

Réponse de BSTOR SA/NV à la consultation publique organisée par la CREG concernant le projet d'arrêté royal fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2024-2027

0 Executive summary

BSTOR SA/NV demande à la CREG de modifier la méthodologie tarifaire proposée concernant le stockage d'électricité en général, et les parcs de batterie en particulier pour la mettre en conformité avec le cadre juridique belge et européen.

En l'occurrence:

- L'exemption aux tarifs d'accès dont bénéficient les parcs de batteries mis en service après 2018 doit être illimitée dans le temps. Une méthodologie imposant une double tarification à ces derniers, même à partir de la 11^{ème} année, est manifestement contraire au cadre légal belge, au Green Deal et au Clean Energy Package européens ainsi qu'aux objectifs de la transition énergétique. Par ailleurs, pour ces mêmes raisons, les parcs de batteries devraient être exemptés également des autres tarifs de transport appliqués à la consommation.
- En particulier, les tarifs pour obligations de service public (tarifs OSP), surcharges et taxes ne peuvent s'appliquer à l'électricité prélevée par un parc de batteries avec un point d'accès dédié car celle-ci est par définition, au sens de la Loi Electricité (définie ci-après), destinée à être réinjectée, aux pertes de rendement près, et n'est donc pas fournie à un client final. Par ailleurs, la Directive Taxation Energie (définie ci-après) impose de manière tout à fait explicite d'exonérer cette électricité de toute surcharge ou taxation.

1 BSTOR

BSTOR SA/NV est le véhicule d'origination, développement, financement, et exploitation d'actifs de stockage par batterie en Belgique du groupe Ackermans & van Haaren, de la SRIW-Environnement et de Bruno Vanderschueren.

BSTOR détient 75% de la société ESTOR-LUX, le « *Special Purpose Vehicle* » détenant le premier parc de batteries connecté au réseau de transport belge, le projet ESTOR-LUX à Bastogne (10MW / 20MWh).

BSTOR a l'ambition de développer un pipeline de minimum 150 MW de capacité de batterie de stockage, établie sur plusieurs sites, avec pour objectif de conclure le financial close d'ici 2024 et en assurer la mise en opération d'ici 2025.

2 Réponse à la consultation

Selon la lecture faite par BSTOR du projet d'arrêté soumis à consultation, il ne semble y avoir aucun changement concernant le stockage d'électricité dans la méthodologie tarifaire proposée par la CREG pour la période régulatoire 2024-2027, par rapport à celle en vigueur pour 2020-2023 définie par l'arrêté (Z)1109/10 du 28/12/2018.

Pour la situation qui concerne BSTOR, à savoir des parcs de batteries directement raccordés au réseau (pas de « netting » du périmètre d'accès et du périmètre de fourniture avec un autre utilisateur du réseau, qu'il soit producteur ou consommateur) avec une mise en service initiale après le 1/7/2018, cette méthodologie inclut:

- Une exonération des tarifs de transport (à l'exception pour l'instant des tarifs de raccordement) pour une période 10 ans suivant leur mise en service (voir Art 4, §9 du projet de méthodologie tarifaire). A partir de la 11^{ème} année, les spécificités d'une installation de stockage ne sont plus reconnues et les tarifs s'appliquent comme si l'installation était par alternance considérée comme un consommateur (en phase de charge) avec pleine application des tarifs de transport en prélèvement, et comme un producteur (en phase de décharge), avec pleine application des tarifs sur l'énergie injectée.
- Pour les tarifs comprenant les obligations de service public, taxes et surcharges, la méthodologie recommande une application sur l'énergie nette prélevée (voir Art. 6 du projet d'arrêté).

Pour investiguer l'impact de cette méthodologie tarifaire, le tableau suivant synthétise à titre d'illustration les tarifs de réseau, d'obligation de service public taxes, et surcharges s'appliquant en 2022 à un utilisateur raccordé au réseau 70kV en Wallonie, en application de la méthodologie actuelle (et sans tenir compte des OSP, surcharges et taxes fédérales, converties en accises depuis le 1/1/2022¹).

