

Position Paper: *Energie éolienne offshore en mer du Nord belge*

Contact: febeliec@febeliec.be

Date: 29/3/2022

1^{ère} phase : 2009-2020

Durant cette période, les investissements dans l'énergie éolienne offshore étaient lourdement subsidiés. Les coûts de soutien de cette politique (les certificats offshore, partiellement le câble de raccordement et la garantie de l'investissement) sont quasi-entièrement répercutés par Elia aux consommateurs d'électricité.

A la fin de 2020, huit parcs éoliens offshore sont opérationnels en Belgique: C-Power (depuis 2009, 325 MW), Belwind (2010, 171 MW), Northwind (2014, 216 MW), Nobelwind (2017, 165 MW), Rentel (2018, 309 MW), Norther (2019, 370 MW), Northwester 2 (2020, 219 MW) et Seamade (2020, 487 MW). Ainsi, la capacité installée totale s'élève à 2261 MW.

Pour l'électricité produite, les producteurs reçoivent des certificats de la CREG, qui sont rachetés par Elia. Jusque fin 2021, les coûts des certificats offshore étaient récupérés par Elia via une surcharge sur les tarifs de transmission, qui en 2021 s'élevait à 11,6852 euro/MWh. Les coûts du câble sont subsidiés via une redevance (0,0840 euro/MWh pour 2021). A partir de 1/1/2022, ces deux redevances ont été remplacées par une accise spéciale sur l'électricité (voir la Position Paper sur les Accises spéciales).

Le système de subsides a été modifié plusieurs fois ces dernières années en vue de limiter le coût total pour les consommateurs d'électricité. Les premiers parcs avec *financial close* avant le 1^{er} mai 2014 (C-Power, Belwind et Northwind) reçoivent un soutien minimum de 107 €/MWh pour les premiers 216 MW de capacité installée, et de 90 €/MWh pour le reste de leur capacité, et ce pour une période de 20 ans. En outre, ils ont reçu le subside pour le câble pour un montant maximal de 25 millions d'euros.

En 2014, le système a été adapté pour les concessions domaniales avec un *financial close* du 2 mai 2014 au 30 avril 2016 et le prix de l'électricité et l'évolution technologique ont été pris en compte dans le soutien ; le niveau du subside est lié au prix de l'électricité : plus le prix que les exploitants obtiennent pour leur électricité est élevé, moins ils recevront de subsides¹. Concrètement, le soutien minimum a été calculé sur base de la formule suivante: LCOE – prix de référence de l'électricité – facteur de correction. Les *levelized costs of energy production* (LCOE) ont été fixés à 138 €/MWh et le facteur de correction est égal à 10% du prix de référence de l'électricité.

Le soutien a à nouveau été réformé pour les installations dont le *financial close* a eu lieu avant le 1^{er} mai 2016. La formule a été fixée comme suit : LCOE - [(prix référence électricité x (1 – facteur de correction) + la valeur des garanties d'origine) x (1-facteur pertes réseaux)]². Le LCOE pour Rentel a été fixé à 129,80 €/MWh, celui pour Norther à 124 €/MWh.

En été 2018, le LCOE a été revu et fixé à 79€/MWh pour les concessions domaniales dont le *financial close* sera concrétisé à partir du 1^{er} juillet 2018 (plus précisément Northwester 2 et Seamade)³. Lors de cette révision, d'autres éléments du mécanisme de soutien ont encore été modifiés. Ainsi, la période de subsides a été limitée à maximum 63.000 d'heures *full load* soutenues (heures à pleine capacité), sur une période de maximum 17 années.

¹ Loi du 8 mai 2014 portant des dispositions diverses en matière d'énergie, M.B. 4/06/2014 ; A.R. du 4 avril 2014 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, M.B. 14/06/2014

² La période de soutien est de 19 années.

³ A.R. du 17 août 2018 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, M.B. 27/08/2018

Le subside du câble a été modifié également. La prise de courant en mer (« Modular Offshore Grid »)^{4,5} est opérationnelle depuis l'automne 2019. La plateforme de commutation se trouve à 40 km de la côte et regroupedepuis 2020 l'électricité produite par 3 parcs éoliens offshore (Rentel, Seamade et Northwester 2) avant de l'acheminer jusqu'à la terre ferme. Pour les installations dont le *financial close* a eu lieu après le 31 décembre 2016, il existe l'obligation de se raccorder au Modular Offshore Grid. Toutes les installations qui se connectent à la prise de courant en mer reçoivent, en plus du prix minimum pour l'électricité produite, un montant fixé par la CREG. Les parcs éoliens dont le *financial close* a eu lieu entre le 2 mai 2014 et le 31 décembre 2016 inclus peuvent toutefois demander au ministre de ne pas se raccorder⁶. Dans ces cas, le subside existant du câble (maximum 25 millions €) est octroyé et le soutien minimum octroyé est majoré⁷. Des producteurs de parcs éoliens dont le *financial close* a eu lieu avant le 31 décembre 2016 (Norther et Rentel⁸) pourront donc bénéficier, sous ce système, du subside du câble et en plus d'un revenu supplémentaire. De plus, on pourrait se poser des questions quant au lien entre les coûts pour l'installation du câble et le lien avec l'énergie produite. Ce dernier montant est l'avantage qui a été calculé par la CREG lorsque la prise de courant en mer serait réalisée. La logique est ici néanmoins inversée : l'avantage prévu est considéré comme un acquis, alors que le fait que la prise de courant en mer n'existe pas encore, est calculé comme un coût.

