centrica
Business Solutions

Consultation publique relative au projet de proposition 2086 relative au coût brut d'un nouvel entrant et au facteur de correction X

--

Contribution de Centrica Business Solutions

13 juillet 2020

<u>Points clés</u>
CBS conteste la proposition de la CREG, en ce qu'elle aurait pour conséquence de placer la réponse au marché en technologie « meilleur entrant sur le marché », technologie qui sera utilisée pour déterminer le cap de prix absolu du CRM, ce à un niveau mettant à risque la capacité du CRM à sécuriser l'approvisionnement électrique de la Belgique :

-> CBS rappelle le rôle clé que la réponse du marché (en particulier la gestion de la demande) pour apporter les MWs requis pour assurer les dernières heures de la demande d'électricité en Belgique ;

-> CBS conteste néanmoins les coûts associés à cette technologie repris par la CREG : ils ne reflètent ni l'hétérogénéité de la filière, ni le fait que les MWs encore non-mobilisés seront plus chers que ceux déjà dans le marché ;

-> CBS note qu'un coût d'un nouvel entrant qui serait fixé selon les coûts de gestion de la demande proposés par la CREG ne permettrait pas l'investissement dans les MWs requis pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique, rappelant que la contribution de la gestion de la demande sera par essence limitée au besoin de pointe, et donc limité en volume.

CBS considère en conséquence que l'une des deux modifications suivantes soit apportée à la proposition actuelle :
(i) retirer la réponse au marché de la liste des technologies utilisées pour détermine le meilleur nouvel entrant sur le marché ;
OU
(ii) modifier les hypothèses de coûts de la filière gestion de la demande, afin de prendre en compte le coût plus élevé du gisement restant à mobiliser et pouvant entrer sur le marché.

-> CBS rappelle le rôle clé que la réponse du marché (en particulier la gestion de la demande) pour apporter les MWs requis pour assurer les dernières heures de la demande d'électricité en Belgique

CBS rappelle en premier lieu que la réponse du marché, et en particulier la gestion de la demande, constitue une technologie d'extrême pointe compétitive, à même de répondre au besoin en capacités lors des heures les plus chargées de l'année, pour des besoins de quelques dizaines d'heure (typiquement moins de 200h).

Au-delà, pour des besoins plus proches de la base ou la semi-base, avec des centaines ou des milliers d'heures de fonctionnement, la gestion de la demande présente moins d'avantages.

-> CBS conteste néanmoins les coûts associés à cette technologie repris par la CREG : ils ne reflètent ni l'hétérogénéité de la filière, ni le fait que les MWs encore non-mobilisés seront plus chers que ceux déjà dans le marché

CBS souligne que la réponse du marché, et en particulier la gestion de la demande, représente une catégorie très hétérogène, avec des coûts très variables. Aussi, CBS conteste les valeurs de CAPEX et de FOM retenus par la CREG : les MWs de gestion de la demande ont ceci de particulier que, au-delà de la première génération de capacités qui ont été progressivement déployées sur le marché belge au courant des années 2010 (les « *low hanging fruits* »), avec le plus souvent des gisements unitaires importants (plusieurs MWs ou dizaines de MWs) de flexibilité disponible par actif flexible, pour un total de plus de 1GW disponible aujourd'hui, le gisement qui reste techniquement mobilisable (également de plus de 1 GW[1]) se fera à des coûts d'investissement et de maintenance plus élevés.

[1] Salon l'étude réalisée par Sia Partners en 2018, disponible au lien suivant : https://energy.sia-partners.com/20180807/demand-response-prospects-belgium

Ces coûts additionnels se justifient notamment par le plus faible niveau de flexibilité disponible sur chaque site, pour des coûts de démarchage, d'installation, et d'opération, demeurant eux identiques. De plus, CBS souligne que contrairement à d'autres technologies, la gestion de la demande ne peut pas être « construite » sur le réseau : le gisement disponible et mobilisable se trouve de fait parmi les MWs de consommation déjà en place, et il ne s'agirait pas de construire ces capacités de consommations dans le seul but de créer un potentiel de gestion de la demande.

De fait, les coûts présentés par la CREG comme Elia s'agissant des CAPEX et FOM de gestion de la demande (13k€/MW/a *de-rated* dans la proposition de la CREG) ne correspondent absolument pas au coût qui sera requis pour aller chercher les MWs encore non mobilisés de gestion de la demande en Belgique, et en particulier le gisement résidentiel. Ce constant est d'autant plus marqué que ce gisement encore non mobilisé sera pour partie mis à disposition uniquement sur le marché énergie + CRM (sans revenus de service auxiliaires), donc avec davantage de mission money (très peu de revenus des activations sur le marché en tant que capacité d'extrême pointe).

