODE, pour que la Belgique développe une Vision Énergétique intégrée et cohérente¹, tournée vers la maximisation du bien-être social. Ses propositions ont été présentées à plusieurs reprises, tant au niveau fédéral (Sénat, Chambre) que régional (Parlement wallon). Cette vision doit guider la transition énergétique en s'assurant de la cohérence et de la coordination entre les politiques des différents niveaux de pouvoirs. Ci-dessous, brièvement, les grandes lignes d'une telle approche :

1/ **viser le triple optimum** : énergétique ; socio-économique et environnemental. La décarbonation de notre économie en ligne avec les engagements de Paris doit à ce titre être rappelée comme étant la finalité à long terme. Une des mesures prioritaires pour EDORA est la mise en place d'une tarification

¹ <http://www.edora.org/wp-content/uploads/2017/02/291116-doc-position-edora-transition-energetique-durable.pdf>

carbone sous forme d'un tax shift (neutralité budgétaire et distribution appropriée). Edora défend l'application du principe de pollueur-payeur.

2/ **Viser la maximisation du bien-être social.** En raison de la complexification du système, des enjeux de dualisation et de l'implication d'un nombre croissant d'acteurs, les solutions aux différents enjeux devront être portées collectivement en cherchant à maximiser le bénéfice sociétal (applicable lorsqu'il est question d'infrastructures ; de déterminer les options technologiques les plus appropriées ; d'économie circulaire ; ...).

3/ assurer une **approche intégrée** en vue d'optimiser notamment les interactions et synergies entre les trois secteurs énergétiques que sont l'électricité, la chaleur/le refroidissement et le transport, considérant l'ensemble des sources/vecteurs énergétiques, renouvelables, et non renouvelables, pour assurer la transition. Cette approche s'appuie prioritairement sur l'**efficacité énergétique**, un mix équilibré et ambitieux d'**énergies renouvelables** et une **flexibilité** sous toutes ses formes. Pour rappel, dans le cadre du paquet européen à 2030, EDORA soutient un objectif de 35% en énergies renouvelables, qui devra être décliné et devenir contraignant au niveau national. En matière d'Efficacité Énergétique, l'objectif de 30% actuellement retenu ne permettra pas de rencontrer les engagements de Paris. Edora soutient un objectif plus élevé (CAN-Europe notamment soutient un objectif de 40%).

À ce titre

- L'électrification du système énergétique est une évolution indéniable, mais elle n'est pas la seule option pour les secteurs de la chaleur et du transport. Elle doit donc rester raisonnable (cohérente/adaptée/juste/raisonnée ?) ;
- L'approvisionnement en chaleur doit être guidé par un cadre global de maximisation du bien-être social (qui doit notamment prendre en compte l'effet de lock in de certaines solutions)
- Le déploiement des Véhicules électriques influera sur le système électrique, en termes de consommation et de flexibilité (ex. 500.000 BEVs avec batteries de 5kW)

4/ La transition énergétique ne se réalisera pas avec une solution unique, **elle sera le fruit d'une multitude de solutions**. Certaines options y contribueront à titre transitoire (ex. CNG), d'autres offrent des perspectives à moyen terme et nécessitent encore de la recherche et des projets pilotes (ex. power-to-gas, géothermie profonde). Les solutions doivent par ailleurs s'intégrer dans le système économique au sens plus large : économie circulaire & biobasée ; infrastructure et bâtiments producteurs d'énergie (éléments constructifs actifs) ;... Il convient d'activer urgemment l'ensemble des leviers économiques, technologiques et comportementaux.

5/ A ce titre, il convient de s'appuyer au maximum sur les **acteurs de marché** pour continuer de développer et poursuivre les investissements et l'innovation dans les solutions intelligentes, qui permettent, notamment, de maximiser la flexibilité du système énergétique. A cette fin, il convient de veiller au **respect strict des règles d'unbundling** (séparation des métiers) entre les acteurs régulés ayant en charge la gestion des infrastructures et la facilitation des marchés (les gestionnaires de réseau), et les divers acteurs du marché.

6/ Assurer la sécurité d'approvisionnement dans le secteur électrique

Bien qu'une vision énergétique dépasse largement la question de la sécurité d'approvisionnement électrique, il est évident que la Belgique doit urgemment et prioritairement régler cette question, afin de lever les incertitudes qui pèsent de manière récurrente sur le marché de l'électricité quant à la sortie programmée du nucléaire. En effet :

- Malgré l'échéancier de sortie du **nucléaire** programmé dans la Loi, la Belgique a été en défaut de prendre à ce jour les mesures nécessaires et suffisantes pour en assurer l'opérationnalisation. Cette situation alimente l'incertitude qui règne sur le marché. Il convient donc urgemment de donner un signal clair au marché, en confirmant l'échéancier de sortie et en prenant les mesures nécessaires pour la mise en œuvre des alternatives.
- A cette fin, il convient de s'accorder, au niveau politique, sur le **niveau d'indépendance énergétique** nationale souhaité, qui influera fortement sur la détermination de la taille du Bloc Structurel. Ce dernier doit à notre sens maximiser les potentialités de tous les vecteurs de **flexibilité**, dont la gestion de la demande, le stockage, et la production.
- Notre système électrique va évoluer vers un marché piloté prioritairement par la flexibilité. Il convient donc de tout mettre en œuvre pour stimuler celle-ci, et notamment :
 - En levant toutes les barrières au bon fonctionnement du marché (level playing field, participation de la demande, suppression des distorsions dont profitent les « must run »)
 - En maximisant l'accès à tous les utilisateurs (tant en demande qu'en production, en transport et en distribution, en direct ou de manière agrégée (ex. bidladder, remplacement des profilés en résidentiel,...))
 - En incitant les gestionnaires de réseaux à jouer pleinement leur rôle de facilitateurs de marché, et en se procurant les services nécessaires de soutien à la gestion du réseau sur le marché (FRP)
 - Encadre des nouveaux métiers (agrégateur, FSP,...)
 - Développement des réseaux (infrastructures) et du marché de la flexibilité doivent être vus comme les 2 volets d'une même politique de transition énergétique ;
- Le fonctionnement du marché doit être l'objectif prioritaire de la politique énergétique. Si un mécanisme de type CRM devait toutefois être envisagé, il doit être adapté à la fois à la flexibilité de la demande, au stockage et aux RES-V.

1. PARTIE GENERALE

1.1) *Comment va évoluer, dans votre secteur d'activité, la demande pour les différentes sources d'énergie primaire (électricité / gaz / pétrole...) à un horizon 2030-2050? Ceci, en accord avec les objectifs en matière d'énergie et de climat.*

Les objectifs climatiques nécessitent d'entrer au plus vite dans un processus de transition vers une économie décarbonée. Celle-ci implique **une diminution du recours aux sources d'énergie primaires fossiles**, une **montée en puissance des sources renouvelables** et une **diminution importante de la demande en énergie primaire**. Comme souligné par le Bureau fédéral du plan dans son étude « *Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050²* », un système énergétique fondé sur 100% d'énergie renouvelable implique une baisse de la demande en énergie primaire, notamment dans la mesure où la majorité des sources d'énergies renouvelables se caractérisent par des rendements de conversion plus élevés que les combustibles fossiles et fissiles.

Par ailleurs, les différents scénarios analysés par le bureau fédéral du plan indiquent qu'un système énergétique exclusivement fondé sur les énergies renouvelables va de pair avec une électrification importante de celui-ci. Selon les projections, le **niveau de production électrique pourrait ainsi être multiplié par deux ou trois à l'horizon 2050**, afin de satisfaire notamment à l'électrification des autres secteurs (chaleur et transport).

Même si le Bureau fédéral du plan estime que la croissance la plus forte en technologies renouvelables devrait se concentrer entre 2030 et 2050, l'analyse socio-économique indique que, **pour le secteur électrique, des investissements précoces en technologies renouvelables constituent la solution la moins chère**. A l'horizon 2030, l'étude estime que la presque totalité de la production électrique pourrait provenir de sources renouvelables.

De manière globale et à l'horizon 2050, le Bureau fédéral du plan estime qu'un scénario renouvelable conduira à une consommation finale d'énergie de 15% à 30% moindre que le scénario de référence, avec le plus grand potentiel de réduction pour le secteur du transport (jusqu'à 49%).

EDORA estime ainsi indispensable de baser la vision énergétique belge sur des objectifs ambitieux de réduction globale de la consommation qui va de pair avec une montée en puissance des technologies renouvelables. Cela passera notamment par la fixation d'objectifs clairs en termes de renouvelables et par la mise en place d'une tarification carbone.

1.2) *Quelles sont les mesures que la Belgique doit prendre en priorité dans les années à venir, compte tenu des objectifs européens d'énergie renouvelable pour 2030 et des objectifs climatiques 2050 à atteindre (au minimum)? Comment la partie « résiduelle » de la production d'énergie doit-elle être comblée (une plus grande flexibilité grâce au stockage et à la DSM, l'importation, la production d'énergie fossile ...)? Quelles sources d'énergie renouvelable la Belgique doit-elle développer en priorité pour atteindre, simultanément, ses objectifs et assurer la sécurité d'approvisionnement ?*

EDORA estime essentiel que l'objectif global européen soit porté à au moins 35% de consommation finale en énergies renouvelables pour 2030. Cet objectif est nécessaire pour maintenir la croissance actuelle du secteur renouvelable et atteindre les objectifs climatiques globaux. Il devrait remplacer la proposition actuelle de la Commission Européenne de 27%, simplement en tenant compte du « Brexit » et d'une ambition plus importante en termes d'efficacité énergétique.

² http://www.icedd.be/17/mediatheque/energie/renouvelable/130419_Backcasting_FinalReport.pdf

Dans ce cadre-là, EDORA estime que la Belgique devrait se fixer un objectif en termes d'énergie renouvelable qui soit cohérent avec un objectif européen de minimum 35% à l'horizon 2030. Cet objectif devrait être associé à une feuille de route précise et engageante par technologie (et segment).

Cette feuille de route devra reposer sur une série de mesures nouvelles. Ainsi, il est urgent que notre pays mette en place une **tarification carbone** mais avec visibilité à long terme. Celle-ci devrait être envisagée sous la forme d'un tax shift si elle prenait la forme d'une taxe carbone. Une telle tarification devrait permettre d'accélérer la baisse du régime de soutien aux renouvelables. En outre, il est essentiel **d'accélérer le développement du marché de la flexibilité** afin de permettre à des nouveaux métiers et services de se déployer en vue de contribuer à l'équilibre du système, à la sécurité d'approvisionnement et au déploiement adéquat des technologies renouvelables (couplé au développement DSR, stockage, P2G, smart applications,...).

Le choix du bouquet énergétique est crucial afin de pleinement s'engager dans une transition énergétique sur le long terme. Pour ce faire, il est essentiel que le **bouquet renouvelable soit diversifié, s'appuie sur les caractéristiques (avantages/désavantages) de chaque technologie** et fasse partie d'une **stratégie énergétique intégrée** (en tenant ainsi compte des interactions et synergies entre les trois secteurs énergétiques que sont la chaleur, l'électricité et le transport). Parmi les principales caractéristiques des différentes technologies, notons notamment : le coût ; l'emploi ; l'énergie de stock et ressource locale ; l'acceptabilité ; l'intégration (process industriel, élément constructif actif, prosumer ou consomm'acteur) ; diversité d'usages (différents secteurs);...

Il est essentiel de **maximiser le recours à tous leviers technologiques et comportementaux** et de mettre ainsi la **priorité sur l'efficacité énergétique**, les technologies renouvelables, la **gestion de la demande, le stockage et le développement de marchés intelligents**.

A titre d'exemple, une analyse purement capacitaire de la demande électrique tenant compte des capacités en déplacement de la demande, en stockage, en efficacité énergétique et en importation ainsi que du déploiement des renouvelables variables nous amène à relativiser la nécessité de construire de nouvelles capacités en gaz après la sortie du nucléaire³.

1.3) Quelles mesures la Belgique doit-elle prendre pour *développer les réseaux* afin d'atteindre les objectifs en énergie renouvelable 2030 et les objectifs climatiques en 2050 ? Comment le financement de ces réseaux peut-il être réalisé de façon optimale ?