Type	Tarif	Unité	Prélèvement	Injection
Tarifs Accès	Pointe mensuelle	EUR/kW/an	4.7316	
	Pointe annuelle	EUR/kW/an	9.8285	
	Puissance mise à disposition	EUR/kVA/an	8.7589	
	Gestion du système	EUR/MWh	1.4437	
	Réserves de puissance et black start	EUR/MWh	0.7254	0.6169
	Intégration du marché	EUR/MWh	0.3719	
Tarifs OSP, Surcharges	OSP Certificats verts wallon	EUR/MWh	13.8159	
	Surcharge domaine public Wallonie	EUR/MWh	0.3074	

Selon la méthodologie actuelle, dont les principes seraient reconduits pour la période 2024 – 2027 au vu de la proposition de la CREG, les tarifs, taxes et surcharges totaux s'appliquant à un parc de batteries connecté sur le 70kV en Wallonie sont décrits au tableau suivant.

¹ Néanmoins, rien n'exclut que de nouveaux tarifs OSP, taxes et surcharges fédérales soient (re-)créées d'ici à ou pendant la période régulatoire 2024 – 2027. Raison pour laquelle toutes les considérations relatives à ces tarifs OSP, taxes et surcharges dans la présente réponse à la consultation sont à interpréter comme incluant tant tarifs, les taxes et surcharges fédéraux que les régionaux.

	Années 1-10	Années >10
EUR/MVA capacité	0	23 319
EUR/MWh injecté si OSP sur net	2.49	5.48
EUR/MWh injecté si OSP sur brut	16.62	19.61

Ils se divisent en

- Un terme de puissance de 0 EUR/MVA installé les 10 premières années, 23.3kEUR/MVA installé ensuite (hypothèse que le parc de batterie est utilisé en prélèvement plusieurs fois par mois – par jour, même – à la puissance souscrite, et que les tarifs de pointe s'appliquent donc à cette dernière);
- Un terme d'énergie en prélèvement et en injection, ramené dans le tableau ci-dessus en un total par unité d'énergie injectée (hypothèse de rendement de cycle de 85%) de 2.5 EUR/MWh injecté les 10 premières années, 5.5 EUR/MWh ensuite dans l'hypothèse où Elia applique la méthodologie tarifaire telle que recommandé par la CREG en appliquant les OSP et surcharges uniquement sur le net prélevé. Or à l'heure actuelle Elia facture ces tarifs et surcharges sur le brut prélevé, soit sur chaque MWh chargé par une batterie. Dans ce dernier cas, le terme d'énergie est de 16.6EUR/MWh injecté les 10 premières années, 19.6 EUR/MWh ensuite.

Un business modèle de batteries repose sur deux piliers:

- Soit de la fourniture sur les marchés wholesale (spot, intraday), en faisant du transfert d'énergie entre les périodes de creux et celles de pointes de consommation résiduelle², une fonction amenée à jouer un rôle de plus en plus crucial dans le système (fourniture de pointe à l'aide de renouvelable stocké);
- Soit de la fourniture de capacité de réserve et d'énergie de balancing (intraday à l'approche du gate closure time, balancing réactif ou balancing actif dans le cadre des marchés de réserve et de free bids). Ici, la batterie fait du «*time-shifting*» d'énergie de plus courte durée en faisant le lien entre des déséquilibre successifs de sens opposé dans le périmètre des BRPs ou sur la zone de réglage belge (voire européenne une fois que PICASSO sera d'application).

Sur ces marchés, les parcs de batteries entrent essentiellement en concurrence avec les centrales de production thermiques flexibles d'une part et le demand side management de l'autre³. Or il est manifeste que la méthodologie actuelle crée un désavantage compétitif notable pour les parcs de batterie face à leur concurrence, qui ne trouve aucune justification valable et crée donc une discrimination évidente.

