Concertation de RTE sur le Mécanisme de Capacité – Questionnaire n°2

Réponse d'EDF

18/02/2013

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

Réponse Q1 :

Le décret prévoit que l'année de livraison N couvre les périodes de pointe de l'hiver N/N+1 (cf. ce qui est écrit pour la première année de livraison 2016). Comme indiqué dans notre réponse au 1er questionnaire, l'ensemble des occurrences de défaillance en France se concentre actuellement sur la période d'hiver, sur les mois de novembre à mars, et l'année de livraison doit, dans tous les cas, englober l'ensemble de cette période.

La prise en compte de la totalité de l'hiver (de novembre à mars) permet également de mieux refléter, d'un point de vue économique, l'optimisation qui est faite des stocks d'effacements et hydrauliques sur cette période.

Le plus simple pourrait être de considérer une année à cheval, démarrant le 1er juillet et se terminant le 30 juin, en cohérence avec les processus ARENH et Réconciliation Temporelle.

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 ?

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 ?

Réponse groupée à Q2+Q3+Q4 :

Les règles permettant de calculer la puissance de référence des consommateurs doivent être connues quatre ans à l'avance afin de permettre aux fournisseurs d'anticiper au mieux leur obligation.

Deux définitions de la période PP1 peuvent être envisagées : une méthode ex ante, ou bien une méthode ex post avec envoi d'un signal en J-1 pour J.

EDF
22-30, avenue de Wagram
75008 Paris
www.edf.com

a. Méthode ex ante

PP1 est connue à l'avance et définie, tout comme PP2, comme les 5 mois d'hiver de novembre à mars, pondérés par le poids respectif des risques de défaillance sur chaque mois. On peut estimer cette pondération à 1% sur novembre, 8% sur décembre, 70% sur janvier, 20% sur février, 1% sur mars.

La période PP1 est alors entièrement connue à l'avance.

Cette méthode présente l'avantage d'être simple à mettre en œuvre et robuste. Elle offre une cohérence entre PP1 et PP2, qui serait également définie ex-ante. La période est longue et déterminée à l'avance, ce qui réduit les incertitudes du fournisseur pesant sur l'anticipation de son obligation de capacité, dans la mesure où on ne se limite pas dans le calcul aux occurrences de tension rencontrées, qui peuvent intervenir de façon très variable selon les années, au cœur de l'hiver comme au bord de celui-ci. Ceci vient donc diminuer les coûts supportés par le fournisseur, au bénéfice du consommateur.

Cette définition de la période PP1 fixée sur les cinq mois d'hiver permet de favoriser le développement d'actions de maitrise de la demande sur l'ensemble de l'hiver. Le client est économiquement incité à maitriser sa consommation par l'intégration dans son prix de contrat d'un coût de la capacité généré par sa consommation sur PP1. Pour autant, cette définition ex ante de PP1 ne prétend pas se substituer au signal de prix du marché de l'énergie qui constitue une incitation complémentaire à la maîtrise de la consommation à la pointe en temps réel. Le marché de l'énergie donne déjà le juste signal économique au positionnement optimal des jours d'effacement par le fournisseur ou l'agrégateur d'effacement.

Cette définition ne permet que difficilement de remplir le principe de valorisation équivalente de l'effacement, selon qu'il se valorise sous forme de certificat ou de réduction de la consommation. En effet, pour être valorisé autant dans l'obligation du fournisseur que par la certification de sa capacité, l'effacement doit être activé sur toute la durée de PP1. Une période PP1 de longue durée ne peut donc satisfaire ce critère. Toutefois l'équivalence parfaite entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par réduction de la consommation et la certification de l'effacement paraît difficile. Un effacement certifié à l'avance (et qui correspond à un engagement pris) présente plus de valeur pour le système et la collectivité qu'une réduction de consommation à la pointe constatée ex post. Il est donc légitime que des écarts puissent subsister entre les deux.

b. Méthode ex-post avec signal J-1 pour J

PP1 peut être définie ex-post comme les jours où le risque de défaillance est le plus élevé. Chaque jour est défini par un nombre d'heures suffisamment long, qui pourrait être calé par exemple de façon homogène à la durée de la pointe mobile dans le tarif Tempo (6h-22h), qui a été conçu pour couvrir les plages de risque de défaillance. La tension sur le système est caractérisée la veille pour le lendemain par RTE. Le nombre d'appels est au maximum de 22 ; un nombre minimal de jours doit être fixé pour mener à bien le calcul de l'obligation. La durée de l'option Tempo permet de couvrir la durée des cas possibles de défaillance du système.