Remarques préliminaires

- Les enjeux sont différents au niveau des interconnexions (SoS, foisonnement et fluidité du marché spot EU) et au niveau décentralisé en distribution et transport local (principalement congestion). Il convient donc de les traiter séparément ;
- Le développement des réseaux comprend à la fois les infrastructures (câbles et transfo pour faire passer plus de puissance), mais également le fonctionnement du système et notamment du marché de la flexibilité. Les deux peuvent s'opposer (ex. lorsqu'il y existe un enjeu en matière de congestion, la production d'hydrogène pourrait « remplacer » un renforcement du réseau. À contrario, réaliser un renforcement pourrait faire perdre l'opportunité économique de placer un électrolyseur. Une remarque identique peut être formulée pour de nombreuses applications, telles les microgrids). Toutes les options doivent être constamment évaluées afin

³ Une analyse des courbes monotones de charge totale (source Elia, 2015) comparées aux courbes monotones de charge dites résiduelles (tenant compte de la production éolienne et/ou photovoltaïque) illustre à quel point le renouvelable variable permet de réduire significativement le nombre d'heures d'activation des moyens flexibles à la pointe de consommation. Un nombre d'heure plus réduit sera avantageusement couvert par des moyens flexibles « opex intensifs » tels le DSR.

de chercher à maximiser le bien-être social {cfr note en vue d'un positionnement sur le « bien-être social en matière de transition énergétique », 18/01/2016} ;

Niveau des interconnexions

- Les enjeux sont : la Sécurité d'approvisionnement (SoS) à l'échelle Belge et/ou Européenne ; le foisonnement des énergies variables à l'échelle de la plaque CEW ; la liquidité sur le marché de l'énergie
- Approche en deux temps
 - Déterminer le niveau d'indépendance de la Belgique sur le plan capacitaire et donc la taille du Bloc Structurel nécessaire (cfr étude SoS & adequacy d'ELIA de base vs addendum⁴) dans le cadre de l'optimisation économique du bloc structurel ;
 - Déterminer la « taille » des interconnexions afin de répondre à cet objectif d'indépendance ;
 - EDORA estime que la taille du BS doit se trouver entre 4 et 9GW, c'est-à-dire entre l'étude de base et l'addendum d'ELIA. Les interconnexions devront être dimensionnées pour y satisfaire → cfr q1.23

Niveau décentralisé avec comme principal enjeu la congestion (en distribution ou en transport local)

- Développer le marché de la flexibilité (hausse et baisse) au niveau décentralisé avec le GRD/GRTL comme demandeur de flexibilité (ou Flexibility Requestor Party). Un cadre doit être mis en place afin de faire évoluer son métier ;
- Établir un cadre de développement en vue d'augmenter la capacité d'accueil des réseaux. Ce cadre aura pour finalité d'accompagner à choisir la solution qui maximise le bien-être social. Cette dernière devra s'établir en assurant le meilleur équilibre entre le renforcement du réseau et l'activation de la flexibilité (augmentation de la consommation ou diminution de la production en cas de risque de congestion)

1.4) *Quels sont actuellement **les plus grands obstacles** à l'investissement dans la production d'énergie renouvelable (solaire, éolienne, géothermique et la chaleur)? Comment encourager les investissements au sein des mécanismes de marché existants de manière optimale ?*

Principaux obstacles au développement et investissement en électricité renouvelable wallonne (liste non exhaustive) :

- Les prix des énergies conventionnelles que les renouvelables sont susceptibles de remplacer (fossiles et fissiles) n'internalisent pas les coûts externes et restent trop faibles (pour changer de comportement en étant plus efficace, ou pour changer de source d'énergie)
- Manque de coordination et de cohérence générale entre politiques énergétiques régionales et fédérale
- Manque d'intégration dans la stratégie de développement des filières électriques (intégration des productions électriques, de l'efficacité, de la gestion de la demande, des nouvelles applications, ...) & manque d'intégration entre secteurs énergétiques (électricité, chaleur et refroidissement, transport)
- Manque de cohérence entre politiques énergétiques, d'aménagement du territoire et de l'environnement
- Absence de scénario clair de remplacement du nucléaire, qui alimente le doute sur la volonté politique en matière d'échéancier de sortie du nucléaire

⁴ Pour mémoire l'étude de base (juin 2016) arrive pour 2027 à une taille du BS de l'ordre de 4GW, comptant notamment sur une dépendance importante des capacités limitrophes (principalement d'Allemagne). Avec l'addendum (septembre 2016), le BS est de l'ordre de 9GW, en raison notamment de la réduction importante du parc électrique européen (principalement la fermeture du charbon/lignite allemand). Cet addendum correspond à une baisse importante de la dépendance vav de l'étranger (ou à une plus grande autonomie).

- La stratégie énergétique régionale affectée par des considérations locales parfois divergentes hypothéquant l'atteinte de certains objectifs régionaux (ex : pour l'éolien)
- Sentiment d'instabilité par rapport au mécanisme de soutien (complexe, trop variable & administrativement contraignant)
- Manque de communication positive à l'égard du PV wallon afin de restaurer la confiance des investisseurs après la prise de mesures à caractère rétroactif en matière de soutien
- Manque de sécurité juridique de la politique éolienne wallonne dans la mesure où trop d'initiatives réglementaires offrent des possibilités de recours aisées hypothéquant le développement éolien futur et la viabilité économique de certains parcs existants
- Contraintes environnementales et administratives parfois peu claires, excessives, peu objectives et ne faisant pas la balance avec les retombées environnementales positives liées au développement renouvelable (ex : éolien, hydroélectricité, biomasse)
- Manque d'intégration au développement d'une économie circulaire (valorisation locale et intégrée, valorisation des co-produits, application adaptée de l'échelle de valorisation des ressources)
- Tabous liés à l'installation renouvelable dans certaines zones et ce même si les incidences sont négligeables (ex : éoliennes en forêts)
- Contraintes aéronautiques (radars et militaires) excessives et parfois subjectives. Manque d'approche intégrée permettant de mettre en balance certains intérêts (ex : militaires) avec les intérêts d'approvisionnement énergétiques du pays

Principaux obstacles au développement et investissement en chaleur et refroidissement renouvelable (liste non exhaustive)

- Absence d'objectifs clairs pour chaque technologie (et chaque segment du marché le cas échéant)
- Les prix des énergies conventionnelles que les renouvelables sont susceptibles de remplacer (fossiles et fissiles) n'internalisent pas les coûts externes et restent trop faibles (pour changer de comportement en étant plus efficace, ou pour changer de source d'énergie)
- Manque d'intégration dans la stratégie de développement des filières thermiques (articulation avec la production électrique, combinaison avec l'efficacité énergétique, ...)
- Absence de cadre incitatif pour les réseaux de chaleur
- Manque d'intégration au développement d'une économie circulaire (valorisation locale et intégrée, valorisation des co-produits, application adaptée de l'échelle de valorisation des ressources)

En conclusion, les investissements peuvent donc être encouragés en prenant notamment les principales mesures suivantes:

- ➔ **Se fixer un scénario de transition énergétique pour 2030** qui réponde aux enjeux climatique, socio-économique et de sécurité d'approvisionnement. Ce scénario doit être global, intégré (càd tous secteurs/vecteurs y compris non ER) ;
- ➔ **Améliorer la cohérence entre les politiques énergétiques régionales et fédérales et au sein des régions** entre les politiques énergétiques, d'aménagement du territoire et d'environnement
- ➔ **Mettre en place une tarification carbone.** Cette tarification carbone, si elle prend la forme d'une taxe carbone, devrait être envisagée sous la forme d'un tax shift. En matière de secteurs ETS, il y a lieu de soutenir toutes les mesures qui permettront au « marché » d'atteindre un niveau (prix du carbone) représentatif des externalités qu'il est supposé internaliser

- ➔ **Poursuivre/accélérer le développement du marché de la flexibilité et procéder aux clarifications législatives nécessaires** afin de permettre à des nouveaux métiers et services de se déployer en vue de contribuer à l'équilibre du système et à la sécurité d'approvisionnement
- ➔ **Développement d'une stratégie claire de décarbonation du secteur transport** via une approche multidisciplinaire en considérant les influences et interactions entre les trois secteurs énergétiques (cfr questionnaire transport)
- ➔ **Sécurisation juridique du cadre éolien**, clarification de critères à l'installation éolienne et levée de contrainte (installation en zones militaires, forestières,...)
- ➔ Mise en place d'une **stratégie de développement de la chaleur verte**, avec le cadre incitatif requis (soutien à l'injection, comptabilisation PEB, soutien aux réseaux, ...)
- ➔ Organisation de **campagnes de communication** afin de restaurer la confiance en certaines activités (PV) et d'améliorer l'acceptation sociétale (auprès de la population et des mandataires locaux) en certaines technologies (éolien)

1.5) *Comment les coûts et les bénéfices de la transition énergétique doivent-ils être **répartis parmi les différents (types d') utilisateurs**?*

EDORA soutient le principe de pollueur-payeur (celui qui consomme et génère des externalités doit en assumer le coût)

- La tarification carbone répond parfaitement à cette logique (cfr q1.4). Elle doit s'envisager dans le cadre plus global d'un tax shift, en visant la neutralité budgétaire (pas d'augmentation fiscale globale). Par ailleurs elle devra également être progressive
- Le système doit être le plus simple possible (pas d'exonération ni de régime spécifique) afin de pouvoir atteindre son objectif efficacement. Pour cette raison, au moyen d'un tax shift adapté :
 - la politique sociale veillera à protéger et accompagner les consommateurs vulnérables (aider à réduire sa facture énergétique en consommant mieux/moins) ;
 - la politique économique et industrielle veillera à réduire d'autres charges (sur le travail par ex.) ou à accompagner les consommateurs des domaines d'avenir ;

1.6) *Quel est le mixte énergétique idéal pour 2030 et pour 2050?*

Il est essentiel et urgent de mettre en place une stratégie de transition énergétique qui tende vers un approvisionnement énergétique essentiellement renouvelable en vue notamment de décarboner notre système économique en ligne avec les ambitions de l'Accord de Paris de décembre 2015.

Le choix du bouquet énergétique est crucial afin de pleinement s'engager dans une transition énergétique sur le long terme. Pour ce faire, il est essentiel que le bouquet renouvelable soit diversifié et complémentaire et fasse partie d'une stratégie énergétique intégrée (en tenant ainsi compte des interactions et synergies entre les trois secteurs énergétiques que sont la chaleur, l'électricité et le transport).

Il est crucial de permettre une montée en puissance des technologies renouvelables variables. Une intégration optimale de ces types de production passe notamment par le développement d'un marché de la flexibilité et des technologies de gestion de la demande et de stockage.

Le solde de production énergétique devra être assuré par les technologies les plus durables possibles, les moins émettrices en gaz à effet de serre et les plus flexibles. EDORA se tient à la disposition de l'administration et des gouvernements afin d'alimenter leur réflexion relative au bouquet renouvelable, par filière.

1.7) Quelles sont les mesures qui sont nécessaires au niveau de la production pour assurer une **position concurrentielle aux entreprises**?

En tant que représentant des producteurs d'énergie renouvelable, les axes principaux consistent à

- internaliser les externalités (tarification carbone, risque nucléaire, autres impacts environnementaux et sociaux,...) ;
- supprimer les contraintes techniques qui « empêchent » certains assets d'être flexibles et de réduire leur production lorsque la seule application d'un merit order conduirait à les mettre à l'arrêt ;
- lever les obstacles et difficultés (cfr q1.4)

1.8) Quels rôles doivent jouer les **réseaux de chaleur** pour assurer la sécurité d'approvisionnement en chaleur de la Belgique? Dans des quartiers existants? Dans des nouveaux lotissements? Dans quelle mesure la Belgique devrait-elle envisager une réduction progressive de ses réseaux de gaz? Comment la Belgique peut-elle encourager les différents réseaux de distribution de gaz pour développer simultanément et les réseaux de chaleur et plus particulièrement l'utilisation d'énergie renouvelable dans ces réseaux?

Introduction

Le déploiement de réseaux de chaleur doit faire partie intégrante d'une réflexion plus large relative à l'approvisionnement en chaleur et refroidissement. Cette réflexion doit prendre en compte tous les moyens de production de chaleur (et froid) ainsi que, comme précisé précédemment, les interactions avec les autres secteurs énergétiques. Il existe trois grands axes pour assurer un approvisionnement en chaleur (haute et basse enthalpie) le plus décarboné possible (cfr q1.16) :

- Le verdissement du gaz (injection de biométhane, gaz de synthèse à partir de renouvelables « power to gaz », hydrogène, ...) avec l'utilisation d'infrastructure de gaz ou l'aménagement progressif d'un réseau hydrogène ;
- Le « tout électrique », où la production de chaleur est assurée par des Pompes à Chaleur alimentées en électricité renouvelable, considérant l'intégration dans le système électrique (impact sur le réseau de distribution, évolution du profil de consommation, aptitude à être flexible,...). La combinaison sur site de Pompe à Chaleur et de capteurs photovoltaïques fait partie des options pertinentes, d'autant plus qu'un système de stockage électrique ou thermique est techniquement faisable (ex. 'stockage' thermique bâtiment par inertie, stockage par batterie) ;
- La chaleur renouvelable au niveau de la maison, du quartier ou de la commune / ville. Au niveau d'une habitation (ou d'un immeuble à appartement), la production durable peut être individuelle : chaudière à pellets, solaire thermique, autres biomasses,... Au niveau d'un lotissement ou d'un quartier, le Réseau de Chaleur peut être envisagé comme option, avec comme sources possibles : gaz naturel CHP et chaudière ; biomasse CHP et chaudière ; STH ; géothermie profonde ; chaleur fatale ;

Quels moyens choisir pour s'approvisionner en chaleur ?