² «consommation résiduelle» = consommation diminuée de la production must run

³ Batteries et demand side ne sont pas que «concurrents» sur ce marché, mais peuvent avantageusement être combinées au sein de Virtual Power Plants.

- Par rapport aux centrales thermiques:
 - Les tarifs s'appliquant aux centrales thermiques ne comportent aucun terme de puissance, puisque les tarifs de pointe et de puissance souscrite ne s'appliquent pas en injection. Or, rien ne justifie par exemple qu'un parc batteries de 150 MW paye 3.5 MEUR par an pour le terme de puissance des tarifs de transport (même si ce n'est qu'à partir de l'année 11) là où une centrale à gaz ne payerait absolument rien pour souscrire à et injecter une puissance totalement similaire. De tels tarifs viennent alourdir très significativement la structure OPEX d'un parc de batterie et affectent leur modèle économique, basé comme pour le renouvelable sur une structure de coûts principalement orientée CAPEX.
 - Concernant le terme en énergie, les centrales thermiques payent actuellement 0.6 EUR/MWh injecté. Or rien ne justifie qu'un parc de batterie supporte pour ce terme des tarifs 4 à 9 fois supérieurs, voire 27 à 32 fois supérieurs si OSP et surcharges sont appliqués sur le brut prélevé, et non sur le net. C'est d'autant moins justifié et d'autant plus discriminatoire que lorsque le parc de batteries est actif sur les marchés *wholesale*, des tarifs d'injection ont déjà été payés sur l'énergie prélevée du réseau en vue de la réinjection ultérieure par le parc de batterie et que lorsqu'une centrale thermique fournit de l'énergie de balancing, elle ne paye absolument aucun tarif de réseau pour le terme énergie pour autant que les activations à la hausse et à la baisse soient symétriques, là où un parc de batterie payerait les tarifs OSP sur l'ensemble de l'énergie prélevée, et à partir de l'année 11 l'ensemble des tarifs de transport dans chaque sens.
- Par rapport au *demand side management*. Ce dernier consiste essentiellement à du load shedding, ce qui épargne à l'utilisateur des tarifs de réseau (cout négatif). Dans le cas de *load shifting*, le surcoût des tarifs de réseau est nul ; le coût est juste déplacé.

Sans changement notable dans la méthodologie tarifaire, la discrimination manifeste dont font l'objet les parcs de batteries dans la méthodologie actuelle ne feront que s'accroître, les tarifs, surcharges et taxes étant amenés à augmenter significativement.

La seule manière de mettre un terme à cette discrimination manifeste est d'exempter totalement et sans limite de temps les installations de stockage des tarifs de réseau, y compris les tarifs OSP, surcharges et taxes, ou à tout le moins les exempter des tarifs et taxes s'appliquant aux prélèvements de manière à les exposer à des tarifs similaires aux centrales thermiques.

Pour justifier cette méthodologie tarifaire vis-à-vis des installations de stockage, la CREG fait référence, à l'article 4 de son projet d'arrêté, à l'article 12, § 5, 27° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (la Loi Electricité). Ce dernier, introduit par la loi dite « Flexibilité et Stockage » du 13 juillet 2017 modifiant la Loi Electricité, stipule que « Pour les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport, la méthodologie tarifaire contient des incitants qui encouragent le stockage d'électricité de façon non discriminatoire et proportionnelle. Pour ce faire, un régime tarifaire distinct pour le stockage d'électricité peut être déterminé par la Commission. ».

BSTOR estime que la méthodologie proposée par la CREG dans son projet de méthodologie tarifaire soumise à consultation, contrevient clairement à cet article, car elle est manifestement discriminatoire à l'encontre des installations de stockage. La méthodologie ne contient donc aucun « incitant qui encourage le stockage d'électricité ». Bien au contraire, celle-ci le pénalise par rapport à ses concurrents.

