Réponse d'EON

au questionnaire 1 de RTE relatif au marché de capacité

Risque de défaillance

La notion de Risque de défaillance est centrale au mécanisme d'obligation de capacité. Le décret définit le Risque de défaillance comme le *risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et le demande d'électricité en France métropolitaine continentale*.

Q1. Selon vous, comment est-il possible d'estimer le Risque de défaillance ? Quels sont les paramètres et aléas qu'il est nécessaire de prendre en compte ? Pourriez-vous proposer une modélisation qui permette d'estimer le Risque de défaillance et accepteriez-vous de la présenter dans le cadre de la concertation ?

Le risque de défaillance doit s'apprécier en fonction du dimensionnement des capacités de production et d'effacement pour répondre à la demande prévisionnelle. Les critères pris en compte par RTE pour établir son bilan prévisionnel pourraient servir de base pour estimer le risque de défaillance, pour sa version avec prise en compte des interconnexions. En effet, il est indispensable de prendre en compte la contribution des moyens de production étrangers à la sécurité d'approvisionnement française.

Cependant, l'appréciation du risque de défaillance ne doit pas induire une situation de surcapacité. Or, le retour d'expérience sur les bilans prévisionnels de ces dernières années montre qu'une prise en compte à la lettre des résultats issus du bilan prévisionnel pourrait induire une telle situation de surcapacité.

Q2. Le Risque de défaillance est défini comme le *risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France métropolitaine continentale*. L'évaluation du risque de défaillance doit-elle reposer sur une prise en compte des réseaux et des contraintes associées ou bien sur une modélisation de type « plaque de cuivre » ? Selon vous, le risque de défaillance doit-il intégrer un volet régional ?

L'évaluation du risque de défaillance doit être de type « plaque de cuivre » afin de dimensionner globalement le risque d'une rupture de l'équilibre offre/demande, en tenant compte de l'intégration de la France au sein de la plaque de cuivre européenne.

Il existe des exigences en termes de sécurité d'approvisionnement définies au niveau européen (cf directive 2005/89/CE du 18 janvier 2006). Il est pertinent de tenir compte des exigences européennes pour déterminer le risque de défaillance français sous peine, d'une part, de désoptimiser le parc électrique français, et, d'autre part, de bloquer la réalisation du marché intérieur de l'électricité en mettant la France en situation d'ilotage électrique.

En outre, le décret marché de capacité n'a pas vocation à introduire des signaux d'incitation à la localisation des capacités en fonction des congestions réseau. Ainsi, EON considère que le risque de défaillance doit être défini à l'échelle de la France en tenant compte du fait que le pays fait partie de la plaque de cuivre européenne.

Obligation des fournisseurs et contribution au risque de défaillance

Q3. Selon vous, comment est-il possible d'estimer la contribution d'un consommateur au Risque de défaillance et quels sont les critères et paramètres à retenir ? Faut-il faire porter les aléas uniquement par les acteurs qui les génèrent ?

La contribution d'un consommateur au risque de défaillance peut être estimée en fonction de son profil de consommation. Le profil et niveau de consommation durant la période PP1 doit intervenir pour dimensionner l'obligation pesant sur les fournisseurs.

Par ailleurs, chaque consommateur doit supporter les aléas qu'il génère. Ainsi, le dimensionnement de l'obligation doit prendre en compte le fait que les consommateurs thermosensibles contribuent plus au risque de défaillance que les consommateurs peu thermosensibles.

Ainsi, l'obligation des fournisseurs pourrait être définie en prenant en compte la puissance moyenne du portefeuille de consommateur durant la période PP1, multipliée par un coefficient de thermo-sensibilité. La prise en compte d'un tel coefficient est cohérente avec le principe décrit dans le décret de prise en compte de « *la sensibilité de la consommation [de chaque consommateur et des gestionnaires de réseau] à la température* ».

Q4. Que doit recouvrir le Coefficient de sécurité ?

Tous les aléas qu'il est nécessaire de prendre en compte afin de sécuriser l'équilibre offre demande sont déjà intégrés dans le calcul de la puissance de référence.

Il convient d'éviter de créer toute situation de surcapacité qui serait préjudiciable au système électrique français. Ainsi, le coefficient de sécurité n'a pas vocation à couvrir des aléas complémentaires.

Q5. Accepteriez-vous de présenter lors de la concertation une méthode de prise en compte de la sensibilité de la consommation d'un consommateur à la température ?

Pas de méthode à présenter à ce stade.

