

**N° 8256<sup>1</sup>**

**CHAMBRE DES DEPUTES**

Session ordinaire 2022-2023

---

## **PROJET DE REGLEMENT GRAND-DUCAL**

**modifiant**

- 1° le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité ;**
- 2° le règlement grand-ducal modifié du 15 décembre 2011 relatif à la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz ;**
- 3° le règlement grand-ducal modifié du 1er août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables ;**
- 4° le règlement grand-ducal du 23 décembre 2022 modifiant le règlement grand-ducal modifié du 1er août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables ;**
- 5° le règlement grand-ducal du 23 décembre 2022 modifiant le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité**

\* \* \*

### **AVIS DE LA CHAMBRE DE COMMERCE**

(1.8.2023)

Le projet de règlement grand-ducal sous avis (ci-après le « Projet ») vise à mettre en œuvre plusieurs modifications importantes concernant notamment la rémunération de l'électricité produite à partir de biogaz, entre autres suite au renforcement des objectifs en matière d'énergies renouvelables de l'Union européenne (qui passe de 32% à 42,5% d'ici 2030) et du Luxembourg (qui passe de 25% à 35% d'ici 2030).

Tout d'abord, il ajuste la méthodologie de calcul des coûts bruts et nets évités par les fournisseurs dans le mécanisme de compensation. Ensuite, il prévoit une révision des rémunérations pour les centrales qui produisent de l'électricité à partir de biogaz et celles qui injectent le biogaz dans le réseau de gaz naturel, conformément à la stratégie nationale biogaz, sachant que le Grand-Duché vise une valorisation de « 50% du gisement des effluents d'élevage avec un maximum d'un million de tonnes par an ». Une autre mesure prévue est l'établissement de modalités pour démontrer que certaines centrales utilisant des biocarburants, des bioliquides ou des combustibles issus de la biomasse respectent les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre définis par le règlement grand-ducal du 3 février 2013. Enfin, le Projet propose la suspension des conditions de production pour certaines centrales à biogaz pour l'année 2023. Ces différentes mesures visent à promouvoir une utilisation plus durable et efficace des ressources énergétiques basées sur le biogaz au Grand-Duché.

### En bref

- La Chambre de Commerce salue de manière générale les dispositions introduites par le Projet sous avis qui visent à promouvoir une utilisation plus durable et efficace des ressources énergétiques basées sur le biogaz au Luxembourg.
- Elle préconise toutefois de revoir la définition de « coûts raisonnables » à l'article 1<sup>er</sup>, afin d'éviter toute insécurité juridique.
- Elle recommande également vivement de plutôt se baser sur les prix et volumes horaires (et non mensuels) pour l'adaptation de la formule des « coûts évités », définie à l'article 1<sup>er</sup>, afin d'obtenir un calcul plus précis du prix de revente de l'électricité injectée sur le marché.
- La Chambre de Commerce est en mesure d'approuver le projet de règlement grand-ducal sous avis, sous réserve de la prise en compte de ses commentaires.

\*

### CONSIDERATIONS GENERALES

Le Projet sous avis apporte des modifications à cinq règlements grand-ducaux en lien avec le marché de l'électricité, la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables, et la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz.

Plus particulièrement, le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, le « RGD modifié du 31 mars 2010 ») est modifié par l'**article 1<sup>er</sup>** du Projet afin (i) d'adapter « *la méthodologie de calcul des coûts bruts, évités et nets, de l'électricité du mécanisme de compensation* », ainsi que (ii) d'introduire la possibilité de comptabiliser des « *coûts additionnels en relation avec l'exécution de l'obligation de service public que constitue la reprise et la commercialisation de l'électricité* », tel que précisé par l'exposé des motifs.

Le règlement grand-ducal modifié du 15 décembre 2011 relatif à la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz (ci-après, le « RGD modifié du 15 décembre 2011 ») est modifié par l'**article 2** du Projet afin notamment d'introduire une rémunération résiduelle pour une durée de 10 ans à compter de l'échéance de la période du mécanisme de rémunération de 15 ans des centrales à injection de biogaz (**art. 2 point 2**). Le Projet augmente le niveau des rémunérations pour l'électricité injectée produite à partir de biogaz, pour les nouvelles centrales dont la première injection a lieu après le 1<sup>er</sup> janvier 2023 (**art. 2, point 6**).