La définition du nombre minimal d'appels est un élément important du dispositif. Si comme prévu par le critère de défaillance, la tension de l'équilibre offre-demande est rare, le nombre de jours d'activation du signal sera faible et l'obligation du fournisseur pourra de fait se calculer le plus souvent sur un petit nombre de jours (ce qui augmentera l'instabilité du dispositif, rendra plus difficile la cohérence avec la vision du paysage de défaillance issue des simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande et génèrera des effets d'aubaine.

Les jours de tension de PP1 doivent être signalés par RTE en J-1 avant la clôture de la bourse, voire en J-2, pour que le marché ait de la visibilité sur ce point.

Le signal en J-1 est obligatoire à la définition d'une PP1 ex-post. Avec ce signal, les fournisseurs peuvent inciter leurs clients à maîtriser leur consommation et activer des effacements en période de pointe, afin de diminuer leur obligation. Il permet de plus de sécuriser le système, en faisant en sorte que les efforts de réduction de la consommation soient concentrés sur les périodes les plus tendues. A défaut d'un signal J-1 lancé par RTE, un calcul ex post des jours de plus forte consommation serait faussé par des déplacements de pointe liés aux effacements non certifiés.

Cette définition permet de converger vers le principe de valorisation équivalente des effacements entre PP1 et PP2. Chaque jour PP1 étant signalé en J-1, le fournisseur est en mesure de valoriser ses effacements en les activant sur toute la période.

Cependant la définition d'une PP1 ex-post apporte de l'incertitude sur le niveau d'obligation des fournisseurs. En effet, si la consommation à température extrême de référence des clients varie au cours de l'hiver, à portefeuille de clients donné, le montant de l'obligation dépendra des jours de PP1 et donc de la réalisation de l'aléa climatique. Plus PP1 sera courte, plus cet effet pourra être conséquent.

Une PP1 courte, dont la durée et le positionnement sur l'hiver sont inconnus avant la fin de la période de livraison, rend l'obligation de capacité plus difficile à anticiper pour le fournisseur. Les méthodes de calcul de la consommation constatée devront de plus être assez fines pour pouvoir être appliquées à ces durées.

Dans tous les cas, certains principes nous semblent importants :

1. Les règles doivent être connues à l'avance et même dans un dispositif ex-post, la définition des jours de pointe doit être réalisée par RTE et annoncée au fournisseur.
2. La période PP1 servant à déterminer l'obligation des fournisseurs (et donc la contribution au risque de défaillance des clients) doit se centrer sur les heures pleines des jours ouvrés de novembre à mars. Il n'y a pas d'intérêt à ce qu'elle soit plus étendue, ce qui viendrait en outre complexifier le dispositif (les niveaux de demande étant très variables selon les saisons).
3. Enfin, le choix de la période PP1 peut être déconnecté du choix de la période PP2. Si les deux doivent recouvrer la même période allant de novembre à mars :

    - PP1 a vocation à déterminer les périodes de mesure de la consommation, pour évaluer l'obligation de chaque fournisseur, et répartir le coût de la sécurité d'alimentation entre les consommateurs ;
    - PP2 a vocation à déterminer la période sur laquelle on attend que les capacités soient disponibles et à refléter que sur l'ensemble de cette période, cela a bien été le cas.

Pour cette raison, si la deuxième option était retenue pour évaluer PP1, il est important que la période PP2 demeure fixée ex-ante et mesure la disponibilité des capacités sur l'ensemble de la période allant de novembre à mars, en référence aux engagements pris.

Enfin, il convient de rappeler que les instabilités du système généreront des risques pour le fournisseur pour lesquels il mettra en place les couvertures nécessaires, ce qui se traduira inévitablement par des surcouts in fine répercutés au consommateur final.

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…) ?

Réponse Q5 :

L'évolution journalière du portefeuille de clients des fournisseurs doit être prise en compte pour calculer l'obligation de capacité de chaque fournisseur.

