Concertation en vue de la définition des Règles du Mécanisme de Capacité

Réponse Energy Pool au « Questionnaire n°2 »

1. Avant-Propos

Ce document constitue la réponse d'Energy Pool au questionnaire n°2 proposé par RTE dans le cadre de la concertation « Mécanisme de Capacités ». Energy Pool remercie RTE pour la profondeur des questions posées, mais regrette néanmoins que la réunion de concertation tenue le 7 février dernier n'ait pas été plus conclusive, ce qui ne permet pas, sans forcément chercher à ne conserver qu'une seule piste, d'élaguer le champ des possibles ou du moins de façon insuffisante.

2. Année de livraison et période de pointe PP1

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 ?***

Nous proposons une définition de l'année de livraison du **1er Juillet de l'année N au 30 Juin de l'année N+1.**

Une telle définition permet :

- Un calendrier **en phase avec le calendrier du processus de réconciliation des flux**, utile aux calculs des obligations fournisseurs en fin d'année de livraison ;
- Une **couverture de la période de pointe de l'hiver dans sa globalité** et ainsi éviter qu'une période de pointe hivernale soit à cheval sur deux années de livraison données ;
- Un début de l'année d'exercice avec l'éventuelle période de « tension » de l'été, ce qui assurerait a priori une meilleure disponibilité des moyens pour ces éventuelles tensions (les « cartouches » n'ayant pas été tirées sur l'hiver) ;
- Un **calage par rapport aux guichets d'été ARENH** ;
- La possibilité d'achever les principaux règlements financiers avant la fin de l'année N+1, ce qui permet une simplification comptable.

Un léger inconvénient doit néanmoins être pris en compte : le décalage par rapport au fonctionnement annuel (année civile, soit janvier à décembre) des contrats de fourniture de certains consommateurs (principalement les consommateurs industriels). Mais cette contrainte est inévitable si on souhaite que l'année de livraison intègre complètement une période hivernale et les

inconvénients pourraient être levés par une adaptation de certaines clauses contractuelles voire la mise en place de régularisations.

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 ?***

La nature et la durée de PP1 doit selon nous être définie (algorithme de détermination) de manière à ce qu'elle soit anticipée dans ses grands contours plusieurs années à l'avance (sur une base statistique), et prévisible avec une bonne fiabilité en J-1. La validation/prescription des heures de référence PP1 doit néanmoins se faire ex-post après la fin de l'année de livraison donnée (une fois par exemple que l'on a constaté que la vague de froid et les tensions associées les plus fortes ont eu lieu). Une connaissance des heures PP1 ex-ante avec un délai plus important peut entraîner, selon Energy Pool un risque de déplacement de la pointe conduisant à la non couverture effective des périodes de pointes durant l'année de livraison.

Il pourrait être envisagé que RTE et/ou des fournisseurs de services publient chaque jour des informations de **« météo du réseau »** permettant d'indiquer publiquement (contre paiement ou pas, avec éventuellement plusieurs niveaux de services) la probabilité que PP1 ait lieu le lendemain et à quelles heures (« serons-nous en PP1 demain entre 13h et 14h ? »). Plus précisément, il faudrait qu'un **indicateur de tension « continu » représentatif de l'équilibre offre-demande soit publié en J-1**, dans lequel seraient intégrés :

- Une estimation de la consommation du lendemain (assorti de probabilités d'aléas raisonnables historiques) ;
- Le programme de marche prévisionnel ;
- Les moyens flexibles actionnables et marges disponibles (production en excédent, effacements, stockage, tir EJP, SMS EcoWatt, plan de communication gouvernemental, etc.).

Cet indicateur pourrait traduire à travers 3 à 5 nuances différents niveaux d'équilibre (situation de pénurie, risques de situation de pénurie accrus, situation d'équilibre…). PP1 serait alors les heures où l'indicateur a été le plus critique sur l'année de livraison (ces heures recouvrant les périodes « rouges », sachant que si les heures PP1 qui sont déterminées ex-post sont toutes ou presque en « orange », on pourra anticiper que la « pénalité » fournisseur / RPC sera faible, alors qu'inversement elle sera très forte si toutes les heures sont en « rouge vif »).