Certification des capacités et contribution à la réduction du risque de défaillance

Q6. Selon vous, quelle méthode pourriez-vous proposer pour estimer la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité ? Quels paramètres et caractéristiques techniques d'une capacité est-il nécessaire de prendre en compte ? Comment la disponibilité prévisionnelle doit-elle être prise en compte ? Doit-on intégrer les contraintes réseaux en tant qu'aléa venant potentiellement réduire la disponibilité d'une capacité ? Pourriez-vous proposer une modélisation intégrant ces caractéristiques techniques et permettant d'estimer la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité ? Accepteriez-vous de la présenter dans le cadre de la concertation ?

La méthode qui doit permettre d'estimer la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance doit prendre en compte les critères suivants:

- **La disponibilité prévisionnelle de la capacité sur la période PP2**. Le taux de disponibilité d'une capacité de production ou d'effacement est déterminant dans le maintien de l'équilibre offre demande.

- **La prédictibilité de la disponibilité**. Les capacités dont il est possible de prédire plusieurs mois ou plusieurs semaines à l'avance la disponibilité prévisionnelle permettent de dimensionner le système électrique français assurant la sécurité d'approvisionnement au moindre coût.

- **La dispatchabilité**. Un système électrique doit fournir des quantités stables d'électricité en base et pouvoir satisfaire une demande de pointe à tout moment. Il doit être capable de faire face à des évolutions de consommation aléatoires. Les capacités dispatchables permettent de maitriser quand ces capacités contribuent effectivement à la réduction du risque de défaillance et donc de mieux répondre aux aléas de la demande.

Les contraintes réseau ne doivent pas être prises en compte dans la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance. L'usage d'une capacité et son utilité vis-à-vis du système électrique doit être appréciée indépendamment des contraintes réseau.

Q7. Quelle méthode pourriez-vous proposer pour estimer la Contribution réelle à la réduction du risque de défaillance d'une capacité ? Quel serait le Niveau de capacité effectif pour une capacité indisponible durant toute la période de pointe PP2 ? Q8. Selon vous quels doivent être les paramètres et mesures à prendre en compte pour estimer le niveau de capacité effectif d'une capacité ? Quelle cohérence doit-il y avoir entre les caractéristiques techniques prises en compte lors de la certification et celles utilisées pour l'estimation du niveau de capacité effectif ?

La contribution réelle à la réduction du risque de défaillance devrait se baser sur le taux de disponibilité constaté durant PP2. Les critères de dispatchabilité et de prédictibilité ne doivent pas intervenir dans le contrôle de la capacité effective. En effet, ils sont d'ordre qualitatif et ne peuvent faire l'objet d'un contrôle. Ils caractérisent la contribution intrinsèque de la capacité à réduire le risque de défaillance, compte-tenu de ses caractéristiques.

Q9. Pourriez-vous proposer une définition de l'Exploitant de capacité à retenir pour le mécanisme de capacité ? Les dispositions prévues dans les articles 6 à 11 de la loi de 2000 ainsi que dans le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité vous paraissent-elles suffisantes ? Si non, quelle définition proposez-vous de retenir pour les cas non couverts dans le cadre législatif et réglementaire ?

EON estime que les définitions et les dispositions citées dans la loi et dans le décret du 7 septembre 2000 sont adaptées pour caractériser les exploitants des installations de production d'électricité.

Concernant les capacités d'effacement, l'exploitant doit être défini comme l'opérateur d'effacement dans le cas où l'effacement est valorisé en énergie sur le marché de l'énergie ou l'acteur d'ajustement dans le cas où l'effacement est valorisé en énergie sur le MA. Lorsqu'une capacité d'effacement est valorisée à la fois sur le MA et sur le marché de l'énergie via NEBEF, il convient de définir qui est l'exploitant de capacité. Dans la mesure où le projet de règles NEBEF prévoit que ce cas ne sera possible que si l'opérateur d'effacement et l'acteur d'ajustement correspondent à la même entité juridique (article 6.3.3.5 règles NEBEF), cette problématique est de facto traitée.

Périodes de pointe (PP1 et PP2)

Q10. Selon vous, quelles sont les heures pendant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé ? Ces heures correspondent-elles exclusivement aux heures durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée ?

Pas de commentaires à ce stade

Q11. Comment définiriez-vous les périodes de pointe PP1 et PP2 ? Pourriez-vous proposer des critères et une méthode qui permettent de s'assurer du respect du *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* dans les définitions conjointes des périodes PP1 et PP2 ? Cela doit-il aboutir à une égalité entre PP1 et PP2 ou bien au contraire à une différenciation entre PP1 et PP2 ? Pour quelles raisons ?