CBS note par ailleurs que ce constat est renforcé par les chiffres venant de France, où une étude réalisée par E-Cube pour le compte de l'ADEME en 2017[2], puis un rapport de RTE soumis à la CRE fin 2019 dans le cadre du lancement d'un appel d'offres long terme pour le marché de capacité français[3], constatent effectivement (i) cette forte hétérogénéité des coûts de la filière (ou des filières de gestion de la demande), et (ii) le fait que les coûts associés à certains MWs sont beaucoup plus élevés que les valeurs proposées par la CREG. Si le parallèle avec la Belgique reste limité et que les valeurs de ces études restent des estimations, ces sources illustrent néanmoins la complexe appréhension d'une filière hétérogène : certains MWs non mobilisés pourraient tout à fait rester compétitifs face à d'autres nouveaux entrants de technologie de production, alors que d'autres MWs de gestion de la demande pourraient se trouver eux trop chers. Or, il est important de ne pas ex ante fixer un cap qui exclurait des MWs pourtant compétitifs.

CBS note qu'un coût net d'un nouvel entrant qui serait fixé selon les coûts de gestion de la demande proposés par la CREG ne permettrait pas l'investissement dans les MWs requis pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique, rappelant que la contribution de la gestion de la demande sera par essence limitée au besoin de pointe, et limité en volume

Au-delà du coût, CBS note également que la gestion de la demande, même si elle dispose d'un potentiel (techniquement et économiquement compétitif) encore non mobilisé en Belgique, ne pourra pas contribuer à la sécurité d'approvisionnement au-delà de la capacité requise pour l'extrême pointe, et d'un maximum (viable économiquement) qui pourrait ne pas dépasser 2 GW *de-rated*. Au-delà, d'autres technologies seront nécessaires pour combler le gap de capacité, que ce soit en MW aussi bien que MWh additionnels requis.

Aussi, la gestion de la demande ne serait être la seule technologie éligible au CRM (les autres nouveaux entrants considérés plus chers se trouvant de fait au-dessus du cap de prix), du fait de la sélection du coût d'un nouvel entrant qui serait trop faible.

S'agissant du facteur X, CBS souligne qu'il devrait structurellement et par définition demeurer faible : il s'ait en tout état de cause d'un facteur d'incertitude, qui ne doit pas changer fondamentalement le prix d'une technologie. De plus, un facteur X élevé aurait pour conséquence de réintroduire une forte pente dans la courbe de demande du CRM, entre les points A et B de la courbe, avec le risque déjà soulevé par CBS lors d'une précédente consultation de la CREG sur les volumes, de finir avec un budget CRM qui ne permettrait pas de flécher la rémunération disponible vers les capacités ave le plus de missing money et nécessaires pour boucler les critères légaux de sécurité d'approvisionnement.

CBS considère en conséquence que l'une des deux modifications suivantes soit apportée à la proposition actuelle :
(i) retirer la réponse au marché de la liste des technologies utilisées pour déterminer le meilleur nouvel entrant sur le marché ;
OU
(ii) modifier les hypothèses de coûts de la filière gestion de la demande, afin de prendre en compte le coût plus élevé du gisement restant à mobiliser et pouvant entrer sur le marché.

[2] Voir annexe 2 : Figure 9 en page 16 du rapport de synthèse du consultant E-Cube, disponible au lien suivant https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/effacement-consommation-electrique-france_2017-synthese.pdf
[3] Voir annexe 3 : figure 8 extraite du rapport de RTE, disponible en annexe de la délibération de la CRE au lien suivant https://www.cre.fr/content/download/21610/275050

Afin d'éviter une situation où la réponse au marché (et notamment la gestion de la demande) ne vienne fixer le coût net d'un nouvel entrant aux niveaux proposés par la CREG (<13k€/MW/an), CBS considère que deux modifications peuvent et doivent être apportées à la proposition, modifications qui ne préjugeront en rien du rôle de la réponde au marché (et notamment la gestion de la demande) à participer pleinement au CRM et à y jouer un rôle clé :

- Soit retirer la réponse au marché de la liste des technologies utilisées pour déterminer le meilleur nouvel entrant, et donc le cap de prix absolu du CRM : ceci permettrait de tenir compte de l'impossibilité de dresser UNE valeur de coût pour cette filière très hétérogène, et de ne pas prendre une valeur maximale qui serait trop élevée ;
- Soit modifier les hypothèses de coût de la filière, afin de refléter le coût réel attendu des MWs non mobilisés.

ANNEXE 1 - Figure étude Sia Partners sur le potentiel de gestion de la demande en Belgique