En outre, cette méthodologie contrevient manifestement à d'autres éléments du cadre légal européen – qui aurait déjà dû être transposé – et belge, directement applicable:

- La Loi Electricité définit en son article 2 le stockage d'électricité comme: *«tout processus consistant, par le biais d'une même installation, à prélever de l'électricité du réseau en vue de la réinjecter ultérieurement dans le réseau dans sa totalité, sous réserve des pertes de rendement»*. L'objet de cette définition était entre autres de mettre fin au vide juridique concernant le stockage défini «par défaut», en l'absence d'une telle définition, par de la consommation puis de la production. Il ne peut être accepté que la méthodologie tarifaire vienne limiter la validité de cette définition juridique à une période de 10 ans. En outre, toute la philosophie de la méthodologie tarifaire est de la faire (quasi⁴) entièrement reposer sur une assiette composée de l'énergie «consommée» et donc fournie aux clients finals. Or selon la définition du stockage dans la Loi Electricité, l'électricité prélevée par une unité de stockage l'est à des fins de réinjection: elle ne peut en aucun cas être considérée ou qualifiée comme une consommation, ou une fourniture à un client final.
- L'article 18 (1), al.2 du règlement européen 2019/943, sur le marché intérieur de l'électricité prévoit que *«les coûts de réseau ne doivent pas entraîner de discrimination positive ou négative à l'égard du stockage d'énergie»*. La méthodologie tarifaire actuelle enfreint clairement ce principe, comme démontré ci-dessus, d'autant plus au vu des considérants (23 et 39) de ce règlement, le premier soulignant l'importance *«de supprimer les obstacles existants [...] et encourager les investissements [...] dans le secteur du stockage»* tandis que le second rappelle l'interdiction de discriminer les installations de stockage au travers des tarifs de réseaux.
- L'article 14 de la Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation de produits énergétiques et de l'électricité (la Directive Taxation Energie) impose aux états, d'exonérer de la taxation *«les produits énergétiques et l'électricité utilisés pour produire de l'électricité et l'électricité utilisée pour maintenir la capacité de produire de l'électricité»*. Il est clair que l'électricité prélevée par une centrale de stockage tombe sous cette définition, et que la CREG pourrait se baser sur cet article pour recommander de ne pas appliquer les tarifs OSP, taxes et surcharges fédéraux et régionaux à l'électricité prélevée par un parc de batteries (pour autant qu'il ait un point d'accès dédié).

⁴Entièrement au terme de réserve de puissance et black-start près, le seul s'appliquant en partie à l'injection.

- Dans sa résolution du 10 juillet 2020, le Parlement européen « souligne que la plupart des États membres imposent aux exploitants d'installations de stockage, y compris aux consommateurs actifs, de payer deux fois les redevances de réseau ou les taxes sur l'énergie ainsi que d'autres contributions; est convaincu que l'élimination de cette contrainte permettrait le déploiement de projets plus nombreux pour le stockage de l'énergie; invite la Commission à établir une distinction entre l'utilisation finale et le stockage ou la conversion et à mettre en place un système de taxation efficace qui interdise la double taxation liée aux projets de stockage de l'énergie dans sa prochaine proposition de directive révisée sur la taxation de l'énergie; invite les États membres à abolir tout type de double taxation en mettant en place des systèmes de taxation efficaces et à revoir les redevances liées au stockage de l'énergie de manière à tenir compte des avantages que ce stockage offre à la société et à éliminer les obstacles qui empêchent de commercialiser les projets de stockage ». Il serait incompréhensible et indéfendable que la CREG ne donne pas suite favorable à cette « invitation ».
- L'abolition des situations de "double-imposition" est également préconisée explicitement par la Commission européenne dans son étude de mars 2020 sur le stockage d'énergie.
- L'accord de gouvernement fédéral belge du 30/09/2020 dispose que: « Le stockage, la gestion de la demande, la flexibilité et l'interconnexion seront essentiels dans le futur système énergétique flexible et décentralisé, où les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique seront centrales. Le gouvernement fédéral intégrera cette donnée dans la politique. »
- La note de Politique générale Energiedu 4/11/2020 prescrit quant à lui: « Afin de pouvoir recevoir les volumes croissants de sources d'énergie renouvelables, un fonctionnement du marché robuste est également essentiel. Dans le système énergétique flexible et décentralisé du futur, la nécessité de flexibilité s'accroît en effet fortement et le stockage et la gestion de la demande, notamment, devront pouvoir participer plus activement au marché. Afin de le permettre, le gouvernement mettra en premier lieu sur une mise en œuvre correcte et en temps utile du Clean Energy Package européen. Un projet de loi visant à y répondre sera introduit en 2021 au Parlement. »
- Enfin, le pacte énergétique Interfédéral Belge de décembre 2017 prescrit: « Les quatre entités veilleront à assurer un développement continu de nouveaux outils de stockage centralisés et décentralisés ainsi que des services de déplacement de charges en industrie et chez les particuliers. Les capacités de stockage industriel atteindront environ 2GW à l'horizon 2030 ».