Il n'existe **pas une solution qui convienne pour toutes les situations et toutes les options doivent être considérées** en fonction des objectifs fixés (voir ci-dessous). Pour toute nouvelle construction, toute rénovation ou toute autre mesure visant à réduire les émissions de GES se pose la question de l'option à privilégier : PAC, réseau de chaleur et cogénération, solaire thermique,....

Il n'existe pas une grille d'analyse avec des critères clairement définis et objectifs qui permettent de déterminer pour chaque situation la solution la plus adaptée. Pour Edora, **une approche par projet doit être réalisée afin d'opérer les bons choix**. À cette fin, il y a lieu de mettre en place un cadre permettant d'opérer le **choix le plus adéquat qui maximise le bien-être social**. La démarche pourrait s'articuler autour des étapes :

- hiérarchiser les objectifs : décarboner ; moindre coût (capex dont infrastructure, opex, fuel) ; réduire les impacts environnementaux (SOx, NOx, sol, PM) ; emploi ; valoriser des ressources locales ; acceptation ;...
- établir les références technico-économiques de chaque option (avec tarif carbone notamment et autre variable économique traitant de ces objectifs) ;
- prendre en compte le risque de lock in (ou de verrouillage) pour les deux options que constituent l'extension du réseau de gaz et pour les réseaux de chaleur. Dans les deux cas, il s'agit d'infrastructure long terme qui généralement constituent le choix par défaut (voir obligatoire dans le cas d'un réseau de chaleur) du consommateur ;
- mettre en place une analyse coût-bénéfice (CBA) prenant en compte le Coût de Production (LCOE) et d'autres critères non monétaires. Le déploiement de réseaux de chaleur, l'extension du réseau de gaz ou les solutions du type électriques doivent notamment s'accompagner d'une étude économique pour envisager la solution qui rencontre le mieux l'objectif de maximisation du bien-être social ;

Spécificités des Réseaux de Chaleur

Les réseaux de chaleurs ont un rôle important à jouer dans la marche vers une énergie décarbonée. Ils permettent notamment de diversifier les sources d'énergie (ex. combiner solaire thermique avec cogénération haute performance et biogaz), ce qui tend à augmenter la résilience du système énergétique et augmente potentiellement l'indépendance lorsque des ressources locales sont valorisées. Certaines considérations spécifiques aux RdCs peuvent d'emblée être insérées dans le cadre dont question ci-dessus :

- Les RdCs doivent prioritairement viser les nouveaux quartiers/complexes. Les rénovations lourdes peuvent ensuite être envisagées. Enfin, les RdCs pourraient être un moyen d'atteindre les objectifs précités (dont la décarbonation) pour des quartiers existants (une analyse plus fine sera nécessaire dans ces cas-là) ;
- En industrie il serait intéressant de stimuler la recherche d'opportunités pour des réseaux de chaleur, notamment dans le développement de nouveaux zonings industriels ;
- Il importe de tenir compte du profil de consommation agrégé (niveau de foisonnement et niveau de performance) et de l'évolution des usages (efficacité énergétique, carburant alternatif, biométhane,). Un indicateur économique simple est de n'envisager de RdCs que lorsque la densité énergétique des utilisateurs 'raccordables' est supérieure à une valeur seuil (les bonnes pratiques tablent sur un seuil de 2 à 3MWh/m)
- La priorité de déploiement doit s'envisager dans des régions où le réseau de distribution du GN est inexistant afin d'éviter une concurrence entre deux infrastructures ;
- La gestion des réseaux de chaleur ne peut être considérée comme une activité monopolistique. Elle doit rester une activité libéralisée aux mains des acteurs économiques (inclus les coopératives et local communities). Les GRDs ne peuvent donc en aucun cas devenir les gestionnaires.

Un récent travail de l'Université Danoise d'Aalborg⁵ souligne l'importance d'étudier soigneusement les nouveaux modes d'approvisionnement en énergie des bâtiments. Une efficacité énergétique améliorée soutiendra davantage les synergies entre les secteurs électriques et de la chaleur. Le bâtiment peut contribuer à déployer un système énergétique intelligent, dès lors que de nouvelles interactions entre sources d'énergie peuvent voir le jour: les réseaux de chaleur (si possible à basse température), les réseaux de refroidissement et pompes à chaleur individuelles ou collectives (dans les zones rurales avec des densités résidentielles plus faibles). Ce genre d'étude est une référence pour l'établissement du cadre tel que suggéré ci-dessus, en veillant à l'adapter au contexte local.

⁵ Mathiesen, Brian Vad, *Future Green Buildings*, Aalborg University, 2016: [http://vbn.aau.dk/en/publications/future-green-buildings\(22808ebb-d5c4-4089-a0dc-528e0f17240a\).html](http://vbn.aau.dk/en/publications/future-green-buildings(22808ebb-d5c4-4089-a0dc-528e0f17240a).html)

Réflexion avancée sur les réseaux de Gaz Naturel

En zone non desservie par les réseaux de gaz, les RdCs pourront être envisagés en alternative à l'extension du réseau de gaz. La réponse à la présente question doit donc s'envisager en considérant les questions q1.11 à 14.

D'une manière générale, les réseaux de gaz ont du sens et doivent être déployés avec raison (attention au niveau de pénétration différent entre régions), en considérant notamment

- il s'agit de l'énergie fossile la moins « carbonée » (au minimum une énergie de transition) et la moins polluante (hydrocarbures dans les sols, particules fines, SOx, NOx,) ;
- l'injection de biométhane fait sens en certaines zones ;
- le CNG est une réelle alternative en transport (moins carbone & autres émissions que l'essence et le mazout). Cfr q1.13 ;
- tenir compte du risque de lock in en cohérence avec q1.12, q1.13 et q1.14. En termes de décarbonation de notre système économique, le fossile à terme être remplacé par des vecteurs d'origine renouvelable. L'investissement dans de nouvelles infrastructures se fait pour du long terme (plus de 50 ans pour des réseaux de gaz ou de chaleur). Il doit donc se faire en ayant à l'esprit la vitesse d'affranchissement vav du gaz d'origine fossile et les possibilités d'intégration de gaz d'origine renouvelable

1.9) Quel rôle joue la *géothermie profonde*? Quelles sont les mesures que la Belgique peut prendre?

En RW, il existe un gisement exploitable dans la région de Mons en matière de production d'électricité (via ORC).

Les mesures à prendre, par ordre prioritaire

- réaliser un projet pilote ;
- actualiser l'évaluation du gisement ;
- mettre en place un cadre de déploiement plus structurel adapté (fonction du retour des deux premières mesures)

1.10) Comment voyez-vous le développement des *véhicules électriques et à hydrogène* comme une part de la mobilité du futur ?

Les BEV (Battery Electric Vehicles,) prendront une part croissante dans le mix pour atteindre un niveau significatif à l'horizon 2030 de minimum 10% des km parcourus (ou en moyenne de l'ordre de 500.000 véhicules), à condition que

- la fiscalité (au niveau fédéral et niveau régional) avantage les faibles émissions de carbone
- temporairement il y a aussi des incitants financiers (primes) et d'autres incitants comme les « soft incentives » (waiver on parking fees and tolls)
- les autorités publiques montrent l'exemple (quota)
- le déploiement des bornes couvre le territoire de manière adaptée
- le marché de la flexibilité soit opérationnel et adapté à l'usage des EVs
- les normes en matière de raccordement et d'accès au réseau soient adaptées (règlement technique notamment)

La promotion des BEVs doit envisager l'impact global. Au vu de l'énergie utilisée dans les transports, il convient de ré-envisager les trajectoires de productions d'électricité verte (et donc les amplifier) en fonction du développement envisagés des véhicules électriques.

Il y aura lieu de tenir compte de l'impact (à court et moyen terme) de la multiplication des infrastructures de recharges sur les réseaux de distributions électriques.

Les véhicules hydrogène (Fuel Cell Electric Vehicles ou FCEV) représentent aujourd'hui une solution particulièrement adaptée pour électrifier les applications commerciales dans la mobilité (transport de personnes, de marchandises). Lorsque le besoin de disponibilité du véhicule est important (flottes de taxis, bus, camionnettes de livraisons, camions...), seul l'hydrogène peut amener une solution acceptable pour l'utilisateur final. Cependant, malgré les nombreux développements au cours des dernières années et l'arrivée de véhicules commerciaux sur le marché, le développement d'une infrastructure de remplissage d'hydrogène (350 bar et 700 bar) reste relativement onéreux. Afin de bénéficier de tous les avantages environnementaux offerts par l'hydrogène, celui-ci devra être produit principalement à partir d'énergies renouvelables, tout en offrant une solution de flexibilité au réseau électrique.

Le déploiement massif de véhicules à hydrogène, dépendra principalement :

- de l'émergence d'une stratégie de qualité de l'air dans les villes belges qui bannira les véhicules polluants en centre-ville ("zero emissions zones") ;
- de la création progressive d'un réseau public de stations hydrogène ;
- d'une fiscalité avantageuse pour les zero emissions (notamment dans le cadre des voitures de société) mais aussi par l'apparition de primes/bonus écologiques pour les particuliers ;
- de la réduction du prix des véhicules ;
- du fonctionnement du marché de la flexibilité (et de l'accès à celui-ci par les électrolyseurs) ;
- de l'augmentation significative des énergies variables et en conséquence de problèmes de congestion ou de déséquilibre en raison d'une surproduction momentanée qui conduirait à opter pour des solutions du type power-to-gas (plutôt que de renforcer les infrastructures) ;

Il est par conséquent difficile de se prononcer aujourd'hui sur les perspectives de déploiement. Nous en référons à l'objectif de la feuille de route hydrogène belge "H2Mobility Belgium" (<http://hit-2-corridors.eu/wp-content/uploads/2015/01/NIP-Belgium.pdf>). Pour en accélérer le déploiement, les flottes captives seront promues. Par ailleurs, il importe d'envisager le soutien de projets pilotes.

1.11) *Comment, selon vous, va évoluer la **demande en gaz** à l'horizon 2030-2050? Quels sont les principaux paramètres qui auront une incidence sur la demande? Comment la Belgique doit-elle anticiper cette évolution ? Pourquoi ?*

La consommation en énergie carbonée (ou fossile) va baisser de manière continue. Les sources les plus carbonées (ex. charbon, mazout) seront les premières à être remplacées par des sources non carbonées. La consommation de gaz devra diminuer, tout en étant influencée par différents facteurs

- augmentation de l'efficacité (bâtiment, industrie) ;
- carburant alternatif (CNG) ;
- production/injection de biogaz et/ou biométhane ;
- électrification de certaines applications ;
- remplacement du mazout ;
- production d'électricité non nucléaire et plus flexible ;

La Belgique peut l'anticiper en s'accordant sur le déploiement des réseaux de gaz dans un cadre plus général d'approvisionnement en chaleur (cfr q 8).

1.12) *Quel est le **rôle futur du gaz sur le marché de l'électricité**? Comment le marché du gaz peut-il contribuer au besoin en flexibilité croissant dans le marché de l'électricité?*

Voir questions sur le bloc structurel dans les parties flexibilité et marché, notamment 2.1 ; 2.3 et 2.6. La flexibilité sera une combinaison de solutions tant en production qu'en consommation (inclus le stockage).

Du côté de la production, le gaz est la solution de transition qui répond le mieux aux critères de flexibilité, d'émissions de carbone et de polluants atmosphériques. Comme illustré par l'étude « Cost-

benefit analysis of a selection of policy scenarios on an adequate future Belgian power system » du BFP (CBA, 2017), le parc électrique au gaz sera constitué de cycles ouverts et de cycles fermés.

1.13) *Comment voyez-vous l'évolution du gaz comme vecteur dans le secteur des transports en 2030-2050? Comment cette évolution va-t-elle influencer la demande en gaz, pétrole et électricité ?*

Voir q1.10.

Le CNG constitue une opportunité de transition rapide et accessible – sans surcoût pour le consommateur et la société qui doit être privilégiée dans le court terme (peu de changement dans les habitudes du consommateur avec un bénéfice immédiat tant environnemental que sanitaire). Son déploiement dépendra de plusieurs facteurs dont : la vitesse de développement et les volumes de production de biogaz (en parallèle à celui du CNG); l'arrivée d'autres alternatives technologiques (*) ; la vitesse de décarbonation du secteur électrique (et des véhicules électriques et à hydrogène en parallèle) ;...

(*) Tous les secteurs énergétiques, pour viser leur décarbonation, doivent miser sur un mix le plus varié possible. Il n'existe pas de solution universelle. Vu la difficulté de décarboner le transport, cette diversité des solutions est d'autant plus critique.