La répartition entre les différents fournisseurs de l'obligation liée à un client doit respecter les principes suivants :

- La répartition doit se faire à partir de la courbe de charge de la consommation constatée du client sur PP1 (corrigée pour tenir compte de sa sensibilité à la température).
- Les obligations des différents fournisseurs doivent être indépendantes, c'est-à-dire que, pour un client donné, l'obligation d'un fournisseur ne doit dépendre que de la consommation du client lorsque celui-ci est dans son portefeuille. La consommation du client après qu'il a changé de fournisseur ne doit pas influencer l'obligation du premier (et réciproquement).
- Les obligations doivent être additives, c'est-à-dire que la somme des obligations des différents fournisseurs d'un même client doit être égale à l'obligation qui aurait été liée à ce même client s'il n'avait pas changé de fournisseur durant PP1.
- La répartition ne doit pas se faire au strict prorata temporis, mais doit refléter la contribution du client au risque de défaillance. Ceci peut se faire à partir d'une pondération dérivée de l'analyse probabiliste du paysage de défaillance ou à partir de la distribution de PP1.

Cette répartition se calcule dans tous les cas à partir de la publication des données de consommation constatée par fournisseur.

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 ?

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 ?

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 ?

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) ?

Réponse groupée à Q6+Q7+Q8+Q9 :

Le décret prévoit 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.

Le calage des dates de notification et de cession des garanties de capacité doit s'opérer avant tout en fonction du délai nécessaire à RTE (et aux GRD) pour évaluer les obligations de capacité des fournisseurs.

Comme établi dans le dispositif ARENH pour la publication des données de consommation constatée, une donnée publiée en M+3 atteint un degré de maturité suffisante pour estimer, avec un risque d'erreur résiduelle raisonnable, les consommations constatées des clients et l'obligation de chaque fournisseur.

L'utilisation d'une donnée de type « M+12 » n'a pas été retenue pour le dispositif ARENH et viendrait repousser les échanges et les règlements financiers liés aux rééquilibrages et aux écarts de près d'un an. L'utilisation de données définitives « M+14 » (réconciliation temporelle) repousserait encore davantage les échéances. Il a été jugé plus simple, dans le dispositif ARENH, de traiter au travers de la régulation du TURPE les effets de la normalisation des pertes des GRD. Une régulation de ce type devrait donc être également envisagée pour les garanties de capacité couvrant les pertes, afin d'inciter à une modélisation correcte des pertes des GRD.

Dans l'hypothèse où la période PP1 s'achève fin mars, le montant de l'obligation pourrait donc être notifié le 1er juillet.

Le délai minimal de 15 jours prévu par le décret (entre la notification de l'obligation et la date limite de cession) paraît suffisant ensuite pour que les acteurs évaluent leur position en vue de se rééquilibrer, ce qui pourrait s'effectuer lors d'une ultime session de marché avant le 15 juillet. Néanmoins, EDF s'interroge sur les effets de cette dernière session de marché, alors même que les positions de chacun sont connues et figées, et qu'un règlement financier des rééquilibrages intervient ultérieurement. En particulier, il sera important que la détermination du prix de marché de la capacité ne s'appuie pas exclusivement sur cette session.

Enfin, il nous semble important que RTE publie le montant total des obligations de l'ensemble des fournisseurs afin de donner à tous les acteurs la même visibilité de l'état du système.

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 ?

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 ?

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 de définir de nouveaux profils spécifiques au mécanisme de capacité ?

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 ?

Réponse groupée à Q10+Q11+Q12+Q13 :

Comme le prévoit l'article 4 du décret, la puissance de référence des clients, qui vise à estimer leur contribution au risque de défaillance, s'appuiera sur la consommation constatée des clients sur la période PP1, corrigée des effacements certifiés et activés, et de la température (pour la ramener à une température normative de référence). Ces corrections devront chercher à établir ce qu'aurait été la consommation normative de chaque consommateur pour une température normative de référence établie en cohérence avec le paysage de défaillance considéré à moyen terme.

Il est important que la consommation constatée soit bien corrigée des effacements certifiés et activés afin de ne pas comptabiliser leur effet deux fois, au titre de leur certification et au titre de la réduction de consommation qu'ils entrainent. La méthode pour évaluer la consommation du client avant activation de l'effacement devra s'appuyer sur les travaux menés dans le cadre des règles RE/MA et des règles NEBEF en cours d'élaboration.

Concernant l'évaluation de la thermo-sensibilité des consommateurs, il y a lieu de distinguer a minima les trois grandes catégories suivantes : les consommateurs profilés d'une part, les consommateurs télé-relevés au sens de la section 2 des Règles RE/MA d'autre part, et enfin les pertes des gestionnaires de réseaux.

1) Pour les consommateurs profilés, la prise en compte de la thermosensibilité est décrite dans le chapitre F des règles RE-MA, avec l'utilisation d'un gradient de température pour chaque profil.

