A Lyon, le 15 décembre 2021

Société KEM ONE
Mme Anne DELVAL
19 Rue Jacqueline Auriol
69008 LYON

OBJET : Consultation relative à la sécurisation financière des capacités en amont de l'AL.

Introduction

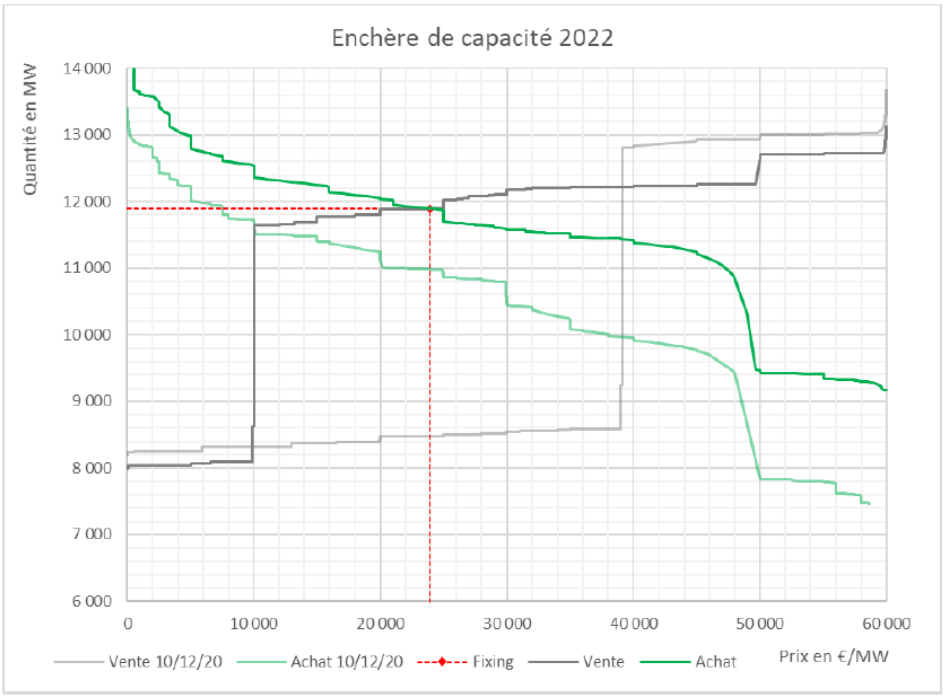
Ce dispositif, ayant pour objectif 1er de maintenir les actifs de production (ou d'effacement) lors des périodes de pointes de consommation, a débuté en 2016 lorsque les prix d'électricité en France étaient très nettement inférieurs à ceux d'aujourd'hui (<30€/MWh au 1er trimestre 2016 et >3 350 €/MWh en décembre 2021).

On pouvait alors effectivement comprendre qu'un mécanisme visant à rémunérer les mécanismes de pointe soit pertinent. Hors en 2021, et particulièrement en cette fin d'année, les prix électricité en France dépassent les 300 €/MWh et nous allons discuter de la manière dont il sera possible de sécuriser financièrement les obligations des acteurs.

Suite aux différents REX dont celui de la CRE, nous pouvons constater que certains points sont à améliorer et que le coût pour le consommateur final peut être questionné. Le principe de missing money formulé via enchères avec fixation du prix en pay as cleared a été retenu pour créer l'architecture actuelle mais le manque de transparence sur le prix des ordres à l'achat ou à la vente ne permet pas de ressortir une réelle analyse du coût d'un maintien en fonctionnement d'un actif de pointe.

Plusieurs raisons : multiplicité des enchères, différents canaux des échanges dont une part majoritaire des transactions est fait de gré à gré en otc (opacité), manque de visibilité sur le contenu du prix.

Sur ce dernier point, on peut par exemple reprendre la dernière enchère du millésime 2022 et la comparer à l'enchère de fin 2020 pour ce même millésime. On pourrait se demander pourquoi le plateau d'offre de 8 GW est passé de 40 k€ à 10 k€ ?