Le CNG (LNG) doit être favorisé pour le secteur du transport et de la logistique captive de la route, secteurs pour lesquels il est la seule alternative crédible au pétrole à ce stade

Le CNG est une technologie de transition en attendant le développement d'alternatives (dont l'hydrogène). Il permettra une décarbonation plus rapide du secteur du transport à moyen terme. Dans la perspective de s'affranchir définitivement des fossiles à plus long terme, le CNG doit être considéré comme un carburant de transition.

1.14) *Que pensez-vous de l'impact de l'évolution de la demande sur l'utilisation des infrastructures gazières actuelles et futures? Comment la Belgique doit-elle anticiper cette évolution, selon vous?*

cfr q1.8 et 1.11.

Les réseaux de gaz doivent être déployés avec raison (cfr q1.8), un équilibre doit être trouvé entre les différentes solutions existant en matière de décarbonation (cadre plus large d'approvisionnement en chaleur prenant en compte toutes les possibilités technologiques individuelles et collectives).

La diminution de la demande doit être le premier facteur à considérer, ce qui signifie également prendre en compte d'autres politiques telles que la stratégie de rénovation du bâti (qui déterminera la vitesse de réduction de la demande résidentielle et tertiaire et des alternatives à mettre en place).

Si cette stratégie de rénovation vise en priorité les zones non couvertes par le gaz, les besoins en chaleur décarbonée (dont le gaz) baisseront également, réduisant d'autant la nécessité de déployer les infrastructures en gaz ;

Le réseau déployé est un actif collectif dont il convient de préserver la valeur au bénéfice du consommateur. La diminution (souhaitable) des besoins en chaleur dans le bâti sera partiellement compensés par l'usage du CNG et du bio-CNG en faisant migrer les réseaux vers des infrastructures qui permettent l'injection de biogaz décentralisée avec des installations de rebours.

1.15) *Voyez-vous un avenir dans l'évolution vers le « power to gas » et le « power to X » en Belgique? Quels changements voyez-vous concrètement dans ce domaine? A quel horizon l'application de ces technologies serait-il, selon vous, d'application ? Si oui, quelles mesures devraient être prises pour permettre cette évolution?*

cfr q1.10.

C'est une solution d'avenir qui doit permettre la jonction entre électricité verte et gaz vert. Il contribuera à résoudre l'adéquation du système électrique grâce à sa flexibilité à deux niveaux : en produisant lorsqu'il est opportun et en profitant de la capacité de stockage énergétique que constitue le réseau de distribution de GN (surtout si la migration vers le GN véhicule est substantielle).

Le potentiel en power-to-gas en Belgique est important (cf. Power-to-Gas Roadmap for Flanders, <http://www.power-to-gas.be/roadmap-study>). L'utilisation d'hydrogène comme vecteur énergétique en Belgique doit être clairement défini étant donné les multiples applications possibles. A court terme (2018-2025), il existe un potentiel important de remplacement d'hydrogène conventionnel (produit à partir du vapo réformage du gaz naturel qui génère 10 tonnes de CO₂ émis pour chaque tonne d'hydrogène produite) dans l'industrie par de l'hydrogène vert obtenu par électrolyse en utilisant de l'électricité d'origine renouvelable. Le secteur de la production des carburants et la pétrochimie sont certainement les secteurs à privilégier en premier lieu étant donné les quantités importantes d'hydrogène consommées dans ces industries. Des projets sont actuellement à l'étude dans plusieurs bassins industriels du pays, notamment dans le port d'Anvers (utilisation de l'hydrogène dans les raffineries).

L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz doit être rendue possible à court terme (2017-2022) par la réalisation de projets de démonstration, sous certaines conditions techniques à définir en concertation avec les gestionnaires de réseau de transport et de distribution de gaz. Un cadre incitatif devrait être mis en place pour soutenir de tels projets. Les conditions de reconnaissance de l'hydrogène vert (ou renouvelable) doivent être clairement définies. Un système de certification doit être mis en place le plus rapidement possible (2017-2020) afin d'éviter la confusion entre les différentes qualités environnementales d'hydrogène fonction notamment de leur procédé de fabrication. Étant donné les consommations relativement limitées d'hydrogène dans un premier temps pour la mobilité, l'accent devrait être mis sur l'installation rapide de stations (min 25 stations pour 2020). Cela devrait amorcer le marché et ainsi accélérer la commercialisation de véhicules à grande échelle sur notre territoire. Le cadre incitatif devra viser tant la construction de stations que l'acquisition de véhicules).

La combinaison d'hydrogène et de CO₂ de processus industriels en vue de la synthèse de produits hydrocarbonés, représente également un potentiel important. L'encadrement de ce type de produit doit se faire dans le cadre d'une politique CO₂ nationale cohérente. Ces perspectives doivent être étudiées et intégrées dans une logique d'économie circulaire et de recyclage du carbone.

1.16) *Comment voyez-vous évoluer la proportion de « **pétrole** » comme source d'énergie dans la consommation actuelle d'énergie primaire à un horizon 2030-2050 ? Pourquoi?*

Le pétrole étant une source intensive en carbone, elle fait partie des premières qui ne seront plus utilisées sous forme énergétique. La vitesse à laquelle la consommation va baisser dépend des applications :

- **transport**: une sortie totale à 2050 ne pourrait avoir lieu que moyennant le déploiement massif d'alternatives et un changement radical de comportement (les deux étant intrinsèquement liés) ;
- **chauffage résidentiel & tertiaire (sans gaz disponible)** : remplacement intégral rapide et au plus tard en 2050 si politique agressive de rénovation (enveloppe et techniques spéciales) et de conversion vers des énergies moins carbonées (PACs, biomasse, RdCs) ;
- **chauffage résidentiel & tertiaire (avec gaz disponible)** : remplacement intégral immédiat et au plus tard en 2030 ;
- **industrie** : remplacement intégral rapide si gaz disponible ; remplacement partiel si gaz non disponible (pellets, pellets torréfiés, biogaz,...) ;

Le pétrole devra être intégralement remplacé par d'autres sources d'énergie à l'horizon 2050.

1.17) *Quels sont les principaux paramètres qui auront une incidence sur la **demande pétrolière** ? Comment la Belgique doit-elle anticiper cette évolution? Pourquoi?*

[cfr q1.16](#)

1.18) *Comment voyez-vous l'évolution du **pétrole dans le secteur des transports** à un horizon 2030-2050? Comment ces changements auront-ils une incidence sur la demande de gaz et d'électricité?*

[cfr q1.16](#)

L'usage du pétrole va diminuer de manière continue et sera remplacé par

- des véhicules roulant au CNG ;
- des véhicules électriques (>10% des besoins actuels carburant) ;
- des biocarburants ;
- des offres de transport en commun ;
- de la mobilité douce ;
- de la diminution des besoins de déplacement (aménagement du territoire, évolution du travail,...) ;

1.19) *Comment voyez-vous l'évolution du **pétrole** comme vecteur d'énergie pour le **chauffage des bâtiments** / habitations en 2030-2050? Comment ces changements auront-ils une incidence sur la demande de gaz et d'électricité? Phasing out 2050 ?*

[cfr q1.16](#)

L'usage du pétrole dans le bâtiment va diminuer de manière continue pour les raisons suivantes

- Forte diminution du besoin par une augmentation significative de l'efficacité énergétique. La stratégie de rénovation devrait probablement s'attacher en priorité aux zones ne disposant pas des réseaux de gaz ;
- Augmentation de la consommation de gaz (chaudières individuelles et collectives, cogénération collective), d'électricité et de biomasse.

1.20) *Comment voyez-vous l'évolution des **biocarburants** (biodiesel, bioéthanol, ...) à l'avenir? Comment cela influencera-t-il la demande de pétrole?*

[Les biocarburants \(toutes les générations\) ont du sens s'ils s'insèrent dans une économie circulaire et que les effets rebonds sur l'environnement sont reconnus et limités.](#)

[Les biocarburants \(1G + Advanced Biofuels + 2 G\) seront conjointement nécessaires pour assurer la transition énergétique dans le secteur du transport à l'horizon 2030 et au-delà.](#)

[Compte tenu de l'évolution actuelle des biocarburants avancés, la transition telle qu'elle est proposée par le projet de directive européenne renouvelable ne semble pas réaliste en regard de la disponibilité limitée des ressources biomasse utilisées pour produire des biocarburants avancés. Ces ressources sont actuellement réduites en Belgique et aucun indicateur ne permet de tabler sur des perspectives importantes.](#)

1.21) *Quelles sont les pistes possibles pour **réduire (encore plus) la consommation de pétrole** ?*

- [internalisation des coûts externes, carbone principalement \(tarification carbone dans le cadre d'un tax shift\) afin de rendre les sources alternatives \(moins carbonées\) plus compétitives ;](#)
- [développement d'alternatives aux différents usages \(transport en commun, adaptation de l'aménagement du territoire,\) ;](#)

- freiner la commercialisation de véhicules utilisant des carburants traditionnels (diesel et essence) et mettre en place une véritable politique de soutien aux véhicules zero emissions (BEV et FCEV).
- la stratégie de rénovation du bâti devrait probablement envisager de cibler prioritairement les zones consommant du mazout ;
-

1.22) Quelles sont les **innovations** qui auront, selon vous, un impact significatif sur la transition énergétique? Par quels instruments le gouvernement peut-il promouvoir ces innovations et / ou veiller à ce que les innovations existantes puissent être mises sur le marché?

Le soutien de projets pilotes (géothermie profonde électrique, H2 et batteries couplés à de la production variable,...), démonstrateurs ou encore projets de upscaling est un des axes prioritaires à mettre en œuvre afin de dynamiser le secteur industriel de l'énergie durable.

Il est important d'avoir une vision technologique claire par secteur en Wallonie.

Les cartographies d'acteurs (www.rewallonia.be) sont à cet égard un outil précieux qu'il convient de promouvoir.

Il paraît utile de réaliser des roadmaps technologiques par filière prometteuse : ce travail est réalisé pour la filière H2 via le projet Wallonhy et pourrait être répliqué sur certaines filières à grand potentiel (micro-réseaux, stockage,...).

La participation à consortia/projets EU est un instrument clef, tant pour les moyens financiers et la mise en réseau que pour les orientations technologiques jugées pertinentes au niveau européen. Il semble y avoir plusieurs organismes qui s'occupent d'accompagner les acteurs wallons pour entrer dans des consortia/projets EU. Il serait pertinent de rationaliser les efforts en créant de fortes synergies entre ces acteurs. Une interface performante (un « expert énergie ») connaissant précisément les acteurs de l'écosystème d'une part et les processus d'appel à projet européen d'autre part aurait du sens.

1.23) Dans quelle mesure est-il acceptable que la Belgique soit **dépendante des importations de l'étranger** pour assurer son approvisionnement en énergie? Dans quelle mesure la Belgique doit-elle continuer à développer des interconnexions avec les pays voisins?

Le niveau d'indépendance des importations de l'étranger est une décision éminemment politique notamment pour des questions géopolitiques. Nous estimons que la Belgique devrait assurer en grande partie sa propre sécurité d'approvisionnement capacitaire avec ses moyens propres in situ.

Cela suppose à priori de s'en tenir aux interconnexions Nemo et Allegro telles que programmées. L'opportunité de poursuivre le déploiement des interconnexions au-delà de Nemo et Allegro devrait faire l'objet d'une analyse socio-économique (coût final au consommateur compte tenu du niveau d'indépendance attendu).

Néanmoins, des interconnexions sont indispensables afin de pouvoir bénéficier du foisonnement de la production renouvelable à l'échelle de la plaque européenne (meilleur prix, meilleure complémentarité,...) et d'offrir la liquidité nécessaire au fonctionnement du marché (meilleure compétitivité).

À contrario, ces interconnexions ne doivent pas viser à accroître notre dépendance électrique. Elles ne peuvent nous rendre dépendant des politiques énergétiques de nos voisins dans le choix de leur mix (ex. dépendre des capacités en charbon allemand et néerlandais pour notre propre sécurité), ni nous rendre dépendants du fait qu'ils respectent leurs critères d'adéquation.

Par ailleurs, assurer son indépendance énergétique avec ses moyens propres, entraîne de nombreuses retombées socio-économiques locale en termes d'emplois, de balance économique, de surplus du

producteur et du consommateur (cfr q2.9.f, comme démontré par dans le scénario « clima decentral et new gas » de l'étude CBA du BFP, 2017).

1.24) *Comment la Belgique peut-elle **stimuler davantage la réduction des besoins en énergie** dans le secteur des transports? Par exemple: mettre les transports en commun et les moyens de transport actifs dans la norme, réformer le système fiscal pour les voitures, développer le télétravail, réaliser la densification des centres urbains par des mesures fiscales.*

L'internalisation des externalités est la priorité (tarification carbone...émissions polluantes,...). Elle doit être accompagnée par un ensemble de mesures assurant une élasticité suffisante :

- Phasing out très rapide des véhicules de société
- Renforcer les alternatives (transport en commun, plateforme,...) ;
- Favoriser la mixité des services en matière de développement urbanistique et d'aménagement du territoire ;
- Développer et sécuriser les infrastructures en mobilité douce ;
- Développer le télétravail ;
- Envisager des « border tax adjustment »⁶ pour le transport de marchandises
- Développe le multimodal
- ...

