Réponse Iberdrola à l'appel à contribution de RTE sur l'évolution des règles dites V4 du marché de capacité

Iberdrola vous remercie pour la possibilité de contribuer à l'évolution des règles V4 du marché de capacité. Iberdrola est actif en France depuis 2001 sur les segments industriel, collectivités et commercial, et depuis 2018 sur le segment résidentiel. Cette contribution reflète en particulier l'activité de fourniture d'énergie de la société et porte sur les questions 1.5, 1.6, 1.7, 2.2.1 et 2.3 de l'appel à contribution.

Q-1.5 Evolution de la répartition des signaux du mécanisme en cours de livraison

Iberdrola soutient la proposition de meilleure répartition des jours PP1/PP2 au cours de l'année. La consommation du portefeuille client d'un fournisseur en jour PP1, dont il peut y avoir entre 10 et 15 occurrences entre janvier et mars puis novembre et décembre, est un déterminant de son niveau d'obligation annuel. Le fait qu'un jour PP1/PP2 soit tiré en début ou en fin d'année n'est pas anodin, en particulier pour un fournisseur alternatif, car la volumétrie de son portefeuille client tend à augmenter au cours de l'année sur la moyenne des entrées et sorties de sites de son périmètre. Comme l'achat de garanties de capacité pour une année AL se fait en année AL-1 sur la base de prévisions de tirage de jours PP1, la variabilité de répartition des signaux génère des incertitudes sur le niveau d'obligation d'un fournisseur. Ainsi, lorsqu'un changement radical de profil de tirage a lieu, comme cela fut le cas en 2020, de nombreux ajustements deviennent nécessaires lors des enchères de rattrapage pour que chaque acteur comble l'écart entre son niveau d'obligation prévisionnel et le réel, ce dernier étant calculé *a posteriori*. Certes, suivant l'analyse du Chapitre 6 du REX, le niveau d'obligation global à l'échelle de l'ensemble des fournisseurs varie peu, mais cette échelle d'analyse ne reflète pas la situation des participants individuels au marché qui sont contraints de recourir aux enchères de rattrapage, moins nombreuses et plus risquées que les enchères « courantes ». Sauf à avantager un acteur dont le portefeuille client est stable tout au long de l'année, il importe donc de parvenir à une meilleure répartition des jours PP1/PP2 sur la période de livraison.

La réduction de la variabilité de répartition des signaux par l'ajout de contraintes supplémentaires au tirage de jours PP1/PP2 a pour corolaire une légère dégradation de la performance de ces jours au regard des indicateurs que sont le critère tension, le critère valorisation des effacements implicites et enfin le critère part extrapolée de la puissance de référence. L'algorithme sous contraintes actuelles a toutefois montré certaines limites puisque les jours PP1 tirés en 2020 s'éloignent des fondamentaux du marché en ne correspondant pas aux jours de plus forte consommation réalisés sur 2020. En effet les consommations des journées du 22/01, 23/01, 21/01, 20/01, 24/01 (non-jours PP1) étaient en moyenne plus élevées que celles des jours PP1 de l'AL 2020. Parmi les propositions avancées par RTE, le placement de 5 jours PP1 au T1, 5 jours au T4 et 5 libres ou encore le placement de 8 jours PP1 en janvier, 3 jours en février, 3 jours en décembre et 1 jour en novembre ou mars répondent au besoin de réduction de la variabilité de répartition des signaux.

En ce qui concerne le re-questionnement du critère de sélection des jours PP1/PP2, le maintien du critère de sélection actuel des jours PP1 sur les jours de plus forte consommation permet d'inciter les consommateurs qui disposent de leviers d'effacement de consommation (implicite) à les mettre en œuvre. Afin d'évaluer la pertinence d'un nouveau critère de sélection des jours PP1/PP2 combinant les deux approches (plus forte consommation et plus forte tension système), il conviendrait d'expliciter en quoi les jours de plus forte consommation ne correspondent pas nécessairement aux jours de plus forte tension sur le système électrique. L'analyse menée au Chapitre 6 du REX cite un ordre de grandeur : en cas de perte d'un réacteur (couramment évalué à 0,8-1,5 GW de puissance) un jour d'hiver, les leviers de maîtrise de la consommation implicites (i.e. hors activation de leviers consommateurs par les opérateurs d'effacement) atteignent 1 GW, dont 30% d'actions évaluées non déclarées. Il semble ainsi souhaitable d'attendre le développement de signaux supplémentaires en faveur d'actions de maîtrise de la demande, avec les offres à tarification dynamique par exemple, avant d'imputer aux fournisseurs obligés une obligation afférente à l'objectif de gestion des fortes tensions sur le réseau électrique.

