

Réaction au Projet d'AGW modifiant l'AGW du 30/11/06 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération en vue d'établir et de réformer la méthodologie de calcul applicable aux cas d'extension et de nouvelles unités de production

Réf. à la demande d'avis: PHH/GRC/ENER/ CAP/MAM/lug/S20-005917

Janvier 2022

Contacts : Cécile Heneffe, Conseillère – cheneffe@edora.be, 0488/17.21.18

Fawaz Al Bitar, Directeur général – falbitar@edora.be, 0496/12.22.31

A propos d'Edora

EDORA est la fédération des acteurs et entreprises actifs dans les énergies renouvelables et les produits et services facilitant la transition énergétique. EDORA vise à atteindre un système énergétique 100% renouvelable.

Dans le but de répondre aux enjeux climatiques et dans une approche de développement durable, EDORA plaide pour un développement des énergies renouvelables accéléré, équilibré, intégré et de qualité.

EDORA agit pour que les énergies renouvelables contribuent efficacement à l'indépendance énergétique et la prospérité socio-économique.

Considérations générales

EDORA remercie le **Ministre Henry** pour l'opportunité qui lui est donnée de réagir à cette proposition d'arrêté du Gouvernement wallon, ainsi que du délai supplémentaire octroyé, nous permettant de rendre l'avis le plus complet possible.

Si la mise en place d'une nouvelle méthodologie claire semble être pertinente, Edora attire l'attention sur trois points essentiels à sa bonne mise en œuvre.

La prise en compte d'un **IRR de référence** est essentielle au développement des filières renouvelables, dans un cadre d'investissement serein. Sa disparition constitue un des problèmes majeurs de cette méthodologie et engendre une insécurité d'investissement significative supplémentaire. Si le CMPC a le mérite d'exister, il n'est pas un objectif en soi et ses valeurs ne sont pas définies dans l'AGW, comme le sont les IRR. Edora demande à ce que cette garantie soit renouvelée et à ce que la méthodologie soit à nouveau basée sur la **réintroduction d'un IRR de référence par filière**. Par ailleurs, cet élément va de pair avec un **calcul post-taxe**. En effet, calculer une rentabilité sans prendre en compte la fiscalité n'a pas de sens économique. Ces deux éléments permettent de garantir une méthodologie robuste.

Il est en outre nécessaire de prendre en compte **des valeurs de référence** qui reflètent la réalité de terrain. Sans cela, les investisseurs ne consentiront plus à se lancer dans de nouveaux projets, ce qui hypothéquera l'atteinte des objectifs régionaux fixés. Au vu des premières informations que nous avons pu lire, à la fois dans le benchmark et dans les documents de l'Administration, certaines valeurs nous semblent irréalistes. Pour prendre un exemple emblématique, les heures de fonctionnement de l'éolien et du PV sont complètement en déphasage avec les valeurs enregistrées sur le terrain. Par ailleurs, si une comparaison avec des régions et pays voisins peut donner des indications pertinentes, il est indispensable de prendre également en compte le contexte législatif, réglementaire et la réalité de terrain. En Wallonie, les contraintes environnementales pour les éoliennes impliquent la limitation des heures de fonctionnement tandis que les contraintes paysagères et de distance aux zones d'habitat conduisent à l'installation de hauteur de mats nettement plus petites que dans les régions voisines, ce qui prive notre région des meilleures technologies disponibles.

La prise en compte d'un IRR de référence prédéfini couplée à des valeurs de référence réalistes permettront d'accompagner une évolution des niveaux de soutien qui assure la poursuite du développement renouvelable en Wallonie tout en évitant de générer des profits indus.

Enfin, Edora tient à rappeler que la méthodologie de calcul de taux de soutien devra s'accompagner **d'enveloppes de CV réalistes**, elles-mêmes corrélées aux objectifs que la Wallonie se fixe (et va se fixer) dans le PACE 2030. Si la fédération accueillerait avec satisfaction la prise de mesures politiques visant à assurer un cadre juridique plus stable aux projets et la levée d'une série de contraintes et de coûts excessifs, EDORA estime que la diminution du niveau de soutien ainsi engendrée devra néanmoins encore s'accompagner de moyens supplémentaires via l'élargissement des enveloppes de CV.

Points spécifiques

▪ **Art. 2 3° Allongement du délai de traitement par l'Administration**

L'allongement du délai de traitement (passant de 45 jours à 3 mois) est difficilement compréhensible. Edora remarque que cela reflète la réalité de terrain actuelle. Cependant, si cet allongement donnera une visibilité à court terme, ce délai supplémentaire provoque un impact sur la décision d'investissement des potentiels producteurs d'électricité verte. Edora s'oppose ainsi à cette proposition d'allongement du délai de traitement.