1.25) *Comment voyez-vous **l'intégration des véhicules électriques /à pile à combustible/ à hydrogène/ CNG comme batterie** en combinaison avec de l'énergie renouvelable?*

Pour les FCEV, cfr q1.10. L'intégration des électrolyseurs dans le système électrique se fera harmonieusement en consommant aux moments d'abondance lorsqu'il y a des risques de congestion ou de surproduction généralisée. La technologie permet à cet effet une grande flexibilité pour s'adapter aux courbes de production par un découplage de la production de l'hydrogène au moment opportun pour le réseau électrique du moment où il est distribué aux véhicules.

Le signal prix (commodity) adapté à la situation du marché est la manière la plus efficace de rendre les BEVs flexibles. À titre d'exemple, en entreprise, les véhicules connectés en journée chargeront ou injecteront en fonction des besoins de l'entreprise et des prix du marché. Des algorithmes permettront d'organiser les mouvements en fonction des usages. Un principe identique sera progressivement d'application à domicile. L'utilisation des batteries des BEVs est potentiellement un moyen rapide et bon marché de disposer de flexibilité dans le système électrique. Pour que cette contribution soit significative, il est essentiel d'accélérer le déploiement des BEVs (à court et moyen termes). Cfr q1.10.

À priori, un signal tarifaire n'est pas recommandé. Voir questions sur la flexibilité (appel au marché en cas de besoin de flex).

Le CNG en augmentant la consommation de Gaz sur le réseau, rend celui-ci plus pérenne.

1.26) ***L'énergie nucléaire** a-t-elle encore une place dans le mixte énergétique en Belgique? Comment voyez-vous cela? Par ailleurs, comment voyez-vous l'avenir des centrales CCGT?*

Le nouveau nucléaire a démontré à plusieurs reprises qu'il n'était pas approprié au triple enjeu énergétique européen :

⁶ Outil qui consiste à appliquer, aux importations qui arrivent en Belgique (dans l'Union), une surcharge fiscale correspondant à l'avantage qu'elles tirent d'être soumises à des règles vertes moins contraignantes.

- économique : plus cher que les nouvelles technologies ; assurance prise en charge par la collectivité ;
- environnemental : sureté (indicateur : inassurable), gestion des déchets (quelle solution durable ?) ;
- indépendance énergétique : dépendance p/r au nombre limité de fournisseurs (FG : pas d'enjeu de raréfaction à ma connaissance)

Quant au nucléaire existant, l'échéancier de sortie doit être urgemment confirmé et opérationnalisé en prenant les mesures nécessaires pour la mise en œuvres des alternatives.

Voir question sur le bloc structurel pour les CCGT.

1.27) *Est-ce qu'une **centrale biomasse** à grande échelle a sa place dans un mixte énergétique durable ? Comment voyez-vous le développement de la cogénération ?*

Cfr positions et courrier vers le GW

« Les bioénergies ont une place à prendre dans notre mix énergétique renouvelable. Celle-ci doit cependant être attentivement circonscrite, en raison notamment du caractère limité de la ressource, et de ses usages multiples.

EDORA a toujours plaidé en faveur des bioénergies tout en défendant des principes de maximisation de la valorisation de la ressource par un rendement énergétique global le plus élevé possible (en partant d'un besoin en chaleur), d'optimisation du bilan carbone et de conservation de l'environnement (biodiversité, pollution,...).

EDORA suggère d'évaluer en amont le potentiel de cogénération, en impliquant activement les acteurs industriels.

EDORA s'interroge sur la finalité d'un projet de biomasse centralisée eu égard aux objectifs de réduction des émissions de GES et au développement des énergies renouvelables. Le renouvelable étant généralement associé à la décentralisation de la production d'énergie, la mise en œuvre de projets centralisés de grande taille a de quoi interpeller. Se pose la question de la place de ce type de centrale dans le mix énergétique. Les mécanismes de soutien doivent accompagner le développement des filières d'avenir vers l'autosuffisance économique. A ce titre, ils doivent prendre en compte les avantages environnementaux et sociétaux d'une technologie, et tendre à minimiser le coût par tonne de CO₂ économisé. »

Par ailleurs une centrale de 200MW doit être mise en balance avec la sortie d'un parc de 6GW de nucléaire.

1.28) *Quel **niveau d'ambition** la Belgique doit-elle avoir en ce qui concerne les **économies d'énergie** ? A quel niveau la consommation d'énergie doit-elle arriver d'ici 2030 et 2050 ? Quels secteurs offrent alors le plus d'économies ? En ce qui concerne l'approvisionnement en chaleur dans les secteurs résidentiel et tertiaire ? Transport ? Industrie ? Dans quelle mesure ces économies sont réalisées par des solutions technologiques / des changements de comportements (behavioural) ?*

L'efficacité énergétique est LA première mesure à promouvoir dans le cadre de la transition énergétique. Elle contribue immédiatement à la décarbonation et à l'autonomisation énergétique. Un objectif ambitieux est donc indispensable pour tous les secteurs. L'objectif de 30% actuellement retenu par le Conseil Européen ne permettra pas de rencontrer les engagements de Paris. EDORA soutient un objectif plus élevé (CAN-Europe notamment soutient un objectif de 40%).

Par ailleurs, un système énergétique fondé sur 100% d'énergie renouvelable implique une baisse de la demande en énergie primaire. Ces deux voies de décarbonation sont donc complémentaires.

Le bâtiment est le secteur où il existe le plus grand potentiel d'efficacité, tant en résidentiel qu'en tertiaire, en bâtiment neuf mais surtout en rénovation.

Dans le transport⁷, le potentiel de réduction des émissions est élevé, mais la notion d'efficacité doit être précisée⁸.

L'industrie peut être évaluée selon trois axes :

- PME et petites industries avec un potentiel important
- L'industrie lourde et intensive ayant déjà réalisé d'importantes mesures, dispose d'un potentiel plus limité ;
- Certaines activités intenses en carbone vont évoluer vers de nouveaux moyens de production (ex. via électrification), vers de nouveaux produits ou services équivalents, ou vont tendre à être remplacées par de nouvelles activités. Les risques de délocalisation et de diminution progressive des activités intensives en carbone doivent être mis en perspective avec la création d'emplois plus durables associés à la transition énergétique ;

1.29) A quel niveau l'électrification des transports et du chauffage augmente-t-elle, dans votre secteur d'activité, d'ici 2030 et 2050?

L'électrification est une évolution vers moins de carbone, plus d'efficacité et de flexibilité. Cependant, elle ne pourra viser tous les usages. D'autres sources devront également être déployées (en particulier la biomasse sous toutes ses formes). Voir q1.8, q1.10, q1.11 et q1.13.

⁷ L'efficacité dans le transport doit être précisée

⁸ S'agit-il de la performance des véhicules ? D'une baisse du nombre de km parcourus ? Du remplacement par du télétravail, des transports en commun ?

2 FLEXIBILITÉ / FLEXIBILITEIT

Le besoin en flexibilité va augmenter afin de gérer l'augmentation des sources de production renouvelables intermittentes. Cette flexibilité peut être fournie par différents moyens : gestion de la demande, stockage, centrales flexibles et interconnexions.

Les réponses apportées aux questions ci-dessous sont synthétiques. Nous invitons le lecteur à s'en référer aux documents et positions annexés à la présente consultation, dont notamment :

{cfr réaction à la consultation du SPF sur l'étude SoS 2027 d'ELIA, mai 2016}

{cfr réaction à la consultation de Brugel sur la flexibilité, décembre 2016}

{cfr position au winter package européen, juin 2017}

{cfr réaction à la méthodologie tarifaire RW, mai 2017}

{cfr note en vue d'un positionnement sur le « bien-être social en matière de transition énergétique », 18/01/2016}

{cfr réaction au questionnaire relatif au déploiement des compteurs intelligents en RW, avril 2017}

2.1) Comment voyez-vous l'évolution des moyens de flexibilité ?

Les moyens de flexibilité qui se développeront sont ceux qui répondront le mieux aux besoins du marché (compétitifs). Les 5 moyens actuels sont

- DSR
- Stockage
- Modulation de la production flexible (CCGT) ;
- Modulation de la production variable (ex. éoliennes) ;
- import/export

Le paysage des futurs assets flexibles sera une combinaison d'une série d'options qui varieront en fonction de la courbe d'apprentissage des technologies concernées (compétitivité, fiabilité, courbe d'apprentissage), des segments visés, de la vision politique, et des modalités avec lesquelles le signal prix est « transmis » jusqu'aux utilisateurs du/des réseaux, en fonction des segments concernés. Ce dernier peut concerner un signal implicite (réaction aux prix de marché), ou explicite (réponse à une demande explicite cf réserves par exemple). Voir réponse à q2.2.

Dans les grandes lignes, par segment :

En **industrie**, les coûts d'investissement sont relativement faibles, mais les coûts d'activation par contre sont significatifs. Ce type de flexibilité sera prioritairement utilisé à la pointe durant un nombre d'heure très restreint.

- DSR : augmentation significative (technologique et comportementale)
- Stockage : légère augmentation (en combinaison avec D-RES des solutions du type Power-to-gas)

En **tertiaire** (PMEs)

- DSR : très légère augmentation (en combinaison avec D-RES)
- Stockage : augmentation (combinaison stockage-DSR avec D-RES)
- Les moyens de production décentralisée, tels les unités de cogénérations, les piles à combustibles

En **résidentiel** (via agrégateurs et autres fournisseurs de services). Ce type de flexibilité est la plus onéreuse en terme d'investissement (petite puissance et grand nombre d'acteurs) à tout le moins dans un premier temps (d'où l'intérêt des BEVs), mais dont le coût d'activation sera quasi nul (presqu'aucun effet sur le comportement/confort des ménages).

- DSR : forte augmentation, cfr campagne ON/OFF, projet LINEAR, prosumers augmentant leur autoconsommation grâce à la domotique, au hardware embarqué (équipements « intelligents » tels que chauffe-eau, onduleurs,...). Le principal driver sera l'automatisation par la technologie. Le comportement sera sollicité dans la phase de prise de conscience de l'intérêt, mais n'impliquera pas de changement important à l'usage ;

- Stockage : augmentation significative (véhicules électriques, prosumers augmentant leur autoconsommation grâce à des batteries diverses). Ex : 500.000 BEVs @5kW, soit 2,5GW potentiels

Stockage local (pour résoudre les problèmes de congestion) : augmentation (combinaison avec fort développement des D-RES).

Interconnexion : augmentation (voir q1.23).

Centrale de production flexible :

- Maintien partiel des centrales existantes
- À priori aucune nouvelle centrale

2.2) Comment vont s'intégrer ces moyens dans le marché ? Quels moyens sont déjà rentables/compétitifs et lesquels ne le sont pas encore ?

EDORA plaide pour un marché de la flexibilité, dans lequel les prix sont fixés en fonction de l'offre et de la demande, sans intervention. Il est en effet du ressort des responsables d'équilibre (en réaction aux prix de déséquilibres quart horaires) d'équilibrer leurs portefeuilles en faisant appel au marché. Le gestionnaire du réseau de transport est uniquement responsable du déséquilibre résiduel de sa zone, pour lequel il est habilité à développer des produits de réserve(s) régulés. Ces derniers doivent être rémunérés en faisant appel à des mécanismes les plus proches possibles du fonctionnement de marché, et ouverts au maximum à l'ensemble des utilisateurs de réseau (distribution et transport, production et consommation, renouvelables).

Il convient à ce titre de veiller à ce que le développement (en terme de volumes et de spécificités) des produits régulés ne vienne pas assécher le marché 'libre'.

Dans ce modèle de marché de la flexibilité, les gestionnaires de réseaux (transport et distribution) agissent, au même titre que les acteurs de marché, comme 'demandeurs de flexibilité', aux conditions de marché. C'est dans ce sens que vont les dispositions contenues dans le projet de directive EU en discussion actuellement au niveau européen (articles 32 et suivants du projet de Directive Electricité – Recast). Il convient à ce titre que les gestionnaires de réseaux veillent à mettre en place un mécanisme de gestion des congestions locales, qui soit dynamique, transparent, et basé sur des règles de marché. Cela vaut en particulier au niveau de la distribution, afin de mobiliser/inciter au maximum les consommateurs à valoriser leur flexibilité.

2.3) De quelle manière ces moyens de flexibilité peuvent être utilisés pour les services de soutien fourni par les GRT (balancing, réserve stratégique,...) ? Est-ce que ces moyens de flexibilité vont également rentrer dans le marché « energy only market » sans participation à ces services ?

