

08/09/2017

GT Fonctionnement du marché en situation de tension sur l'équilibre offre-demande

Ordre du jour

1. PLAFONDS DE PRIX

1. Point d'avancement des réflexions sur les plafonds de prix au niveau européen (Clean Energy Package, consultation ACER…)
2. Présentation des premiers résultats de l'Etude d'impact du mécanisme de capacité, menée par RTE
3. Contributions UNIDEN et DIRECT ENERGIE sur le risque de « double peine »
4. Proposition de trame de réponse de ce GT à la consultation de l'ACER

2. GESTION DES SITUATIONS DE TENSION EOD

1. Transparence sur le mécanisme d'ajustement
2. Les moyens à disposition de RTE en situation tendue
3. Mesures d'équilibrage exceptionnelles et responsabilité des RE

Point d’avancement des réflexions sur les plafonds de prix au niveau européen

Clean Energy Package

Proposition de règlement sur le marché intérieur de l'électricité

Article 9

RAPPORT KARINS

1. **Aucune limite maximale et aucune limite minimale n'est appliquée au prix de gros de l'électricité**. Cette disposition s'applique, entre autres, au dépôt des offres et à la formation des prix à toutes les échéances et inclut les prix de l'énergie d'équilibrage et du déséquilibre.

2. **Par dérogation** au paragraphe 1, les opérateurs du marché **peuvent appliquer des limites techniques** aux prix d'équilibre maximaux pour les échéances **journalières et infrajournalières**, conformément aux articles 41 et 54 du règlement (UE) 2015/1222. Dans le cas où ces limites techniques sont atteintes ou qu'il est anticipé qu'elles vont l'être, elles sont **ajustées**.

Les limites techniques aux prix sont **suffisamment élevées** de façon à ne pas interrompre inutilement les échanges, et sont **harmonisées dans le marché commun**.

Clean Energy Package

Proposition de règlement sur le marché intérieur de l'électricité

CALENDRIER DES TRAVAUX

Parlement européen :

- Rapport Karins publié le 16 juin
- Amendements de la Commission ITRE au rapport Karins : 15 septembre
- Courant octobre, discussions entre le rapporteur, les shadows rapporteurs et les groupes politiques pour élaborer des amendements de compromis
- Vote de la Commission ITRE : 27/28 novembre

Conseil européen:

- Pas de calendrier défini

Proposition des NEMO et consultation de l'ACER

- Les NRA n'ont trouvé de consensus sur la proposition des NEMO, en particulier sur les plafonds et planchers de prix day ahead. Un accord avait été trouvé sur les limites de prix sur l'intraday

-> demande des NRA à l'ACER de trancher le sujet day-ahead

-> dans un souci de cohérence des processus, l'ACER se positionnera, à la fois sur les plafonds et planchers de prix day ahead, mais également intraday

L'ACER consulte les acteurs jusqu'au 15/09

Proposition des NEMO et consultation de l'ACER

Proposition initiale des NEMO :

- DA : de -500 à +3000 €/MWh, la limite haute doit être augmentée de 1000 €/MWh dans le cas où le prix a dépassé la limite de 60% sur au moins une zone, sur au moins 3 jours différents au cours des derniers 30 jours.
- ID : de -9999 à +9999 €/MWh, pas d'ajustement prévu sur le prix.

Propositions de l'ACER :

- Limite haute DA : choix entre 3 options possibles
  - +3000 €/MWh (proposition actuelle)
  - +5000 €/MWh (augmentation de la proposition actuelle)
  - +9999 €/MWh (alignement avec l'ID)
- Ajustement de la limite haute DA : ajuster plus dynamiquement la limite haute pour faire converger plus rapidement le prix max avec la VoLL (en tout cas une approximation …)

La limite haute serait ainsi augmentée de 1000 €/MWh dès que le prix dépasse la limite de 60% sur au moins un pas de temps.

- Ajustement de la limite haute ID : ajuster la limite haute à la limite haute DA si cette dernière dépasse la limite haute ID existante

Etude d’impact du mécanisme de capacité

Rappel du contexte et de la démarche

Objectifs multiples

- **Question de l'impact du mécanisme de capacité identifiée dans le débat théorique**
- **Études attendues dans le cadre du débat européen**
- **Analyses d'impact prévues dans le cadre réglementaire** *(§10.5 des règles : «Rapport sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme »)*

Organisation des travaux

1. **Revue de littérature** des études traitant de l'impact du mécanisme de capacité
   - Analyse des conclusions des études existantes
   - Identification des axes d'étude non représentés dans les études

2. **Partage des travaux au cours de deux GT** dédiés aux études économiques en mai-juin 2016.

