

Pistes de réflexion sur la compétitivité des prix de l'énergie pour le site industriel du Luxembourg

NON PAPER

OCTOBRE 2024


Introduction générale

Depuis le début du nouveau siècle, la politique énergétique européenne a été dominée par une politique climatique de plus en plus ambitieuse, avec des objectifs européens et nationaux conséquents dans les domaines de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, de l'augmentation de l'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables. L'accent mis sur la protection du climat a été quelque peu relégué au second plan pendant la guerre en Ukraine, crise qui a imposé une focalisation au moins temporaire sur la disponibilité et le caractère abordable de l'approvisionnement énergétique.

Dans le but de garantir des prix énergétiques acceptables à tous les niveaux et de maintenir la sécurité d'approvisionnement du continent, on a observé de fortes interventions des autorités publiques, tant au niveau européen que des États membres - bien que les moyens d'intervention diffèrent d'un pays à l'autre - bouleversant ainsi le fonctionnement des marchés de l'énergie. Nous nous retrouvons actuellement dans une phase de sortie partielle de cet interventionnisme, mais une vision finale claire n'est pas encore visible à ce stade. Il est cependant un fait que le *level playing field* est loin d'être établi et qu'il faut s'attendre à ce que l'interventionnisme, même avec l'endiguement partiel qui se dessine actuellement, restera à un niveau élevé dans le futur. Par ces politiques, beaucoup d'États membres veulent garantir sur leurs territoires respectifs un approvisionnement énergétique sûr, abordable et compétitif, tout en garantissant la mise en œuvre rapide des objectifs en matière de décarbonisation. Dans ce contexte complexe, l'Europe et les différents États membres, et donc aussi le Luxembourg, doivent repenser fondamentalement leurs approches futures en ce qui concerne le fonctionnement des marchés de l'énergie européens dans le contexte des politiques de décarbonisation nationales et européennes.

En ce qui concerne le développement industriel européen à l'avenir, beaucoup dépendra du fonctionnement des marchés de l'énergie permettant un approvisionnement sûr et compétitif d'énergie. En raison d'un manque total de ressources fossiles et d'un potentiel de développement limité des énergies renouvelables, le Luxembourg quant à lui dépend d'une part très fortement des développements européens, et d'autre part également des développements et décisions des pays voisins directs. Les possibilités d'influence au niveau national existent, même si elles sont limitées.

L'avenir du site industriel luxembourgeois ne pourra qu'être garanti par une combinaison d'approches : plaider pour un *level playing field* sans distorsions de marché au niveau européen, organiser une intégration intelligente du Luxembourg avec les marchés et infrastructures des pays avoisinants et exploiter toutes les possibilités au niveau national pour créer des conditions optimales pour les industries existantes et celles qu'on aimerait attirer dans le futur. Finalement, il est clair que la compétitivité du site industriel luxembourgeois ne peut être atteinte qu'avec une transition énergétique réussie, transition



qui devra être encadrée par des interventions réglementaires et financières substantielles de la part de l'État, à l'instar des politiques menées dans les autres Etats membres.

Au-delà de la compétitivité des prix de l'énergie, la maîtrise des coûts des infrastructures énergétiques revêt une importance capitale. Il est essentiel de définir une vision claire des infrastructures futures au niveau national, car elles seront fortement influencées par la politique industrielle et climatique – qui détermineront le degré d'électrification et le rôle de l'hydrogène – ainsi que par l'évolution des exportations de carburants, lesquelles représentent plus de la moitié de la consommation énergétique du Luxembourg. Spécialement dans ce dernier domaine, il est crucial de décider si les exportations de carburants sont à considérer comme un modèle en voie de disparition ou vouées à être remplacés, totalement ou partiellement, par l'hydrogène et/ou l'électricité.

Le présent Non-paper se veut une contribution structurante destinée à favoriser une discussion éclairée et l'élaboration de mesures concrètes sur la compétitivité du site industriel luxembourgeois, avec un accent particulier sur les enjeux énergétiques. Il ambitionne de « jeter une première pierre » en proposant des premières esquisses de mesures à prendre, tout en conservant un caractère évolutif. Ce document doit servir de fondement à un exercice de co-création avec l'ensemble des parties prenantes, permettant de mener une discussion à la hauteur des défis à relever, et à l'ambition de couvrir les principaux domaines de la transition énergétique :


- Nous commençons par le domaine de l'**électricité**, qui doit faire face à des défis et des investissements importants en raison de l'électrification croissante, de l'augmentation de la demande et de la numérisation nécessaire des infrastructures.

- Nous passons ensuite au **gaz naturel**, où le désinvestissement doit être géré en raison de la décarbonisation et des dépendances du continent européen à des volumes qui tendent à diminuer et à une moindre utilisation des infrastructures.

- Nous nous tournons ensuite vers l'**hydrogène**, qui n'en est qu'à ses débuts et pour lequel la direction et l'intensité du développement de l'infrastructure de transport et de distribution ainsi que la production durable et les importations nécessaires sont loin d'être résolues.

- Finalement, nous adressons le thème de la **capture et du stockage du carbone (CSC)**, un domaine dans lequel la maturité est la plus faible et qui aura potentiellement des liens avec le domaine de l'électricité, de l'hydrogène et du gaz naturel. La visibilité de la direction dans laquelle les réseaux de dioxyde de carbone et les sites de stockage se développeront n'est pas claire.

Le présent document a pour objectif de prioriser les mesures selon leur aptitude à faire baisser les coûts de l'énergie au Luxembourg, de manière à préserver la compétitivité du site industriel luxembourgeois. En effet, les prix de l'énergie représentent un facteur de



compétitivité important pour l'industrie, et ce particulièrement dans les secteurs à forte consommation énergétique comme il en est implantés au Luxembourg.

Afin de prioriser entre les différents axes proposés, ce document catégorise les mesures en associant à chacune, dans la mesure du possible, une estimation de la quote-part de différentes catégories de coûts dans les coûts énergétiques totaux (**Quote-part coûts**) et de la capacité d'influence de chaque catégorie de coûts (**Capacité d'influence**) en recourant à l'échelle « Très Faible », « Faible », « Moyenne », « Élevée » et « Très Élevée ».



Le domaine de l'électricité

A. Le domaine de l'électricité

Le domaine de l'électricité est confronté à une transformation fondamentale, marquée par la décarbonisation, la décentralisation et la numérisation. La décarbonisation conduit à l'électrification et à la production décentralisée, la numérisation du système électrique devient une nécessité.

Alors que la transformation du système électrique est en cours, les récents développements géopolitiques font apparaître d'autres défis. Les prix de l'électricité ont été dominés ces dernières années par des hausses dramatiques et par une très grande volatilité qui ont été contrées par des interventions multiples au niveau des États membres de l'Union européenne, que ce soit au niveau du marché de gros de l'électricité, des tarifs de fourniture des clients ainsi qu'au niveau du financement des tarifs de réseau. Les différentes politiques et interventions ont entraîné des prix de l'électricité pour l'industrie qui diffèrent, en partie de façon très substantielle, entre pays et types de consommateurs. Ces différences entre les prix de l'électricité au détail dans différents États-membres existent aussi sur les marchés de gros: en 2024 par exemple on observait entre la France et l'Allemagne une différence de plus de 20 euros par MWh entre les prix moyens de l'électricité vendue en bourse dans les deux pays.


Le Luxembourg doit focaliser plus sur l'identification et l'actionnement des leviers sur le prix de l'électricité pour rester compétitif vis-à-vis de ses voisins, tout en veillant à son intégration optimale au marché européen, vitale pour la sécurité de l'approvisionnement. Il convient d'examiner avant tout les mesures structurelles, plutôt que de se focaliser seulement sur les mesures conjoncturelles (de type aides aux entreprises pour couvrir leurs coûts énergétiques).

Le présent chapitre traite de la composition des coûts de la fourniture d'électricité, de l'utilisation du réseau ainsi que des taxes et des impôts, avec un accent particulier sur les clients industriels, et tente d'évaluer si les différents éléments de prix sont « influençables », si un effet de réduction des coûts substantiel peut être obtenu et à quoi pourrait ressembler une action concrète dans les éléments de prix à fort potentiel.

a. Structure des coûts d'approvisionnement en électricité

Les coûts de l'approvisionnement en électricité des industries se composent des facteurs suivants :

1. Coût de l'**électricité**, se composant des
 - a. Coûts d'**achat ou de production d'électricité**, qui peut se composer d'un ou de plusieurs des composants suivants :
 - i. **Achat sur le marché de gros** par des transactions directes entre parties (OTC-Over The Counter) respectivement sur la bourse (marché à terme et marché spot) qui inclut le cas échéant les risques liées, tels que les risques de prix, de volume et les risques structurels.

