Propositions d'évolutions règlementaires pour la participation des effacements de consommation aux marchés de l'électricité

Appel à contribution en vue des règles NEBEF 3.4

Octobre 2021

Réponse ENGIE

Bonjour,

Veuillez trouver ci-dessous les remarques d'ENGIE relatives aux propositions d'évolutions des règles NEBEF V3.4

Nous nous tenons à votre disposition pour tout complément d'information.

Agrément technique :

- ENGIE remercie RTE de remettre à plat le processus de renouvellement de l'agrément technique Opérateur d'effacement qui souffrait d'un certain nombre de défauts : complexité, hétérogénéité des règles et calculs entre MA et NEBEF, différence de traitement avec impacts variables en fonction de la date anniversaire.
- Le processus proposé va dans le sens d'une plus grande simplification. Le tableau de plafonnement proposé est simple, lisible, et les valeurs proposées a priori justes. Les bons acteurs ont le champs libre pour accroitre leur portefeuille, les moins bons acteurs auront un impact limité sur le système et sa sécurité.
- Nous remercions RTE d'avoir pris en compte notre remarque en GT sur la perte d'homologation en cas de nombre de jours d'effacement insuffisant : ce process nous semblait en effet bien trop bien trop lourd, pour vous et pour l'acteur, alors que la fiabilité de l'acteur n'était pas remise en cause. Il n'y avait donc aucune raison de supprimer l'agrément et de recommencer la procédure d'obtention.
- Vous proposez par contre d'appliquer un même plafond (50 MW) dans les cas d'un manque de fiabilité avéré (fiabilité N-2 < 50%) et dans le cas d'un nombre d'activation insuffisant l'année passée (< 3 jours). Ces deux cas sont néanmoins assez différents, le second cas ne soulevant aucun problème de fiabilité de l'acteur. Il ne devrait donc pas être davantage limité que la limitation « par défaut » octroyée la première année. Dans ce second cas, il nous semble plus logique d'appliquer le même plafond « par défaut » de 100 MW que celui appliqué la première année de participation.
- **Le principal défaut de la proposition concerne néanmoins le délai du processus qui s'étale sur 3 années** : pour un acteur qui ne se serait effacé qu'en début d'année N, avec quelques défaillances, son indicateur de fiabilité et sa limitation de Puissance offerte induite, calculés en N+1, s'appliqueraient jusqu'en fin d'année N+2. Nous comprenons que la mesure de l'indicateur implique la bonne remontée des données, le contrôle et enfin le calcul de l'indicateur, mais la durée totale proposée reflète mal la fiabilité de l'acteur, sa progression et l'efficacité de ses actions entreprises pour fiabiliser ses effacements. Sans parler du fait que pour RTE, un processus sur 3 ans est lourd à gérer. Il est donc primordial de réduire cette

durée, un processus s'étalant sur 3 années n'est pas acceptable de nos jours, surtout dans le cadre de la définition d'un nouveau processus. Les calculs doivent pouvoir être réalisés (et publiés) quasi au fil de l'eau. Si c'est la collecte exhaustive des données GRD qui pose problème, il faut éventuellement trouver d'autres contournements, comme interdire les effacements des sites raccordés à des réseaux de distribution dont leur gestionnaire n'est pas en mesure de remonter ses données dans les temps impartis. Il faut en tout cas éviter de pénaliser/alourdir l'ensemble du processus pour quelques cas qui restent, sauf erreur, à la marge.

- Enfin, concernant les appels d'offres annuels, il sera très important de connaitre précisément la valeur de limitation de la capacité maximale d'effacement au moins 4 mois avant échéance de remise des offres aux appels d'offres annuels (soit au 28 février pour une remise des offres techniques au 30 juin par exemple). A voir s'il est nécessaire de prévoir le cas d'une indisponibilité de l'indicateur.

Versement fournisseur :

- Dans la mesure où le coût de l'obligation de capacité supporté par l'acteur obligé, tant pour les profilés que pour les télérelevés, n'est pas réduit des effacements réalisés (article A.3.2.2 du Mécanisme de Capacité), il nous semble normal de veiller à ce que cette part capacitaire se retrouve dans les différents modèles de versement fournisseur (y compris pour le modèle régulé) pour compenser les couts d'approvisionnement engagés.
- Les formules proposées, dont celles pour déterminer les parts non couvertes par les droits ARENH / parts ARENH écrêtés, nous conviennent.
- Le fait de ne répercuter l'obligation de capacité que sur le poste « Peak Hiver » nous semble pertinent au titre de la simplification des formules.

Evolutions de l'homologation pour les méthodes par historique :

- ENGIE est en faveur de la suppression de la contrainte des 5 périodes disjointes de déclaration d'indisponibilités exceptionnelles, tout en maintenant les 49 journées d'indisponibilités exceptionnelles par an
- ENGIE ne voit pas d'inconvénient au fait d'avancer d'un jour la période de référence pour les méthodes 10J (passage de [J-11 ; J-1] à [J-12 à J-2]). Cela devrait en effet permettre de collecter les différentes données et ainsi connaitre plus précisément la courbe utilisée comme référence au moment de l'effacement.

Contrôle du réalisé en cas d'absence de courbes de charge

- ENGIE est favorable au fait d'exclure des EDE contrôlées les sites de soutirage dont les courbes de charge sont manquantes. Cette solution est préférable à la solution actuelle consistant à considérer la courbe de charge nulle sur les pas de temps manquants.

Suppression de la possibilité de rattacher un site à deux EDE de deux OE différents

- ENGIE est favorable à la suppression de la possibilité de rattachement d'un site à deux EDE de deux OE différents : cette modalité n'est pas et ne sera pas utilisée par ENGIE. Cela contribue en outre à simplifier les règles.

* * *