   Cette méthode qui fait foi pour l'estimation de leur courbe de charge dans la Reconstitution des Flux nous semble être directement exploitable pour ce nouveau besoin. Il n'est donc pas pertinent de développer de profils ou gradients spécifiques pour le mécanisme de capacité : la mise en œuvre d'une méthode alternative serait source de complexité inutile, et remettrait en question la cohérence globale des mécanismes de marché. Il sera important de préciser la manière de prendre en compte le coefficient de calage national de la reconstitution des flux, ainsi que le degré de maturité nécessaire dans les rejeux de données de consommation pour garantir une qualité de données suffisante. Comme indiqué précédemment, une donnée publiée en M+3 semble pertinente, de façon analogue à ce qui a été retenu dans le dispositif ARENH pour la publication des données de consommation constatée.

2) Pour les consommateurs télé-relevés, on trouve parmi eux :

   - des sites thermosensibles, pour lesquels on ne dispose pas à date de gradients partagés ;
   - des sites non thermosensibles, qui ont essentiellement les activités industrielles fortement soumis aux aléas de la conjoncture économique.

   Les clients télérelevés pourraient croitre significativement avec le déploiement des compteurs communicants pour les PME-PMI, puis pour les clients inférieurs à 36kVA d'ici 2016.

   Pour prendre en compte la thermo-sensibilité des clients télé-relevés, il apparaît pertinent de reproduire le principe retenu pour les profilés.

   La méthode consiste à construire un panel de clients représentatif des clients télé-relevés, puis à partir de ce panel de définir une segmentation et pour chaque segment de calculer un gradient de température.

   Les critères de segmentation que l'on pourrait utiliser pour cette segmentation sont les suivants : niveau de tension (HTA/HTB), ratio de consommation Eté/Hiver, ratio de consommation HC/HP. Ces informations sont disponibles dans les SI des gestionnaires de réseau.

   Un critère supplémentaire intéressant à exploiter pour ce type de client est l'activité du client (code APE). La limite de cette information est qu'elle n'est pas disponible dans les SI des gestionnaires de réseau.

   Ces types de travaux sont d'une nature assez proche de ceux qui sont menés pour les profilés dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage. Leur mise en œuvre pourrait s'inscrire assez naturellement, moyennant quelques ajustements, dans la logique des processus de conception/validation des évolutions de profil pilotés par ce Comité. Cette instance apparaît donc comme légitime pour prendre en charge ce travail sur la thermo-sensibilité des sites télé-relevés.

Il paraît difficilement envisageable qu'une analyse de la thermo-sensibilité client par client puisse être menée compte tenu de sa complexité (et de la volatilité des résultats auxquels elle risque de conduire selon les années). Une analyse par segment d'activité nous semble à privilégier.

3) Pour les pertes réseaux des GRD, il pourrait être opportun de s'appuyer sur les modèles utilisés dans la reconstitution des flux et sur les derniers résultats de RecoTemp. Pour les pertes du réseau de transport, qui ne font pas l'objet d'un modèle, l'estimation de leur contribution au risque de défaillance pourrait se faire sur la base d'un historique.

Dans le cadre des travaux menés par le Comité de Gouvernance du Profilage, les processus de mise à jour des gradients de température sont calés sur une mise à jour au 1er juillet, après validation par la CRE. .

Ce calendrier de mise à jour des gradients des profilés permet aux acteurs d'avoir une visibilité suffisante pour anticiper leur obligation de capacité. Il conviendrait d'appliquer ce même calendrier pour les mises à jour de gradients des clients télé-relevés si cette solution était retenue.

Pour des raisons techniques de cohérence entre les profils et les gradients, les gradients utilisés pour calculer la correction climatique sur une période doivent être les gradients compatibles avec les profils utilisés sur cette période. Ceci implique que les gradients à prendre en compte pour corriger la consommation profilée constatée sur une période doivent être les gradients en vigueur sur cette période au sens des règles RE-MA.

Il importe dans tous les cas que les gradients de température utilisés pour déterminer les puissances de référence des clients soient fixés et connus des fournisseurs avant le passage de l'hiver.

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 ?

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 ?

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 ?

Réponse groupée à Q14+Q15+Q16 :

Une méthode probabiliste, reposant sur une représentation homogène à ce qui peut se faire pour le bilan prévisionnel publié annuellement par RTE, nous paraît adaptée pour évaluer la contribution d'une consommation au risque de défaillance.