Voir q2.2 & q2.8

2.4) Est-ce que le développement de ces moyens de flexibilité doivent être soutenu ? Si oui, de quelle manière ? Pour cela, des réformes sont-elles nécessaires dans le domaine du fonctionnement du marché ?

Aucun soutien financier n'est à priori nécessaire (*) à condition que :

- Il y ait une vision politique claire sur l'importance de développer les moyens de flexibilité, et le mix énergétique de demain ;
- Le signal prix reflète le principe de pollueur-payeur (internalisation des externalités)
- Toute forme de distorsion soit supprimée (ex. must run, compensation des prosumers,...) et donc totalement neutre sur le choix technologique ;
- Améliorer/simplifier le fonctionnement du marché intraday ;
- Les GRs (dont GRDs) soient demandeurs (ou utilisateurs) de flexibilité ;

- Les GRs (dont GRDs) jouent leur rôle de facilitateurs de marché et ne possèdent ni n'opèrent pas eux-mêmes d'assets flexibles qui relèvent du marché
- Évolution du mécanisme de soutien afin d'inciter les moyens de production à être plus flexibles (cfr q3.8) ;
- Suppression programmée et non rétroactive de la compensation (pour les PV<10kW) ;
- Les réserves contractées par ELIA n'assèchent pas le marché, car dans ce cas la volatilité des prix est contenue et n'incite donc pas à activer la flexibilité ;
- Supprimer tout plafond sur les prix de marché (laisser la volatilité libre) ;
- Le gestionnaire des données de comptage doit être neutre. L'URD est propriétaire de ses données et en fournit l'accès à autant de tiers qu'il le souhaite (fournisseur d'énergie, de service, auditeur, agrégateur, GRs,...) sous forme contractuelle, en temps réel et sans discrimination

(*) Néanmoins, pour certaines applications très précises, un soutien pourrait être envisagé afin de lancer le marché.

2.5) De quelle manière promouvoir un **bon climat d'investissement** pour le développement de la flexibilité ?

Voir question 3.5.

1/ Clarifier la vision politique pour clarifier le cadre d'investissement.

2/Limiter au maximum les interventions dans le fonctionnement de marché. Toute intervention doit être motivée, justifiée techniquement, et intervenir en dernier recours.

3/ Les Gestionnaires de réseau(x) doivent jouer leur rôle de facilitateurs de marché, se procurer les services et produits dont ils ont besoin sur le marché, et ne pas développer à leur compte de nouveaux services et produits ne relevant pas de leur monopole naturel.

2.6) La **production comme source de flexibilité** : Comment garantir la production minimale nécessaire destinée aux besoins de flexibilité ? Quel type de capacité de production seront prises en considération ?

La production, au même titre que la demande, développera ses moyens de flexibilité en réponse aux signaux du marché. Il convient à ce titre de veiller prioritairement au développement et au bon fonctionnement de ce marché.

Afin de se garantir une disponibilité minimale de flexibilité, pour garantir l'équilibre résiduel de la zone, le GRT développe ses propres moyens de flexibilité 'régulés' (services auxiliaires).

L'enjeu pour les acteurs de marché est que ces derniers n'empêchent pas le développement et le bon fonctionnement du marché (notamment en asséchant celui-ci).

Pour EDORA, cet équilibre (et l'équilibre du bloc structurel) doit être trouvé en visant à maximiser le bien-être social (le critère du coût restant prépondérant).

L'étude du BFP sur la CBA⁹⁹ (feb 2017) nous donne des informations utiles à cet effet. Elle conclut notamment :

« One outcome of the analysis is that a decentralised structural block (compared to one solely filled by natural gas-fired power plants) engenders benefits in terms of the production surplus, CO2 emissions, employment and energy trade deficit. Nonetheless, to secure our future power supply, natural gas-fired power plants are proven to be indispensable in this setting. »

Par conséquent, il nous semble justifié de chercher à constituer prioritairement une partie du BS à l'aide d'assets flexibles du côté demande (stockage et power-to-gas compris) en complément à un important déploiement de moyens de production décentralisée, et de le compléter avec des moyens de production flexible (CCGT et OCGT). Dans le cadre de cette étude, Edora s'interroge cependant sur

⁹⁹ « cost-benefit analysis of a selection of policy scenarios on an adequate future Belgian power system », February 2017

la prise en compte effective du DSR dans les capacités fermes du BS (question ouverte avec le BFP ce 24/06).

2.7) La gestion de la demande comme source de flexibilité :

a. Comment voyez-vous le **rôle et la responsabilité des agrégateurs**?

Il convient de faire la distinction entre agrégateurs, Flexibility Service Providers (FSP) et Balancing Service Provider (BSP) :

- Le rôle des agrégateurs est comme leur nom l'indique d'agréger plusieurs sources de flexibilité chez les URDs (consommateurs et producteurs) pour constituer un 'pool' de flexibilité (via notamment le software nécessaire). Ils ne commercialisent pas la flexibilité, mais sont fournisseurs de 'services'. Il n'y a donc pas de raison de réguler leur rôle, et par conséquent de leur attribuer de responsabilité ;
- A l'inverse, les Flexibility Services Providers (FSP) et Balancing Services Providers (BSP) commercialisent la flexibilité, et ont donc une influence sur le balancing. Leur rôle doit donc être régulé
- doivent donc porter certaines responsabilités (notamment en termes de 'transfer of energy' et d'influence qu'ils peuvent avoir sur un équilibre déjà « constitué »). Leurs rôles et responsabilités doivent être régulés (via une licence, cfr....). Le FSP porte indirectement (via le fournisseur/ARP) la responsabilité d'équilibre. Les agrégateurs n'ont pas cette responsabilité.
- Les BSP, quant à eux portent directement la responsabilité en termes d'équilibre/balancing ;

Responsabilité des FSP au travers des différents engagements contractuels qu'ils ont avec :

- Leur client (le Flexibility Requestor Party ou FRP qui fait appel à la flexibilité) ;
- L'URD qui lui procure la flexibilité (le consommateur ou producteur qu'il flexibilise) ;
- Le fournisseur d'énergie de l'URD ou BRP (notamment pour les questions de Transfer of Energy). Il est responsable d'équilibre pour l'énergie qu'il déplace ;

Pour remplir leurs obligations, ils sont également tenus d'assurer l'échange d'information avec les différentes parties prenantes (GRs, fournisseur/ BRP, FRP, URD,...). La CREG dans son « étude sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique » (2015), clarifie les rôles et responsabilités des FSP.

Une solution de « fallback » contractuel est indispensable afin de garantir que le fournisseur ne constitue pas un obstacle à la fourniture de services du FSP.

b. Comment voyez-vous le développement de la gestion de la demande chez les **petits consommateurs** ?

On peut schématiser les enjeux de gestion de la demande de la manière suivante en Belgique :

- La pointe de consommation en Belgique se produit généralement entre 18h et 20h en hiver (2GW lorsque les ménages entament leur soirée). Or le soleil est absent et le vent n'est pas garanti. L'enjeu de réduire cette pointe.
- A l'inverse, pendant des périodes de grand soleil et grand vent, avec peu de consommation (typiquement, le 21 juillet !), il se peut que l'on soit confronté, au vu de la forte proportion actuelle de moyens de production peu flexibles dans notre mix énergétique, à un problème de surproduction.

La gestion de ces deux types de situation passera notamment passer par l'activation de la demande (à la hausse et à la baisse) chez les ménages (et certaines PME). Ceux-ci disposent de deux moyens pour déplacer leurs charges :

- Le DSR (avec ou sans domotique), les systèmes embarqués, les applications programmables sont autant de moyens d'arriver à consommer au « bon moment » et à moins consommer au « mauvais moment »

- Les moyens de stockage, dont les véhicules électriques

Les ménages les plus concernés sont ceux qui disposent de leurs propres moyens de production (PV) car ils peuvent naturellement (économiquement si la compensation n'est plus d'application) veiller à consommer au « bon moment ». Ce comportement vertueux devrait être incité prioritairement en réponse aux signaux de marché. Un agrégateur (ou FSP) peut, à ce titre, accentuer le signal prix en augmentant l'intérêt à consommer ou à éviter de consommer en fonction du prix marché.

Par ailleurs, les signaux tarifaires (distribution) sont également importants : ils doivent renforcer les signaux de marché et si possible inciter les utilisateurs à participer activement à ce marché. En tout état de cause, il faut veiller à ce que les signaux tarifaires ne soient pas contradictoires aux signaux de marché. A ce titre on peut questionner la pertinence de maintenir, à l'avenir, le mécanisme de compensation (compteur qui tourne à l'envers).

Pour permettre que le signal prix fonctionne correctement, il faut également veiller à ce que la facture ne soit pas inutilement 'encombrée' par la hauteur du tarif réseau (et autres surcharges (reformuler NL).

En guise d'illustration, un parc de 500.000 EVs, chacun équipé d'une batterie de 5kW en décharge (cfr étude CBA du BFP, feb 2017), pourrait théoriquement contribuer à hauteur de 2,5GW à l'approvisionnement en heure de pointe. Une telle capacité n'est dans la pratique pas mobilisable. Néanmoins elle fournit un ordre de grandeur qui peut servir de base aux travaux visant à déterminer la contribution des EVs à la SoS. Un exercice similaire peut être mené pour les batteries à domicile, chez les prosumers par exemple (>500.000@3kW).

c. Quel va être l'impact de l'implantation des compteurs intelligents (smart meters) ?

L'impact des compteurs intelligents devrait être de plusieurs ordres :

- L'URD dispose de la capacité de valoriser sa flexibilité ;
- Le GR dispose de données à moindre coût pour réaliser ses tâches (à préciser) ;

Cependant cela présuppose que leur cadre d'implantation vise à maximiser le bien-être social (cfr q2.7.d).

Le gain sociétal sera issu de la contribution du déplacement de charge résidentiel (via stockage ou matériel embarqué) à l'optimum économique entre toutes les options « flexibles ». Autrement dit, ces déplacements de charge n'auront lieu que s'ils sont moins coûteux que d'autres options flexibles. En Edora, nous sommes convaincus que l'intelligence du ménage est une des options qui fera baisser le coût du système.

À cette fin, tout doit être mis en œuvre pour permettre à l'URD d'offrir sa flexibilité au marché :

- Accessibilité des données de comptage à plusieurs acteurs en même temps (ex. GRD, fournisseur, agrégateur et auditeur) et possibilité d'influencer l'URD à adapter sa consommation ;
- Reconnaissance des données de comptage en temps réel (1/4h) par le responsable d'équilibre (sortir des profilés) ;
- Encadrement des métiers de fournisseur de services (agrégateur notamment > cf a) > à vérifier) ;
- Sensibilisation et communication vers les ménages (sur base de success stories ou de business case intéressant) ;

d. Quelles mesures prendre pour que ces smart meters soient **utilisés correctement** et ne renforcent pas la dualisation du marché de l'énergie et les inégalités ?

Ne doivent supporter les coûts associés aux équipements ICT, aux comptages intelligents et aux traitements de données plus sophistiquées que les consomm'acteurs qui en bénéficient effectivement.

En l'occurrence, il s'agit des consommateurs et prosumers qui disposent d'un potentiel de réduction de leur demande et/ou de flexibilité et pensent pouvoir la valoriser (seuls ou via des agrégateurs ou

sur microgrids) suffisamment que pour couvrir les coûts qui leur seraient répercutés pour les mettre en position de valoriser ces potentiels auprès d'acheteurs tels les GR, FSP, FRP, ARP par exemple.

Il nous paraît efficace que les consommateurs et prosumers disposent en la matière de la liberté de choisir.

Un déploiement généralisé ne devrait être envisagé que lorsque les mécanismes de marché envisagés assurent un gain sociétal et un mécanisme de redistribution de ce gain couvrant au moins les coûts générés pour les consommateurs moins informés et plus précarisés.

Une socialisation des coûts ICT, du déploiement des smart meters, du traitement des données par les GR ne nous paraît pas aller dans la bonne direction.

Il serait plus efficace d'assurer un service de base par les GR et de libéraliser toutes les activités nouvelles dans le domaine flexibilité, dynamic pricing etc...

2.8) Le stockage comme source de flexibilité : Comment voyez-vous l'évolution du stockage dans les années à venir ? Quelles sont les différentes possibilités ?

Le stockage, comme toutes les sources de flexibilité, fait partie des solutions de marché qui doivent s'intégrer dans celui-ci en fonction de ses spécificités techniques et économiques et en fonction des besoins du marché. Le rythme de développement des différentes formes de stockage (centralisée, décentralisée...) sera déterminé par ces derniers éléments.

Le stockage constitue cependant une technologie capex intensive qui nécessite à ce jour, pour une question de rentabilité :

- Soit un nombre d'heures d'activation élevé ;
- Soit une autre forme de recette (capacitaire par exemple) additionnelle à la marge réalisée sur la différence entre vente d'énergie et achat (€/MWh) ;

En fonction de son utilité pour permettre une évolution plus rapide du système énergétique, et accélérer la transition énergétique, il peut être envisagé de prévoir des mesures incitatives pour le développement du stockage dans le marché. Celles-ci devraient être le plus possibles conformes à un fonctionnement de marché et ne pas perturber celui-ci.

a. Quel va être selon vous l'avenir du stockage à grande échelle ?