Par ailleurs, ce délai supplémentaire vient s'ajouter aux délais très importants rencontrés actuellement pour la demande d'étude de raccordement auprès des GRD. Bien que ces études doivent être rendues dans les 3 mois, les délais dépassent régulièrement les 4 à 5 mois (allant même jusqu'à 12 mois de délais actuellement). Si ces délais venaient à être la norme, Edora demande à ce que les deux délais puissent courir en parallèle.

Tant pour le traitement des dossiers que pour les nombreux autres points que l'Administration vont devoir traiter avec cette nouvelle méthodologie, Edora préconise de renforcer l'équipe du SPW en charge de la thématique.

▪ **Art. 2 4° Introduction d'un nouveau dossier en cas d'augmentation de puissance en cours de procédure**

Edora s'interroge sur la mise en pratique de la mesure. Par exemple, un projet éolien réserve ses CV. Au vu de la longueur de la procédure, il peut être nécessaire de faire un choix technique différent, provoquant l'augmentation de puissance du parc. La réservation du supplément peut alors se faire avec un taux différent. Comment, en pratique, le nombre de CV sera octroyé et comment le calcul sera réalisé ?

▪ **Art. 2 5° Retard de début de production**

Edora demande à ce qu'une liste non exhaustive des causes externes éligibles soit publiée par l'Administration, afin d'avoir un cadre plus clair et sécurisant pour les développeurs de projet.

▪ **Art. 2 6° Annulation du droit à l'obtention des certificats verts**

Edora prend note qu'il sera désormais possible que la réservation de CV, en tout ou en partie, soit annulée, sur demande de l'Administration, et que les CV soient réalloués à d'autres projets.

▪ **Art. 2 8° Formule du nombre de CV octroyés**

La prise en compte du k_{CO_2} nous semble intéressante.

Edora prend également note du **calendrier de révision** des taux d'octroi. Elle s'attend donc à une nouvelle consultation des paramètres pour les nouveaux taux qui entreront en vigueur en 2023.

Le producteur doit remettre annuellement à l'Administration les **éléments de preuve de la réalisation** des investissements relatifs à l'unité concernée. EDORA s'interroge si ce rapport doit être remis annuellement quoiqu'il arrive, ou s'il n'est plus à fournir une fois que l'ensemble des investissements est réalisé.

La définition de **Eenp** soulève plusieurs questions :

- Telle qu'elle est écrite, il nous semble qu'elle est sujette à interprétation. Selon notre interprétation, il faut que l'électricité soit à la fois vendue à prix négatif pendant au moins 6h consécutives, et que, sur la même période, les prix day-ahead sur le marché spot belge soient également négatifs. Ces deux critères sont-ils bien cumulatifs ?
- D'autre part, il nous semble que cela risque d'entraîner une discrimination des producteurs en fonction des contrats de vente de l'électricité souscrits.
- Enfin, Edora s'interroge sur la mise en pratique de cette mesure. Comment l'Administration pourra-t-elle mettre cela en œuvre ? Cela ne pourra se faire qu'a posteriori, avec les prix horaires sur une longue période. En 2021, on constate que des prix négatifs étaient enregistrés durant 1,8 % du temps – les périodes de plus de 6 heures étant encore plus rares. Chaque producteur aura un formatage des informations différents, demandant du traitement manuel. Edora souhaiterait avoir des éclaircissements sur le sujet. Est-ce que le rapport coût (temps à consacrer) – bénéfice (économie de CV) est intéressant ?

▪ **Art. 7° Durée d'octroi**

Edora constate l'augmentation de la durée d'octroi des CV pour la filière photovoltaïque. Si la durée de 20 ans correspond bien à des projets visant l'injection uniquement, cette durée se prête mal à des projets d'autoconsommation. En effet, les entreprises qui installent des panneaux chez elles cherchent une rentabilité à court terme. La durée de 10 ans est dans ce cas nécessaire.

Edora propose de scinder la durée d'octroi selon la destinée du projet, sur base du raccordement : autoconsommation principalement (raccordement existant) ou injection (nouvelle demande de raccordement).

▪ **Art. 8 et 9 Méthodologie**

Edora constate que la méthodologie est pratiquement identique pour les nouvelles installations et les extensions que pour les cas de prolongation. Les remarques pour la méthodologie concernant les nouvelles installations s'appliquent également aux extensions (pour une facilité de lecture, nous faisons ici les commentaires par rapport à l'art. 8, mais ceux-ci s'appliquent également à l'art. 9, sauf si précisé).