E.ON propose que la période d'engagement soit définie ex-ante et recommande qu'à minima PP1 soit inclue dans PP2 afin que la période d'obligation des fournisseurs soit couverte par la période d'obligation des exploitants de capacité.

Règlements financiers

Q12. Comment se caractérise l'incitation économique, à moyen terme, à la satisfaction de l'obligation de capacité des fournisseurs ? Comment traduire ce principe dans la méthode de calcul du prix unitaire ?

La loi Nome prévoit qu' *« un fournisseur qui ne justifie pas qu'il détient la garantie de capacité nécessaire à l'accomplissement des obligations dont il a la charge encourt, après mise en demeure demeurée infructueuse d'apporter cette justification, une sanction pécuniaire prononcée par la Commission de régulation de l'énergie dans les conditions prévues à l'article 40. Cette sanction est déterminée de manière à assurer, à moyen terme, une incitation économique à la satisfaction des obligations faites aux fournisseurs. Le barème des sanctions est défini par la Commission de régulation de l'énergie, sur proposition du gestionnaire du réseau public de transport*. »

Ainsi, l'incitation économique à la satisfaction de l'obligation de capacité est déjà assuré par la sanction que le fournisseur encourt en application de la loi. Il n'y a donc pas lieu d'introduire une incitation économique complémentaire.

Ainsi, le règlement financier des fournisseurs ne doit pas être vu comme un dispositif de pénalisation des fournisseurs. Il est l'ultime moyen d'ajustement de l'obligation de capacité pour permettre aux fournisseurs de se rééquilibrer compte-tenu de leur niveau d'obligation définitif.

Par ailleurs, les fournisseurs ne devraient pas être pénalisés si l'offre globale de garanties de capacité n'est pas suffisante pour leur permettre de couvrir leur obligation. En effet, chaque fournisseur individuellement ne peut être responsable du dimensionnement global en capacités du système.

Enfin, la responsabilité des fournisseurs devrait être uniquement financière avec des dispositifs de règlement financier et de sanctions libératoires en cas de non couverture par un fournisseur de son obligation.

Q13. Comment définiriez-vous une « estimation de bonne foi de la puissance de référence » ? Comment se caractérise la bonne incitation des fournisseurs à l'évaluation des besoins de garanties de capacité, en vue de remplir leur obligation de capacité, sur la base d'une estimation de bonne foi de la puissance de référence ? Comment traduire ce principe dans la méthode de calcul du prix unitaire ?

Il est impératif que la méthode de calcul de la puissance de référence soit connue et publiée suffisamment en amont du démarrage du marché de capacité afin que les fournisseurs puissent se l'approprier, estimer au plus vite leur obligation et l'intégrer le coût correspondant dans leurs offres.

Par ailleurs, il est nécessaire de ne pas pénaliser les fournisseurs dont l'estimation est proche de leur obligation réelle et qui se verraient directement aller au règlement financier car certains fournisseurs « longs » ne vendraient pas leurs garanties de capacité entre la date de notification de l'obligation et la date de fin de cession.

Q14. Quelles sont, selon vous, les situations offrant des possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs ? Quels paramètres faut-il considérer de façon conjointe pour limiter l'arbitrage ? Comment traduire ce principe dans la définition de ces paramètres et, sur la définition du prix unitaire de règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs, et le prix de règlement financier des écarts du responsable de périmètre de certification ?

Un opérateur intégré pourrait avoir des possibilités d'arbitrage dans le cas où le règlement des écarts du côté exploitant de capacité et règlement financier du côté fournisseur ne sont pas équivalents.

A titre d'exemple, un exploitant de capacité ayant obtenu dans le cadre de la certification 100 garanties de capacité et ayant une obligation à couvrir en tant que fournisseur également 100 garanties de capacités, mais dont la capacité effective n'est in fine que de 90 peut choisir :

* soit de payer les écarts en tant qu'exploitant de capacité (écart de 10 entre capacité certifiée et capacité effective),

* soit de se rééquilibrer à la baisse en tant qu'exploitant et de payer les écarts au titre de la non couverture de son obligation liée à son activité de fourniture.

Pour éviter tout risque d'arbitrage, l'impact financier du règlement des écarts en tant qu'exploitant ou tant que fournisseur doit être identique. Ceci pourrait a priori conduire à définir des prix unitaires identiques pour ces deux dispositifs de règlement financier. Néanmoins, un opérateur intégré ayant choisi de se rééquilibrer aura intérêt à arbitrer pour un règlement des écarts pour non couverture de son obligation dans la mesure où « *le recours au rééquilibrage augmente la valeur algébrique du règlement financier par rapport à une situation sans rééquilibrage* » (cf article 14 – III du décret).