Q-1.6 Amélioration de la cohérence entre la vision des marges vues du MECAPA et du BP

Iberdrola n'a aucune objection aux changements de coefficient de sécurité à condition que la communication soit faite avant le début des enchères pour l'année de livraison. Le coefficient de sécurité est un déterminant du niveau d'obligation annuel d'un fournisseur, aussi il importe que ce coefficient soit connu avant le début des enchères pour l'AL. L'AL-1 doit rester la principale année d'approvisionnement des fournisseurs pour une AL donnée. Or plus les règles du mécanisme de capacité introduisent de variabilité dans les signaux qui permettent au fournisseur d'estimer son niveau d'obligation prévisionnel, plus le fournisseur sera contraint de recourir aux enchères de rattrapage afin de couvrir tout écart d'obligation. Les enchères de rattrapage étant moins nombreuses et plus risquées que les enchères « courantes », il est souhaitable que le coefficient de sécurité soit connu avant le début des enchères pour l'année de livraison.

Q-1.7 Aménagements pragmatiques sur la limite d'émissions CO2

Les nouvelles obligations introduites par le règlement européen 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité nécessitent une traduction opérationnelle, notamment afin de vérifier le respect du plafond d'émissions par an pour les capacités émettant au-dessus du stock marginal (350 kgCO2/an). La proposition détaillée semble adaptée pour répondre aux exigences du règlement européen. Les contrôles évoqués, pour être efficaces, devront être ciblés sur les actifs les plus émetteurs de CO2. Tant le combustible utilisé, que la performance de l'équipement et le nombre d'heures de fonctionnement de l'actif établi pour rémunération par le mécanisme de capacité devront être évalués. Par ailleurs, en tant qu'acteur obligé qui achète de la capacité lors des enchères selon le jeu de l'offre et de la demande, la publication du volume de capacité retirée du marché sur les 3 prochaines années de livraison au titre de cette évolution règlementaire serait une information utile à connaître. Tout comme la puissance cumulée d'actifs de production de pointe qui resterait disponible et pendant combien d'heures par an après application de cette règlementation.

Q-2.2.1 Temporalité du mécanisme de capacité : couverture tardive des acteurs obligés et date de bouclage du mécanisme

En ce qui concerne la couverture tardive des acteurs obligés, il importe de garder présent à l'esprit que celle-ci est un corolaire de la fixation ex-post du niveau d'obligation réel à la

maille acteur. Ce mode de fonctionnement entraîne nécessairement des écarts de couverture, écarts qui sont régularisés lors des enchères de rattrapage une fois le niveau d'obligation réel connu. Ces enchères de rattrapage étant moins nombreuses et plus risquées que les enchères « courantes », les acteurs obligés ont déjà une incitation à se couvrir avant l'AL. La réduction de la variabilité des signaux envisagé au 1.5 permet d'envisager une diminution des ajustements de position lors les enchères de rattrapage. Toutefois, pour un fournisseur alternatif de petite taille dont le portefeuille client est en croissance, un minimum d'ajustements reste nécessaire pour combler les écarts résiduels. Sauf à attribuer un avantage concurrentiel à un acteur dont le portefeuille client est stable tout au long de l'année, il est fondamental de conserver les enchères de régularisation.

La proposition de réduction de la variabilité des signaux PP1/PP2 est à même de fiabiliser les prévisions des acteurs obligés, et par conséquent de réduire les volumes d'obligation résiduels non encore couverts par l'ensemble des acteurs obligés en AL+1. A contrario, il est difficile d'envisager comment la fixation *ex-ante* d'un niveau d'obligation réel à la maille France permettrait à chaque acteur obligé de mieux estimer son niveau d'obligation, étant donné que les positions relatives des acteurs obligés évoluent en cours d'année, et que les positions réelles à la maille acteur resteraient déterminées *ex-post*.

En cohérence avec l'opposition d'Iberdrola à la suppression des enchères de rattrapage, la société est également opposée à l'anticipation de la date de bouclage du mécanisme. Avancer la date de bouclage du mécanisme de deux ans revient *de facto* à supprimer les deux enchères de rattrapage qui ont lieu une fois l'AL terminée et le niveau d'obligation réel de chaque acteur connu. L'avancer (d'un an) revient à ne laisser qu'une seule enchère de rattrapage aux acteurs obligés, ce qui augmente le risque porté par ces acteurs, en particulier les fournisseurs alternatifs dont la croissance du portefeuille client complique l'estimation *ex-ante* du niveau d'obligation. De plus, dès lors que les opportunités d'ajustement de positions à la maille acteur disparaissent, la probabilité pour que les écarts cumulés des acteurs au stade du règlement financier surpasse le seuil de 2 GW augmente, ce qui entraîne une majoration de la pénalisation des écarts.

Q-2.3 Participation transfrontalière explicite

Iberdrola est favorable à l'ouverture d'une réflexion sur les possibilités d'intégrer des dispositions de participation transfrontalière allégées compatibles avec une mise en œuvre sans accord bilatéral avec les GRT du pays voisin.

Votre contact pour cet appel à contribution est :

Hanaé Chauvaud de Rochefort, Responsable Règlementation
Email : hchauvaud@iberdrola.fr
Tél : + 33 (0)6 34 48 93 60