Une demande en hausse mais un prix en baisse

Question page 19 : Modalités proposées de définition ex ante de l'obligation France (2/2)

Si toutefois il était question de fixer une obligation ex-ante, il serait alors intéressant de définir également les capacités disponibles NCE en les rendant engageantes afin de ne pas créer de biais.
En tant qu'industriel et acteur d'effacement, nous trouvons l'exercice de définition précise de notre obligation en amont très difficile, voire impossible. En effet, nous subissons parfois des aléas de production qui ne nous permettent pas de définir au MW près notre consommation à la pointe. Ensuite, nous tenons également à rappeler qu'au niveau de prix actuel et si toutefois cette tendance devait perdurer, nous pourrions envisager de réduire considérablement notre consommation en arrêtant certains ateliers énergivores. Cette initiative ne serait prise qu'en AL puis que des baisses de prix sont toujours envisagées/espérées.
Nous sommes donc défavorables à l'évolution proposée.

Question page 23 - Que pensez-vous des modalités proposées.

- Vous indiquez que le principe de fonctionnement du bouclage par l'offre, en obligeant les acteurs à se couvrir exactement avant l'année de livraison, devrait permettre la rencontre de toute l'offre et toute la demande. Cela peut être vrai si toutefois tous les échanges ont lieu à travers ce processus sauf que vous n'interdisez pas les échanges en gré à gré. D'autres échanges peuvent également avoir lieu et toute l'offre pourrait ne pas transiter par cette enchère.
- Les prévisions établies par RTE sont manifestement proches de la réalité avec un écart de 1,1 GW pour 2017 et 0,5GW pour AL 2018, c'est très rassurant. Pour ces années les NCC définitifs étaient de 89,8 GW et 90,5 GW. Pénaliser fortement (au prix administré !) les acteurs dont le volume couvert ne correspond pas à sa pré-estimation ne nous semble pas être une mesure équitable et encore plus lorsque le système est long tels que sur les années 2017 et 2018 (quid des suivantes ?).

Màj : 19/03/2021 Arrondi des valeurs au MW près et au k€ près	Année de livraison 2018	Année de livraison 2017
Niveau d'Obligation définitive (MW)	87 977	87 889
Niveau du NCE définitif (MW)	90 488	89 841
Niveau du NCC (MW)	90 076	90 006
Acteur long	2 511	2 511

Question page 25 - Que pensez-vous des points d'attention remontés.

La proposition de bouclage par la demande suppose alors que l'offre résiduelle est à la main de RTE notamment sur le volume des interconnexions. Hors, en réalité, l'intégralité des capacités d'interconnexion vont pouvoir être utilisées en AL et donc de notre point de vu, il faut garder 100 % des capacités d'interconnexion.

Question page 26 – Que pensez-vous des modalités proposées ? Souhaiteriez-vous que des enchères EPEX continuent à avoir lieu ?

Dans le fonctionnement actuel, une capacité qui émerge en cours d'année est rémunérée puisqu'elle peut la certifier en étant disponible sur les PP2. Si toutefois il était question de définitivement pénaliser au prix administré, il est évident que la cible de chaque acteur obligé sera de coller à leur niveau de pré-estimation, ce qui ne permettra donc pas de faire émerger des nouvelles capacités.
Nous sommes plutôt favorables à ce qu'il n'y ait plus d'échange en gré à gré afin que l'intégralité de la demande/offre soit couverte lors des enchères et que soit rendu public le prix posté par les principaux acteurs.

Nous sommes favorables à la tenue d'enchères Epex après le début d'AL.

Question page 27 – Que pensez-vous des précisions apportées ?

- Nous comprenons que les capacités certifiées sont non engageantes et que les rééquilibrages (à la hausse ou à la baisse) sont tolérés sans pénalité, à la différence des pré-estimation d'obligation.

Nous ne sommes pas favorables à rendre les estimations engageantes et les écarts pénalisés pour un type d'acteur (consommateur) et pas l'autre (producteur).