- 
- ii. « **Physical-Offsite-Utility** » - **Power Purchase Agreements** (PPA), conclus entre un producteur d'électricité et un acheteur, par l'intermédiaire d'un fournisseur d'électricité, avec une livraison physique passant par le réseau public et avec règlement via les groupes d'équilibrage de la centrale de production et du client.
 - iii. **L'achat d'électricité produite sur site par :**
 - 1. « **Physical-Onsite-Utility** » - **Power Purchase Agreements** (PPA) respectivement « *autoconsommation individuelle* » ou concept d'*autoconsommation*, conclus entre un producteur d'électricité et un acheteur, par l'intermédiaire d'un fournisseur d'électricité, avec une livraison physique s'effectuant par une connexion directe sur site et une production et consommation d'électricité sur place.
 - 2. « **Autoconsommation individuelle ou collective** » (AER-I ou AER-C) sur un site géographiquement limité, sans la nécessité de recourir à une structure juridique
 - 3. « **Communauté énergétique** » (CER), avec la nécessité de recourir à une structure juridique dédiée
 - b. Coûts de **flexibilité** et de **structure** de l'approvisionnement électrique
 - c. Le cas échéant, les **coûts** liés aux **garanties d'origine** pour l'électricité renouvelable
 - d. Coûts liés au **mécanisme d'obligation en matière d'efficacité énergétique**,
- 2. **Coûts d'acheminement** (*coûts de réseau*), se composant des
 - a. Coûts d'**investissement** par amorisation pour le développement /l'extension/le renforcement du réseau et la **rémunération du capital**
 - b. Coûts d'**exploitation**, de **maintenance** et de **sécurité** du réseau et coûts de **mesure**, de **facturation** et d'**administration**
 - c. Coûts des **services système** fournis par le gestionnaire de réseau en amont
 - d. Coûts de **raccordement**
 - 3. **Contribution** pour le **mécanisme de compensation**
 - 4. **Taxe « électricité »**

b. Analyse des composantes de prix et moyens d'influence

Excursus sur les interventions gouvernementales dans la tarification de l'électricité en Europe¹

Depuis quelques années, notamment en raison de la crise énergétique et de l'intensification des politiques de décarbonation au niveau européen, les interventions gouvernementales dans la tarification de l'électricité ont augmenté de façon substantielle. Cela a contribué à creuser d'avantage les différences substantielles de prix de l'électricité entre les catégories de consommateurs et les pays européens.

¹ En référence au Policy Brief de Bruegel : [Europe's under the radar industrial policy : intervention in electricity pricing](#)

Les cinq arbitrages essentiels en matière de répartition auxquels les gouvernements doivent faire face lorsqu'ils fixent les taxes sur l'électricité se présentent comme suit :

1. Recouvrement des coûts par les tarifs de l'électricité ou par la fiscalité générale
2. Répartition des taxes entre ménages et industrie
3. Répartition des taxes entre industries à forte consommation d'énergie et le reste de l'industrie
4. Impacts transfrontaliers des subventions
5. Équilibres à trouver pour attirer l'industrie des technologies propres

Historiquement, les gouvernements ont récupéré les coûts des subventions pour les énergies renouvelables et les réseaux en les ajoutant aux factures d'électricité. Pendant la crise énergétique, les gouvernements ont cependant recouru à un financement de ces coûts par l'impôt général, approche qui est aujourd'hui utilisée dans un nombre croissant de pays de l'Union européenne.

Il est fondamental que la politique énergétique nationale, surtout après la crise énergétique des années 2021-2023, se penche plus profondément sur la question de savoir quels mécanismes de redistribution et de financement seront nécessaires pour pouvoir continuer à développer le site industriel du Luxembourg. Dans ce contexte, une grande importance devrait être accordée au fonctionnement du marché intérieur européen de l'énergie.

Afin de pouvoir mener une discussion globale sur la garantie à court, moyen et long terme d'un prix compétitif de l'électricité pour l'industrie sur le site de Luxembourg, il est nécessaire d'analyser les différentes composantes et les moyens d'influence possibles :

Concernant 1. – Electricité

Le Luxembourg fait actuellement partie du marché de l'électricité allemand, en raison du fait qu'il appartient également partie de la zone de réglage allemande.

Concernant 1.a. – Achat et production d'électricité

En raison de sa participation à la zone de réglage allemande, le Luxembourg fait également partie de la zone de marché allemande. Ainsi, le Luxembourg est fortement dépendant des développements futurs de la politique énergétique allemande, tant du côté du réseau que du côté du marché, en tenant également compte du fait que le Luxembourg restera fortement dépendant des importations d'électricité au cours des prochaines décennies, puisque la part des énergies renouvelables prévue dans la Plan National Climat et Energie se chiffre à environ un tiers de la consommation nationale totale à l'horizon 2030. La question fondamentale qui se pose est donc de savoir comment l'intégration optimale du système électrique luxembourgeois avec les systèmes des pays limitrophes pourrait être organisée afin de pouvoir garantir à long terme la compétitivité du site industriel luxembourgeois. Dans ce contexte, il serait également utile d'aborder les questions relatives à l'organisation des marchés de l'énergie d'ajustement, des marchés de capacité, de la gestion des réserves de sécurité et la gestion intelligente des pointes d'importation.

Néanmoins, le développement conséquent de la production d'énergie renouvelable ainsi que l'adaptation du cadre légal en matière de marché de l'électricité et d'autorisations permettent la mise en œuvre de concepts d'autoconsommation intégrant la production, le stockage ainsi que la consommation locale d'électricité renouvelable tout en réduisant la quote-part de l'électricité achetée sur le marché, concepts qui pourraient potentiellement permettre la mise en œuvre de nouveaux modèles d'approvisionnement.

Quote-part coûts : Très élevée

Capacité d'influence Moyenne

De par son intégration dans le système électrique allemand, le Luxembourg est directement concerné par la manière dont la transition énergétique allemande est mise en œuvre, que ce soit au niveau du réseau (voir Services système) ou de la conception et de l'organisation du marché. Ainsi, des répercussions potentielles sur le prix de l'électricité au Luxembourg doivent être prises en compte, que ce soit en raison d'adaptations au niveau de la régulation, du développement des coûts de réajustement (redispatch) ou encore de la configuration des zones de réglage.

Concernant 1.b. – Structuration et flexibilité

La volatilité des prix de l'énergie crée des opportunités potentielles pour l'utilisation de nouvelles approches afin de réduire et/ou de lisser les coûts de flexibilité et de structure de l'approvisionnement en énergie des clients industriels. Ces approches incluent l'intégration des flexibilités dans les processus industriels ainsi que le recours au stockage par batterie, intelligemment combiné avec la production d'énergie renouvelable (sur site ou hors site). L'investissement dans des technologies de flexibilité, tel que le stockage par batterie, bien que potentiellement coûteux en termes de Capex, permet de sécuriser l'approvisionnement et de maîtriser les coûts en évitant les pics de prix élevés, rassurant ainsi les industriels sur leur chemin vers la décarbonisation. En ce qui concerne les mécanismes de soutien, ce type d'investissement pourrait être jugé plus préférable à une subvention récurrente et imprévisible pour compenser les surcoûts liés aux fluctuations des prix de l'électricité. Néanmoins, il y a lieu de considérer dans ce contexte que ces approches pourraient comporter des effets de (re-) distribution des coûts fixes dans le système électrique, qui pourront avoir un impact potentiel négatif sur les coûts des autres participants au système électrique.

Quote-part coûts : Élevée

Capacité d'influence Moyenne

Des nouveaux concepts visent une meilleure gestion de l'approvisionnement en vue de la réduction et l'optimisation des coûts de flexibilité et de structure. Ces nouvelles approches incluent un potentiel de réduction des coûts d'approvisionnement pouvant être pertinent, y compris, dans certaines circonstances, par l'intégration de batteries de stockage. La part des coûts liés à la flexibilité et à la structure du profil de consommation va fort probablement continuer à augmenter.

Concernant 1.c. – Garanties d'origine

En raison des exigences croissantes, entre autres dans le domaine de la responsabilité sociale des entreprises (RSE) et de la taxonomie européenne, l'importance de la fourniture d'électricité verte, actuellement liée généralement à la fourniture parallèle de garanties d'origine (GOO), augmente. Celles-ci sont négociées sur le marché et ont un certain coût, qui ne peut néanmoins être influencé que marginalement par un achat intelligent.

Quote-part coûts : Faible

Capacité d'influence Faible

Les moyens d'influence sur les prix des garanties d'origine sont limités et ne peuvent avoir, même dans le meilleur des cas, qu'une influence mineure sur les prix de fourniture d'électricité.

Concernant 1.d. – Mécanisme d'obligation en matière d'efficacité énergétique

Les fournisseurs d'électricité au Luxembourg sont soumis au mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique². Ce mécanisme vise à obliger les fournisseurs d'énergie à réaliser des économies d'énergie annuelles pour leurs clients finaux, notamment industriels, afin de promouvoir une utilisation plus efficace de l'énergie et de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Quote-part coûts : Moyenne

Capacité d'influence Très élevée

La législation sur l'organisation du marché de l'électricité prévoit que les charges induites par les obligations en matière d'efficacité énergétique peuvent être compensées totalement ou en partie par des contributions de l'Etat³. Il est recommandé d'analyser les possibilités de prendre en charge une partie ou la totalité des surcoûts, afin de permettre des possibilités de réduction du prix général de l'électricité dans toutes les catégories de clients, avec une focalisation sur les clients industriels.