Si « à grande échelle » = de grande taille, alors Co2 + 1 ou 2 autres outils de stockage hydraulique (pompage-turbinage) + power-to-gas.

Les stations de pompage turbine nécessitent un meilleur scope de rentabilité (partiellement mis en œuvre). L'utilisation de certains assets existant pourrait encore être fortement améliorée. Le pompage turbine est encore aujourd'hui fortement pénalisé par les coûts de transport ELIA.

Des explorations pourraient être réalisées pour d'autres technologies telles que le stockage mécanique (air comprimé, volant d'inertie) ; le stockage électromagnétique ; le stockage électrochimique. Ces technologies permettent un stockage sur des durées courtes.

i. Quelles technologies vont être importantes, aujourd'hui et dans l'avenir ?

Voir a

Un des enjeux est de pouvoir assurer du stockage à plus long terme (semaines/mois). De la R&D est à ce titre nécessaire.

ii. Comment encourager les investissements dans le stockage à grande échelle ?

Voir les recommandations de l'étude de la CREG (F)150423-CDC-1412 sur « *la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique* »

Sécuriser les investisseurs et faciliter le permitting.

iii. Quel va être le **rôle du gestionnaire de réseau de transport** au niveau du stockage à grande échelle ?

Rôle du GRT => aucun changement, requestor de flex

Pour le réseau de transport, il faut un marché le plus large possible (allant jusqu'à intégrer la flexibilité chez les GRD), créer une place de marché plus court terme et standardiser les produits de flexibilité (production ou réduction de consommation).

b. Quel va être selon vous l'avenir du **stockage au niveau de la distribution** ?

perspectives importantes (voir q1) surtout en résidentiel (>500.000 ménages équipés de 5kW, voir étude CBA du BFP), mais également en industries et localement.

i. Quelles **technologies** vont être importantes, aujourd'hui et dans l'avenir ?

Il est délicat de se prononcer sur des évolutions technologiques, alors que ce secteur est en plein développement. Certaines sont matures (ex. batterie), d'autres pourraient le devenir très rapidement (ex. volant d'inertie, power-to-gas). Une veille technologique doit être assurée.

ii. Comment **encourager les investissements dans le stockage local** ?

Si « stockage local » = raccordé au réseau public, alors s'assurer que le GRD soit dans une situation de besoin en se procurant de la flex sur le marché....le stockage vient pour résoudre le problème de congestion. Ces investissements doivent donc être mis dans la balance avec du renforcement des réseaux.

Si « stockage local » = raccordé chez le consommateur, alors s'assurer que le consommateur en question puisse être actif sur le marché de l'énergie (en direct ou via un agrégateur), ce qui le poussera à plus d'autoconsommation.

iii. Quel va être le **rôle du gestionnaire de réseau de distribution** au niveau du stockage local ?

Rôle du GRD => aucun changement, requestor de flexibilité (voir b.ii)

Le GRD ne peut ni posséder, ni opérer ni exploiter d'outil de stockage.

iv. Les véhicules électriques peuvent-ils être utilisés comme moyens de stockage, si oui comment ? Quel sera l'impact de cette utilisation ?

Certainement, quelques pistes de réflexion (à priori uniquement en bornes privées) :

1. En entreprises via algorithme d'optimisation de la gestion de bornes de recharge (charge/décharge en fonction des prix de marché de l'énergie) ;
2. Lors du retour à domicile, au moment d'une possible pointe de consommation, afin de satisfaire la consommation du ménage en début de soirée ;

2.9) Les **interconnexions comme source de flexibilité** :

La capacité d'interconnexion du réseau électrique belge va augmenter dans les années à venir.

a. Comment voyez-vous l'évolution des **interconnexions comme source de flexibilité** dans les années à venir?

cfr q1.23. Les interconnexions ne constituent pas en tant que telle une 'source de flexibilité'. Elles contribuent cependant à une meilleure intégration des renouvelables variables et donc offrent une forme de flexibilité au système. Elles ne doivent par contre pas être considérées dans la détermination des capacités constituant le BS (comme développé en q1.23, Edora estime que la Belgique doit se rendre indépendante vav des pays limitrophes. Il convient de toute façon de rappeler qu'il n'existe

aucune garantie quant à la disponibilité de ces capacités étrangères qui dépend des politiques nationales).

L'opportunité de poursuivre le déploiement des interconnexions au-delà de Nemo et Allegro devrait faire l'objet d'une analyse socio-économique (coût final au consommateur compte tenu du niveau d'indépendance attendu) en s'accordant au préalable sur l'objectif à atteindre en termes de maximisation de bien-être social.

b. Comment va évoluer, selon vous, **l'équilibre import/export** net d'électricité en Belgique dans les décennies à venir ? Pourquoi ?

Sur base de la q1.23 (et 2.9.a), nous pouvons conclure que nous devrions viser des importations nettes pratiquement nulles.

c. Pensez-vous qu'il faut fixer un maximum par rapport à la dépendance aux importations pour la Belgique ? Si oui, comment et pourquoi ?

Oui. cfr q1.23.

d. De quelle manière l'équilibre entre l'import et l'export du marché de l'électricité en Belgique peut-il être influencé ?

En évoluant vers le scénario "Clima Decentral and New gas" du CBA du BFP. Cfr q2.6

e. Est-il nécessaire de prendre des mesures afin de **minimiser la dépendance à l'import** ou, si possible, afin de devenir exporteur d'électricité ? Si oui, quelles mesures proposez-vous ?

La minimisation des imports se fera selon trois volets :

- Augmentation importante de l'efficacité énergétique. Il s'agit de l'option win-win en matière de décarbonation, mais également du principal levier visant à s'affranchir des énergies fossiles et fissiles ;
- Augmentation de la flexibilité (disposer des équipements et marché opérationnel), côté demande et offre ;
- Pas d'augmentation importante des interconnexions. cfr q1.23, q2.9.a et 2.9.b.

f. De quelle manière, selon vous, l'augmentation de la capacité d'importation aura une **influence sur la sécurité d'approvisionnement** ? Cette influence aura-t-elle un impact positif ou négatif ? Pourquoi ?

En l'absence de réelle politique européenne, il n'est pas possible de pouvoir compter sur les capacités extérieures, ce qui est pourtant sous-jacent à des interconnexions utilisées à des fins de flexibilité. En cas de sous-production, chaque EM gardera sa propre production (et coupera donc les import/export). Par conséquent, même avec d'importantes interconnexions, la capacité devant satisfaire à la SoS devra être présente à l'échelle du pays.

Par ailleurs, il existe d'autres avantages à prévoir les capacités à l'échelle nationale. Les deux tableaux suivants (source étude CBA du BFP, feb 2017) illustrent ceux-ci

3. "Clima Decentral" (importations nettes de 22TWh) ➔ correspond à la situation d'interconnexions importantes
4. "Clima Decentral and New gas" (importations nettes de -2TWh) ➔ correspond à la situation d'interconnexions plus raisonnées (Allegro et Nemo ?).

Table 10 Summary of key results, part 1, year 2027

	Base Gas	Base Decentral	Clima Gas	Clima Decentral	Clima Decentral and New Gas
Net production (TWh)	64	66	72	73	96
Marginal Costs (€/MWh)	71.1	73.4	97.3	99.7	95.0
Net electricity imports (TWh)	30	29	21	22	-2
Energy trade deficit (M€'14)	3000	2700	3000	2800	1700
CO ₂ emissions (Mt CO ₂)	5.6	3.9	8.6	6.2	14.0
ETS auction payments (M€)	95	66	494	357	806
Investments (B€)	11-12	26-32	11	26	28
Annuities 4% (B€)	1.4-1.5	3.2-3.9	1.4	3.2	3.3
Annuities 10% (B€)	1.8-2.0	4.2-5.2	1.8	4.2	4.4

Source: Crystal Super Grid, FPB calculations.

Note: Annuities represent the annual cost of capital (interests included) for the investments as calculated in the different scenarios. The investments are being annualized over a period of 10 years (time horizon of the study) with a WACC (weighted average cost of capital) of 4% in the first case, 10% in the second case. Payments and WACC are assumed to be constant over the time horizon.

Table 11 Summary of key results, part 2, year 2027
M€

	Base Decentral vs Gas	Clima Decentral vs Gas	Clima Decentral and New Gas vs Clima Decentral
Consumer surplus	-280	-290	+519
Producer surplus	+509	+670	+115
Congestion revenues	+170	+150	-130
Energy trade deficit	-346	-235	-1136
Additional job increase (FTE)	+11000	+11000	+900

Source: Crystal Super Grid, FPB calculations.

Note: Additional jobs should be interpreted with care since these figures are prone to many uncertainties. On the one hand, they do contain jobs like the construction of solar panels which are not (anymore) performed in Belgium, on the other hand, they do not include the entire value chain of either grid development or battery manufacturing and operation.

À l'analyse de ces tableaux, les avantages d'un parc belge capable de satisfaire à la demande (importations nettes réduites) par rapport à un scénario largement importateur peuvent être synthétisés

5. Augmentation du surplus des consommateurs et producteurs ;
6. Balance commerciale (plus d'achat de gaz mais moins d'achat d'électricité)

g. Est-ce que les interconnexions peuvent être considérées comme une partie de la capacité contrôlable et fiable qui sera disponible également lors des mois d'hiver et au moment du pic de consommation ou pas ? Pourquoi ?

cfr 2.9.f

3 FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ

ADAPTATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE

{cfr réaction à la consultation sur CRM....}

3.1) Quel est le **meilleur moyen d'assurer l'adéquation** sur le marché de l'électricité ?

Quelles sont les solutions les plus pertinentes et efficaces : l'amélioration de la réserve stratégique, l'amélioration du système « Energy Market only », la mise en place d'un mécanisme de rémunération de la capacité ? Lequel parmi ceux-ci ou éventuellement un autre ? Pourquoi ?

La formulation de la question, et notamment la divergence entre sa version française et néerlandaise prête à confusion : parle-t-on de l'évolution du marché de l'électricité dans un sens large, ou de la question plus spécifique des mesures à prendre pour s'assurer de l'*adéquation* du système (terme plus spécifique) ?

En tout état de cause, on peut considérer que le système électrique évoluera, avec l'essor des énergies renouvelables et décentralisées, vers un modèle où la variabilité de la production (ex. vent, soleil) s'ajoute à celle de la demande. Le principal enjeu consiste donc à évoluer vers un système de plus en plus **flexible**. À ce titre, il faut faire évoluer la gestion des *infrastructures* (réseaux électriques) de manière intégrée au déploiement d'un *marché* intelligent performant, qui mobilise la flexibilité tant côté demande que production (et stockage). Cela nécessite une double réflexion, à la fois en termes d'**énergie**, et de **capacités**.

L'enjeu du **fonctionnement du marché de l'énergie** est certainement un des volets prioritaires de la politique énergétique. Le bon fonctionnement du marché de l'électricité permet de s'assurer que celle-ci est disponible sur le marché au meilleur prix. Cela nécessite cependant que soient éliminés du marché tous les éléments susceptibles d'en dégrader le fonctionnement. On pense par exemple, d'une manière générale, à :

- Internalisation partielle des externalités (principe du pollueur payeur non respecté)
- Taxes et surcharges qui dégradent le *level playing field* (par exemple tarifs d'injection)
- Fixation de limites artificielles qui perturbent la formation du prix (ex. 3000€/MWh)
- Mauvaise information et/ou manque de transparence sur le marché, qui en perturbent l'accès pour tous ;
- Renchérissement inutile des investissements liés à la charge administrative et aux incertitudes de marché ;
- Faciliter l'accès de la demande ;

Plus spécifiquement, au vu de l'évolution du système électrique (cf ci-dessus), l'enjeu de l'équilibrage entre offre et demande nécessite des marchés **intraday** et de **balancing** suffisamment efficaces et liquides, dans lesquels le gestionnaire de réseau n'intervient que pour régler l'équilibre résiduel (réserves).

L'amélioration de l'EOM est donc certainement une nécessité et une priorité. Il convient de finaliser les travaux en cours en veillant à sa liquidité, et donc en favorisant l'accès du plus grand nombre (notamment la distribution et la demande) avant d'envisager toute autre forme d'intervention sur le marché.

EDORA se tient à la disposition des administrations et des gouvernements pour expliciter plus en détails ces différents points.

3.2) Comment évaluez-vous le mécanisme de la **réserve stratégique** ?

a) Quelles améliorations peuvent être apportées à ce mécanisme ?

b) Doit-on évoluer vers un mécanisme de mise aux enchères centralisé, fondé sur le volume ?

