GT RTE
Evolutions du mécanisme de capacité. Mécanismes d'échanges de capacités

28 juin 2018



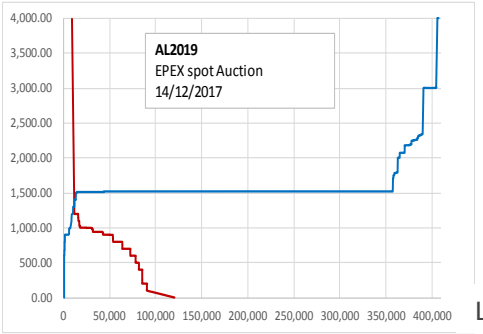
☐ Confidentiel ☐ Restreint ☐ Libre ☐ Interne

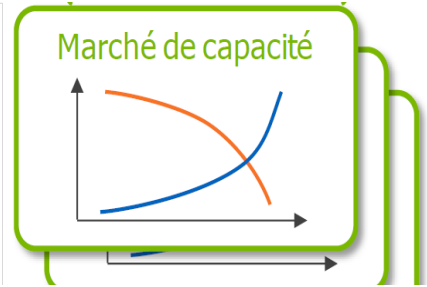
Diagnostic : Impact de la capacité sur le métier des fournisseurs

- A ce stade du déroulement du mécanisme, un diagnostic provisoire
  - ***Le résultat erratique des enchères pose problème : manque de visibilité sur la formation du prix***
    - Equilibre offre / demande dans les enchères à la main de l'acteur dominant ;
      - Reste vrai sur la dernière enchère !
    - Enchères intermédiaires en déséquilibre fort ;
    - La CRE analyse le sujet …
  - ***Des mécanismes de transparence peu efficaces et au suivi de gestion faible***
    - Le registre d'échange de capacité peu contrôlé ;
    - L'opacité des mécanismes de formation des prix dans les enchères.
- Au final, le mécanisme réduit aujourd'hui le panel des offres aux clients finals, donc réduit la concurrence au détriment des consommateurs.

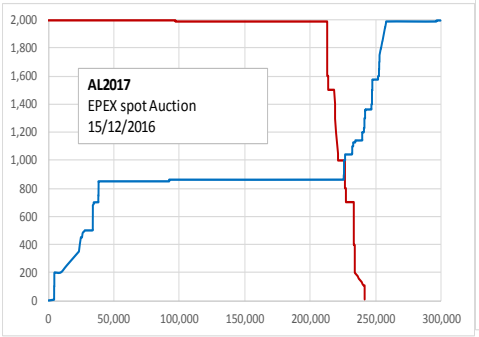
Les enchères : diagnostic

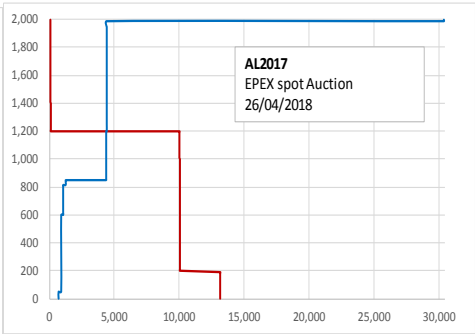
- Rencontre offre / demande « compliquée » ;
- Les acteurs sont dans l'incapacité de prévoir un prix d'équilibre, même pour des enchères successives pour une année de livraison ;
  - La méthode de calcul du niveau de prix du « plancher » nucléaire et Obligation d'Achat (O.A.) restait incompréhensible donc imprévisible.





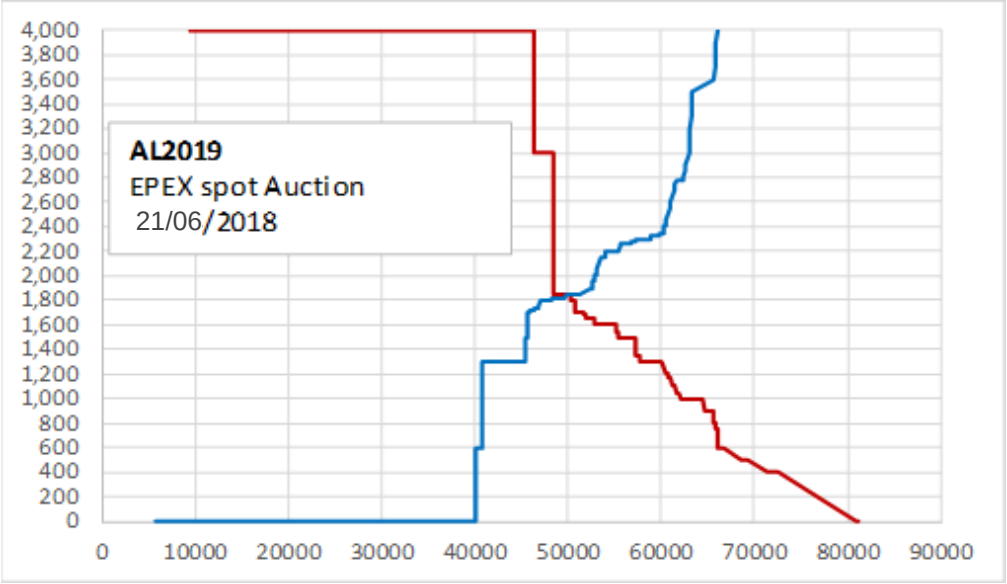
Lettre de la France à la CE, Fév. 2015





Les enchères : diagnostic dernière enchère

- Rencontre offre / demande « compliquée » ;
  - Les courbes s'améliorent !
  - Mais reste l'impression que le point de rencontre des enchères est à la main de l'acteur historique ;