Concernant 2. – Acheminement

Les coûts d'acheminement correspondent pour l'essentiel aux coûts de réseau au niveau du transport et de la distribution réunis. Ici aussi, il est important d'analyser les différentes composantes et les moyens d'influence possibles :

Concernant 2.a.– Coûts d'investissement pour le développement/l'extension /le renforcement/l'entretien et la rémunération du capital

Le régulateur vérifie la nécessité et l'adéquation des coûts d'investissement du gestionnaire de réseau à court, moyen et long terme. Il définit et approuve la

² Articles 48bis et 48ter de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité

³ Article 7, paragraphe (5) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité

rémunération du capital engagé. Le gestionnaire de réseau n'a qu'une influence très limitée, voire aucune, sur les décisions du régulateur.

Quote-part coûts : Élevée

Capacité d'influence Faible (direct)
Élevé (indirect)

Une influence directe sur cette catégorie de coûts est très faible en raison de l'indépendance des décisions du régulateur, Il serait toutefois souhaitable que le régulateur assure à l'avenir une meilleure prévisibilité des tarifs – idéalement par un lissage des tarifs sur quelques années - afin de garantir aux clients de réseau une plus grande visibilité. Finalement, il serait judicieux de prêter aussi attention aux discussions récentes au niveau européen, qui évoquent une harmonisation des méthodologies de tarification des réseaux au niveau européen, harmonisation qui pourrait à terme avoir un impact sur les tarifs.

Une influence indirecte, spécialement sur les coûts spécifiques du réseau, pourrait se matérialiser par une politique industrielle plus claire et plus ciblée, idéalement sous considération du "Net Zero Industry Act" publié récemment. Une clarté accrue sur les stratégies de décarbonisation des industries existantes et l'implantation de nouvelles industries, comme des industries manufacturières visant la production de technologies propres ainsi que les infrastructures *électrovore* autour des données, permettraient de mettre en place l'infrastructure nécessaire de manière plus efficace et rentable. Cela pourrait abaisser les coûts pour tous les consommateurs industriels en augmentant la consommation totale et en redistribuant les charges à davantage de clients, pour autant qu'aucun nouvel investissement n'y est nécessaire.

Une influence indirecte supplémentaire est la question de la redistribution des coûts entre les différents niveaux de tension d'une part et de la redistribution des coûts de réseau économisés par les consommateurs grâce à l'autoconsommation. Une analyse plus approfondie serait nécessaire afin d'explorer les possibilités d'augmenter l'attractivité du site industriel luxembourgeois. Il pourrait être possible d'alléger quelque peu les tarifs des niveaux de réseau supérieurs en chargeant à priori davantage les niveaux de tension inférieurs. En outre, il faudrait analyser si l'exonération totale de l'autoconsommation est appropriée à moyen terme, tout en considérant que le gestionnaire de réseau fournit finalement toujours une prestation de sécurité d'approvisionnement. Des interventions au moyen de fonds publics seraient envisageables et seraient beaucoup plus faciles à mettre en œuvre au niveau de tension inférieur, car la question de la notification des aides d'État se pose moins, voire pas du tout.

Concernant 2.b. – Coûts d'exploitation, de maintenance et de sécurité du réseau et coûts de mesure, de facturation et d'administration

Le régulateur surveille et approuve les coûts opérationnels. Le gestionnaire de réseau n'a qu'une influence très limitée, voire aucune, sur les décisions du régulateur en matière de coûts opérationnels.

Quote-part coûts : Moyen

Capacité d'influence Faible

La capacité d'influence directe sur cette catégorie de coûts est très faible en raison de l'indépendance des décisions du régulateur.

La capacité d'influence indirecte est la question de la redistribution des coûts opérationnels entre les différents niveaux de tension. Une analyse plus approfondie serait nécessaire, qui devrait être traitée de pair avec le volet des coûts d'investissement pour le développement/l'extension/le renforcement/l'entretien et la rémunération du capital (voir « Concernant 2.a. »).

Concernant 2.c. – Coûts des services système fournis par le gestionnaire de réseau en amont

En raison de la participation du Luxembourg à la zone de réglage allemande, les services système sont facturés par le gestionnaire de réseau en amont au gestionnaire de réseau de transport luxembourgeois. En font notamment partie notamment la régulation primaire (stabilisation rapide de la fréquence du réseau), la régulation secondaire (Stabilisation automatique de la fréquence), la régulation tertiaire (stabilisation manuelle de la fréquence), la capacité de *black-start* (rétablissement du réseau après une panne totale), la compensation de la puissance réactive (fourniture et régulation de la puissance réactive) et le *redispatch* (gestion des congestions du réseau électrique).

Quote-part coûts : Élevée

Capacité d'influence Moyenne

En raison de l'évolution très rapide des réglementations européennes pour les gestionnaires de réseau, il est jugé utile d'entamer une analyse plus approfondie du cadre juridique, contractuel et économique des services système par Creos, dans le but d'identifier d'éventuels potentiels de réduction des coûts dans ce domaine. Les conclusions devraient être discutées tant avec le régulateur qu'avec les ministères compétents afin de trouver, le cas échéant, un cadre de conversion adéquat.

Concernant 2.d. – Coûts de raccordement

Les coûts de raccordement générés dans le cadre d'un nouveau raccordement à un réseau électrique sont en général facturés en fonction des coûts d'établissement, dont la structure et les montants concernés sont approuvés par le régulateur.

Quote-part coûts : Faible

Capacité d'influence Très Faible

Une influence sur cette catégorie de coûts est très faible en raison de l'indépendance des décisions du régulateur.

Concernant 3. – Mécanisme de compensation

Le mécanisme de compensation pour les énergies renouvelables vise à soutenir financièrement les producteurs d'énergies renouvelables. Il fonctionne par le biais de tarifs d'achat garantis (*Feed-in tariffs*) ou de primes de marché, permettant aux

producteurs de vendre leur énergie à un prix fixe ou de recevoir des subventions additionnelles pour l'injection de leur production dans le réseau national, assurant ainsi la rentabilité de leurs investissements. Le coût net total de ce mécanisme d'aide est réparti entre les consommateurs d'électricité et partiellement supporté par des moyens du budget d'Etat.

Bien que le mécanisme de compensation ait historiquement eu sa raison d'être, il est jugé essentiel de l'examiner de plus près en adressant notamment le caractère d'aide d'état dans le contexte des nouvelles lignes directrices au niveau européen, le principe de la répercussion des surcoûts sur l'électricité qui a tendance à aller à l'encontre de l'objectif de promouvoir l'électrification de l'économie pour la décarbonation et finalement la possibilité de simplifier le mécanisme actuel par un financement direct plus simple par le budget de l'état.

Pour 2024, les contributions applicables aux points de de fourniture de la

- Catégorie B⁴ est fixée à 1,50 euros⁵ par MWh
- Catégorie C⁶ est fixée à 0,75 euros par MWh

Quote-part coûts : Moyenne

Capacité d'influence Élevée

L'industrie est essentiellement grevée par les montants à payer dans les catégories B et C, les incertitudes annuelles des montants à payer dans la catégorie B pesant plus lourdement. La contribution de la catégorie C, même si les montants sont comparativement moins élevés, est néanmoins une charge récurrente pour les industries concernées. Une analyse visant à la reprise intégrale de coûts de support des énergies renouvelables par le budget de l'État devrait être conduite.

Une option permettant de lever à la fois les incertitudes liées aux aides d'État et de résoudre la contradiction consistant à augmenter les coûts annexes de l'électricité en y répercutant les surcoûts des énergies renouvelables serait d'abolir le mécanisme de compensation et de fusionner ces coûts avec les taxes sur l'énergie. Ces nouvelles taxes seraient à redéfinir en fonction de critères reflétant à la fois la consommation énergétique et les objectifs de décarbonation. Afin de promouvoir l'électrification, elles devront s'orienter vers les minimas Européens requis par la directive européenne sur la taxation de l'énergie tandis que les surcoûts de l'énergie renouvelable seraient à couvrir par le budget de l'état. Cela permettrait de simplifier le système actuel, tout en favorisant une répartition plus équitable des coûts et en encourageant une transition énergétique plus cohérente avec les objectifs de l'électrification et de la réduction des émissions de à effet de serre.

⁴ Points de fourniture affichant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 25 MWh, à l'exception des points de fourniture qui sont classés dans la catégorie C

⁵ Si le calcul des coûts nets du mécanisme de compensation entraîne un surplus

⁶ Points de fourniture ne rentrant ni dans la catégorie A, ni dans la catégorie B

Concernant 4. – Taxe « électricité »

Le taux de la taxe « électricité » varie selon des catégories qui sont déterminées en fonction des besoins et de la consommation constatée à un point de fourniture respectivement en fonction de l'activité économique.

Il serait judicieux d'examiner les approches actuelles de manière plus globale en envisageant une taxe réformée regroupant tous les éléments (taxe électricité, mécanisme de compensation réformé, composante dioxyde de carbone), avec un unique mode de prélèvement conforme au cadre européen et à définir par le biais de la loi sur le budget de l'état.