Cette évaluation revient en quelque sorte à évaluer, de façon normative, le niveau de la demande du client lors des occurrences probabilisées de défaillance et à en faire la moyenne. Cette évaluation permet de répartir équitablement entre les consommateurs le coût de l'assurance (bon dimensionnement des capacités) liée à la sécurité d'alimentation du système. On évalue lors des situations probabilisées de défaillance la contribution de chaque client à la pointe nationale.

Du calcul probabiliste et du niveau de puissance globale qui en découle au niveau France, il y a moyen, de façon simplifiée, d'en déduire une température extrême de référence ou un écart de T par rapport à la normale, qui permet de retrouver cette puissance (dès lors que le gradient de T du système est correctement anticipé). Cet écart de T par rapport à la normale peut éventuellement être légèrement différent selon les mois où l'on mesure la consommation constatée.

Cette température de référence est ensuite utilisée pour calculer la contribution d'une consommation au risque de défaillance comme le stipule l'article 4 du décret qui précise bien que la consommation constatée sur la période PP1 est corrigée pour prendre en compte la sensibilité de la consommation à la température.

Comme précisé lors des réponses au 1er questionnaire, l'évaluation de la température extrême de référence et de la puissance de référence des clients repose sur des simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande du système France, tenant compte des interconnexions avec les pays voisins, qui simulent l'ensemble des aléas qui interviennent sur le système (aléas sur la demande comme sur la production). C'est également sur la base de ces mêmes simulations que sont évalués les certificats, en fonction de la puissance qu'ils peuvent délivrer lors des occurrences de défaillance résultant de ces simulations. Cette base commune, probabiliste, permet d'avoir une évaluation équitable des contributions des uns et des autres. Le coefficient de sécurité est là pour opérer l'ajustement entre les deux et tenir compte notamment de l'apport des interconnexions.

La notion de température extrême de référence servant à évaluer la puissance de référence des clients n'a rien à voir avec une quelconque notion de disponibilité « extrême » des capacités, qui si elle était mise en avant, pourrait conduire à un suréquipement du système.

La méthode de contribution incrémentale, par comparaison avec un moyen parfait, a le mérite de reposer également sur une simulation probabiliste de l'équilibre offre-demande France et ainsi d'être pleinement cohérente avec l'évaluation du risque de défaillance. Toutefois il faut s'assurer qu'elle est additive, c'est à dire que la somme des contributions incrémentales de chaque type de client est bien égale au besoin total du système.

La première méthode proposée plus haut a cette propriété. En effet la contribution de chaque client étant sa demande moyenne sur les heures probabilisées d'occurrence de défaillance, ces valeurs sont additives et leur somme est bien égale à la moyenne de la consommation totale française lors de ces mêmes heures. En revanche, une méthode incrémentale ne garantit pas a priori l'additivité des valeurs puisque pour chaque client elle induit une modification marginale du paysage de défaillance qui lui est propre et n'est pas identique pour tous. Ce point nous semble devoir être étudié plus en détail.

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 ?

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 ?

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 ?

Réponse groupée à Q17+Q18+Q19 :

Il est indispensable que la consommation constatée soit bien corrigée des effacements certifiés et activés afin de ne pas comptabiliser deux fois l'effet de ces effacements (au titre de leur certification et au titre de la réduction de consommation qu'ils entrainent).

Si un effacement certifié a été activé, la puissance constatée doit donc être corrigée de l'effacement effectivement réalisé, pour la ramener au niveau « normal » qui servira à déterminer la puissance de référence du client.

La méthode pour évaluer la consommation « normale » du client hors effacement devra s'appuyer sur les travaux menés autour du contrôle du réalisé dans le cadre des règles RE/MA et des règles NEBEF en cours d'élaboration. En particulier, EDF soutient la mise en place rapide de nouvelles méthodes, comme la mesure des consommations de panels de clients « miroir », ou la comparaison avec un historique récent de consommation sur des journées similaires.

La coexistence d'effacements certifiés et d'effacements non certifiés sur un même client pose problème. Les règles NEBEF n'ont à ce jour pas apporté de réponse satisfaisante. Afin de garantir l'équité entre les deux possibilités de valorisation, il est nécessaire de mettre en place des règles simples qui n'autorisent pas la simultanéité d'effacements que l'on ne pourrait pas équitablement répartir entre l'effacement certifié et l'effacement non certifié. Le consommateur conserve néanmoins toute sa liberté de choix de valoriser son effacement soit au travers d'un contrat avec un opérateur d'effacement qui le certifierait, soit au travers d'une réduction de consommation à la pointe dont son fournisseur tiendrait compte contractuellement.