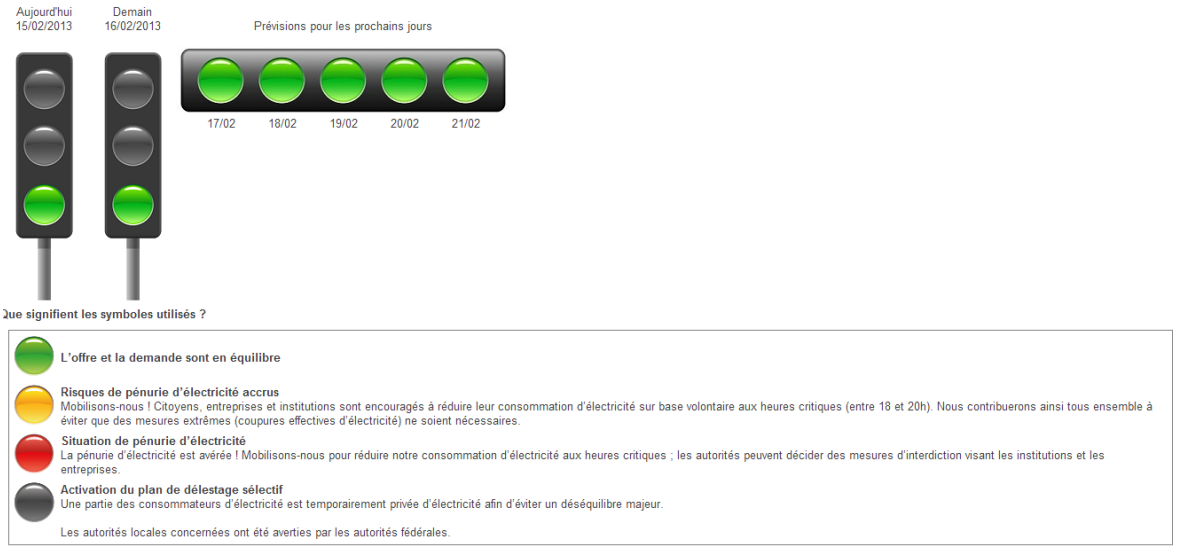
A titre d'exemple, Energy Pool souhaitait notifier que des modes opératoires similaires de « météo du réseau » sont en place :

- En **Angleterre** pour la répartition des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité (**TRIAD Charges**). Ces charges sont réparties par fournisseur puis par consommateur en fonction de la consommation constatée pendant les trois demi-heures de consommation les plus fortes de l'hiver, l'hiver étant défini par les mois de Novembre à Février (cf méthodologie précise détaillée dans le lien ci-joint : http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/9F27FB81-711A-44E0-9476-2456945E08B0/33061/Triadcalculationmethodology.pdf).

  Aussi, si un consommateur réduit sa consommation pendant les heures de pic, il réduit directement la part « TRIAD charges » de sa facture d'électricité.

  Les périodes de forte consommation d'électricité en Angleterre peuvent être prévisibles, et se situent généralement entre 16h30 et 18h30 sur les jours ouvrés des semaines froides de l'hiver. National Grid fournit sur son site des indications « de météo du réseau» pour indiquer de manière « assez large » la probabilité qu'une heure de forte consommation servant au calcul des charges TRIAD ait lieu. Des sociétés comme Flexitricity, EDF Energy, M&C Energy Group ont développé en complément un service payant de « TRIAD Management » visant à transmettre aux consommateurs, avec des préavis courts, les heures susceptibles de définir la pointe de consommation annuelle de manière la plus précise possible.

- De même, **en Belgique,** ELIA publie tous les jours pour la semaine suivante une prévision de l'équilibre offre-demande en hiver et un alarming pour les situations de pénurie d'électricité.