https://www.epexspot.com/fr/donnees_de_marche/capacitymarket/curve/capacity-agg-curve/2018-06-21/FR

Les enchères : remèdes

- **Réduire le nombre d'enchères à 1 enchère par an – fin d'année –** pour les années qui précèdent l'année de livraison et suppression des enchères intermédiaires
  - Avec maintien des contraintes sur les volumes proposés par EDF ;
- Maintien du calcul du PRM sur base d'une simple moyenne arithmétique ;
- Gestion des actifs sous O.A. et nucléaires en « ventes à tout prix » ;
- Renforcer les incitations pour que toute la capacité soit contractée dans le marché avant le début de l'année de livraison - au plus tard (décembre AL-1).
  - Des ajustements entre fournisseurs en fin d'année de livraison peuvent s'opérer par dédommagement versé au PRM et sous contrôle de la CRE – fin des risques inutiles de pénalités pour les fournisseurs …
- Changement de paradigme vers un marché centralisé, et le cas échéant il faudra analyser les mécanismes qui se mettent en place dans les pays voisins : UK, mais aussi IE, IT, BE… ;
  - Et condition sine qua none : échanges transfrontalier et contrats à long-terme à mettre en place sans retard et dans des conditions de marché équilibrées.

Diagnostic Transparence (1/2)

- Equilibre offre / demande de capacité

  — ENGIE constate que le marché de capacité affiche une longueur de 2 à 5 GW entre 2017 et 2019 (certifié-estimation demande RTE)

  — RTE : a constaté une marge nulle à 2 reprises en deux ans

  - Avec un marché à l'équilibre (il est en excédent), des délestages auraient du être constatés lors de ces vagues de froid (modestes malgré tout) ;
  - RTE a eu des difficultés à prévoir la demande globale de capacité (Cf MàJ successives de la demande 2018 en baisse de 1,5 GW) => Les Fournisseurs ont encore plus de difficulté que RTE à prévoir leur demande anticipativement en raison de la pression concurrentielle sur leurs portefeuilles ;
  - RTE affiche un surplus de capacité qui incite les producteurs à retirer des capacités (fioul puis charbon ?)

Diagnostic Transparence (2/2)

- Il y a asymétrie d'information : les concurrents de EDF n'ont pas de visibilité sur la gestion des portefeuilles réglementés : clients au TRV, gestion de l'O.A.
  - Il nous semble qu'EDF transfère des volumes importants de capacité au portefeuille de ses clients, mais des transferts trop importants assèchent le marché de capacité qui paraît alors quelques GW plus court que la vision annoncée par RTE, des allers / retours sont possibles et ces transferts sont perturbateurs pour le marché.
- Les courbes d'offre proposées par EDF ne peuvent à ce stade être reconstituées à partir des calculs habituels de compléments aux rentes infra-marginales du marché de l'énergie ;
- Jours PP2 : quelle rationalité à tirer des jours PP2 quand des marges importantes existent.

Transparence : remèdes

- **Améliorer significativement la gestion du registre des échanges** qui est une pièce clé pour la transparence du dispositif ;
  - Délais d'inscription au registre ;
  - Vérification de cohérence ;
  - Un rythme de mise à jour et publication plus fréquent (hebdomadaire à court terme puis journalier) et régulier est nécessaire.
- **Jours PP2** : permettre des arrêts de maintenance courts pendant des périodes non tendues ;
- **Transparence de EDF**
  - Sur la méthodologie et les actions de transfert de capacités au sein de ses portefeuilles ;
  - Sur les critères d'alimentation des portefeuilles réglementés ;
  - Sur la méthodologie de calcul du prix de offres de capacités dans les enchères.
- **Transparence de RTE** :
  - Méthodologie de calcul de l'équilibre offre / demande expliquée en détails et rendue publique ;
  - Mise à disposition de toutes les informations numériques du Bilan Prévisionnel sous une forme exploitable, y compris les séries de données détaillées par scénario.

Alerte – la période d’expérimentation n’est pas achevée

- La dernière enchère est prévue en fin de AL, les derniers échanges en fin de AL+2 et le mécanisme de règlement des écarts des fournisseurs en AL+3
- => le processus d’expérimentation sur la première année est loin d’être achevé.