2^{ème} phase : 2020-2030

En octobre 2021, le Conseil des Ministres a validé l'objectif de développer la production d'énergie éolienne offshore. D'ici 2030, une capacité additionnelle de 3,15 à 3,5 GW est visée. De plus, le principe de raccordement de l'éolien via un îlot énergétique est validé.

A cet effet, dans le Plan d'aménagement des espaces marins 2020-2026, une zone supplémentaire de 285 km² dans la mer du Nord belge est destinée à la construction et à l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Cette « zone Princesse Élisabeth » est à son tour répartie en 3 zones : Noordhinder Nord, Noordhinder Sud et Fairybank. Ensuite, le gouvernement belge a décidé d'organiser dorénavant les domaines de concession disponibles pour la construction et l'exploitation d'installations offshore sur base de procédures de mise en concurrence (*tenders*). La loi du 12 mai 2019 fixe les principes généraux de ces *tenders*, avec comme objectif de réaliser les 5,4 à 5,8 GW proposés d'énergie éolienne offshore d'ici 2030 au plus tard. Le lieu précis, la surface et le nombre de parcelles qui feront l'objet d'une procédure de mise en concurrence, doivent encore être déterminés par arrêté ministériel. Par ailleurs, les conditions et les critères concernant la recevabilité et l'octroi des concessions domaniales seront fixés par arrêté royal.

En ce qui concerne le raccordement des futurs parcs, il est prévu que le gestionnaire du réseau de transmission Elia construise une extension du Modular Offshore Grid existant (MOG 2). Par ailleurs, il y a également lieu de renforcer le réseau de transmission sur le continent pour transporter l'énergie éolienne offshore supplémentaire vers l'intérieur du pays. A cet effet, le projet Ventilus (Flandre occidentale) et le projet Boucle du Hainaut ont été mis en place.

⁴ Art. 6/2 de la loi électricité, tel qu'introduit par la Loi du 13 juillet 2017 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en vue d'établir un cadre légal pour le Modular Offshore Grid (1), M.B. 19/7/2017 ; A.R. du 1 mars 2018 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales au gestionnaire du réseau pour la construction et l'exploitation d'installations pour la transmission d'électricité, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international, M.B. 8/03/2018.

⁵ La concession domaniale a été octroyée à Elia par A.R. du 8 juillet 2018, M.B. 20/07/2018.

⁶ Tant Norther que Rentel avaient leur *financial close* juste avant le 31/12/2016. De plus, les arrêtés royaux du 5 juillet 2015 donnent le feu vert pour le raccordement individuel des concessions domaniales Rentel et Norther.

⁷ Pour les installations dont le *financial close* a eu lieu après le 1er mai 2014, le prix minimum est majoré de 12 €/MWh.

Pour les installations dont le *financial close* a eu lieu après le 1er mai 2016, le prix minimum est majoré d'un montant fixé par la CREG sur base des offres obtenus pour la livraison et placement du câble sous-marin. Le financement du câble est donc dorénavant fixé individuellement pour chaque parc. Ce système est également appliqué si le MOG ne verrait pas le jour.

⁸ Conformément à la « Décision 1910 de la CREG relative à la détermination de la valeur de transfert des installations que Rentel cède à Elia dans le cadre du Modular Offshore Grid et révision du subside pour le câble et de la surcharge pour le câble de Rentel », Rentel a transféré son installation à Elia et le subside et la surcharge pour le câble ont été revus.

Planning ultérieur :

- Etudes préliminaires 2020-2023
- Publication des arrêtés d'exécution 2022-2023
- Octroi des *tenders* 2023-2024
- Mise en service des nouveaux parcs 2027-2030

Par ailleurs, une consultation publique a été organisée début 2022 concernant les critères devant être utilisés pour la procédure d'appel d'offres pour les futurs projets.

Objectifs Febeliec

Febeliec constate que l'énergie éolienne offshore reste encore toujours une technologie relativement chère et que dès lors, les adaptations de soutien n'ont mené qu'à une amélioration limitée sur la facture des consommateurs ; par ailleurs, des coûts supplémentaires semblent nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement étant donné que l'énergie éolienne n'offre pas la garantie de livraison qui est requise dans le système électrique. Il y donc lieu d'envisager s'il ne faut pas viser le progrès technologique de l'énergie éolienne offshore, en combinaison avec des solutions visant la garantie de livraison, plutôt que son déploiement rapide. Par ailleurs, nous constatons également que des augmentations continues de production d'énergie éolienne en Belgique et en Europe mènent à des prix de marché plus bas, pouvant même devenir négatif durant un nombre croissant d'heures. Ceci sape le *business case* des futurs parcs éoliens.

Febeliec soutient le développement de la prise de courant en mer (MOG 2), pour autant que l'avantage financier par rapport aux câbles individuels puisse être démontré. Dès que la prise de courant est effectivement mise en place, Febeliec plaide en faveur de son utilisation obligatoire, sauf si le producteur a une raison fondée qui empêche son raccordement. Etant donné que le consommateur aura déjà payé la prise de courant, il est inacceptable qu'il paie une deuxième fois pour le subsidé du câble et pour le soutien minimum majoré en faveur d'un producteur qui ne souhaite pas se connecter.