- ➔ 1 : Les catégories d'installation ne sont définies qu'en fonction du ratio de CAPEX. Or, il pourrait aussi être intéressants d'avoir une granulométrie différente, en fonction des types de technologies, en fonction des OPEX, de choix technologiques (à l'instar de la hauteur de mat pour l'éolien).
- ➔ 3 6° : La formule du taux d'octroi met un plafond maximal, via le paramètre P. Cependant, dans le cas où le prix de l'électricité est supérieur au CPMA, le taux serait **négatif**.
Edora demande la mise en place d'une borne inférieure égale à 0, à l'instar de ce qu'il est prévu en Flandre.
- ➔ 4 7° : Concernant la date des investissements éligibles, si la durée de 3 ans semble pertinente dans le cas de la prolongation, elle est questionnable pour les nouveaux projets. En effet, les projets éoliens, biogaz, ... peuvent prendre plusieurs années à être mis en œuvre. Que se passe-t-il pour les investissements réalisés avant les 3 ans ?
- ➔ 6.1 2° : Edora attire l'attention sur la comparaison avec les pays et régions limitrophes. Si la pertinence de la comparaison n'est pas à remettre en question, il est nécessaire de prendre

en compte les différences de contexte législatif et réglementaire, induisant des prix de marché différents. Par exemple, en Wallonie, le cadre éolien est très strict, et implique quasi exclusivement des éoliennes de petite taille, proportionnellement plus coûteuses. Pour plusieurs filières, la Wallonie demande la mise en place de mesures environnementales plus poussées que dans les régions voisines, ce qui induit un coût plus important pour le porteur de projet. Les coûts de raccordement au réseau électrique sont également beaucoup plus importants en Wallonie qu'en Flandre. L'analyse des coûts doit donc nécessairement s'accompagner d'une analyse du contexte.

- 6.2 : Le calcul se fait désormais pré-taxe. Il s'agit d'un paramètre important, qui peut pénaliser fortement le bilan financier d'un projet. Edora demande de prendre en compte la taxation dans la méthodologie. Réaliser le calcul pré-taxe engendre un risque supplémentaire pour les projets, en raison de la non prise en compte des évolutions des régimes fiscaux. D'autre part, un calcul de rentabilité ne peut s'effectuer que post-taxe. Une approche pré-taxe biaise donc l'analyse des taux d'octroi. Edora demande que la taxation soit prise en compte dans la méthodologie.
- 6.5 :
 - Cette méthodologie ne prend pas en compte un **IRR de référence**. Cependant, nous constatons que cet aspect est partiellement repris via le taux de rentabilité sur fonds propres. La méthodologie kECO avait un principe fondamental : l'atteinte de cet IRR de référence, indiqué dans l'annexe 7 de l'AGW. Dans la proposition de nouvelle méthodologie, il ne s'agirait que de paramètres soumis à discussion, sans que ce ne soit l'objectif recherché. **Edora demande à ce que l'IRR soit à nouveau pris en compte.**
 - Edora attire l'attention que l'effet de cannibalisation est en forte augmentation selon nos membres.
 - Les taux d'octroi sont adaptés chaque année suivant l'évolution des prix de l'électricité. Nous demandons que ce soit basé uniquement sur les prix de marché de l'année suivante, au lieu des trois années suivantes, à l'instar de la méthodologie actuelle du facteur rho.
 - 4 ° : Comment la décote λ sera calculée en pratique ? Sachant que la plupart des producteurs et fournisseurs d'électricité possèdent un parc de production diversifié, il n'est que très peu souvent possible de relier la production d'un parc renouvelable donné à une facture unique d'un client final. De plus, il n'est pas fait mention de la décote λ sur les factures, ce qui ne permettrait pas à l'administration de pouvoir adapter le facteur en conséquence.
- 8 : Travailler sur dossier est une possibilité pertinente. Edora souhaite attirer l'attention que, si les valeurs de référence telles que présentées dans le benchmark ou par l'administration étaient validées, la grande majorité des projets (qui oseront encore prendre le risque d'investir) seront sur dossier, provoquant une surcharge de travail pour l'Administration. Il est ainsi essentiel que les valeurs de référence soient des valeurs issues de la réalité de terrain, et non des valeurs cibles irréalisables.
- Concernant l'article 9 uniquement :
 - 1. Paramètres économiques : les valeurs de l'électricité et de la chaleur/froid ne sont pas précisés : nous demandons à ce que ce soit ajouté et pris en compte.
 - Le CPMC n'est pas mentionné directement. Notre compréhension (et notre demande) est qu'il soit pris en compte à l'instar des cas de nouvelles installations.

- 4 : Edora s'interroge sur la différence de définition entre l'extension et la nouvelle installation pour le paramètre t. Il serait logique de rester sur t = « période d'octroi avec production d'électricité verte ».
- 6.2 : pourquoi les coûts de démantèlement ne sont pas pris en compte ?