Le règlement grand-ducal modifié du 1<sup>er</sup> août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables (ci-après, le « RGD modifié du 1<sup>er</sup> août 2014 ») est modifié par l'**article 3** du Projet afin notamment de préciser que le gestionnaire de réseau doit annuellement vérifier la conformité des centrales concernées avec les critères de durabilité et de réduction d'émissions de gaz à effet de serre auxquelles elles sont soumises (**art. 3, point 3**). Par ailleurs, le Projet « *introduit les nouvelles rémunérations pour l'électricité injectée et produite à partir de biogaz pour les centrales dont la première injection a lieu à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023* », qui varient selon 4 catégories de puissance des centrales, tout en introduisant un registre sur lequel les centrales doivent s'inscrire pour recevoir ladite rémunération, dans la limite de production de 13 MW (qui reflète l'objectif en matière de biogaz inscrit dans le PNEC) (**art. 3, point 6**). Enfin, une nouvelle prime de chaleur est introduite (fixée à 50 euros par MWh de chaleur commercialisé par centrale) (**art. 3, point 8**), et la prime de lisier<sup>1</sup> est révisée à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023 (fixée à maximum 60 euros par MWh d'électricité injecté) « *pour inciter [à] la valorisation d'effluents d'élevage dans les centrales* » tel que visé dans la stratégie nationale « biogaz » (**art. 3, point 9**).

<sup>1</sup> Le lisier est un mélange liquide d'excréments d'animaux, utilisé comme engrais. (Source : dictionnaire Le Robert)

Le règlement grand-ducal du 23 décembre 2022 modifiant le règlement grand-ducal modifié du 1<sup>er</sup> août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables (ci-après, le « RGD du 23 décembre 2022 énergies renouvelables ») est modifié par l'**article 4** du Projet afin de « *suspendre les seuils de production minimaux de certaines centrales produisant de l'électricité à partir de biogaz pour l'année 2023.* », notamment en raison des prix actuellement encore très élevés des céréales et des cultures énergétiques, comme le justifie l'exposé des motifs du Projet.

Enfin, le règlement grand-ducal du 23 décembre 2022 modifiant le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, le « RGD du 23 décembre 2022 mécanisme de compensation ») est modifié par l'**article 5** du Projet afin de prolonger jusqu'au 31 décembre 2024 (au lieu du 31 décembre 2023) « *l'obligation des fournisseurs d'électricité de mentionner la contribution étatique au mécanisme de compensation sur leurs factures* », telle qu'expliquée par l'exposé des motifs du Projet.

De manière générale, la Chambre de Commerce salue les dispositions prévues par le Projet. Elle a toutefois un certain nombre de commentaires concernant les modifications apportées par l'article 1 du Projet, et elle y reviendra dans son commentaire des articles.

### Concernant la fiche financière du Projet

La fiche financière du Projet indique que l'impact sur le budget pluriannuel de l'État pour le biogaz injecté dans le réseau de gaz naturel est relativement faible, étant donné que « *les dépenses supplémentaires sont compensées par une hausse des recettes budgétaires prévisionnelles liée au prix du marché du gaz naturel qui reste élevé* ».

Selon la fiche financière, le mécanisme de rémunération pour les quantités de biogaz injectées dans le réseau de gaz naturel, tel que modifié par l'article 2 du Projet<sup>2</sup>, est entièrement financé par le budget de l'État. Ces quantités injectées (plafonnées à 10 millions de m<sup>3</sup> par an, soit environ 113 GWh de pouvoir calorifique supérieur) sont cédées par le producteur<sup>3</sup> à un bénéficiaire, à savoir un fournisseur de gaz naturel<sup>4</sup>, qui, pour acquérir le biogaz, « *paie à l'État une redevance qui correspond à la moyenne mensuelle des cotisations journalières de gaz naturel publiées au cours du mois de septembre précédent l'année durant laquelle les redevances sont dues en tenant compte d'un facteur de réduction* ».