Il est à noter que si le consommateur entreprend de véritables actions de MDE dans la durée (isolation, …), il en bénéficiera au travers d'une réduction de facture, du fait de la diminution de sa contribution au risque de défaillance. S'il dispose en outre d'une capacité qu'il aurait fait certifier par ailleurs, il pourra bien entendu la valoriser dans le marché de capacité.

La thermosensibilité de la consommation du client doit être prise en compte pour déterminer la consommation « normale » du client hors effacement, et donc l'effet de l'effacement activé.

Dans tous les cas, la méthode d'estimation de la thermosensibilité devra être adaptée en fonction de la catégorie de consommateurs concernés et si possible en distinguant la part non thermosensible de la consommation. Il est souhaitable que ces travaux soient menés au sein de la Commission de Gouvernance du Profilage, afin de garantir la cohérence globale des différents mécanismes de marché.

Enfin, si une marge de tolérance peut se concevoir sur la disponibilité des capacités certifiées, compte tenu des aléas fortuits qui peuvent intervenir et qui sont pris en compte dans les simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande, il semble plus délicat d'introduire cette notion sur l'obligation de capacité des fournisseurs, qui in fine doivent supporter les coûts de la sécurité d'approvisionnement.

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…)

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 ?

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 ?

Réponse groupée à Q20+Q21+Q22+Q23 :

Les éléments déclinés ci-après reprennent pour l'essentiel des réponses transmises lors du 1er questionnaire.

1) L'incitation économique des fournisseurs à respecter leur obligation de capacité repose sur le prix de règlement des écarts qu'ils auront à payer en cas d'écart négatif, en particulier lorsque la sécurité du système est menacée de manière significative. Ce prix doit les inciter à disposer d'un montant de garanties suffisant pour respecter leur obligation et par là-même le critère de sécurité d'alimentation retenu par les pouvoirs publics.

Le prix du règlement des écarts des fournisseurs doit être supérieur au coût complet annuel d'un moyen d'extrême pointe lorsque la sécurité du système est menacée de manière significative. Ceci afin d'inciter à moyen terme à ce que la demande de garanties de capacité de la part des fournisseurs soit suffisante pour induire un développement de nouvelles capacités ou des actions de maîtrise de la demande permettant in fine à l'ensemble des fournisseurs de remplir leur obligation.

Une situation de menace significative de la sécurité d'approvisionnement correspond à une situation qui s'écarterait de façon significative du critère de sécurité d'alimentation retenu par les pouvoirs publics (3 heures de défaillance en espérance par an).

2) Dans le cas où la sécurité d'approvisionnement du système est conforme au niveau souhaité, le règlement financier des écarts doit reposer sur le prix de marché de la capacité. Le prix de marché de la capacité évoluera naturellement en fonction de l'écart entre le montant global des garanties et le montant global des obligations. De ce fait, les règlements des écarts seront naturellement plus élevés en situations proches de l'équilibre qu'en situations détendues.

Les fournisseurs doivent toutefois être incités à acheter/vendre leur solde anticipé de garanties sur le marché plutôt que d'avoir volontairement recours au processus de rééquilibrage.

A cette fin, un fournisseur en déséquilibre positif ne doit pas recevoir plus au titre du processus de rééquilibrage que ce qu'il aurait pu obtenir s'il avait vendu sa position longue sur le marché de la capacité. Inversement les versements au titre du processus de rééquilibrage pour un fournisseur court doivent être plus élevés que le prix du volume de capacité correspondant sur le marché.

Pour cela, le prix unitaire pourrait comporter un coefficient différenciant le prix unitaire à appliquer pour un écart positif et pour un écart négatif. Ce coefficient, analogue au coefficient k des règles MA/RE, assurerait que le prix unitaire pour un écart positif soit légèrement inférieur au prix de marché de la capacité et qu'inversement le prix unitaire pour un écart négatif soit légèrement supérieur au prix de marché de la capacité.

3) Le prix de règlement des écarts doit éviter que le dispositif ne génère des prix « binaires », très différents, selon que le système global est légèrement excédentaire ou légèrement déficitaire.

Il est en effet essentiel pour assurer un bon fonctionnement du mécanisme d'obligation de capacité que le prix de la capacité soit relativement stable. En particulier il faut éviter un effondrement du prix à zéro dès que le

système est légèrement excédentaire. En effet, d'un point de vue sécurité du système, les situations où E=+1MW et E=-1MW sont indiscernables.