Les taux applicables en 2024 aux points de fourniture pertinents pour les clients industriels se présentent comme suit :

- Catégorie B (> 25 MWh/a) : 0,5 euros par MWh
- Catégorie C (procédés métal./minéral.): 0,1 euros par MWh

Quote-part coûts : Faible

Capacité d'influence Néant

Les taux appliqués à Luxembourg correspondent aux taux minima requis par la directive européenne sur la taxation de l'énergie et ne présentent en conséquence aucun potentiel de réduction.

c. Actions proposées

Ce chapitre énumère les actions et étapes qui pourraient potentiellement avoir un impact positif sur la compétitivité de l'industrie luxembourgeoise, les « quick wins » potentiels étant énumérés en premier lieu (marqués en vert).

ACTION E1 ► Subvention surcoût pour mécanisme de compensation pour énergies renouvelables par moyens publics

Responsable : Ministère de l'Économie

Calendrier : Finalisation décembre 2024

Prise en charge totale des surcoûts induits par le mécanisme de compensation pour énergies renouvelables par l'État, afin de réduire les prix de l'électricité pour tous les clients, en particulier pour les clients industriels. Parallèlement, la réforme générale et la fusion de la charge fiscale liée à l'énergie et au climat devraient être achevées en conformité avec le cadre européen.

ACTION E2 ► Subvention surcoût pour mécanisme d'obligations d'efficacité énergétique par moyens publics

Responsable : Ministère de l'Économie

Calendrier : Finalisation décembre 2024

Prise en charge partielle ou totale des surcoûts induits par les obligations d'efficacité énergétique par l'État, afin de réduire les prix de l'électricité pour tous les clients, en particulier pour les clients industriels.

ACTION E3 ► Analyse des flexibilités d'une redistribution adaptée des frais d'utilisation du réseau et établissement d'un modèle alternatif

Responsable : Creos, avec Ministère de l'Économie & ILR **Calendrier :** Finalisation 2025

Mener une analyse approfondie sur la redistribution des coûts entre les différents niveaux de tension pour augmenter l'attractivité du site industriel luxembourgeois, en englobant le volet des coûts d'investissement et des coûts opérationnels. Cette étude devrait aussi couvrir la redistribution des coûts de réseau économisés par les prosommateurs en raison de l'autoconsommation et d'autres modèles de flexibilisation de tarifs d'utilisation pour les industries, à l'instar des discussions menées actuellement en Allemagne. Finalement, il y aurait lieu d'analyser la faisabilité d'interventions publiques au niveau des niveaux de tension inférieures.

ACTION IS1⁷ ► Affinement de la stratégie industrielle nationale

Responsable : Ministère(s)

Calendrier : 2025

Élaborer une stratégie industrielle plus claire et ciblée, basée sur le "Net Zero Industry Act", pour pouvoir accentuer la compréhension sur l'implantation d'industries manufacturières et de données et de créer ainsi de la guidance plus claire pour le développement futur de l'infrastructure dans les domaines de l'électricité, du gaz naturel, de l'hydrogène, de captage et du stockage du dioxyde de carbone (CSC) et du transport. La stratégie industrielle devrait obligatoirement adresser la question du financement de l'électrification

⁷ Cette action est à mettre en relation avec l'action 6 du chapitre B.c. et l'action 3 du chapitre C.b. et l'action 2 du Chapitre D.b. du présent document du présent document

de l'économie et si leur financement devrait se faire par les tarifs de l'électricité ou par la fiscalité générale.

ACTION E4 ► Réforme du cadre juridique, contractuel et économique des services système

Responsable : Creos, Ministères et ILR dès finalisation *Calendrier* : Finalisation mi 2025

Réforme du cadre juridique, contractuel et économique des services système, dans le but d'identifier d'éventuels potentiels de réduction des coûts dans ce domaine, tout en analysant les possibilités de prester des services systèmes par d'autres moyens ou avec d'autres partenaires. Les conclusions devraient intégrer des propositions d'action et nommer les parties prenantes concernées, et être discutées tant avec le régulateur qu'avec les ministères compétents afin de trouver, le cas échéant, un cadre d'implémentation adéquat.

ACTION E5 ► Analyse des développements et possibilités d'intégration des marchés de l'électricité des pays limitrophes et présentation d'options de choix

Responsable : Creos, Ministères et ILR dès finalisation *Calendrier* : Finalisation mi 2025

Analyse de l'évolution à moyen et long terme des parcs de production, de l'organisation du marché de l'énergie, de l'organisation de la sécurité d'approvisionnement, de la mise en place de marchés de capacité et de l'organisation de l'approvisionnement industriel. Il s'agit en outre d'analyser des variantes d'intégration et de les présenter de manière comparative, avec des propositions sur la manière dont le raccordement ultérieur du Luxembourg à l'infrastructure des pays voisins, y inclus les options de transit, devrait être développé sur le plan technique et organisationnel.

ACTION E6 ► Réduction du coût d'approvisionnement d'électricité de l'industrie par la réduction des coûts de flexibilité/structure

Responsable : Ministères, Fedil, avec Encevo *Calendrier* : Finalisation mi 2025

Analyse et évaluation de la faisabilité de la réduction du coût de l'approvisionnement de l'industrie en électricité par réduction des coûts de flexibilité/structure, en recourant notamment à du stockage par batterie, des systèmes de gestion des flux d'énergie et, si de besoin et utile, à une production renouvelable sur et/ou hors site (éolien, photovoltaïque, biomasse). L'analyse devrait incorporer les effets Opex et Capex et les bienfaits en termes de prévisibilité pour les différents types d'industrie.

ACTION E7 ► Redéfinir la fiscalité énergétique pour soutenir la décarbonation et la transition

Responsable : Ministères de l'Economie et des Finances *Calendrier* : Finalisation 2025

Abolir le mécanisme de compensation et fusionner les surcoûts des énergies renouvelables avec les taxes sur l'énergie, en les redéfinissant selon la consommation et les objectifs de décarbonation. Orienter la nouvelle taxe sur l'énergie vers les minimas Européens requis par la directive européenne sur la taxation de l'énergie et financer les surcoûts des énergies renouvelable via le budget de l'état.

ACTION IS2⁸**► Stratégie en matière des exportations de carburants***Responsable : Ministère de l'Economie**Calendrier : 2025*

Étant donné que la moitié de la consommation énergétique totale du Luxembourg repose sur les exportations de carburants, il est essentiel de déterminer si ce modèle est en voie de disparition ou si une partie de cette consommation doit être remplacée par de l'électricité. En effet, pour concevoir l'extension et le développement de l'infrastructure électrique du Luxembourg, il est crucial d'obtenir des précisions sur les puissances de charges ainsi que les quantités potentielles d'électricité nécessaires, ainsi que sur la situation géographique des sites où cette demande pourrait se concentrer.

⁸ Cette action est à mettre en relation avec l'action 3 du chapitre C.b. du présent document.



Le domaine du gaz naturel

B. Le domaine du gaz naturel

Le domaine du gaz naturel traverse une période de défis significatifs. Les politiques de décarbonisation d'une part, ainsi que les développements géopolitiques d'autre part exercent une pression considérable sur le secteur et créent de plus en plus d'incertitudes quant à l'évolution de la demande future et à l'avenir de l'infrastructure du réseau gazière à moyen et long terme.

Ces dernières années, les prix du gaz naturel en Europe ont été caractérisés par des hausses abruptes et une volatilité extrême, fluctuations qui ont conduit à une série d'interventions de la part des États membres de l'Union européenne pour stabiliser les marchés et protéger les consommateurs. Les différentes politiques et interventions ont entraîné des disparités de prix considérables entre pays et types de consommateurs, que ce soit dans l'industrie, chez les autres consommateurs commerciaux ou encore au niveau des clients résidentiels.

Il est important que le Luxembourg se dote des moyens de développer un propre arsenal de mesures afin de mener une politique gazière claire et protéger la compétitivité des prix du gaz naturel au Luxembourg car, même si à terme l'électrification et le recours à d'autres sources d'énergie ont vocation à évincer progressivement le gaz du mix énergétique, le gaz naturel restera une énergie de transition cruciale à l'activité industrielle au Luxembourg sur le trajet de la décarbonation complète en 2050.

Le présent chapitre examine la composition des coûts de fourniture de gaz naturel, y compris l'utilisation du réseau et les taxes, avec un accent particulier sur les clients industriels. Il tente d'évaluer dans quelle mesure les différents éléments de prix sont "influçables", s'il est possible de réaliser des réductions de coûts substantielles, et à quoi pourrait ressembler une action concrète sur les éléments de prix à fort potentiel.