- Concernant le prix de vente des capacités lors des enchères ultérieures sur le marché du secondaire, vous souhaitez figer le prix à 1,1 * PREC ce qui rendrait alors inutile la réalisation de cette enchère ? D'autre part, ce prix serait à l'avantage des producteurs de capacité qui verraient leur prix bonifier à partir du début de l'AL et qui pourrait être tenté par l'idée de sous-estimer leur volume de capacité disponible ?

Conclusions
1.Laquelle des deux options souhaiteriez- vous voir privilégiée dans l'éventualité d'une mise en œuvre de cette réforme?
- aucune
2.Au vu des modalités envisagées, et sous l'hypothèse d'une garantie de la disparition des prix de réserve lors de la dernière enchère, seriez-vous in fine favorable à la mise en œuvre d'une telle réforme?

Non, cette réforme étant lourde de conséquence. A la rigueur lors de la refonte du mécanisme et après avoir démontré qu'il est toujours utile dans le contexte actuel de flambé des prix de l'électricité !

3.Le cas échéant, si les évolutions présentées ne vous satisfont pas, quelles mesures additionnelles seraient susceptibles de modifier votre jugement?
Nous sommes très intéressés d'obtenir ces éléments de compréhension de ce mécanisme quant aux prix des offres des enchères.
Serait-il possible que soit étudié quelques enchères et notamment le contenu des principales offres à la vente et à l'achat ? A quel prix sont postés les différentes capacités et comment ce prix se justifie ?
Pourquoi le prix d'une offre de capacités type nucléaire, chabon etc évoluent d'un mois à l'autre pour la même année ?

Nous vous remercions de bien vouloir nous faire part de vos retours sur ces questions–ainsi que, le cas échéant, sur les autres questions comprises dans cette présentation

Sous Concerte, vous avez déposé un support avec des suggestions pour sécuriser la capacité avant le début de l'année. Ces propositions d'évolution proviennent de la DGEC et d'EDF.
Vous indiquez également dans ce support que la *« question de la lisibilité de la formation du prix constitue par ailleurs un enjeu de premier ordre pour RTE et les autorités publiques ».*

En reprenant l'analyse du mécanisme de capacité faite par la CRE dans la délibération n°2021-292 du 23/09/201, cette autorité reconnait également des « difficultés structurantes quant à la formation du prix sur le marché de la capacité ». Hors, la cause principale que la CRE identifie viendrait de « la temporalité longue des échanges sur le marché de capacité, de gré à gré ou via des enchères organisées régulièrement, permet aux acteurs d'échanger des certificats de capacité de 4 ans avant à 3 ans après l'année de livraison. ». De ce point de vu, si toutefois l'idée serait de rendre la dernière enchère AL-1 structurante pour établir le prix de la capacité, il serait de notre point de vu essentiel d'avoir déjà fixé une puissance cible disponible de l'acteur dominant (exemple 85%). Cette puissance cible devant être cohérente avec les moyennes internationales.
Ensuite, si toutefois il devait y avoir une seule enchère structurante pour fixer le prix, il faudrait s'assurer que les MW de capacité ou d'obligation qui auraient déjà couvert leur besoin/obligation ne puissent pas participer à cette enchère.
Et enfin, il faudrait alors que l'intégralité des volumes participent à cette unique enchère et donc d'une part les capacités prévisionnelles disponibles et les obligations selon les estimations faites d'autres part.
Par ailleurs, afin de ne pas permettre d'échange en dehors de cette enchère, il serait pertinent d'interdire les échanges en OTC, de gré à gré qui, de plus, sont tout à fait opaques.
Enfin, une dernière enchère dite de « rééquilibrage » interviendrait après l'année de livraison, en septembre AL+1 par exemple afin de permettre aux acteurs de se rééquilibrer. Les obligés devant vendre ou acheter leur volume respectivement sur-couvert ou sous-couvert et les capacités certifiées devant acheter ou vendre leur volume sous-couvert ou sur-couvert.
Au final : 1 enchère en AL-1, une enchère en AL+1.