Pour éviter une discontinuité des écarts entre le cas où la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée et le cas où elle l'est, l'approche suivante pourrait être retenue. Le prix de règlement des écarts serait établi par interpolation linéaire lorsque le système global est en déficit, mais que la sécurité n'est pas menacée de façon significative. Si on appelle E l'écart entre le montant global des obligations et le montant global des certificats et S le niveau de l'écart à partir duquel la sécurité du système est menacée de façon significative :

- si E < 0 alors Pécart = prix de la capacité

- si S > E >0 alors $$P_{écart} = \frac{E}{S} * (1 + pénalité) * P_{TAC} + \left(1 - \frac{E}{S}\right) * P_{capa}$$

Le prix de marché doit être basé sur l'ensemble des sessions d'échanges afin d'être à la fois transparent, prévisible et de ne pas se concentrer sur les échanges effectués après la communication des obligations aux fournisseurs puisqu'à ce moment, comme plus aucun levier n'est disponible, le risque d'instabilité du prix est le plus fort.

A titre transitoire, un règlement des écarts basé sur un prix régulé pourrait peut-être également s'envisager, en vue notamment d'assurer une stabilité au prix de la capacité. Cette solution pourrait être envisagée dans une phase de maturation du mécanisme de capacité si le prix de marché de la capacité s'avérait trop volatile et ne pouvait servir de référence. La fixation de son niveau soulèverait toutefois la question du juste prix à considérer en fonction de l'état du système global. Un prix mal fixé risquerait de mettre en danger le respect du critère national de défaillance.

Le mécanisme de règlement relatif au rééquilibrage des fournisseurs, comme celui relatif aux écarts des responsables de périmètre de certification doivent inciter à ce que chacun d'eux se procure ou vende les certificats lors des sessions de marché, plutôt que d'attendre les mécanismes de règlement finaux. Toutefois il est possible qu'un déséquilibre s'établisse entre le moment ou les acteurs longs veulent vendre et les acteurs courts souhaitent acheter (décalage temporel ne permettant pas la rencontre efficace de l'offre et de la demande). La possibilité pour des intermédiaires de participer au mécanisme (acteurs non fournisseurs et non exploitant de capacité), qui seraient à même de prendre des positions directionnelles ou simplement d'assurer la fonction utile de portage du risque entre le moment où les uns veulent vendre et les autres acheter, serait bénéfique pour l'animation du marché et nécessaire pour assurer un lien efficace entre les acteurs de marché qui pourraient avoir des intérêts temporels divergents.

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 ?

Réponse à Q24 :

Dès lors que les règles et que la plupart des paramètres de calcul pour évaluer la puissance de référence des clients, ainsi que le coefficient de sécurité, sont fixés et connus 4 ans à l'avance, les fournisseurs disposent de l'essentiel des éléments pour évaluer leur obligation en fonction de l'évolution de leur portefeuille de clients.

Il importe pour cela que le dispositif « insensibilise » les fournisseurs aux aléas climatiques rencontrés au cours de l'hiver et qu'une approche probabiliste soit bien retenue pour évaluer leur obligation. C'est logiquement l'objet du calcul de la puissance de référence des clients, qui est une puissance normative, représentative en espérance de la contribution des clients au risque de défaillance. Les fournisseurs sont tout de même soumis aux incertitudes des méthodes de correction de l'aléa climatique. Le poids des incertitudes générées par les méthodes de correction de l'aléa climatique ne varie a priori pas (sauf en cas de modifications des méthodes), puisque le fournisseur ne dispose guère de plus de visibilité sur l'aléa climatique en début de l'année de livraison que quatre ans avant.

L'incertitude qui pèse sur les fournisseurs concerne alors pour l'essentiel l'évolution de leur portefeuille clients. L'incertitude liée à la part de marché diminue avec l'approche de l'année de livraison, le fournisseur acquérant une vision de plus en plus précise de son portefeuille. Cet aléa porte uniquement sur la répartition des obligations de capacités entre l'ensemble des fournisseurs et non sur le niveau global du système. Chaque fournisseur doit se couvrir contre ce risque, ce qui génère un surcoût inutile pour le système, et répercuté aux consommateurs finals.

Une incertitude quand à la situation macroéconomique demeure également plusieurs années à l'avance. La puissance de référence pourrait intégrer pour certaines catégories de clients un aléa conjoncturel.

Dans tous les cas, il est important que les acteurs disposent d'informations prévisionnelles régulières sur l'état global du système, le niveau global d'obligations nécessaires et le niveau des capacités certifiées (comme le prévoient les articles 15 et 18 du décret).

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

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 ?