L'anticipation du rôle futur du gaz naturel, y inclus celui de son infrastructure de transport et de distribution, est essentielle. En effet, il y a lieu de garantir et de maintenir un approvisionnement en gaz sûr, prévisible, abordable et également durable dans la transformation qui s'annonce. Du point de vue de l'infrastructure, il s'avère indispensable d'adresser les questions de la diminution de la consommation et les conséquences tarifaires, de la nécessité d'investissement dans l'extension, le remplacement ou l'élargissement des infrastructures, de la reconversion ou réaffectation potentielle de parties de l'infrastructure (hydrogène, biométhane, ...), de la réduction du risque d'investissements échoués et, enfin, de l'utilisation potentielle des fonds publics pour financer la transformation.

a. Structure des coûts d'approvisionnement de gaz naturel

Les coûts de l'approvisionnement du gaz naturel se composent des facteurs suivants :

1. Coût du gaz naturel, se composant des
 - a. Coûts d'**achat de gaz naturel**, qui peuvent se composer d'un ou de plusieurs des composants suivants :
 - i. **Achat sur le marché de gros** par des transactions directes entre parties (OTC) respectivement sur la bourse (marché à terme et marché spot) qui inclut le cas échéant les risques liées, tels que les risques de prix, de volume et les risques structurels.
 - b. Coûts de **flexibilité** et de **structure** de l'approvisionnement de gaz naturel
 - c. Le cas échéant, les **coûts** liés aux **garanties d'origine** et aux **certificats de durabilité** pour le biogaz
 - d. Coûts liés au **mécanisme d'obligation en matière d'efficacité énergétique**,
2. **Coûts d'acheminement** (*coûts de réseau*), se composant des
 - a. Coûts d'**investissement** via amorisation pour le développement/ l'extension/le renforcement/l'entretien du réseau et la **rémunération du capital**
 - b. Coûts d'**exploitation**, de **maintenance** et de **sécurité** du réseau et coûts de **mesure**, de **facturation** et d'**administration**
 - c. Coûts des services système fournis par le gestionnaire de réseau en amont
 - d. Coûts de **raccordement**
3. **Taxe carbone**
4. **Taxe « gaz naturel »**

b. Analyse des composantes de prix et moyens d'influence

Excursus sur la transformation de l'infrastructure gazière dans le contexte de la décarbonisation et le défi d'investissements échoués (« *stranded investments* »)

Même si les problématiques liées à la transformation du système gazier sont multiples et complexes, il est absolument nécessaire de les aborder et de prendre en compte les expériences et réflexions d'autres pays et régions. Un problème majeur sont les risques d'investissements échoués (*stranded investments*) chez les opérateurs d'infrastructures qui devront être adressés impérativement par la régulation des réseaux de gaz naturel dans le contexte de la décarbonisation d'ici 2050. Une analyse des approches utilisées dans ce domaine se présente comme suit :

1. Taux d'amortissement accélérés (c.f. « *front loading* »): Une méthode courante pour réduire le risque d'actifs échoués consiste à accélérer l'amortissement des investissements dans les réseaux de gaz. Cela signifie que les coûts sont amortis plus rapidement que d'habitude, réduisant ainsi la charge pour les utilisateurs futurs qui auraient autrement à payer pour une infrastructure non utilisée. Cette méthode a été mise en œuvre dans des pays comme le Royaume-Uni, la Belgique, l'Autriche et les Pays-Bas.
2. Augmentation des rendements réglementaires: Certaines autorités de régulation accordent des rendements plus élevés aux gestionnaires de réseaux pour compenser les coûts liés aux actifs amortis ou mis hors service. Ces approches visent à atténuer le risque de pertes d'investissements dans un contexte futur incertain.

3. Récupération des coûts échoués : Aux États-Unis, les autorités de régulation ont développé des stratégies pour gérer les coûts échoués. Ces stratégies incluent souvent des mécanismes pour compenser les coûts des investissements devenus non économiques en raison de changements politiques. Cela pourrait se faire par des remboursements directs ou des ajustements dans les structures tarifaires.

4. Financement par fonds publics : Dans quelques pays européens, dont l'Allemagne, des discussions sont menées sur la prise en charge partielle par des fonds publics des coûts liés aux infrastructures de gaz naturel, au lieu de les répercuter directement sur les derniers consommateurs et pour éviter que les coûts de décarbonation ne soient entièrement supportés par les consommateurs restants.

Ces mesures et cadres visent à garantir que la transition vers une économie sans carbone se fasse de manière à préserver à la fois les intérêts financiers des gestionnaires de réseaux de gaz et les besoins des consommateurs.

Afin de pouvoir mener une discussion globale sur la garantie à court, moyen et long terme d'un prix compétitif du gaz naturel pour l'industrie sur le site de Luxembourg, il est nécessaire d'analyser les différentes composantes et les moyens d'influence possibles :

Concernant 1. – Gaz naturel

Le Luxembourg fait partie intégrante de la zone Belux avec des accès entre autres sur TTF (*Title Transfer Facility*) aux Pays-Bas, un des plus grands hubs de gaz en Europe, et ZTP (*Zeebrugge Trading Point*) avec un point d'entrée pour le Gas Naturel Liquéfié (GNL).

Concernant 1.a. – Achat du gaz naturel

En 2015, le Luxembourg et la Belgique ont intégré les marchés du gaz belge et luxembourgeois pour former le Belux. Avec cette intégration, les frais d'accès à l'entrée et à la sortie entre la Belgique et le Luxembourg ont disparu et le point de négoce de Zeebrugge (ZTP) est devenu le point de négoce du gaz pour le marché intégré. La zone Belux offre une concurrence et une liquidité suffisantes, réduisant le risque d'isolement des prix. Elle présente des liens étroits avec les marchés gaziers voisins (Royaume-Uni, France, Allemagne et Pays-Bas) et à côté de l'accès direct au ZTP aussi celui aux installations de GNL et de stockage en Belgique. Finalement, à côté des avantages économiques, l'intégration offre une sécurité d'approvisionnement renforcée pour le Luxembourg.

Pour ce qui est de gaz renouvelables, il y a lieu de considérer que le ZTP permet également le commerce du biométhane, ce qui favorise l'intégration du biométhane dans le marché énergétique et facilite l'accès à cette source d'énergie renouvelable. En outre, le ZTP soutient des mécanismes de certification et de traçabilité du biométhane, essentiels pour garantir la qualité et la durabilité de cette source d'énergie.

Quote-part coûts : Très Élevée

Capacité d'influence Faible

De par son intégration dans le marché gazier belge via Belux, le Luxembourg est en principe très bien intégré dans le marché européen du gaz. En effet, la Belgique est un carrefour central pour les livraisons de gaz provenant de diverses sources par pipe-line et par importations de GNL avec des interconnexions fortes à des pays comme les Pays-Bas, l'Allemagne, la France et le Royaume-Uni.

Concernant 1.b. – Structuration et flexibilité

Les coûts de structure et de flexibilité peuvent être influencés et optimisés par diverses mesures par les fournisseurs, dont la conclusion de contrats d'approvisionnement à long terme, la diversification des fournisseurs de gaz pour minimiser les risques et négocier de meilleurs prix, la participation active aux marchés de flexibilité (ZTP) pour permettre de compenser les fluctuations de l'offre à court terme, l'utilisation des marchés spot pour les achats à court terme, le recours à des installations de stockage de gaz naturel pour répondre rapidement aux fluctuations de la demande et finalement l'application de modèles de contrats flexibles avec les clients finaux.

Quote-part coûts : Élevée

Capacité d'influence Faible

Même si ce poste de dépenses représente une part importante de la facture totale du client final, les possibilités d'influence sont limitées, tant du côté du fournisseur de gaz naturel que du côté des instances publiques. Le recours à des contrats intelligents valorisant la flexibilité du côté de la consommation pourraient offrir toutefois des possibilités de réduction limitées.

Concernant 1.c. – Garanties d'origine

Au courant des dernières années, le cadre européen concernant les gaz renouvelables a évolué progressivement. En effet, le recours aux garanties d'origine (GoO) et aux certificats de durabilité ont été précisées en vue de pouvoir vérifier la source et la nature durable des gaz renouvelables tout en assurant la transparence et la traçabilité nécessaires tout au long de la chaîne d'approvisionnement. Les clients industriels, y compris ceux qui relèvent du système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE I), ont la possibilité de se procurer des gaz renouvelables en vue de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre et/ou pour respecter les nouvelles obligations en matière de responsabilité sociale des entreprises (RSE) et de la taxonomie européenne.

Quote-part coûts : Élevée

Capacité d'influence : Moyenne

En raison de l'offre limitée de gaz renouvelables, les coûts associés doivent être considérés comme importants. Néanmoins, et tout particulièrement en raison de la petite taille du Luxembourg, il pourrait être intéressant, par le biais d'un cadre juridique et réglementaire intelligent et d'une offre de produits attrayants et intelligents, de permettre à l'industrie de bénéficier d'un coût supplémentaire acceptable pour les gaz verts, tout en les aidant à atteindre ses objectifs en matière de gaz à effet de serre, de RSE et de taxonomie.

Concernant 1.d. – Mécanisme d'obligation en matière d'efficacité énergétique

Les fournisseurs de gaz naturel au Luxembourg sont soumis au mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique⁹. Ce mécanisme vise à obliger les fournisseurs d'énergie à réaliser des économies d'énergie annuelles pour leurs clients finaux, notamment industriels, afin de promouvoir une utilisation plus efficace de l'énergie et de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Quote-part coûts : Moyenne

Capacité d'influence Très élevée

La législation sur l'organisation du marché du gaz naturel prévoit que les charges induites par les obligations en matière d'efficacité énergétique peuvent être compensées totalement ou en partie par des contributions de l'Etat¹⁰. Il est recommandé d'analyser les possibilités de prendre en charge une partie ou la totalité des surcoûts, afin de permettre des possibilités de réduction du prix général du gaz naturel dans toutes les catégories de clients, avec une focalisation sur les clients industriels.

