Réponse au questionnaire n°2 de RTE marché de capacité

Paris le 15 février 2013

Année de livraison

L'année de livraison est définie comme une *période de douze mois, pouvant ne pas coïncider avec l'année civile, incluant une période de pointe PP1 et une période de pointe PP2. La première année de livraison commence en 2016 et couvre les périodes de pointe de l'hiver 2016-2017*.

Q1. Pourriez-vous proposer une définition de l'année de livraison ?

EON considère que l'année de livraison doit correspondre à l'année civile. En effet, le coût de la capacité devant être répercuté vers le client final il est impératif que la période d'obligation des fournisseurs soit cohérente avec celle des contrats commerciaux.

Plusieurs éléments structurant du marché de l'énergie sont alignés sur la période du 1er janvier au 31 décembre et démontrent par conséquent que l'année de livraison devrait être l'année civile notamment :

- Certains produits vendus sur le marché de l'énergie qui permettent l'approvisionnement des fournisseurs sont calendaires et alignés sur l'année civile. Le fournisseur défini le prix de la fourniture à l'avance au client final sur la base de ce sourcing en produits futures.

- Les consommateurs qui possèdent un contrat d'acheminement CARD pour la distribution, ou CART pour le transport ont un calendrier commercial rythmé par leur cycle budgétaire. De fait, les offres se font toujours pour une période calée sur l'année civile.

- Enfin, les deux guichets ARENH se situent au 1er janvier et au 1er juillet. Le calendrier des offres commerciales des fournisseurs alternatifs est structuré par ses deux jalons.

Période de pointe PP1

La puissance de référence d'un consommateur d'électricité est *fondée sur la consommation de ce consommateur durant la période de pointe PP1*. Le nombre d'heures de la période PP1 détermine le nombre d'heures pendant lesquelles la réduction de consommation doit être activée pour obtenir une réduction du montant de l'obligation de capacité équivalente.

Q2. Selon vous, à quelle échéance doit-être définie la période de pointe PP1 (plusieurs années à l'avance, proche de la période de livraison, sur la base des heures de plus forte consommation constatée …) ? Dans le cas où la période PP1 est définie plusieurs années à l'avance, comment le mécanisme incite-t-il, selon vous, à la maitrise de la consommation lors des périodes de pointe ? En quoi cela améliore-t-il la sécurité d'alimentation ?

PP1 doit être définie ex-ante plusieurs années à l'avance sur la base de données historiques afin de permettre aux fournisseurs d'anticiper au mieux les obligations liées au marché de capacité. Définir PP1 ex-post soulève plusieurs problématiques qui entacheraient le bon fonctionnement du marché de capacité :

1. **Définir PP1 ex-post ne permet pas d'encourager l'investissement dans les capacités de production ou d'effacement**. Pour créer cette incitation, il est nécessaire que les acteurs puissent estimer leur obligation longtemps à l'avance afin de palier à tout déséquilibre entre l'offre et la demande. Cette incitation passe par l'achat de garantie de capacité bien en amont de l'année de livraison afin de développer les moyens de production éventuellement manquants.

2. **Définir PP1 ex-post ne permet pas d'encourager le consommateur à maîtriser sa consommation d'électricité.** En effet, avec des heures de forte consommation connues ex-post il n'est pas possible pour le fournisseur de répercuter le coût de la capacité vers le consommateur durant PP1. Le consommateur ne recevrait donc aucun signal prix pour maîtriser sa consommation.

Concernant l'incitation du mécanisme à la maîtrise de la consommation lors des périodes de pointe, comme précisé ci-dessus, une définition ex-ante de PP1 permet au fournisseur d'envoyer un signal prix au consommateur sur la base d'estimations.

Q3. Pourriez-vous en conséquence, proposer des critères et paramètres qui permettent d'identifier les heures faisant partie de PP1 ? En particulier, et selon l'approche retenue à la question 2, jugez vous nécessaire que les heures potentiellement dans PP1 soient signalées préalablement ? Si oui, à quelle échéance ? Sur quels critères ? Q4. Selon vous, quel doit être le nombre d'heures de la période PP1 ? Ce nombre d'heures permet-il de favoriser le développement d'actions de maîtrise de la consommation à la pointe ? Les consommateurs sont-ils économiquement incités à réduire leur consommation durant les périodes de pointe ?