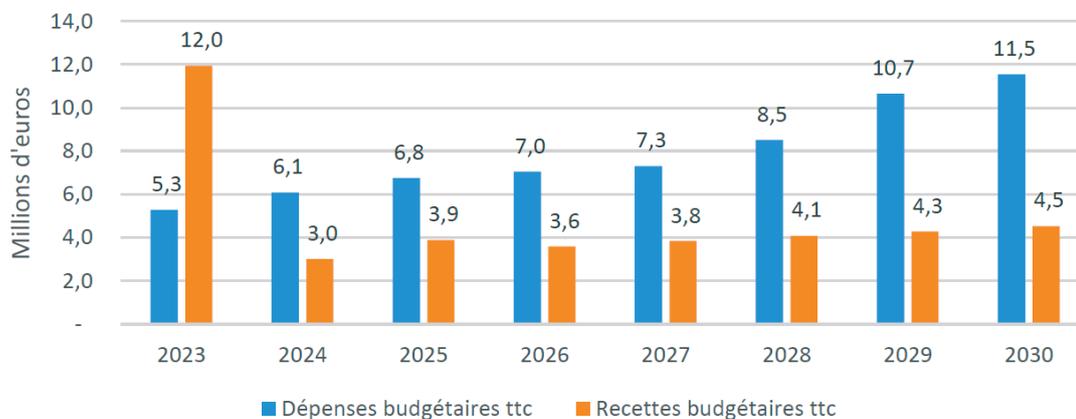
Étant donné que le Plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC) pour la période 2021-2030 prévoit une augmentation progressive de la quantité de biogaz injecté dans le réseau d'ici 2030 (91 GWh<sub>PCS</sub> en 2030, contre 53,4 GWh<sub>PCS</sub> en 2021), l'impact sur le budget de l'État est estimé par les auteurs du Projet en effectuant une « *simulation des dépenses et des recettes tenant compte de la trajectoire indicative* » précitée. Selon les hypothèses retenues, la fiche financière prévoit une augmentation progressive des dépenses jusqu'à atteindre 11,5 millions d'euros TTC en 2030, telle que visible sur le graphique suivant. Quant aux recettes engendrées par l'injection du biogaz, elles devraient diminuer de 12 millions d'euros en 2023 à 4,5 millions d'euros en 2030.

2 Modification du règlement grand-ducal modifié du 15 décembre 2011 relatif à la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz.

3 Il existe actuellement, selon la fiche financière du Projet, 3 centrales inscrites au registre tenu par l'Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR) qui bénéficient desdites rémunérations. Elles ont au total une capacité de production annuelle de biogaz de 6,7 millions de m<sup>3</sup>.

4 Retenu à la suite d'un appel à candidatures pour la commercialisation du biogaz.

*Graphique 1 : Estimation des dépenses et des recettes budgétaires pour l'injection de biogaz entre 2023 et 2030, selon la fiche financière du Projet*



Source : Fiche financière du Projet sous avis.

\*

## COMMENTAIRE DES ARTICLES

### *Concernant l'article 1<sup>er</sup>*

L'article 1<sup>er</sup> du Projet apporte des modifications à l'article 6 du RGD modifié du 31 mars 2010.

La Chambre de Commerce salue l'introduction, pour les fournisseurs, d'un mécanisme de demande de compensation (auprès du régulateur) des coûts en relation avec la reprise de l'électricité des centrales en vertu des contrats de rachat, lorsque cette électricité leur a été cédée par le gestionnaire de réseau. Ils peuvent inclure les coûts de personnel, informatiques, de gestion et d'équilibrage.

**La modification de l'article 6, point 1 du RGD modifié du 31 mars 2010**, précise toutefois que ces coûts sont compensés à condition qu'ils soient raisonnables, c'est-à-dire qu'ils soient cumulativement (1) nécessaires à l'exécution de l'obligation de service public, (2) justifiés par rapport à l'intérêt général, et (3) ne puissent pas être évités par le fournisseur.

La première condition citée semble être formulée de manière vague et sujette à interprétation selon la Chambre de Commerce. Cela risque de laisser place à une interprétation et donc à une insécurité juridique pour les fournisseurs quant à l'acceptation ou non de leur demande de remboursement. Dès lors, la Chambre de Commerce propose de supprimer cette condition, et est d'avis que les deux autres conditions sont suffisantes pour assurer le caractère raisonnable de ces coûts.

**La modification de l'article 6, point 2 du RGD modifié du 31 mars 2010**, concerne la formule de calcul des coûts évités appliqués par le régulateur pour chacun des gestionnaires de réseau. Avant modification, la formule est la suivante :

*Coûts évités*

= *prix du marché de gros « spot »*

*x volume équivalent de la fourniture d'électricité cédée au gestionnaire de réseau<sup>5</sup>*

Le Projet propose que les termes « *prix du marché de gros « spot »* » soient remplacés par les termes « *prix du marché spot des bourses d'électricité pour la zone de prix Allemagne/Luxembourg, et en cas de changement, toute autre zone de prix à laquelle le Luxembourg est rattachée [...] en calculant pour chaque mois calendrier avec les valeurs des prix mensuels<sup>6</sup> de marché suivants :*

– *pour l'électricité produite par cogénération à haut rendement à partir du gaz naturel : « MW » ;*

<sup>5</sup> Il s'agit du gestionnaire de réseau concerné en vertu des contrats de rachat.