La mise en place d'une réserve stratégique a été le choix politique, relativement sûr et rapide, de répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement lors de périodes de déficit conjoncturel du parc de production belge. La justification avancée pour le choix d'un tel mécanisme est en effet sa facilité de mise en œuvre, sa réversibilité, et son impact 'limité' sur le fonctionnement du marché. Il s'agit cependant d'un moyen coûteux, qui a également pour conséquence de contrôler voire empêcher la volatilité des prix, ce qui compromet l'émergence (et à tout le moins l'activation) de DSR. Ce type de mécanisme doit donc être vu comme une solution transitoire pour pallier à un problème conjoncturel et permettant la mise en place d'une solution plus durable. Un prérequis indispensable à la mise en place ou au maintien d'une réserve stratégique consiste donc à :

- Objectiver le besoin d'une telle Réserve Stratégique
- En quantifier la hauteur nécessaire (et la durée)

Si une réserve Stratégique devait rester en place, il convient de s'assurer que son fonctionnement introduise le moins de biais possible dans le fonctionnement du marché.

3.3) Est-ce qu'un **mécanisme de rémunération de la capacité devrait être mis en place** afin de garantir la disponibilité de centrales pour permettre l'adéquation des moyens de production et donc la sécurité d'approvisionnement à terme ? Si oui, quelle forme doit prendre ce mécanisme ?

Tout comme pour la mise en place ou le maintien d'une réserve stratégique, le prérequis indispensable avant d'envisager ce type de mécanisme, et d'en clarifier et d'en objectiver la nécessité, et les objectifs.

Si un CRM devait être mis en place il doit

- Être ouvert à tous les outils existants et les nouveaux : production ; stockage et réponse de la demande ;
- Être ouvert à l'entière du marché et neutre d'un point de vue technologique ;
- Être transparent et non discriminatoire.

3.4) En ce qui concerne l'**amélioration du système « Energy Market only »**, quelles seraient les améliorations à envisager ?

a) Serait-il, par exemple, nécessaire de renforcer la **responsabilité des ARP** (Access Responsible Party) ? Si oui, quelle forme doit prendre ce mécanisme de responsabilité ?

A priori, il n'y a pas de renforcement légal de la responsabilité des ARP à prévoir, dès lors que le marché fonctionne correctement.

b) Faut-il faire davantage évoluer la responsabilité de l'ARP vers une « obligation de résultat » ?

A première vue, une obligation de résultat n'est pas nécessaire dès lors que le marché donne les signaux adéquats pour que le responsable d'équilibre respecte son équilibre quart horaire.

c) Faut-il instaurer un système de délestages ciblés ?

Il semble prématuré d'envisager ce type de mécanisme dès lors que son fonctionnement et ses objectifs ne sont pas définis (qui sera activé, dans quel ordre, sur base de quels critères). A priori cela impliquerait de grands risques de distorsion de marché voire de discrimination, qui pourraient freiner la participation au marché de plus petits acteurs (risques trop élevés).

3.5) À quelles **évolutions des métiers** vont être confrontés les acteurs du marché de l'énergie, dans le contexte de transition énergétique ?

a) Comment y faire face, tout en tenant compte de l'impact sur la facture énergétique ?

a/ voir q2.7.e

b) *Comment voyez-vous les nouveaux métiers arriver et quels rôles auront-ils ?*

b/ les nouveaux métiers concerneront tous types de Services Providers et agrégateurs, voir q2.7.a.

Un des enjeux principaux pour notre secteur est de s'assurer que les métiers qui se développent dans les nouvelles niches de marché, en lien principalement avec les services de flexibilités et toutes leurs applications intelligentes, puissent effectivement se développer au service des clients, des gestionnaires de réseau, et de la vision politique.

Les acteurs de marché ont un rôle clé à jouer dans la transition énergétique, et sont garants d'un développement efficient des solutions innovantes nécessaires à l'évolution du marché.

Il convient à ce titre de s'assurer qu'ils ne soient pas inutilement 'empêchés' de développer ces produits et services innovants, et notamment :

- En s'assurant de clarifier la vision énergétique politique (cadre d'investissement) – rôle du *politique* ;
- En s'assurant du respect strict des règles d'unbundling (séparation entre rôles de marché et rôle des gestionnaires de réseaux). Il revient à ce titre au *politique* de clarifier ces principes dans la législation si nécessaire, et au régulateur de veiller à leur strict respect.

D'autre part il est important d'encadrer ces nouveaux métiers par un accès à la profession (à l'instar des licences de fourniture d'énergie).

LE PRIX DE L'ÉNERGIE

3.6) *Le **prix de l'énergie**, dans toutes ses composantes, est-il selon vous, **un frein à l'accès à l'énergie** pour le consommateur résidentiel et les PME ?*

Cfr q2.7.d

Il convient de distinguer les effets des différentes composantes du « prix » de l'énergie.

- **Coûts de transport et de distribution.** Les GR permettent de mettre en relation des vendeurs (fournisseurs) et des acheteurs (consommateurs). Ce sont donc des coûts d'intermédiation et il convient de les traiter comme tels car ne sont pas ces coûts qui créent de la valeur en terme de surplus collectif. En fait, il s'agit d'un prélèvement d'intermédiation, de facilitation, sur la valeur créée par les transactions conclues entre vendeurs et acheteurs. Il convient donc de les considérer et de les réguler comme tels. La valeur créée (surplus collectif) par un élément de réseau en plus est-elle supérieure aux coûts directs et indirects (OPEX et CAPEX) liés à cet élément de réseau ? Il convient donc d'expurger tous les coûts qui ne sont pas au moins équilibrés par une valeur supplémentaire créée et qui doit être identifiée ex ante.
Le consommateur est-il d'accord de payer ces coûts eu égard à la valeur dégagée par les échanges entre acheteurs et vendeurs résultant de la présence des éléments du réseau ? Une régulation par cost plus n'assure pas qu'il en est bien ainsi (cfr publication de Averch et Johnson 1962 qui démontre que l'allocation de la ressource capital n'est pas optimale dans ces conditions).
- **Le prix de la commodité.** Il résulte en principe de l'offre et de la demande qui se forment sur un marché libre. Sommes-nous en présence aujourd'hui d'un marché efficace s'approchant du modèle de concurrence parfaite qui maximiserait le surplus collectif ? L'offre est aujourd'hui pilotée par des mécanismes complexes de subsidiation tant pour le parc nucléaire, que le parc gaz (réserve stratégique) et les SER.
S'y ajoutent des effets singuliers de couplage de marchés qui transfèrent de l'offre éventuellement disponible entre marchés voisins (effet de la lignite allemande sur le prix belge sans valorisation correcte de la tonne de CO2). On met donc en concurrence des formes de subsidiation, des prix garantis ou des formes d'énergie non pénalisées correctement pour

les externalités négatives qu'elles génèrent. Si les autorités publiques n'accordent pas de subsides stables, il n'y a pas d'investissement (cfr missing money càd que le prix marché ne permet pas de couvrir les coûts de développement des nouveaux investissements).

Côté demande, les mécanismes de valorisation des ressources de flexibilité sont pilotés et captés par les acteurs régulés que sont les GR pour leurs propres besoins.

Que penser d'une telle situation pas très rassurante pour tous les consommateurs belges voire européens ?

- **Les services auxiliaires.** Considérer chaque pays comme une zone de réglage (Control Area) est à la fois une erreur technique et une faute économique qui renchérisse inutilement pour les petites zones comme la Belgique le coût du balancing (par ex le réglage secondaire). De la sorte, ont été mis en place des marchés locaux juxtaposés avec leur propre logique interne de fonctionnement (et de dysfonctionnement !). Des aménagements ponctuels et à effet limité s'efforcent de limiter les effets pervers mais en augmentant inutilement la complexité des mécanismes au détriment de la transparence et donc de la concurrence.
- **Les surcharges et taxes.** On ne peut continuer à charger la barque des consommateurs avec des composantes de toutes natures. La facture d'énergie n'est pas une feuille d'impôt de tous genres. Autre chose est la prise en compte nécessaire et justifiée des externalités négatives (cfr point suivant). Les impôts, taxes et OSP tels que ceux figurant aujourd'hui sur la consommation énergétique ne peuvent frapper aveuglément toutes formes de consommation énergétique sans objectif comportemental totalement explicite.
- Les **externalités** ne sont aujourd'hui pas répercutées correctement et en particulier la valeur de la tonne CO₂. A 5 €/tonne, personne n'est incité à la décarbonation¹⁰. Il importe donc d'appliquer le principe « pollueur payeur » sous réserve de neutralité budgétaire globale. Les recettes d'une taxe CO₂ pourraient être réaffectées en allègement de charges notamment pour le consommateur résidentiel (IPP) et les PME (IS et charges sociales) et ce, pour deux raisons : favoriser l'augmentation du pouvoir d'achat des moins favorisés (politique de relance par la demande + subsides à la réduction de la consommation énergétique) et les PME sont celles qui permettent de créer des emplois locaux et moins délocalisables que les grands groupes internationaux. On ne peut toutefois ignorer le problème de la nécessaire compétitivité des grandes entreprises qui sont actives dans des activités « propres », d'avenir et investissant dans l'efficacité énergétique de leurs process et de leurs sites de production. Il convient donc d'identifier les secteurs qu'il est souhaitable de conserver d'abord à MT et développer à LT en Belgique.

¹⁰ Cfr le Commission staff working document report <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN>, p176 "In the recent Impact Assessment (IA) on backloading, an average CO₂ emissions factor from power production in the EU of 0.465 tCO₂/MWh is used. ...it would mean that a 1 Euro increase in the carbon price would translate into an increase in the electricity price of € 0.465/MWh". Par conséquent il faudra compter sur un prix de l'ordre de 130€/tonne carbone pour correspondre à 65€/MWh (ou l'équivalent d'un CV en Wallonie)

3.7) *Le prix de l'énergie, dans toutes ses composantes, est-il, selon vous, un frein au développement économique ?*

a) *Pensez-vous que le **niveau de taxes** et de différentes contributions imputés à l'énergie crée des **distorsions de marché** ? Si oui, comment y remédier ?*

b) *Des mesures de soutien particulières à destination des entreprises électro-intensives doivent-elles être mises en place ? Comment définissez-vous l'électro-intensivité ?*

Les régimes actuellement en place créent des distorsions. Il y aurait lieu de les revoir en profondeur et d'envisager une tarification carbone (et énergie) uniforme, sans exonération ni distorsion. cfr q1.5 (répartition du coût) et q3.6.

Les tarifs d'injection

3.8) *Mécanismes de soutien au renouvelable*

a) *Quels types de soutiens sont les plus efficaces pour l'énergie renouvelable et ce par filière ? Pourquoi ?*

b) *Quels types de soutiens sont les plus efficaces pour les particuliers, pour les PME et pour les entreprises ?*

Les mécanismes de soutien doivent impérativement évoluer pour améliorer l'intégration du renouvelable dans le système énergétique.

Mais avant d'envisager une refonte du soutien, il importe de mettre en place une tarification carbone progressive.

Il est difficile de répondre à la question sans s'être accordés sur les objectifs et les autres mesures prises pour faciliter le déploiement du renouvelable et pour améliorer le fonctionnement du marché et en particulier celui de la flexibilité pour ce qui concerne le secteur de l'électricité, mais également des autres secteurs étroitement connectés (ex. rôle des véhicules électriques et des pompes à chaleur dans le système).

Nous rappelons ici les principes qui doivent guider la réflexion relative au soutien

- Simple et transparent ;
- Intégré au marché de l'énergie (dont la flexibilité). Une aide à la production pour la cogénération est à ce titre questionnable car elle n'incite pas à la flexibilité ;
- Non discriminatoire ;
- Adapté par filière et par segment ;
- Niveau juste : rentabilité qui permet de sécuriser des investissements sans être excessives ;

Nous nous tenons à disposition pour contribuer de manière constructive à tous travaux visant à mettre en place un nouveau mécanisme de soutien, sans à priori et en assurant la cohérence par rapport aux lignes directrices en matière d'aide d'état de la commission européenne.

3.9) *Accès à l'énergie*

a) *Quels éléments sont nécessaires d'inclure dans la définition de la précarité énergétique ?*

b) *Quelle place y a-t-il pour un droit à l'énergie ?*

c) *En matière de précarité énergétique, les mesures d'aides existantes sont-elles, selon vous, adaptées ? Quelles évolutions devraient être apportées, si cela est nécessaire ? Quels types de mesures sont nécessaires pour lutter contre la précarité énergétique et qui a la responsabilité de les organiser ?*

d) *Comment éviter que le coût de la transition énergétique et le déploiement de nouvelles technologies (ex. les compteurs communicants, gestion de la demande) renforce la dualisation du marché de l'énergie et les inégalités ?*

a/b/c/ Nous laissons d'autres acteurs plus concernés que nous s'exprimer

d/ voir q7 de la partie Flexibilité