Q15. Selon vous, comment caractériser une situation de menace significative de la sécurité d'approvisionnement au regard de l'objectif de sécurité d'approvisionnement en électricité mentionné à l'article L. 335-2 du code de l'énergie ?

Pas de commentaires

Q16. Dans le cas ou la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative, comment l'écart global des responsables de périmètres de certification, l'écart entre le montant de garanties et le montant des obligations fournisseurs et le montant global des garanties détenus par les fournisseurs, doivent-ils être pris en compte dans la méthode de calcul du prix unitaire du règlement

financier des fournisseurs ? Q17. Quels seraient les paramètres à prendre en compte dans la méthode de calcul du prix unitaire ? En particulier, sur quel(s) prix de référence doit-t-il se fonder (prix de marché ou prix administrés, historiques, échéance de la référence…) ?

Le prix du règlement financier pour les fournisseurs doit être basé sur le prix moyen unitaire des garanties de capacités échangées sur le marché pour l'année de livraison donnée.

Q18. Comment se caractérise l'incitation économique, à moyen terme, à la satisfaction de l'engagement des exploitants ? Comment traduire ce principe dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?

Q19. Sur quels critères évaluer la sincérité des informations transmises lors des demandes de certification et de des demandes de rééquilibrage ? Comment traduire l'incitation à la transmission d'informations sincères de la part des exploitants, dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?

L'existence d'un surcoût dans le cadre du règlement financier appliqué aux exploitants en cas de rééquilibrage incite ces derniers à correctement dimensionner leur offre de capacité afin d'être en mesure de respecter les engagements conclus dans le cadre du contrat signé avec RTE. Il n'est donc pas nécessaire d'introduire une incitation économique supplémentaire à la satisfaction de l'engagement des exploitants.

Par ailleurs, l'existence de ce surcoût incite les exploitants à transmettre des informations sincères.

En outre, le contrat de certification entraîne certes un engagement de l'exploitant sur la disponibilité de sa capacité, mais cet engagement ne doit faire l'objet d'un contrôle que dans le cas où la garantie de capacité est acquise (achetée) par un fournisseur pour couvrir son obligation ou par un exploitant pour se rééquilibrer. Ce principe s'entend self supply inclus (cas de la couverture d'une obligation en utilisant les capacités exploitées par un opérateur intégré). En effet, si le système se retrouve en surplus de capacité et qu'un certificat ne trouve pas preneur, c'est que la capacité concernée n'est pas nécessaire à la sécurisation du système. Cela emporte deux conséquences : la capacité n'est pas valorisée et l'exploitant ne peut être pénalisé si cette capacité « non nécessaire » est finalement indisponible durant la période PP2. Cela doit se retraduire par le fait que le contrôle de disponibilité ne doit être applicable que pour les capacités certifiées relatives à des garanties de capacité acquises pour couvrir une obligation ou permettre à un autre exploitant de se rééquilibrer.

Q20. Comment et dans quelle mesure le volume de rééquilibrage doit-il être pris en compte dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?

Pas de commentaire à ce stade.

Q21. Dans le cas ou la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée, comment l'écart global des responsables de périmètres de certification, l'écart entre le montant de garanties et le montant des obligations fournisseurs, et le montant global des garanties détenus par les fournisseurs, doivent-ils être pris en compte dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?

Q22. Quels seraient les paramètres à prendre en compte dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ? En particulier, sur quel(s) prix de référence doit-t-il se fonder (prix de marché ou prix administrés, historiques, échéance de la référence…)?

Q23. Considérez-vous que le prix de règlement d'un écart au périmètre d'un responsable de périmètre de certification doit être égal au règlement dû au rééquilibrage du fournisseur, pour un volume d'écart équivalent ? Pour quelles raisons ?

Le prix de règlement des écarts au niveau du responsable de périmètre de certification et du fournisseur doit limiter au maximum les risques d'arbitrage pour un opérateur intégré (cf Q14). Leur impact financier doit être équivalent pour un opérateur ayant la possibilité d'arbitrer entre ces deux dispositifs de règlement financier.

Autre

La question du volume de garanties de capacités transféré au fournisseur à travers le produit ARENH doit être abordée dans le cadre de la concertation. Il est dimensionnant pour tous les fournisseurs contractualisant un approvisionnement ARENH.