- Enfin RTE publie dans le cadre du programme **Ecowatt Bretagne** (http://www.ecowatt-bretagne.fr) tous les jours de l'hiver la tendance de l'équilibre offre-demande sur la région Bretagne et invite par ce biais les consommateurs bretons à modérer leur consommation en heures de pointe (envoi d'alerte orange par sms, mail, ou autres applications).

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 ?***

Le Risque de Défaillance ne se limite pas aux heures de plus forte consommation, la définition de la pointe ne peut donc pas se restreindre aux seules périodes de consommation les plus élevées. Ainsi Energy Pool propose :

- Une méthodologie basée sur les **heures où la marge du système est la plus contrainte** (ceci suppose que RTE publie des données de marge heure par heure).
- Une détermination ex-post de PP1 à partir d'informations publiques publiées en J-1 (niveau de marge) afin de permettre aux acteurs de faire leurs prévisions et de mettre en place une « météo du réseau ». Les informations publiques devraient pouvoir être combinées de manière simple et comparées ex-post à la fin de l'année de livraison afin de déterminer avec exactitude et de manière totalement transparente les heures définissant PP1.

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 ?***

Energy Pool propose que les périodes PP1 soit définie sur base des **50 heures où la marge** (tel que calculée **en J-1** par RTE) **du système est la plus contrainte**. Le nombre **50** représente selon Energy Pool l'avantage d'être :

- **Pas trop faible.** En effet, un nombre d'heures trop réduit augmenterait :
  - le risque de décalage de la pointe dans la mesure où les prévisions des acteurs sont fiables (cas déjà produit en Angleterre)
  - le risque porté par les fournisseurs et les consommateurs finaux si leurs prévisions sont fausses/ décalées d'une heure.
- **Pas trop important**, compte-tenu de la définition ex-post de PP1. Aussi un consommateur devra s'assurer de faire des efforts de maîtrise de la consommation sur un nombre d'heures supérieur à 50 s'il veut être présent sur la totalité de PP1 (environ 75-100h de maîtrise de consommation pour un acteur disposant de prévisions très fiables de « météo du réseau » jusqu'à environ 150-200h pour un acteur recherchant une moindre précision).

La question de l'incitation des consommateurs dépend principalement des modèles tarifaires mis en place par les fournisseurs du fait de l'établissement des obligations. Le cadre proposé permet, selon Energy Pool, aux fournisseurs de mettre en place voir favoriser des offres tarifaires, qui incitent la baisse des consommations aux heures de pointe.

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…) ?***

A partir du moment où la période PP1 proposée ci-dessus compte plus d'une heure, il est nécessaire de considérer que le portefeuille d'un fournisseur peut évoluer sur les différentes heures constituant PP1. Energy Pool propose que :

- l'affectation des consommateurs se fasse au mois le mois, par rattachement au fournisseur au 1er du mois, ce qui représente une simplification raisonnable par rapport au taux de changement constaté et même imaginable, particulièrement lors des périodes où les tensions sont les plus probables.
- le calcul de l'obligation du fournisseur se fasse au prorata des puissances et des heures de PP1 (somme des puissances constatées sur chacune des heures de PP1, en intégrant les effets de la thermo-sensibilité et donc en ramenant la puissance à une température de référence).

Cette méthodologie représente à nos yeux l'avantage d'être simple à mettre en œuvre et similaire à ce qui est aujourd'hui considéré pour l'énergie et la répartition des flux par RE.

Il est important de noter dès à présent que l'information « à quel(s) fournisseur(s) est rattaché quel site » soit mise à disposition et suivie par les acteurs en charge de calculer les puissances de référence avant transmission des obligations aux fournisseurs.

