GazelEnergie

CONFIDENTIEL

Consultation sur les travaux à mener dans le cadre du retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français – réponse de Gazel Energie

Questions 1.1 sur la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement

Le principe de construction d'un scénario contrefactuel est en effet pertinent dans la démarche de construction d'un retour d'expérience.

Cette analyse devra nécessairement tenir compte du fait que les décisions des acteurs prennent en compte une multitude de facteurs ne pouvant tous être pris en compte dans une modélisation économique.

La décision de mise en place du mécanisme de capacité a été en soi un élément très positif allant dans le sens du maintien des capacités, notamment gaz, en service, à un moment où une mise sous cocon partielle était envisagée. Toutefois, des considérations, politiques, sociales ou stratégiques jouent également sur les décisions d'investissement, de rénovation ou de décommissionnement.

Il sera dès lors nécessaire d'être prudent dans les conclusions pouvant être tirées a posteriori sur ce qu'aurait été le comportement des acteurs dans un contexte différent.

Questions 1.2 sur la cohérence entre le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité

Il s'agit en effet d'un axe d'analyse majeur pour l'exercice du retour d'expérience afin de « tester » la faculté du mécanisme de capacité à envoyer des signaux économiques cohérents avec la réalité physique du système électrique.

C'est tout particulièrement vrai pour la période entre 2020 et 2022, pour laquelle RTE identifie dans son bilan prévisionnel des marges réduites et une sécurité d'approvisionnement sous vigilance, sans que les prix de la capacité révélés à ce stade traduisent cette situation.

Cet exercice devra être étroitement lié à celui d'analyse de la formation des prix (cf questions 3.3).

Questions 1.3 sur la caractérisation de la disponibilité

Cette analyse sera en effet utile.

Elle pourra traiter en particulier les modalités de caractérisation des situations de retour de disponibilité de tranches ayant connu un fortuit.

Questions 1.4 sur l'analyse coûts-bénéfices pour la collectivité

Cette analyse coûts-bénéfices, indispensable, devra s'attacher à objectiver tous les coûts générés par le dispositif, et notamment les coûts de sa mise en œuvre par les différents acteurs impactés : RTE, exploitants de capacité, acteurs obligés.

L'appréciation du niveau de risque par les exploitants de capacité est un élément difficile à quantifier par nature. L'analyse devra tenir compte du fait que si le mécanisme de capacité offre une source de revenus complémentaires aux exploitants, le niveau de celle-ci dépend par construction de la disponibilité effective sur un nombre réduit de jours dans l'année. Le niveau de rémunération d'un exploitant est donc dans la pratique lié à des événements ponctuels, ce qui est source de risque.

C'est encore plus vrai pour une année telle que 2020, où les conditions du 1er trimestre concentrent le risque sur les deux derniers mois de l'année : une défaillance technique sur cette période aura dès lors un impact très important sur la disponibilité total d'un exploitant.

Cet élément de risque interagit par ailleurs avec la gestion d'un risque social : la sensibilité de l'exploitant à la disponibilité sur certains jours précis est de nature à inciter à positionner d'éventuels mouvements sociaux sur ces journées, ce qui augmente encore le risque pour l'exploitant.

Questions 1.5 sur l'analyse du coût pour le consommateur

L'analyse du coût pour le consommateur est en effet nécessaire. Elle devrait être prise en compte dans l'analyse coûts-bénéfices globale (cf questions 1.4).

Questions 2.1 sur l'articulation entre le mécanisme et la feuille de route climat énergie

La cohérence entre ces deux cadres est en effet un point pertinent à intégrer dans le retour d'expérience.

Questions 2.2 sur l'appel d'offres long-terme

Il est utile d'analyser le fonctionnement de l'appel d'offres long terme, notamment l'impact de ce dispositif sur les prix de la capacité pour les capacités existantes, même si sa mise en œuvre récente ne permet pas de disposer d'une période d'historique conséquente.

Questions 3.1 sur le comportement et les incitations pour les acteurs obligés

Les stratégies de couverture des acteurs obligés sont a priori assez différentes selon qu'ils adressent le bas ou le haut de portefeuille.