3. Réalisation d'une étude d'impact par RTE visant à combler les lacunes des études existantes dans la littérature.

   Publication d'un rapport sur l'analyse d'impact du mécanisme de capacité (automne 2017)

Revue de littérature

Bilan revue de littérature

- **7 études d'impact européennes répertoriées et analysées à l'aide d'une grille de lecture**
- **Des conclusions à première vue divergentes sur l'impact des mécanismes de capacité, mais qui sont à mettre en regard des hypothèses et modélisations utilisées**
- **Des prérequis pour évaluer les impacts économiques du mécanisme de capacité français :**
  - Simulation de décisions basée sur un calcul de rentabilité des actifs
  - Prise en compte de l'aversion au risque
  - Modélisation d'un marché de capacité compatible avec l'architecture du mécanisme français et bien dimensionné
- **Quatre études peu adaptées pour évaluer la pertinence économique des mécanismes de capacité.**
- **Trois études pertinentes justifient l'intérêt d'un mécanisme de capacité.**

Tableau 1 – Liste des études d'impact analysées par RTE

Institution/ Organisation	Étude	Année de publication
Commission européenne E3MLab/ICCS	*Impact assessment accompanying the proposals for the Clean Energy Package* s'appuyant sur *Modelling study contributing to the Impact Assessment of the European Commission of the Electricity Market Design Initiative* (E3MLab/ICCS, 2017).	2016
FTI-CL Energy	*Assessment of the impact of the French capacity mechanism on electricity markets*	2016
CEEM	*Ensuring capacity adequacy during energy transition in mature power markets* et *Effects of risk aversion on investment decisions in electricity generation: What consequences for market design?*	2016
UFE-BDEW	*Energy transition and capacity mechanism, A contribution to the European debate with a view to 2030*	2015
Frontier Economics – Consentec	*Impact Assessment of Capacity Mechanisms*	2014
Department of Energy and Climate Change	*Electricity Market Reform – Capacity Market – Impact assessment*	2014
Thema Consulting Group E3M Lab, COWI	Capacity Mechanisms in Individual Markets within the Internal Energy Market	2013

Objectifs de l'étude d'impact RTE

Face aux limites des études existantes, RTE a développé une modélisation adaptée à l'étude des enjeux économiques de long terme associés au mécanisme de capacité avec pour objectifs :

- Représenter l'évolution à long terme des décisions d'acteurs de marché en termes d'investissements, de maintien en service, de mise sous cocon ou de fermeture de capacités, en fonction de l'architecture de marché et des signaux de prix de marché, et en supposant un comportement en concurrence pure et parfaite.

- Représenter l'influence de l'incertitude et de l'aversion au risque des acteurs dans leurs prises de décisions, en évaluant notamment l'impact du risque sur le coût du capital des projets.

- Modéliser diverses incertitudes pesant sur l'évolution des prix de l'énergie et de la capacité, en particulier des aléas de court terme (sur la température, la météo et les indisponibilités des moyens de production) et des aléas de long terme sur l'évolution du contexte énergétique (sur l'évolution de la demande, de la pénétration des EnR notamment).

- **Permettre d'étudier une diversité d'architectures de marché, se différenciant notamment par l'existence ou non d'un mécanisme de capacité, et par les niveaux des plafonds de prix pouvant exister sur les marchés de l'énergie et de la capacité**

Mécanisme de capacité / **Marché de l'énergie**	Sans mécanisme de capacité	Avec mécanisme de capacité et plafond de prix à 60.000 €/MW
Plafond de prix à 3.000 €/MWh	« EOM 3k »	« EM 3k + CM 60k »
Plafond de prix élevé à 20.000 €/MWh	« EOM 20k »	« EM 20k + CM 60k »

Résultats (focus plafonds de prix)

Le marché energy only, plafonné à 3000 €/MWh, ne permet pas d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics.

Le mécanisme de capacité permet globalement d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics.

Une architecture de marché energy only, intégrant un réhaussement des plafonds de prix, n'apparaît pas comme une alternative efficiente à la mise en place d'un mécanisme de capacité.

-> Exposition au risque financier importante

Dans une architecture de marché intégrant un mécanisme de capacité, un réhaussement des plafonds de prix sur le marché énergie n'est pas économiquement pertinent.