3. 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 ?***

Avant toute chose, Energy Pool rappelle qu'à notre sens, il aurait été préférable que la date limite de cession des garanties de capacités soit antérieure au début d'une année de livraison afin :

- De permettre aux détenteurs de capacités n'ayant pas vendu leurs garanties de capacités d'être désengagé de leur obligation de disponibilité sur la période PP2 associée à l'année de livraison, ce qui aurait évité un très large transfert de l'obligation des fournisseurs vers les détenteurs de capacité.

- De donner plus de visibilité aux détenteurs de capacités.

En respect du décret, la date limite de cession devra néanmoins être située 15 jours minimum après la notification de l'obligation aux fournisseurs. Cette dernière étant définie à partir de la consommation constatée pendant la période de pointe PP1, la date limite de cession des garanties de capacités doit être ultérieure à la fin de la période PP1. Selon la définition de PP1 (heures de plus forte consommation ou heures où la marge est la plus contrainte) la période PP1 peut soit s'étendre jusqu'à la fin de l'année de livraison, soit jusqu'au 30 juin, en cohérence avec notre proposition ci-dessus.

Aussi il convient en accord avec notre prescription ci-dessous (heures où la marge est la plus contrainte) de définir la **date limite de cession des garanties de capacité au 1er Novembre de l'année N+1** , le temps que les GRD puissent faire leur première estimation des consommations profilées (calcul BGCR en M+3) et que celles-ci soient intégrées par RTE pour le calcul de l'obligation fournisseurs . Cette date permet d'envisager les règlements financiers avant la fin de l'année civile (point positif pour la prise en compte comptable).

Il est à noter qu'une année de livraison définie du 1er octobre de l'année N au 30 septembre de l'année N+1, ne permettrait pas d'envisager une date limite de cession des garanties de capacités avant le 1er février de l'année N+2 (le temps de la publication des données par les gestionnaires de réseau de distribution). Ceci présente un inconvénient majeur en repoussant les règlements financiers au-delà de l'année civile considérée.

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 ultérieurement à la période PP1 et avant la date de limite de cessions des capacités. Aussi il convient en accord notre proposition ci-dessous que le **montant de l'obligation soit notifié autour du 15 octobre de l'année 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 ?***

En cohérence avec nos réponses aux questions Q6 et Q7, il existe entre la fin d'une année de livraison (juin de l'année N+1) et la date limite de cession des garanties de capacités (1er Novembre de l'année N+1) une **période d'environ 4 mois** permettant largement aux fournisseurs de rectifier leurs positions et d'échanger leurs garanties de capacités.

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 servant de référence doit être :

- pour les télé-relevés : la consommation constatée sur la courbe de charge télé-relevée par le gestionnaire de réseau ;

- pour les profilés : une donnée intermédiaire de consommation (celle produite en M+3) afin de ne pas trop retarder le calcul de l'obligation fournisseur et la date limite d'échange des capacités. Cette de consommation doit être estimée à partir des profils utilisés par les gestionnaires de réseaux pour les bilans en énergie.

La mise en place d'une régularisation ex-post semble nécessaire, après publication par les gestionnaires de réseaux de données plus fines ou définitives. Cette régularisation pourra être basée sur un prix de marché.

PS : Il conviendra pour les petits consommateurs non télé-relevés effectuant des effacements de consommation au service de leur fournisseur ou des effacements certifiés de mettre en place un processus adapté.

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

Pour calculer la Puissance de référence, la consommation constatée de chaque consommateur est corrigée pour prendre en compte la sensibilité de leur 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 ?***

Energy Pool n'a pas développé d'expertise spécifique sur la thermo-sensibilité et ne souhaite par conséquent pas se positionner sur ce point. Tant qu'il n'y pas de compteur intelligent positionné sur chacun des sites de consommation, Energy Pool suggère de travailler à partir d'historiques de consommation et des profils de consommation utilisés par les gestionnaires de réseaux de distribution.

La prise en compte plus fine des impacts de la thermo-sensibilité (consommateur par consommateur) paraît trop complexe et n'aurait pas forcément de sens étant donné que d'autres aléas sur la consommation (en dehors de la thermo-sensibilité) ne seront pas nécessairement intégrés dans le modèle.