Concernant 2. – Acheminement

Les coûts d'acheminement correspondent pour l'essentiel aux coûts de réseau au niveau du transport et de la distribution réunis. Ici aussi, il est important d'analyser les différentes composantes et les moyens d'influence possibles :

Concernant 2.a.– Coûts d'investissement pour le développement/l'extension /le renforcement/l'entretien et la rémunération du capital

Le régulateur vérifie la nécessité et l'adéquation des coûts d'investissement du gestionnaire de réseau à court, moyen et long terme. Il définit et approuve la rémunération du capital engagé. Le gestionnaire de réseau n'a qu'une influence très limitée, voire aucune, sur les décisions du régulateur.

Quote-part coûts : Moyenne

Capacité d'influence : Moyenne

La capacité d'influence directe sur cette catégorie de coûts est très faible en raison de l'indépendance des décisions du régulateur. Il serait toutefois souhaitable que le régulateur assure à l'avenir une meilleure prévisibilité des tarifs – idéalement par un lissage des tarifs sur quelques années - afin de garantir aux clients de réseau une plus grande visibilité. Finalement, il serait judicieux de prêter aussi attention aux discussions récentes au niveau européen, qui évoquent une harmonisation des méthodologies de tarification des réseaux au niveau européen, harmonisation qui pourrait à terme avoir un impact sur les tarifs. Finalement, il est aussi impératif d'analyser les options de « front loading » et/ou de reprise de coûts par des moyens publics, et plus

⁹ Article 12ter de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel

¹⁰ Article 11, paragraphe (6) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel

particulièrement la mise en place d'un mécanisme consistant à répartir la somme des coûts à l'horizon 2050.

Une influence indirecte, spécialement sur les coûts spécifiques du réseau, pourrait se matérialiser par une politique industrielle plus claire et plus ciblée, idéalement sous considération du "Net Zero Industry Act" publié récemment. Il est indispensable d'avoir une vision plus claire de l'évolution de la consommation de gaz au niveau de toutes les catégories de clients, et en particulier ceux du domaine industriel actuel et futur afin de prendre les mesures appropriées pour l'infrastructure du réseau de gaz.

Une influence indirecte supplémentaire est la question de la redistribution des coûts entre les différents niveaux de pression. Une analyse plus approfondie serait nécessaire afin d'explorer les possibilités d'augmenter l'attractivité du site industriel luxembourgeois. Il pourrait être possible d'alléger quelque peu les tarifs des niveaux de réseau supérieurs en chargeant davantage les niveaux de pression inférieurs. Des interventions au moyen de fonds publics seraient envisageables et seraient beaucoup plus faciles à mettre en œuvre au niveau de pression inférieur, car la question de la notification des aides d'État se pose moins, voire pas du tout.

Concernant 2.b. – Coûts d'exploitation, de maintenance et de sécurité du réseau et coûts de mesure, de facturation et d'administration

Le régulateur surveille et approuve les coûts opérationnels. Le gestionnaire de réseau n'a qu'une influence très limitée, voire aucune, sur les décisions du régulateur en matière de coûts opérationnels.

Quote-part coûts : *Moyen*

Capacité d'influence *Faible*

La capacité d'influence directe sur cette catégorie de coûts est très faible en raison de l'indépendance des décisions du régulateur.

La capacité d'influence indirecte est la question de la redistribution des coûts opérationnels entre les différents niveaux de pression. Une analyse plus approfondie pourrait être utile, qui devrait le cas échéant être traitée de pair avec le volet des coûts d'investissement pour le développement/l'extension/le renforcement/l'entretien et la rémunération du capital (voir « Concernant 2.a. »).

Concernant 2.c. – Coûts des capacités réservées auprès du gestionnaire de réseau en amont

Les **coûts des capacités réservées auprès du gestionnaire de réseau en amont** sont en général facturés selon les besoins, sur base de tarifs régulés par le régulateur du gestionnaire de réseau en amont.

Quote-part coûts : *Faible*

Capacité d'influence *Moyenne*

Même si la capacité d'influence sur cette catégorie de coûts est très faible en raison de l'indépendance des décisions du régulateur sur les tarifs, il y aurait lieu de creuser autour du niveau des capacités actuellement réservées auprès des pays limitrophes

concernés, y inclus l'analyse potentiel de réduction de la réservation de la capacité non-
effaçable.

Concernant 2.d. – Coûts de raccordement

Les frais de raccordement sont en général facturés en fonction des coûts d'établissement, dont la structure et les montants concernés sont approuvés par le régulateur.

Quote-part coûts : Faible

Capacité d'influence Très Faible

La capacité d'influence sur cette catégorie de coûts est très faible en raison de l'indépendance des décisions du régulateur.

Concernant 3. – Taxe carbone

La taxe carbone a été introduite en 2021 dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre en imposant une redevance sur les combustibles fossiles, notamment le fioul, le gaz, l'essence et le diesel. Initialement fixée à 20 euros par tonne de CO₂, la taxe a augmenté de 5 euros par tonne en 2022, 2023 et 2024, atteignant ainsi 35 € par tonne. Le plan prévoit de continuer cette augmentation de 5 € par an jusqu'à atteindre 45 euros par tonne en 2026. Reste à préciser que la taxe carbone ne concerne pas les clients qui participent au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (SCEQE I).

Bien que la taxe CO₂ ait produit les effets escomptés sur la consommation des carburants routiers, son impact sur la décarbonation du secteur industriel, où elle est appliquée sur le gaz naturel, reste plus mitigé en raison d'un incitatif insuffisamment perceptible.

Les taux applicables en 2024 aux points de fourniture pertinents pour les clients industriels se présentent comme suit :

- Catégorie C1 (> 4100 MWh) : 7,07 euros par MWh
- Catégorie C2 (> 4100 MWh) : 7,07 euros par MWh
- Catégorie C1bis [ETS] (> 4100 MWh) : 0 euros par MWh

Quote-part coûts : Moyenne

Capacité d'influence : Moyenne

Les industries participant au système d'échange de quotas d'émission sont exclues de cette taxe. Toutes les autres industries se verront appliquer la taxe, ce qui pourrait entraîner une augmentation substantielle des coûts au taux d'augmentation de la taxe prévue à l'avenir. Un effet similaire pourrait se produire en raison de l'introduction d'une éventuelle application du SCEQE II au niveau national, tout en considérant que l'application de la dérogation pour le Luxembourg (introduction seulement en 2030 et non en 2027) est jugée comme approche la plus adaptée, car elle permet de garantir une certaine flexibilité au niveau de la taxe carbone, ce qui pourrait permettre de générer potentiellement des effets positifs sur la compétitivité du Luxembourg.

Pour augmenter l'incitatif du retour sur investissement climatique des entreprises industrielle, une taxe CO₂ progressive est envisageable. Elle doublerait la taxe pour les entreprises dépassant un seuil de consommation d'énergies fossiles (catégorie C2), tout en réduisant du même ordre de grandeur les coûts CO₂ pour celles qui investissent dans la réduction leurs émissions. Les taux pour la moitié supérieure des émissions par rapport à une année de référence (par ex. 2019) passeraient à 70 euros par tonne en 2024 et 80 euros par tonne en 2025, au lieu de 35 et 40 euros par tonne. La moitié inférieure serait exonérée, avec une taxe normale au-delà du seuil de 2019. Cette mesure inciterait plus fortement à réduire les émissions de moitié, offrant un meilleur retour sur investissement que la taxe linéaire.

Concernant 4. – Taxe « gaz naturel »

Le taux de la taxe « gaz naturel » varie selon des catégories qui sont déterminées en fonction des besoins et de la consommation constatée à un point de fourniture.

Les taux applicables en 2024 aux points de fourniture pertinents pour les clients industriels se présentent comme suit :

- Catégorie C1 (> 4100 MWh)¹¹: 0,05 euros par MWh
- Catégorie C2 (> 4100 MWh)¹²: 0,30 euros par MWh
- Catégorie C1bis [ETS] (> 4100 MWh) : 0,05 euros par MWh

Quote-part coûts : Très Faible

Capacité d'influence : Très Faible

Ensemble avec la taxe carbone, il semble que les minima les taux appliqués à Luxembourg respectent le minimum requis par la directive européenne sur la taxation de l'énergie. En conséquence, un potentiel de réduction ne peut pas être identifié dans la situation actuelle.

¹¹ Points de comptage participant au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, ou utilisant le gaz naturel principalement pour la réduction chimique ou dans les procédés métallurgiques ou minéralogiques

¹² Points de comptage dont les débiteurs de la taxe s'engagent à la réalisation d'une amélioration substantielle de leur efficacité énergétique globale par accord à conclure entre le Gouvernement et l'entreprise concernée respectivement un représentant mandaté par cette entreprise

c. Actions proposées

Ce chapitre énumère les actions et étapes qui pourraient potentiellement avoir un impact positif sur la compétitivité de l'industrie luxembourgeoise, les « quick wins » potentiels étant énumérés en premier lieu (marqués en vert).