→ Report de revenus moins risqués vers des revenus plus risqués

→ Renchérissement du coût du financement

→ Le surplus collectif dans le scénario « plafond à 3 k€ » est supérieur de 110 M€/an à celui collecté dans le scénario « plafond à 20 k€ ».

Les résultats détaillés seront publiés dans le rapport sur l'analyse d'impact au moyen de différents indicateurs (sécurité d'approvisionnement, mix de capacités installées, surplus collectif, analyses de sensibilité, etc.)

Contributions UNIDEN et DIRECT ENERGIE sur la double-peine

Proposition de trame de réponse à la consultation de l’ACER

Transparence sur le MA

La question de la transparence est traitée dans la feuille de route de l'équilibrage

Des acteurs ont exprimé dans le cadre de la concertation relative à la feuille du route de l'équilibrage et de l'appel à contributions relatif au GT « marché tendu » un besoin de renforcement de la transparence notamment sur :

- les actions entreprises par RTE pour l'équilibrage du système ;
- l'utilisation des moyens de secours et exceptionnels en cas de situation tendue ;
- les marges à disposition de RTE.

Le **règlement EB** prévoit, au sein de **l'article 12**, un renforcement de la publication des données relative à l'équilibrage.

Outre les éléments prévus par le règlement Electricity Balancing, la CRE demande à RTE dans sa **délibération n°2017-155 du 22 juin 2017** portant orientations relatives à la feuille de route de l'équilibrage de publier des données complémentaires spécifique au modèle d'équilibrage français.

Rappel des dispositions du règlement EB

Extraits de l'article 12

Chaque GRT publie les informations suivantes dès qu'elles sont disponibles :

- des informations sur l'équilibre actuel du système électrique dans sa ou ses zones de programmation, dès que possible et au plus tard 30 min après le temps réel;
- des informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage de sa ou ses zones de programmation, anonymisées si nécessaire, au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause. […]
- des informations agrégées sur les offres d'énergie d'équilibrage au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause, qui comprennent:
  - (i) le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées;
  - (ii) le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées, ventilées par type de réserves;
  - (iii) le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées et activées, ventilées entre produits standard et spécifiques;
  - (iv) le volume d'offres indisponibles ventilées par type de réserves […];
- les informations suivantes sur l'allocation de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacité d'équilibrage ou du partage de réserves en application de l'article 38, au plus tard 24 heures après l'allocation et au plus tard 6 heures avant l'utilisation de la capacité entre zones allouée:
  - (i) date et heure de la décision d'allocation;
  - (ii) période d'allocation;
  - (iii) volumes alloués;
  - (iv) valeurs de marché prises pour base du processus d'allocation conformément à l'article 39;
- les informations suivantes sur l'utilisation de la capacité entre zones allouée aux fins de l'échange de capacité d'équilibrage ou du partage de réserves en application de l'article 38, au plus tard une semaine après l'utilisation de la capacité entre zones allouée […]

Rappel des dispositions de la délibération n°2017-155

Extraits

La CRE demande à RTE de publier les données complémentaires suivantes [...] :

- l'identification des offres non transmises aux plateformes européennes ou non activées dans la préséance sur le système électrique français et le motif associé ;
- le volume demandé par RTE (et le cas échéant le prix minimum associé) aux plateformes européennes ;
- l'actualisation des marges requises et des marges prévisionnelles à la pointe [...] ;
- contraintes récurrentes et/ou structurelles identifiées sur le réseau de transport ;