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 ?***

Le principe du mécanisme de capacités étant de donner un signal prix permettant de générer de nouveaux investissements, une certaine stabilité des prix de marché est nécessaire. A ce titre Energy Pool considère que l'estimation de la thermo-sensibilité sur une seule année (année de livraison) serait néfaste, générant de trop forts aléas sur l'obligation. En effet, une année au cours de laquelle un « échantillon de températures » représentatif ne serait pas réalisé pourrait donner des résultats aléatoires si le modèle de régression utilisé pour estimer la thermo-sensibilité est sensible.

C'est pourquoi nous proposons que la thermo-sensibilité soit une donnée connue à l'avance et estimée à partir des données historiques sur les trois années précédant l'année de livraison.

L'avantage est donc de connaître à l'avance le modèle pour chaque consommateur. L'inconvénient est que de fait le modèle ne sera plus applicable et donc faux pour un consommateur qui aurait réalisé des modifications sur son site de consommation (isolation par exemple). Ceci nous semble être une approximation acceptable dans la mesure où :

1. L'effet sera pris en compte graduellement et dans son intégralité au bout de trois ans.
2. Les modifications sur site n'auront pas un impact « modèle » immédiat, mais auront en revanche un impact « volume », a priori plus important, qui se répercutera immédiatement.

Afin d'assurer la cohérence du mécanisme et dans le but de calculer les obligations fournisseurs, il conviendra de ramener les consommations constatées à la température de référence définie au préalable.

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 ?***

Energy Pool suggère d'utiliser comme base les profils existants de la Section 2, puisqu'ils font l'objet d'un retour sur expérience certain. Il pourrait être utile d'en définir et/ou préciser certains si nécessaire, c'est-à-dire si un profil devait donner un avantage exagéré à une classe de consommateurs du fait de la sensibilité de l'obligation par rapport au profil en question.

Comme précisé à la question Q9, le profil ou les profils de consommation de sites non télé-relevés effectuant des effacements de consommation au service de leur fournisseur et/ou des effacements certifiés devront être étudiés.

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 dit précédemment, il ne nous semble pas que rentrer dans un niveau de détail « au consommateur » pour la prise en compte de la thermo-sensibilité soit indispensable, dans la mesure où la thermo-sensibilité n'est pas le seul facteur d'aléa de consommation et que nombre d'autres facteurs ne seront pas modélisés. Energy Pool est donc favorable à la mise en place d'une segmentation par gradient.

A notre sens, cette segmentation doit être basée sur des éléments objectifs, à savoir soit des analyses sur la base de données de consommation réelles (régressions afin de déterminer le gradient, ceci demande des capacités de traitement des données importantes), soit sur une base déclarative des équipements installés sur site (ceci semble moins crédible ou en tout cas plus lourd à mettre en place et à contrôler).

La puissance de référence d'un consommateur d'électricité est une puissance normative reflétant sa contribution au risque de défaillance durant l'année de livraison considérée.

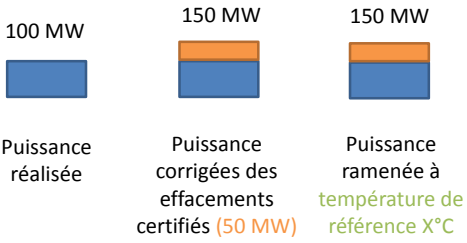
Q14. ***Pour le calcul de la contribution d'une consommation au risque de défaillance, une méthode de contribution marginale et comparaison avec un « moyen parfait », reposant sur une étude d'équilibre offre-demande probabiliste, vous paraît-elle adaptée ?***

La méthode de contribution marginale présentée par EDF, GDF Suez et RTE est une méthode séduisante et puriste, elle a notamment le très grand avantage de suggérer des pistes significatives afin de révéler la notion de flexibilité d'une consommation, d'une capacité en la comparant avec « un moyen parfait ».