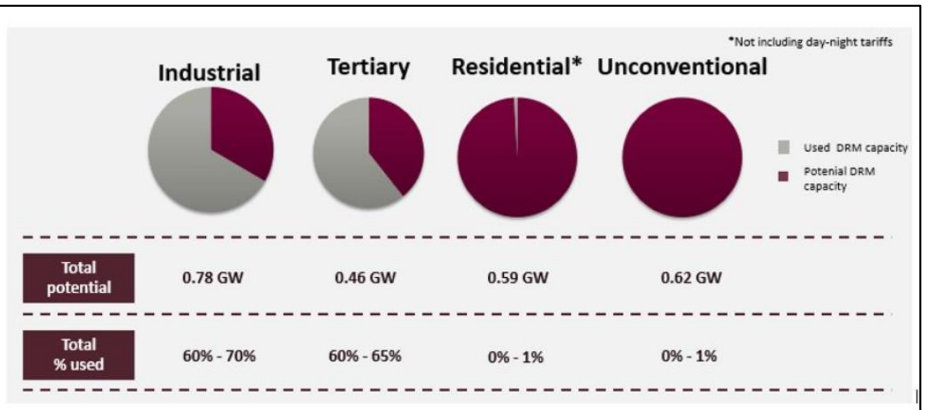

Figure 2: Demand response capacity used in Belgium

ANNEXE 2- Figure étude E-Cube sur le coût des différents gisements d'effacements en France

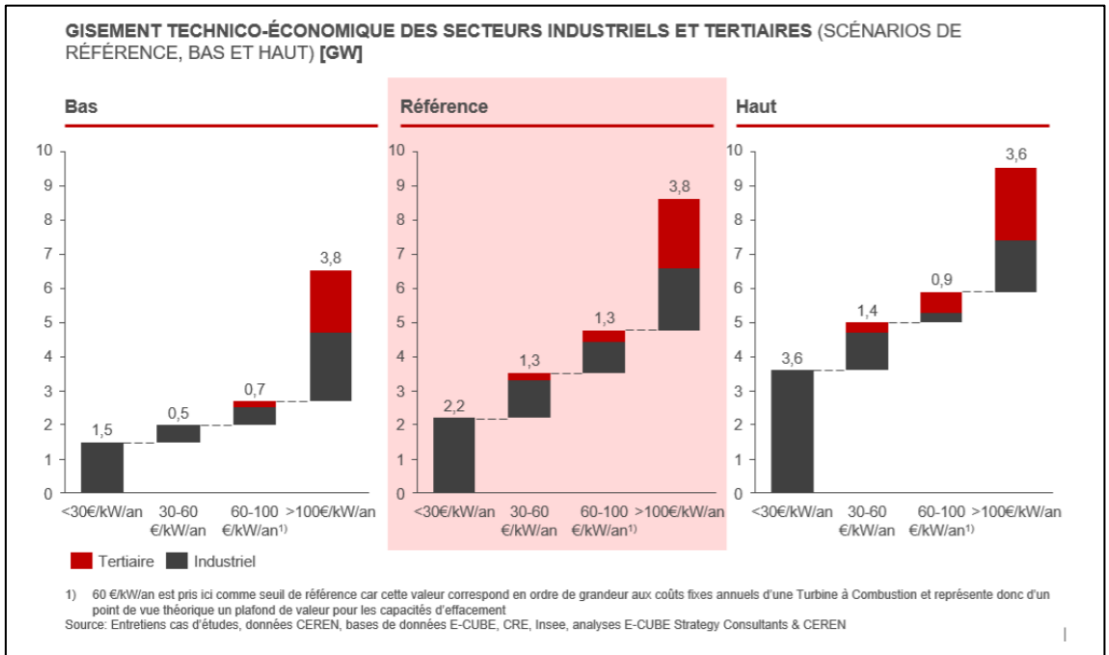

Figure 9 : Estimation du gisement technico-économique d'effacement

ANNEXE 3 : Figure rapport RTE sur le coût estimé de différents gisements d'effacements en France

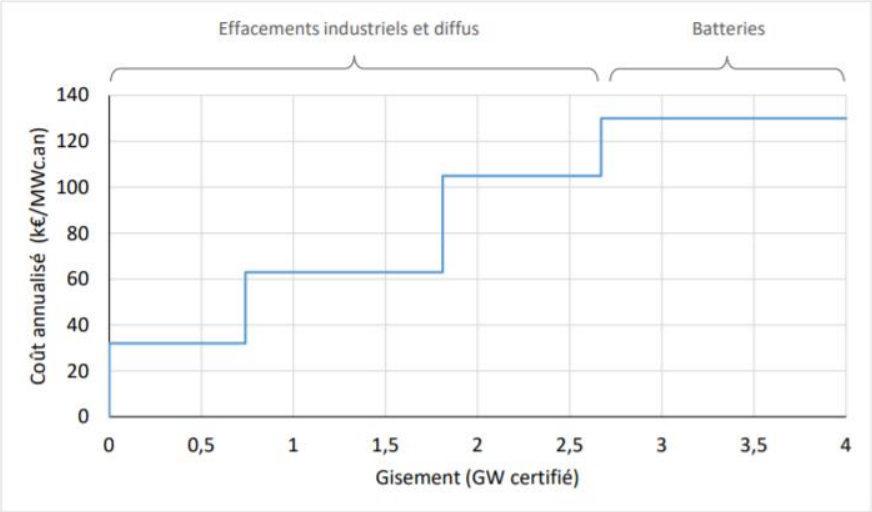

Figure 8 : Hypothèses de coûts et de gisements de nouvelles capacités (hors capacités déjà installées) retenues dans la simulation de l'AOLT