En 2017 – 2018, lors de la préparation et de la validation de la précédente méthodologie tarifaire, l'encre de la loi flexibilité et stockage était « encore fraîche » et le Clean Energy Package « dans les limbes ». Une méthodologie tarifaire telle que proposée alors par la CREG, exemptant les centrales de stockages de tarifs de réseau pour une période de 10 ans (et une application des taxes et surcharges sur l'énergie nette prélevée) représentait une avancée significative, en avance sur son temps et certainement sur les pays voisins (la précédente méthodologie tarifaire concernant les installations de stockage d'électricité était d'ailleurs basée sur un benchmarking des régimes en vigueur en Europe). Cette approche pionnière de la CREG (et du gouvernement fédéral) a significativement contribué au succès du développement du projet ESTOR-LUX, un des premiers projets de batterie en Europe développé sans subsides ni contrat de long terme avec le TSO, tout en bénéficiant d'un financement bancaire sans recours (*project finance*), et derrière, à l'avènement d'un secteur du développement de parcs de batteries qui est en Belgique, significativement plus vigoureux que dans les pays voisins.

Or, 4 – 5 ans plus tard, la situation a évolué de manière drastique, tant en termes de cadre légal qu'en terme de mise en évidence de l'impérieux besoin de développement de très larges capacités de stockage par batterie pour assurer que la transition énergétique s'accompagne d'une maîtrise des coûts et de leur volatilité pour le consommateur, et au final assurer la stabilité et l'adéquation du système.

Il est donc indispensable que la CREG adapte sa méthodologie tarifaire concernant les parcs de batteries de manière ambitieuse pour s'inscrire dans ces objectifs et, quoiqu'il arrive, a minima pour la mettre en conformité avec le cadre légal, qui a évolué depuis la validation de la dernière méthodologie tarifaire, rendant ainsi un "copy-paste" de la précédente position sur la méthodologie tarifaire impossible.

Exempter totalement et sans limite de temps les parcs de batteries de tout tarif de transport, y compris tarifs OSP, taxes et surcharges est par ailleurs la seule manière de mettre la méthodologie tarifaire en conformité avec la l'article 12, § 5, 27° de la Loi Electricité. Plus qu'un incitant qui ne crée aucune discrimination vis-à-vis des concurrents du stockage, c'est la seule manière de lever les discriminations dont font l'objet les parcs de batterie dans la méthodologie tarifaire actuelle. Une telle mesure ne crée par ailleurs aucune discrimination vis-à-vis des autres capacités contribuant à l'adéquation et la stabilité du système puisque les parcs de batterie ne payeraient pas moins de tarifs de transports que ces dernières après une telle exemption.