ACTION G1 ► Subvention surcoût pour mécanisme d'obligations d'efficacité énergétique par moyens publics

Responsable : Ministère de l'Économie

Calendrier : Finalisation décembre 2024

Réaliser une analyse approfondie des options de prise en charge partielle ou totale des surcoûts induits par les obligations d'efficacité énergétique par l'État, afin de réduire les prix de gaz naturel pour tous les clients, en particulier pour les clients industriels.

ACTION G2 ► Anticiper la transition du cadre de la taxe carbone vers la mise en œuvre du SEQE II au Luxembourg

Responsable : Ministère de l'Économie et ILR

Calendrier : Finalisation 2025

Afin de laisser aux acteurs économiques le temps nécessaire pour se préparer, il est indispensable de décider en temps utile de la nature, de la forme et du calendrier de l'introduction du SEQE II. Ceci devrait être thématiqué et décidé avant la réévaluation de la Taxe Carbone, prévue pour 2026, tout en considérant que l'application de la dérogation du Luxembourg (Introduction en 2030 au lieu de 2027) pourrait laisser plus de flexibilité en matière de taxation avec un potentiel levier pour améliorer la compétitivité du site industriel luxembourgeois.

ACTION G3 ► Analyse sur la possibilité de la réduction des capacités réservées auprès des gestionnaires de réseau en amont

Responsable : Creos, éventuellement ILR

Calendrier : Finalisation 2025

Cette analyse devrait analyser la faisabilité d'une réduction potentielle des capacités réservées auprès des gestionnaires de réseau en amont en Allemagne et en Belgique.

ACTION G4 ► Adaptation du cadre juridique et réglementaire national pour les gaz renouvelables

Responsable : Ministère de l'Économie et ILR

Calendrier : Finalisation 2025

Le recours aux gaz renouvelables au Luxembourg nécessite un cadre légal et réglementaire adapté qui apporte la clarté nécessaire dans le domaine de l'utilisation des garanties d'origine et des certificats de durabilité, y compris dans le domaine de l'ETS, et qui renforce le cadre des règles de l'ESR et de la taxonomie.

ACTION G5 ► Développement de produits de gaz renouvelables pour clients PME et industriels

Responsable : Enovos

Calendrier : Finalisation 2025

Les instruments européens tels que SEQE I et II, les obligations de rapportage dans le cadre des règles RSE et de la taxonomie obligent les clients approvisionnés par l'infrastructure gazière à acheter des gaz renouvelables qui réduisent leur empreinte carbone. Il s'agit ici d'offrir des produits qui sont conformes au cadre européen.

ACTION IS1 ¹³**► Affinement de la stratégie industrielle nationale**

Responsable : Ministère(s)

Calendrier : 2025

Élaborer une stratégie industrielle plus claire et ciblée, basée sur le "Net Zero Industry Act", pour pouvoir accentuer la compréhension sur l'implantation d'industries manufacturières et de données et de créer ainsi de la guidance plus claire pour le développement futur de l'infrastructure dans les domaines de l'électricité, du gaz naturel, de l'hydrogène, de captage et du stockage du dioxyde de carbone (CSC) et du transport. La stratégie industrielle devrait obligatoirement adresser la question du sort des réseaux de gaz naturel et sur les potentiel remplacement partiel ou total à long terme par des infrastructures électriques et/ou d'hydrogène.

ACTION G6**► Création d'un cadre légal et réglementaire pour l'amortissement anticipé**

Responsable : Ministère de l'Économie, ILR

Calendrier : 2025-2026

Il est essentiel de mettre en place un cadre juridique et réglementaire permettant l'amortissement anticipé des infrastructures de gaz naturel, selon les principes d'un mécanisme de « *front loading* ». Ce mécanisme devrait viser à répartir les coûts totaux de l'infrastructure gazière à l'horizon 2050, en cohérence avec les objectifs de neutralité carbone du gouvernement luxembourgeois. Il devrait prendre en compte les coûts liés aux actifs déclassés ainsi que les éventuels coûts de démolition, et permettre de stabiliser les tarifs jusqu'en 2050, atténuant ainsi les impacts liés aux volumes et à la mise hors service des infrastructures. De plus, ce mécanisme permettrait d'éviter le risque d'actifs échoués en provisionnant la couverture des désinvestissements anticipés sur un compte réglementaire, tout en prévenant une hausse tarifaire en fin de période.

ACTION G7**► Introduction d'une taxe CO₂ progressive**

Responsable : Ministères de l'Économie et des Finances

Calendrier : Finalisation 2025

Instaurer une taxe CO₂ progressive doublant les taux pour les entreprises dépassant un seuil de consommation fossile, tout en réduisant les coûts pour celles qui investissent dans la réduction de leurs émissions. Les taux pour les émetteurs doubleraient sur la première moitié de leur émission, les incitant ainsi à une réduction plus rapide des émissions et à un meilleur retour sur investissement climatique. La deuxième moitié étant exonérée des taxes.

¹³ Cette action est à mettre en relation avec l'action 4 du chapitre A.c., l'action 3 du chapitre C.c et de l'action 2 du chapitre D.b. du présent document



Le domaine de l'hydrogène

C. Le domaine de l'hydrogène

Le thème de l'hydrogène a gagné en ampleur et en importance ces dernières années dans le cadre des discussions sur la transition énergétique. Bien que les débats actuels restent encore très larges et que de nombreux aspects demeurent incertains, certaines orientations commencent à se dessiner de manière plus précise. Ces évolutions permettent déjà d'en tirer les premiers enseignements pour le Luxembourg, afin de guider les décisions stratégiques futures dans ce domaine :

- L'hydrogène a le potentiel de jouer un rôle majeur dans la décarbonisation des processus à haute température et des matières premières dans les entreprises industrielles, les secteurs de l'aviation et du maritime (par le biais des carburants synthétiques renouvelables) ainsi que dans les transports routiers de personnes et de marchandises sur longue distance.

- En général, il faut partir du principe que l'hydrogène renouvelable, qui est issu en principe à partir de l'énergie éolienne, du solaire ou encore de l'énergie nucléaire, ne peut pas être produit de manière compétitive au Luxembourg à moyen et long terme, en raison des potentiels d'énergie renouvelables limités sur le territoire national. Les régions susceptibles d'accueillir une production compétitive sont plutôt situées dans le sud et le nord, et en partie aussi en Europe centrale. De plus, il existe des possibilités d'importation d'hydrogène dans beaucoup de ces régions en raison de l'infrastructure portuaire existante.

- Compte tenu des possibilités limitées de production d'hydrogène renouvelable au Luxembourg, il est essentiel de mieux comprendre les volumes et la répartition géographique de la demande future (notamment pour les industries existantes et nouvelles, le transport aérien ainsi que le transport de marchandises et de passagers sur de longues distances). Parallèlement, il est crucial de garantir l'accès du Luxembourg aux infrastructures européennes de transport d'hydrogène. Il est enfin essentiel d'engager les premières démarches de planification pour l'établissement d'un réseau de transport et de distribution d'hydrogène au Luxembourg.

- Pour développer une infrastructure hydrogène au Luxembourg, il semble inévitable de garantir un mécanisme de support public, combinant idéalement des éléments européens et nationaux, qui permet de compenser les risques d'investissement dans une infrastructure dépendante d'un marché naissant et à l'évolution incertaine. En outre, la désignation rapide d'un opérateur unique pour gérer l'infrastructure de réseau d'hydrogène est indispensable. En effet, sans la définition de compétences claires, il faut s'attendre à des retards considérables dans la mise en place d'une infrastructure adaptée dans ce domaine.

a. Actions proposées

Ce chapitre énumère les actions et étapes qui pourraient potentiellement avoir un impact positif sur la compétitivité de l'industrie luxembourgeoise

ACTION H1 ► **Création d'une base juridique pour un modèle de financement à long terme de l'infrastructure de transport/distribution d'hydrogène**

Responsable : Ministère de l'Économie

Calendrier : Concept, Décembre 2024

Développement d'un modèle de financement basé sur une allocation intertemporelle des coûts, combinant un financement public initial avec un mécanisme de garantie à long terme par l'État luxembourgeois, en prenant en compte les spécificités actuelles et futures du paysage énergétique luxembourgeois.

ACTION H2 ► **Connexion aux réseaux d'hydrogène des pays voisins et à l'European Hydrogen Backbone**

Responsable : Gouvernement, ILR

Calendrier : 2024

Le gouvernement et l'autorité de régulation devraient, chacun à leur niveau d'influence, œuvrer pour le raccordement du Luxembourg et de la Grande Région aux réseaux d'hydrogène des pays voisins ainsi qu'à l'European Hydrogen Backbone. Cela passerait par des initiatives politiques et réglementaires aux niveaux régional, national et européen, tout en soutenant activement les efforts de Creos Luxembourg dans ce domaine.