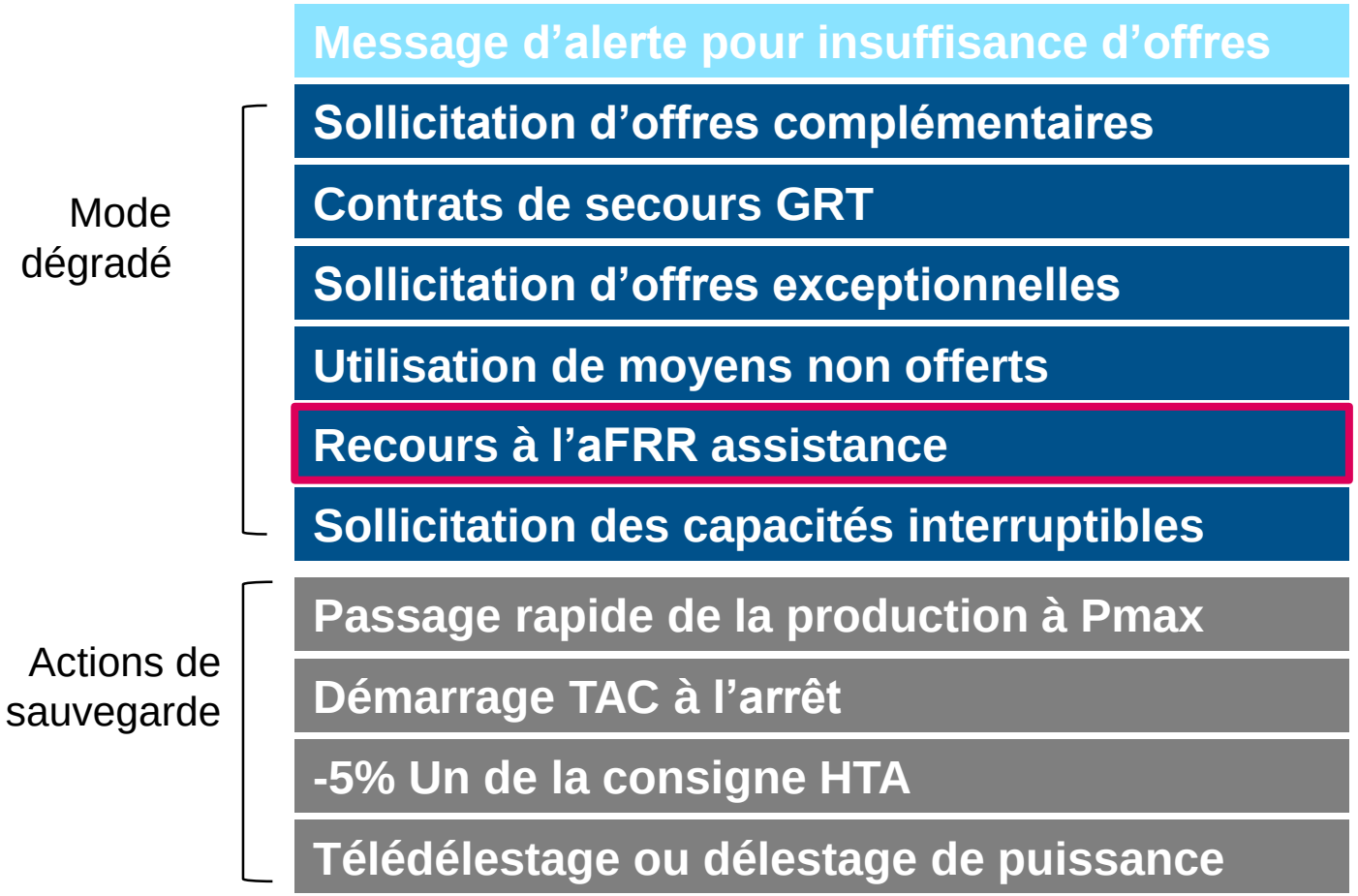
La fréquence et le délai de mise en œuvre de ces publications devront faire l'objet d'une proposition de RTE à la CRE, après concertation avec les acteurs de marché, d'ici le 1er janvier 2018.

RTE prévoit l'ouverture d'ateliers de travail sur la transparence début 2018 au sein de la CAM afin de définir plus précisément les publications à mettre en œuvre.

Les moyens à disposition de RTE en situation tendue

RTE dispose de recours permettant de garantir la sûreté du système électrique

RTE vérifie en J-1 et en temps réel la disponibilité d'un volume suffisant d'offres pour le respect des marges et la résolution des congestions réseau. En cas de défaut :



à venir (2018)

RTE dispose de recours permettant de garantir la sûreté du système électrique

La plage admissible de fréquence est de 50 Hz +/- 0,2 Hz.

Si les actions mises en place par RTE ne suffisent pas, à partir de 49 Hz, un délestage automatique de consommation a lieu :

Echelon	1	2	3	4	5
Délestage fréquencemétrique	49 Hz	48,5 Hz	48 Hz	47,5 Hz	
% délesté	20 %	20 %	20 %	20 %	Non délestable

Mesures d’équilibrage exceptionnelles et responsabilité des RE

La question de la responsabilité des RE en cas de recours à des moyens exceptionnels

Des acteurs ont transmis cet hiver des questions sur les modalités de calcul et de valorisation des écarts de RE en cas de recours par RTE à l'activation des contrats interruptibles, la baisse temporaire de 5 % de la consigne de tension HTA ou encore le délestage de la consommation domestique pour cause EOD.