S'agissant du haut de portefeuille, une gestion en back-to-back est souvent mise en œuvre, permettant de limiter le risque de couverture, avec une régularisation des factures en AL+1 en fonction de l'obligation réelle estimée pour chaque client. Sur ce type de portefeuille, il est donc impossible d'anticiper les stratégies de couverture car elles sont définies par les clients, et sont par ailleurs complexifiées par certains situations particulières dans lesquelles les consommateurs finals apportent des certificats de capacité directement pour couvrir une partie de l'obligation qu'ils génèrent (ex : effacements certifiés).

Le détail de la stratégie de couverture des acteurs obligés est un élément important de leur stratégie commerciale, et doit donc être considérée comme une ICS.

Questions 3.2 sur le comportement et les incitations pour exploitants de capacité

Le niveau de disponibilité des exploitants est souvent calculé sur la base d'évaluations statistiques. L'écart entre cette vision macro et la disponibilité réelle sur l'année est assez difficile à anticiper.

L'incertitude sur le nombre total de jours PP2 complique encore l'analyse de l'impact d'un événement ponctuel sur la disponibilité totale (peut aller du simple au double).

Questions 3.3 sur la formation des prix

Le mécanisme de formation des prix est sans doute un des points les plus importants de ce retour d'expérience.

Le point crucial à cet égard est le rôle d'EDF, acteur dominant à l'amont et à l'aval dont les stratégies d'offre définissent quasi-totalement le prix final. Au regard de ce rôle prépondérant, l'enjeu pour les autres acteurs est surtout de pouvoir anticiper la stratégie de l'acteur dominant pour ajuster leur propre bidding en conséquence.

Comme rappelé par la CRE dans son rapport 2018 de surveillance des marchés de gros, il semble que de nombreuses enchères clôturent sur « un palier très long qui, en pratique, fixe le prix d'équilibre ». Ce palier ne semble pas varier significativement en fonction des conditions de tension du BP RTE (voir question 1.2), ni en fonction des conditions de marché (niveaux des *clean spark spread* et *clean dark spread*). Le marché considère donc un prix à 20k€ comme « normal » et plus aucun fondamentaux ne dictent la formation de ce prix. Il semble ainsi excessif sur certaines années passées, mais potentiellement significativement sous-évalué sur les années de tension 2020-2022

Questions 3.4 sur les signaux PP1 et PP2

L'analyse de la cohérence entre le tirage des jours PP1-PP2 et l'état du système électrique sera en effet nécessaire.

Questions 4.1 sur le diagnostic sur la complexité du mécanisme

Un diagnostic précis de la complexité du mécanisme est indispensable. Il pourra notamment intégrer les éléments suivants :

- Modalité de répercussion par les acteurs obligés des coûts liés au financement
- Complexité du calcul de l'obligation pour les clients télérelevés thermosensibles, et manque de transparence des réseaux de distribution pour vérifier le calcul en AL+3
- Enjeux liés aux évolutions du coefficient de sécurité, qui a un impact important sur tous les clients et entraînent des modifications dans les systèmes de facturation alors que les valeurs ne changent pas significativement (passage de 0.99 à 0.98 par exemple)
- Modalités de certification et de recertification
    - Différentes allocations des responsabilités sur « Rega » en cas de recertification selon les scénarios
    - Coûts administratifs de certification des parcs ENR, pour des montants pouvant être très faibles.
- Impacts en terme de refacturation client sur l'AOLT : montant modéré à payer par l'acteur obligé difficile à répercuter sur des milliers de factures.

Questions 4.2 sur l'arbitrage entre complexité et précision du mécanisme

Ce point doit être analysé en détail.

Il convient notamment d'interroger le besoin de disposer de données de consommation entièrement définitives, ce qui a pour conséquence de décaler le règlement financier d'une année de livraison en AL+3 (ce qui n'est par exemple pas le cas pour l'évaluation des droits ARENH), alors que les consommateurs sont facturés au plus tard en AL+1 (ce qui pose déjà problème en cas de changement de fournisseur)

Questions 4.3 sur la temporalité du mécanisme

La temporalité du mécanisme doit en effet être interrogée, notamment la manière dont il accommode les intérêts opposés des exploitants et des acteurs obligés.

Questions 4.4 sur les modalités de participation transfrontalière

Oui.