ACTION IS2¹⁴ ► **Stratégie en matière des exportations de carburants**

Responsable : Ministère de l'Économie

Calendrier : 2025

Étant donné que la moitié de la consommation énergétique totale du Luxembourg repose sur les exportations de carburants, il est essentiel de déterminer si ce modèle est en voie de disparition ou si une partie de cette consommation doit être remplacée par de l'hydrogène. En effet, pour concevoir une infrastructure future de l'hydrogène au Luxembourg, il est crucial d'obtenir des précisions sur les quantités potentielles d'hydrogène nécessaires, ainsi que sur la situation géographique des sites où cette demande pourrait se concentrer.

ACTION IS1¹⁵ ► **Affinement de la stratégie industrielle nationale**

Responsable : Ministère(s)

Calendrier : 2025

Élaborer une stratégie industrielle plus claire et ciblée, basée sur le "Net Zero Industry Act", pour pouvoir accentuer la compréhension sur l'implantation d'industries manufacturières et de données et de créer ainsi de la guidance plus claire pour le développement futur de l'infrastructure dans les domaines de l'électricité, du gaz naturel, de l'hydrogène, de captage et du stockage du dioxyde de carbone (CSC) et du transport. La stratégie industrielle devrait obligatoirement adresser la question du financement de la création d'une infrastructure nationale d'hydrogène.

¹⁴ Cette action est à mettre en relation avec l'action 8 du chapitre A.c. du présent document.

¹⁵ Cette action est à mettre en relation avec l'action 4 du chapitre A.c., l'action 6 du chapitre B.c. et l'action 2 du Chapitre D.b. du présent document.

ACTION H3 ► **Entreprise dédiée à l'exploitation du réseau d'hydrogène au Luxembourg**

Responsable : Creos

Calendrier : Décembre 2024

Création d'une entreprise dédiée à l'exploitation du réseau d'hydrogène au Luxembourg, ayant pour mission de développer, construire et exploiter des réseaux de distribution et de transport d'hydrogène. Cette entreprise, dotée d'une équipe de base, sera en mesure de coopérer avec d'autres opérateurs régionaux et suivra de près les évolutions juridiques et opérationnelles dans ce domaine.

ACTION H4 ► **Planifier les carburants durables : anticiper la production locale et les infrastructures pour l'aviation et la navigation intérieure¹⁶**

Responsable : Ministère de l'Economie, Ministère du Transport

Calendrier : Mi 2025

Cette analyse a pour objectif d'identifier les besoins à moyen et long terme en carburants durables pour les secteurs de l'aviation et de la navigation intérieure, tout en affinant les questions liées à la production locale et à l'importation. L'étude visera notamment à identifier et documenter les besoins en carburants d'aviation durable, en hydrogène et en électricité, afin de permettre une planification, une construction et une exploitation cohérentes des infrastructures nécessaires dans le futur. Cette action devrait aussi traiter la question de l'utilité/de la nécessité d'accords bilatéraux d'importation avec des pays tiers.

¹⁶ Cette action doit être examinée conjointement avec le chapitre D, car les deux pourraient être partiellement interconnectées



Le domaine de capture, du stockage et/ou de l'utilisation du dioxyde de carbone

D. Le domaine de capture, du stockage et/ou de l'utilisation du dioxyde de carbone (CSC/CUC)


Le sujet de la capture, du stockage et/ou de l'utilisation du dioxyde de carbone prend de plus en plus d'importance au niveau de l'Union européenne et dans certaines politiques nationales à mesure que les objectifs climatiques pour 2030 approchent et que de nouveaux objectifs pour 2040 sont développés pour tracer la prochaine étape vers l'engagement de neutralité carbone en 2050. Actuellement, on peut déjà essayer de tirer des conclusions provisoires des discussions menées actuellement en Europe :

- Le captage et stockage du carbone (CSC) consiste à capturer le dioxyde de carbone émis par des processus industriels ou énergétiques pour le stocker en sécurité dans des formations géologiques, tandis que le captage et utilisation du carbone (CUC) transforme ce dioxyde de carbone en matière première pour divers processus industriels, réduisant ainsi les émissions de carbone. Les technologies de CSC et/ou CUC sont indispensables dans les secteurs où les alternatives pour décarboniser sont limitées, notamment dans l'industrie du ciment, l'industrie chimique, les raffineries, la pétrochimie, l'incinération des déchets, et dans une certaine mesure également dans l'industrie sidérurgique.

- En Europe, les activités et initiatives autour du CSC/CUC se multiplient, notamment dans les industries lourdes comme le ciment, la sidérurgie, et la chimie ou de nombreux projets sont en cours. Dans le domaine des infrastructures de transport de dioxyde de carbone, des planifications et projets concrets sont en cours, comme notamment aux Pays-Bas et en Norvège, qui mettent en place des réseaux de transport de dioxyde de carbone, reliant les émetteurs aux sites de stockage en mer du Nord, tout en incluant des hubs portuaires visant à exporter le dioxyde de carbone capturé vers des sites de stockage sécurisés.

- Pour ce qui est des pays limitrophes du Luxembourg, il y a lieu de mentionner l'Allemagne qui avance dans sa stratégie de gestion du carbone avec un focus sur le stockage et l'utilisation du dioxyde de carbone, tout en explorant le recours à des contrats pour différence de carbone (CCfDs) pour soutenir les industries à forte intensité énergétique. En France, le gouvernement a publié sa stratégie de captage, stockage et utilisation du carbone dans le cadre de ses objectifs de neutralité carbone pour 2050, en visant notamment le développement de zones industrielles pour le CSC/CUC, le lancement d'appels d'offres pour intensifier le déploiement du CSC et des projets pilotes avec un objectif d'applications industrielles à grande échelle d'ici 2025. La Belgique développe activement des infrastructures de CSC et des réglementations sur le transport du dioxyde de carbone et se concentre également sur la coopération internationale en raison des options limitées de stockage domestique.

- Au Luxembourg, le programme gouvernemental de 2023 prévoit que « *Les technologies relatives au captage, stockage et utilisation du carbone représentent un levier important dans la lutte contre le changement climatique.* » et que le « *Gouvernement créera un cadre légal clair dans le but de soutenir le recours à ces technologies sous des conditions spécifiques.* ». En 2023, le Ministère de l'Environnement, du Climat et de la Biodiversité a



mandaté le *Luxembourg Institute of Science and Technology (LIST)* pour réaliser une étude préliminaire sur le captage et l'utilisation/stockage du carbone (CCU/S).

- Dans le cadre de l'ambitieux programme de décarbonisation du Luxembourg, tel que prévu par le Plan National Energie/Climat (PNEC), il est crucial d'explorer en profondeur, à court terme, les technologies de CSC et de CUC. Il est essentiel d'identifier les bénéficiaires potentiels de ces technologies, d'évaluer les besoins en infrastructures de transport et de captage au niveau national, de définir les rôles dans leur construction et leur financement, et de commencer à élaborer le cadre législatif et réglementaire nécessaire.

a. Actions proposées

Ce chapitre énumère les actions et étapes qui pourraient potentiellement avoir un impact positif sur la compétitivité de l'industrie luxembourgeoise.

ACTION C1 ► Etude holistique adressant la création d'un écosystème national pour la capture, le transport, l'utilisation et le stockage du dioxyde de carbone sur territoire national

Responsable : Ministère de l'Économie

Calendrier : Mi 2025

L'étude devra aborder les aspects techniques, logistiques, organisationnels et économiques d'un écosystème national de gestion du dioxyde de carbone. Elle devra identifier les industries et installations les mieux adaptées pour la capture du dioxyde de carbone, en tenant compte des volumes disponibles et de leur répartition géographique. L'analyse portera également sur les options logistiques pour le transport, incluant le train, le camion, le pipeline ou encore la barge, ainsi que sur les possibilités d'utilisation, telles que la transformation en carburants durables pour l'aviation ou en méthanol, et les options potentielles de stockage à l'échelle nationale, régionale et européenne. L'étude devrait être menée en collaboration avec les parties prenantes publiques et privées nationales, avec un accent particulier sur les industries manufacturières concernées et les acteurs du secteur de l'énergie. Finalement, il serait pertinent d'analyser si un acteur unique, prenant en charge l'intégralité de la gestion du dioxyde de carbone avec des contrats à long terme, pourrait faciliter la décision des acteurs industriels à adopter cet écosystème, qui permettrait de potentiellement réduire les incertitudes et d'offrir une meilleure prévisibilité.

ACTION C2¹⁷ ► Affinement de la stratégie industrielle nationale

Responsable : Ministère(s)

Calendrier : 2025

Élaborer une stratégie industrielle plus claire et ciblée, basée sur le "Net Zero Industry Act", pour pouvoir accentuer la compréhension sur l'implantation d'industries manufacturières et de données et de créer ainsi de la guidance plus claire pour le développement futur de l'infrastructure dans les domaines de l'électricité, du gaz naturel, de l'hydrogène, de captage et du stockage du dioxyde de carbone (CSC) et du transport. La stratégie industrielle devrait obligatoirement adresser la question de l'opportunité et le cas échéant du financement de la création d'une infrastructure nationale de stockage/transport de dioxyde de carbone.

¹⁷ Cette action est à mettre en relation avec l'action 4 du chapitre A.c. l'action 6 du chapitre B.c et l'action 3 du chapitre C.b. du présent document