PP1 doit couvrir la période du 1er novembre au 31 mars qui correspond à la période dite « d'hiver » des tarifs réglementés de vente.

Les plages horaires sur lesquelles reposera l'obligation doivent être définies ex-ante au moins trois ans à l'avance sur une base historique.

Q5. Selon vous, comment est-il possible de prendre en compte l'évolution du portefeuille client d'un fournisseur pendant la période de pointe PP1 ? Quelle méthode proposeriez-vous pour la prise en compte de l'évolution du portefeuille pendant PP1 et le calcul de l'obligation du fournisseur (prorata temporis, prorata dépendant du paysage de défaillance…) ?

L'évolution du portefeuille client doit être intégrée dans la méthode de calcul de l'obligation.

EON propose que la puissance prise en compte pour le calcul de l'obligation corresponde à la puissance maximale (P_{max}) atteinte par le portefeuille durant PP1 mesurée au pas ½ horaire. Cette méthode simple a le mérite d'englober la totalité des obligations générées par les clients finals et de maintenir un certain niveau de sécurité pour faire face au risque de défaillance.

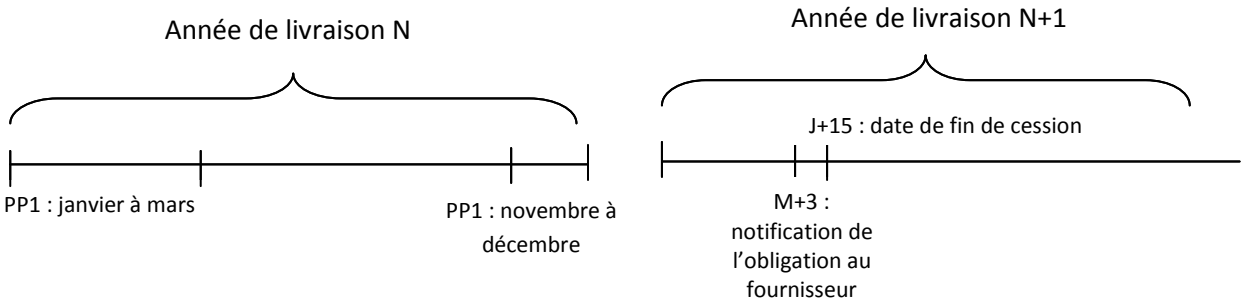
Consommation constatée et Puissance de référence

Consommation constatée

L'obligation de capacité d'un fournisseur est estimée à partir de la consommation constatée de ses clients. Or le décret dispose, dans son article 6, que RTE notifie à chaque fournisseur le montant de son obligation quinze jours au moins avant la date limite de cession des garanties de capacité, au delà de laquelle les cessions de garanties de capacité ne sont plus possibles.

Q6. Selon vous, quelle doit être la date limite de cession ? Comment doit-elle être déterminée par rapport à l'année de livraison et la période PP1 ?

EON propose une date de fin de cession des garanties postérieure d'environ 3 mois à PP1. Si l'année de livraison est l'année civile, alors la date limite de cession est postérieure à l'année de livraison puisque PP1 s'étale sur les mois de janvier, février, mars et novembre, décembre comme expliqué sur le schéma ci-dessous.



Q7. Sachant que le montant de l'obligation est notifié au moins 15 jours avant la date limite de cession, à quelle date le montant de l'obligation doit-il être notifié à chaque fournisseur ? Comment doit-elle être déterminée par rapport à l'année de livraison et la période PP1 ?

Le montant de l'obligation doit être notifié après l'année de livraison, après la période PP1, en mars de l'année N+1.

Si l'année de livraison est l'année civile, notifier le montant de l'obligation en mars permet d'inclure toutes les étapes du processus lié à l'obligation du fournisseur (notification de l'obligation, restitution du montant de garanties correspondant à l'obligation, règlement des écarts…) en N+1.

Q8. Selon vous, faut-il prévoir une période d'échanges postérieure à l'année de livraison ? Si oui, quelle doit être la durée de la période d'échanges postérieure à l'année de livraison ?

Une période d'échange postérieure à l'année de livraison doit être envisagée pour notifier l'obligation de capacité au fournisseur, la durée d'échange postérieure ne doit pas être supérieure à quelques mois.