<sup>6</sup> Souligné par la Chambre de Commerce.

- pour l'électricité produite à partir de l'énergie hydroélectrique, de gaz de stations d'épuration d'eaux usées, de biogaz, de biomasse solide et du bois de rebut : « MW » ;
- pour l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne : « MW Wind an Land » ;
- pour l'électricité produite à partir de l'énergie solaire : « MW Solar ». »

Selon l'exposé des motifs du Projet, la référence au prix du marché de gros « spot » ne correspond en effet plus à la réalité du marché.

Pour situer cette formule dans le contexte du mécanisme de compensation, la Chambre de Commerce rappelle que :

- ▶ le mécanisme de compensation sert à compenser les gestionnaires de réseau pour les coûts nets que représente pour eux l'obligation de rémunérer les producteurs bénéficiant d'un contrat de rachat ou de prime de marché pour l'électricité injectée dans le réseau ;
- ▶ le montant qui est compensé correspond aux coûts nets des gestionnaires de réseau, c'est-à-dire leur coûts bruts (à savoir le prix de l'électricité rachetée à prix fixe aux producteurs sous contrat de rachat), moins leurs coûts évités (à savoir le prix que perçoivent les gestionnaires de réseau suite à la revente de cette électricité sur le marché) ;
- ▶ en pratique, il est fréquent que les gestionnaires de réseau cèdent l'électricité reprise aux fournisseurs, à qui il appartient de revendre l'électricité sur le marché, puis de se faire compenser les coûts nets via le mécanisme de compensation.

Cela étant, il est impératif que la formule des coûts évités reflète de manière adéquate le prix de revente de l'électricité sur le marché pour que les coûts nets compensés aux fournisseurs (ou aux gestionnaires de réseau, le cas échéant), correspondent bien à la différence entre (1) ce qu'ils ont dépensé pour rémunérer les producteurs sous contrat de rachat et (2) les revenus perçus de la vente de l'électricité reprise sur le marché.

A défaut, et notamment si les prix obtenus en application de la formule sont surévalués par rapport aux prix de marché réellement perçus par les fournisseurs, ces mêmes fournisseurs sont sous-compensés via le mécanisme de compensation, et risquent d'essuyer des pertes financières non négligeables. C'est bien à ce problème que tente de remédier le Projet en adaptant la formule de calcul des coûts évités.

Toutefois, le Projet propose de calculer le prix de marché en se référant à des prix de référence sur le marché allemand (« MW », « MW Solar », « MW Wind an Land », etc.), ce qui risque d'être inapproprié. Ces prix de référence reflètent un prix moyen mensuel horaire « spot » sur un mois, qui ne tient pas compte des variations en fonction de l'orientation et de la production spécifique de chaque installation, de pannes éventuelles, ni de profils pratiquant l'autoconsommation.

De plus, cette formule de prix est appliquée au « *volume équivalent de la fourniture d'électricité cédée au gestionnaire de réseau concernée en vertu des contrats de rachat* ». Cette formulation est peu précise et ne tient pas compte de la possibilité de mesurer les volumes injectés en temps réel grâce au déploiement des compteurs intelligents au Luxembourg.

Compte-tenu de ce qui précède, la Chambre de Commerce recommande d'adapter la formule de calcul des coûts évités afin d'y refléter les prix horaires (au lieu des prix mensuels) sur le marché de l'électricité, appliqués aux volumes horaires réellement injectés. Cela permettrait d'obtenir un calcul plus précis du prix de revente de l'électricité injectée sur le marché, et de compenser ainsi les fournisseurs (ou les gestionnaires de réseau, le cas échéant) avec les montants les plus proches des coûts nets qu'ils supportent réellement.

Dès lors, la Chambre de Commerce propose de reformuler l'alinéa décrivant la formule de calcul des coûts évités, à l'article 6, point 2 du RGD modifié du 31 mars 2010, de la manière suivante (suppressions en surligné et rajouts en gras par la Chambre de Commerce) :

« Les coûts évités appliqués par le régulateur pour chacun des gestionnaires de réseau correspondent au produit à la **somme, sur l'ensemble des heures de l'année considérée**, du prix du marché de gros « spot » et du **de chaque heure de l'année du produit EPEX day-ahead fixing Allemagne/Luxembourg, multiplié par le volume équivalent de la fourniture d'électricité cédée au gestionnaire de réseau concerné en vertu des contrats de rachat.** »

\*

Après consultation de ses ressortissants, la Chambre de Commerce est en mesure d'approuver le projet de règlement grand-ducal sous avis, sous réserve de la prise en compte de ses commentaires.