Par rapport à la proposition faite par la DGEC dite « bouclage par l'offre »

Proposition « bouclage par l'offre »

La proposition de la DGEC se décline en plusieurs étapes :

1. **RTE fixe ex ante le niveau d'obligation France** à couvrir en amont de l'AL.
2. Les AO pré-estiment leur niveau d'obligation et le communiquent à RTE. **Ces pré-estimations sont engageantes** puisque des contrôles et/ou des pénalités seraient appliqués en cas d'absence de communication de cette pré-estimation obligatoire ou en cas d'écart significatif par rapport à une valeur de référence à définir. L'objectif est de s'assurer d'un niveau total des pré-estimations des AO le plus proche possible de l'obligation France ex ante.
3. Les AO sont fortement incités à **se couvrir en GC exactement à hauteur de cette pré-estimation** avant le début de l'AL, car tout MW couvert en sus ou en-dessous du niveau pré-estimé est pénalisé au prix administré.
4. RTE calcule le delta entre l'obligation France ex ante et la somme des pré-estimations remontées par les AO. **Sur la dernière enchère avant l'AL, RTE met en vente à tout prix ses GC d'interconnexions diminuées du delta.**
5. **A l'issue de cette enchère, les échanges entre AO et RPC sont interdits**. Seuls les échanges de GC pour les rééquilibrages entre AO (d'une part) et entre RPC (d'autre part) sont admis après cette date.
6. Ex post, la somme des obligations réalisées est extrapolée au niveau de l'obligation France ex ante. Le niveau individuel d'obligation de chaque AO est obtenu au pro-rata de leur obligation réalisée.
7. RTE met en vente auprès des AO, pendant ou après l'AL, les GC d'interconnexions réservées lors de l'étape 4 au PREC (ou à un PREC majoré).

- De notre point de vue, cette proposition est équitable entre acteurs que si les niveaux de certification deviennent également engageantes. En cas d'écart, au même titre que les pré-estimations, des pénalités s'appliqueraient en cas d'écart significatif par rapport à la valeur cible. On peut se rappeler d'un échange de garantie de capacité entre acteurs réalisé en AL+3 de plus de 2 GW.
- Il faudrait définir un seul canal d'échange de garantie de capacité (stopper les échanges en otc/gré à gré)
- Avoir une seule enchère avant l'année AL pour permettre la rencontre efficace de l'offre et la demande.

Par rapport à la proposition faite par EDF dite « bouclage par la demande »

Proposition « bouclage par la demande »

La proposition d'EDF se décline en plusieurs étapes :

1. **RTE fixe ex ante le niveau d'obligation France** à couvrir en amont de l'AL.
2. Quelques jours avant l'enchère de référence, tous les échanges sont interdits. En faisant la différence entre le niveau d'obligation France ex ante et les échanges déjà réalisés, **l'obligation nationale résiduelle à couvrir (X)** est calculée.
3. **Le croisement entre la courbe des offres de vente et une courbe représentant un achat à tout prix du volume X permet de déterminer le prix P.** Ainsi les conditions permettant la rencontre de toute l'offre résiduelle avec l'obligation nationale résiduelle à couvrir sont recréées.
4. L'intersection de la courbe des offres d'achat au niveau du prix P permet de déterminer **le volume Y de GC qui sera effectivement échangé entre RPC et AO au prix P lors de cette enchère**.
5. Le volume X-Y de GC non acquises sur cette enchère est réservé pour une mise en vente ultérieure auprès des AO, pendant ou après AL, au prix P (ou à un prix P majoré).
6. **A l'issue de cette enchère, les échanges entre AO et RPC sont interdits**. Seuls les échanges de GC pour les rééquilibrages entre AO (d'une part) et entre RPC (d'autre part) sont admis après cette date.
7. Ex post, la somme des obligations réalisées est extrapolée au niveau de l'obligation France ex ante. Le niveau individuel d'obligation de chaque AO est obtenu au pro-rata de leur obligation réalisée.

8

- Idem remarque précédente.
- La problématique par rapport à cette proposition vient du fait que le volume offert/souhaité à la vente ou à l'achat peut être défini aléatoirement et donc orienté pour permettre un croisement

au prix souhaité. C'est notamment ce qui se passe lorsqu'un acteur majoritaire est à la fois le principal offreur de capacité et demandeur de capacité…

-