Q9. En conséquence, quelle doit être la donnée de consommation servant de référence pour le calcul de l'obligation de capacité d'un fournisseur ? Pour le télé-relevé ? Pour le profilé ? Vous paraît-il préférable de retenir une donnée intermédiaire (par exemple de type "M+3") pour limiter la durée d'échanges postérieure à la période de livraison ou bien au contraire privilégier une donnée définitive (par exemple de type "M+12" voire au delà) ?

La donnée de consommation permettant de calculer l'obligation de capacité du fournisseur, doit être la consommation constatée en énergie transmise en M+3 par RTE au responsable d'équilibre pour la reconstitution des flux ARENH. EON souhaite privilégier cette donnée intermédiaire pour permettre au fournisseur d'estimer le plus tôt possible après PP1 son obligation.

Prise en compte de la sensibilité de la consommation à la température.

Q10. Pourriez-vous proposer une méthode permettant d'estimer la thermo-sensibilité d'un consommateur ? Comment s'assurer que la prise en compte de la thermo-sensibilité soit la plus précise possible ? En particulier comment différencier les consommateurs résidentiels en fonction de leur thermo-sensibilité de sorte à faire porter par les consommateurs les risques qu'ils font peser sur le système électrique ?

Il convient de segmenter la collectivité des consommateurs par mode de relève des données de consommation : les télérelevés et les profilés.

La communauté des clients profilés inclut les clients domestiques et des petits professionnels définis comme étant les catégories les plus thermosensibles. Par conséquent, leur consommation constatée doit être suffisamment corrigée pour prendre en compte leur contribution élevée au risque de défaillance.

La communauté des clients télérelevés inclut des industriels dont la thermo sensibilité est pratiquement nulle.

Q11. Selon vous, cette thermo-sensibilité doit-elle être mesurée une fois l'année de livraison échue ou bien connue au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité ? Dans ce dernier cas, quel dispositif doit, selon vous, permettre d'assurer la cohérence entre cette définition préalable et la thermo-sensibilité réellement mesurée lors de l'année de livraison ?

La thermo sensibilité doit être connue au démarrage de l'exercice du mécanisme de capacité sur une base historique. En effet, si la thermo sensibilité du consommateur n'est pas connue ex-ante, il n'est pas possible pour le fournisseur d'estimer son obligation et par conséquent de dimensionner correctement l'équilibre offre/demande. D'autre part, si la thermo sensibilité est définie ex-post le coût/signal prix ne peut pas être transmis au consommateur sur la période PP1.

La thermo sensibilité réelle durant PP1 est implicitement traduite à travers le niveau de consommation constatée du client final sur cette période.

Q12. Dans le cas de consommations profilées, proposez-vous de retenir les profils définis dans la Section 2 Paragraphe F des règles RE-MA ou bien de définir de nouveaux profils spécifiques au mécanisme de capacité ?

EON propose tout comme RTE de retenir les profils définis à la section 2 des règles RE/MA.

Q13. Dans le cas de consommations télé-relevées, proposez-vous d'estimer une thermo-sensibilité par consommateur ou bien d'établir des gradients de consommation normalisés au sein de classes de consommateurs à définir ? Si oui, pourriez-vous proposer des critères permettant de définir ces différentes classes de consommateurs ?

Comme précisé à la question 10, la thermo sensibilité des consommateurs télérelevés est très souvent nulle. EON estime ainsi que la thermo-sensibilité appliquée à ces clients devrait être identique et proche de 1.

Q14. Pour le calcul de la contribution d'une consommation au risque de défaillance, une méthode de contribution marginale et comparaison avec un « moyen parfait », reposant sur une étude d'équilibre offre-demande probabiliste, vous paraît-elle adaptée ?

EON estime ne pas avoir de visibilité suffisante sur le modèle « moyen parfait » à ce stade de la concertation pour répondre à cette question.

Q15. Selon vous, ramener la consommation constatée à celle qu'elle aurait été à une "température extrême de référence" vous semble-t-il pertinent ? Si oui, pourriez-vous proposer une méthode pour déterminer la température extrême de référence ? Quel lien faites-vous entre la méthode de détermination de cette température extrême de référence et les méthodes de certification ? Cette température extrême de référence doit-elle être déterminée vis à vis d'une disponibilité « extrême » des capacités ou bien d'une disponibilité moyenne des capacités ?

EON estime qu'il est pertinent de ramener la consommation constatée à la température extrême de référence.