Ces derniers sont pris en compte aujourd'hui comme des **aléas de consommation dans les règles RE** en dehors du calcul de la tendance :

- Le dispositif de règlement des écarts s'applique normalement ;
- RTE établit a posteriori et à la maille de chaque RE les écarts comme une période de consommation « normale » (ie : aucune correction des périmètres d'équilibre des volumes délestés n'est effectuée) ;
- RTE informe les RE des sites interruptibles en cas d'activation de l'interruptibilité ;
- RTE établit la tendance du système pendant la période de recours au délestage en la corrigeant des volumes délestés, la tendance du système est ainsi à la « Hausse ».

Par conséquent, les responsables d'équilibre ayant une part de marché dans la consommation profilée supérieure à leur part dans les volumes délestés et/ou ayant des clients interruptibles voient leurs écarts diminuer et sont susceptibles de se retrouver en écart positif. ➔ moindre représentativité des écarts de RE

Rappel des dispositions de la délibération n°2017-155

La CRE demande à RTE dans sa **délibération n°2017-155 du 22 juin 2017** portant orientations relatives à la feuille de route de l'équilibrage de prendre en compte l'activation de mesures exceptionnelles dans le système de règlement des écarts.

Extraits article 2.4.3

[…] En cas de délestage […] la CRE considère qu'il convient d'instruire le relèvement du PRE à un niveau que les travaux de RTE permettront de déterminer. D'autre part, la CRE considère qu'une méthodolgie devra être développée afin que les calculs des écarts tiennent compte des volumes délestés sur chaque périmètre.

La mise en place d'un système de règlement des écarts prenant en compte l'activation de mesures exceptionnelles par RTE sera instruite en 2017 et pourra intervenir en 2019.

Quelles options pour la prise en compte des mesures exceptionnelles ?

Suite à l'incident du 4 novembre 2006, un **groupe de travail a été créé en 2007 au sein de la CAM** avec comme objectif de réfléchir aux modalités de traitement financier des situations de délestage (responsabilités, possibilité de s'accorder sur des modalités d'indemnisation ex-ante, amélioration des signaux de prix).

Pour ***le prix de règlement des écarts*** plusieurs options avaient été discutées mais aucune solution n'avait fait consensus.

Sur le calcul du prix de règlement des écarts :

PREN = MAX (dernière valeur du PREN avant délestage ; PREN calculé après délestage)

PREN = MAX (dernière valeur du PREN avant délestage ; PREN calculé après délestage) + terme régulé

Sur la valeur du terme régulé :

% * END ?

Quelles options pour la prise en compte des mesures exceptionnelles ?

Avant la mise en place du single price, le PREN était au moins égal au prix spot de référence.

Aujourd'hui, avec le single price et la nouvelle formule de PREN, en cas de situation de délestage, trois cas peuvent se présenter :

- **Cas 1:** aucun moyen d'équilibrage à la hausse (SSY, écarts aux frontières, Aju, contrats de secours) n'est activé, dans ce cas le PREN = 0 €/MWh ;
- **Cas 2 :** Aucun ajustement à la hausse (yc compris contrat de secours) mais des SSY ou écarts aux frontières à la hausse ont lieu, dans ce cas le PREN = Prix spot de référence*(1+k) ;
- **Cas 3 :** Des ajustements à la hausse, des SSY à la hausse et écarts aux frontières à la hausse ont lieu, dans ce cas le PREN = PMPh *(1+k)

- **Quelle est votre analyse des flux financiers entre acteurs (RE, fournisseurs, consommateurs) en cas de délestage ?**

- **Pensez vous qu'une évolution du PRE doit être introduite en cas de délestage ?**

- **Quelles sont les options à préférer selon vous ?**

Quelles options pour la prise en compte des mesures exceptionnelles ?

Pour ***le calcul des bilans de RE*** plusieurs options avaient été discutées :

Corriger les bilans de RE des volumes délestés en considérant les volumes délestés estimés comme des ajustements à la hausse

Considérer les bilans de RE sur le RPD pendant la période de délestage comme égaux aux bilans de RE lors de la période immédiatement antérieure au délestage

Mais des obstacles importants avaient été identifiés :
- valeurs délestées délicates à estimer (valeur évoluant au cours du délestage)
- analyses délicates pour affecter les volumes délestés aux périmètres adéquats (impacts sur l'ENP)
- impacts identifiés au moment de la reprise post-délestage (rebond au moment de la reprise de consommation et report dans les heures qui suivent)
- l'imprécision sur les volumes peut potentiellement pénaliser les RE

- Quelle est votre opinion ?