Réponse à Q25 :

Comme développé à la question 19 sur le sujet des effacements, l'application d'une marge de tolérance individuelle sur le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité du fournisseur est discutable, du fait de la nécessité de partager équitablement les coûts de la sécurité d'approvisionnement sur tous les clients et de la nécessité de recouvrer complètement ceux-ci.

Le règlement des écarts proposé en réponse à Q20+Q21+Q22+Q23 revient d'un certain point de vue à un règlement financier sans pénalité lorsque le système est à l'équilibre, et avec une pénalité modérée lorsque

l'écart global reste raisonnable. En particulier, les écarts liés aux aléas de parts de marché qui se compensent entre fournisseurs ne devraient pas être exposés à des pénalités puisqu'ils n'occasionnent aucun risque pour la sécurité d'approvisionnement.

Enfin, il est souhaitable que le mécanisme de règlement financier des fournisseurs soit le plus proche possible de celui qui sera défini pour le règlement des écarts des Responsable de périmètre de capacités, afin d'éviter les arbitrages entre les deux.

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 ?

Réponse à Q26 :

Les livraisons ARENH donneront lieu à livraison de garanties de capacité. L'ARENH s'articule autour de guichets semestriels attribuant à chaque fournisseur des droits annuels prévisionnels, et d'un processus de régularisation basé sur la consommation constatée de chaque fournisseur sur une année calendaire. Chaque fournisseur (et symétriquement EDF) devra donc anticiper, dans sa couverture en garanties de capacité, la cession de droits ARENH notifiée au 1er juin et 1er décembre de chaque année, cette cession comprenant un montant de garanties de capacité.

Le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique dispose que « le complément de prix tient compte de la valeur de la garantie de capacité attachée aux quantités de produit excédentaires et, le cas échéant, excessives selon des modalités définies par la Commission de régulation de l'énergie à l'entrée en vigueur du dispositif mentionné à l'article 4-2 de la loi du 10 février 2000 susvisée ».

La CRE doit donc prévoir le paiement d'un complément de prix en capacité, avec la restitution à EDF du prix de la capacité excédentaire, le prix de la capacité excessive versé à la CDC étant ensuite redistribué aux fournisseurs bénéficiant d'ARENH selon les modalités prévues dans le décret.

Le montant de capacité excédentaire et excessive doit logiquement être calculé en cohérence avec les règles d'attribution des garanties de capacité associées à l'ARENH qui seront définies.

Le dispositif ARENH étant calé sur un fonctionnement calendaire (du 1er janvier au 31 décembre), et l'année de livraison du mécanisme d'obligation de capacité étant centrée autour de l'hiver (idéalement du 1er juillet au 30 juin), les montants de garanties de capacité cédées seront calculés selon un prorata à définir, homogène aux règles de prorata utilisées pour déterminer l'obligation de capacité des fournisseurs (cf. Q5). A terme, on pourrait souhaiter changer le fonctionnement calendaire du dispositif ARENH pour le faire coïncider avec celui retenu pour le mécanisme de capacité. Il ne serait toutefois pas opportun de faire l'inverse puisque l'année « à cheval » correspond d'avantage à la gestion physique et économique des stocks d'effacements et hydrauliques qui est opérée sur l'hiver dans son intégralité.

Le complément de prix en capacité devra tenir compte des prix de référence de capacité de deux années de livraison consécutives, avec une règle de prorata analogue.

La référence du prix de la capacité appliquée à ce complément de prix devra tenir compte du prix de marché de capacité au moment de chaque guichet ARENH, afin d'éviter toute possibilité d'arbitrage entre le dispositif ARENH et le mécanisme d'obligation 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 ?

Réponse à Q27 :

Le décret du 27 janvier 2005 dispose que « les tarifs de cession de l'électricité sont établis en fonction des coûts complets de production de cette énergie ».

La CRE devra donc garantir dans sa proposition au ministre concernant les conditions de prix et de montant des garanties de capacité prises en compte dans le tarif de cession que l'ensemble des coûts soit correctement répercuté aux ELD qui en bénéficient. En particulier, le prix devra couvrir le coût de l'ensemble des aléas supportés par EDF pour le compte des ELD.

Le montant des garanties de capacité devra ainsi tenir compte du portefeuille de clients bénéficiant des tarifs bleus sur chaque ELD.

L'articulation entre le contrat d'approvisionnement au tarif de cession et l'obligation du fournisseur se fera à un rythme a minima annuel, lors de chaque mouvement du tarif, en cohérence avec les conditions économiques du marché de capacité de chaque année de livraison.