EON, à ce stade de la concertation, n'a pas de méthode pour la définir à proposer.

Q16. Dans le cas où aucune des deux méthodes mentionnées ci-dessus ne vous paraît adaptée, pourriez-vous proposer une méthode permettant de faire refléter dans la puissance de référence d'un consommateur sa contribution au risque de défaillance ?

Pas de commentaires

Correction de la puissance effacée d'une capacité d'effacement certifiée

Q17. Selon vous, comment doit être corrigée la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée ? Un consommateur peut-il contribuer à la fois à une capacité d'effacement et à des actions de maîtrise de la consommation à la pointe ?

La consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée doit être corrigée à la hausse afin que l'impact soit neutre pour le fournisseur.

Q18. Pourriez-vous proposer une méthode d'estimation de la puissance effacée qui doit servir à corriger la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée ? La sensibilité des effacements à la température doit elle être prise en compte en cohérence avec le calcul de la puissance de référence ? Si oui, comment ?

EON, sur la base de la réponse apportée à la question 5, propose que la puissance effacée qui doit servir à corriger la consommation constatée soit **la puissance maximale (P_{max}) de la capacité d'effacement réellement activée sur PP1**.

La puissance retraitée dans la consommation constatée ne doit pas être basée sur la puissance certifiée. En effet, la capacité certifiée sur la base d'une disponibilité ne préjuge en rien sur la puissance réellement activée durant les heures de forte tension (PP1). Ainsi, afin de diminuer les risques d'arbitrage il est impératif qu'une capacité d'effacement valorisée côté offre soit répercutée du côté demande en tenant compte de son activation réelle sur la période d'obligation.

L'effacement n'étant pas thermosensible, EON estime qu'il n'est pas utile d'appliquer un gradient sur la partie de la consommation constatée correspondant à l'effacement.

Q19. Si une marge de tolérance existe pour les capacités certifiées, en particulier les effacements, réciproquement une tolérance doit-elle être mise en place côté obligation pour les actions de réduction de la consommation durant PP1 ? Si non, comment assurer le principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement ?

EON estime qu'il ne devrait pas y avoir de marge de tolérance au risque de mal dimensionner le marché de capacité.

Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

Prix unitaire de règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

D'après les dispositions de l'article 6 du décret n°2012-1405, le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs est proportionnel à un prix unitaire. La méthode de calcul du prix unitaire peut être fondée sur un prix de référence reflétant le prix de la capacité pour l'année de livraison donnée et d'autres paramètres. L'objet des questions est d'établir le paramétrage du prix unitaire, de préciser la définition du prix de référence et d'identifier les problématiques des fournisseurs entravant à la bonne couverture de l'obligation.

Q20. Quels sont, selon vous, les "cas" à différencier pour paramétrer le règlement financier ? (système court, système long, prise en compte de l'écart des RPC…)

Pour le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs EON propose de distinguer deux situations :

1. Système court en capacité (la notion de court est à déterminer par RTE de manière concertée avec les acteurs). Cette situation est caractérisée par un nombre de garanties de capacité insuffisant sur le marché pour couvrir l'obligation totale des fournisseurs.

2. Système long en capacité. Cette situation est caractérisée par un nombre de garanties de capacité sur le marché largement supérieur à l'obligation totale des fournisseurs.

Dans le premier cas, la logique économique voudrait que les prix des garanties de capacité soient très élevés et que les fournisseurs puissent ne pas pouvoir satisfaire leur obligation à cause d'une déficience structurelle du marché.

Dans le deuxième cas, les prix de la capacité devraient tendre vers 0, laissant ainsi une large possibilité de rééquilibrage au fournisseur avant le passage au règlement financier.

Q21. Comment déterminer le(s) prix de référence de la capacité pour le règlement du rééquilibrage en capacité du fournisseur, selon ces différents "cas" identifiés à la question précédente ? Q22. Quels seraient, selon vous, les pré-requis indispensables à la définition d'un prix de référence basé sur les prix de marchés ? A l'inverse, quels seraient les arguments en faveur d'une définition a priori d'un prix de règlement financier ?

EON préconise que quand le système est court, le prix de référence soit **égal au prix moyen unitaire de toutes les transactions effectuées sur le marché pour l'année de livraison N**.

Quand le système est long, le prix de référence doit être égal **au prix maximum de toutes les transactions observées sur le marché pour l'année N.**

Q23. Comment définir le prix unitaire, à partir de ce prix de référence, de sorte à inciter le fournisseur à la satisfaction de son obligation ?

Dans la situation système court, le prix unitaire est **égal au prix moyen unitaire de toutes les transactions effectuées sur le marché pour l'année de livraison N.** D'une part, ce prix doit dissuader le fournisseur d'attendre la date de notification de l'obligation ou de règlement financier pour satisfaire son obligation. En effet, un prix moyen prend les prix de la fourchette haute et ceux de la fourchette basse. Le fournisseur est donc incité à acheter ses garanties de capacités quand les prix sont dans la fourchette basse. D'autre part, ce prix ne doit pas pénaliser outre mesure le fournisseur qui n'est pas responsable du mauvais dimensionnement du marché.

Dans la situation système long le prix unitaire est égal **au prix maximum de toutes les transactions observées sur le marché pour l'année N.** L'objectif dans le cas « système long » est bien d'empêcher le recours au règlement financier alors que le marché a une offre suffisamment importante pour couvrir l'obligation totale des fournisseurs.

Détermination de l'écart fournisseur

Q24. Selon vous, quelle est la nature des incertitudes pesant sur la consommation du fournisseur, et entravant à la bonne anticipation de son obligation ? Quel est le poids de ces incertitudes en fonction de l'échéance à l'année de livraison ? Quel serait l'impact sur la couverture de l'obligation du fournisseur ?

EON a identifié deux paramètres qui peuvent influer sur la bonne estimation de l'obligation d'un fournisseur :

- **La situation économique**. La consommation des clients fluctue très souvent en fonction de la conjoncture.
- **La météorologie**.
- **Le cadre réglementaire**. Nos clients possédant des équipes d'acheteurs pour l'énergie très aguerris, leur consommation est optimisée en fonction des évolutions réglementaires et des opportunités qui en découlent.

Q25. Souhaiteriez-vous qu'il y ait une marge de tolérance sur le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité du fournisseur ?

EON estime qu'une marge de tolérance pour l'obligation des fournisseurs conduirait à un mauvais dimensionnement du marché de capacité et à un effet d'aubaine pour les fournisseurs.

a. Si oui, comment déterminer cette marge ? En particulier, comment la déterminer de façon cohérente avec une éventuelle marge de tolérance pour le calcul de l'écart au périmètre des responsables de périmètre de certification.

b. Sinon, vous parait il tout de même envisageable d'introduire une marge de tolérance pour le calcul de l'écart au périmètre des RPC ? Le cas échéant : quelles en seraient les conséquences sur l'obligation des fournisseurs ; sur le fonctionnement général du mécanisme ; et sur le coût pour le consommateur ? Comment limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du RPC et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs ?

Dispositifs particuliers

ARENH

Le décret dispose, dans son article 21, que *le produit cédé dans le cadre de l'ARENH comprend la garantie de capacité*. Or l'ARENH s'articule autour de guichets à date du 1er janvier et du 1er juillet de chaque année.

Q26. Selon vous, comment peut s'articuler au mieux le dispositif ARENH avec le mécanisme de capacité ? Quels effets de bord peut avoir le dispositif ARENH ?

Tout d'abord, le niveau de garantie conféré à la capacité ARENH et même plus largement au nucléaire historique va conditionner le dimensionnement de tout le marché. Il conviendrait à ce titre que la CRE révèle chaque année la valeur de la capacité intégrée dans l'ARENH, exercice indispensable dans le calcul de la clause de prix complémentaire majorée de la valeur de la capacité en cas de revente d'ARENH sur le marché.

Ensuite, l'existence de 2 guichets ARENH oblige les fournisseurs alternatifs à caler leur campagne commerciale autour de ces deux jalons. Si l'année de livraison ne coïncide pas avec l'année civile, il sera dès lors extrêmement complexe pour les fournisseurs de faire face à leur obligation qui pourra s'étaler sur deux années civiles différentes.

Tarif de cession

Le décret dispose, dans son article 21, que *les contrats d'approvisionnement d'électricité au tarif de cession […] sont réputés inclure la cession d'un montant de garanties de capacité*.

Q27. Comment s'assurer de la bonne articulation entre les modalités relatives au contrat d'approvisionnement d'électricité au tarif de cession et l'obligation du fournisseur ?

Pas de commentaires