Néanmoins Energy Pool souhaiter pointer le fait que l'application d'une telle méthode présuppose que tous les contributeurs au marché de capacités (du consommateur particulier, en passant par le fournisseur jusqu'au détenteur de capacités) aient à disposition l'outil de simulation de l'équilibre offre-demande probabiliste et soit capable d'en interpréter les résultats, ce qui paraît difficile à atteindre (et notamment les particuliers qui pourraient être amenés à modifier leur consommation hors certification).

A moins de trouver une solution à cette problématique, Energy Pool maintient et complète sa position - détaillée en réponse au questionnaire n°1 - et propose que la contribution d'un consommateur au Risque de Défaillance sur une année de livraison donnée soit déterminée à partir de sa consommation constatée durant chacune des heures de la période de pointe PP1, corrigée des éventuels effacements et ramenée à une température extrême de référence.

Exemple : *Détermination de la puissance de référence d'un consommateur non thermo-sensible*



A partir de ces informations, Energy pool propose de définir l'obligation fournisseur de la manière suivante :

Soit **Qt** la puissance maximale consommée annuelle (Pic annuel) corrigée de la température et d'un coefficient de sécurité représentatif des aléas hors aléas de température, le bénéfice des interconnexions et le besoin en réserves opérationnelles.

Alors l'obligation du fournisseur i est determinée selon la formule suivante: $OF(i) = \frac{\sum_{pp1} Pi}{\sum_{pp1} Ptotale} * Qt$

- avec Pi représentant la consommation à l'échelle du portefeuille fournisseur i pendant PP1 calculée par somme des puissances de référence (définition ci-dessus) de chacun des consommateurs du portefeuille ;

- avec Ptotale représentant la consommation nationale moyenne pendant la période de pointe PP1, corrigée des effacements certifiés et ramenée à température de référence.

Cette méthode permet de s'assurer d'un volume d'obligation couvrant la pointe tout en valorisant les efforts de MDE, de diminution de la thermo-sensibilité et les effacements mis en œuvre aux moments où le système en a le plus besoin (période PP1 où la marge est réduite).

Un exemple théorique illustre les implications possible d'une telle formule :

Supposons, une courbe de charge simplifiée avec 3 niveaux de consommation horaire hiver/printemps/été qui s'élèvent au niveau national à respectivement 100GW/60GW/50GW. Pour simplifier l'exemple s'affranchit de la thermo-sensibilité en supposant que les consommations sont à la température de référence.

Supposons un fournisseur A disposant d'une part de marché de 20% sur toutes les heures de l'année

Supposons un fournisseur B avec une part de marché initiale de 20% mais ayant mis en œuvre des mesures de MDE entrainant une réduction de 5% de sa part de marché sur toute l'année.

Supposons un fournisseur C avec une part de marché initiale de 20% ayant mis en œuvre des effacements en hiver de 5 MW.

Supposons un fournisseur D avec une part de marché initiale de 20% ayant mis en œuvre des effacements de 5 MW sur toutes les périodes PP1.

Table de résumé des consommations horaires sur les 3 typologies d'heures :

	hiver	*printemps*	*été*
Consommation nationale	*100*	*60*	*50*
fournisseur A P(A)	*20*	*12*	*10*
fournisseur B P(B)	*15*	*9*	*7,5*
fournisseur C P(C)	*15*	*12*	*10*
fournisseur C P(C)	*15*	*7*	*5*

Si l'on suppose que les 50 heures de marge les plus tendues se répartissent à hauteur de 30 heures en hiver, 10 heures au printemps et 10 heures en été, le niveau d'obligation calculé sur base de la formule proposée est alors :

Qt	*100*
Of(A)	*20*
Of(B)	*15*
Of(C)	*16,3*
Of(D)	*13,9*

Ainsi les fournisseurs ayant mis en œuvre des mesures de MDE bénéficient d'un gain à hauteur de leurs efforts. Les fournisseurs ayant mis en œuvre des mesures d'effacement seulement sur les pointes d'hiver bénéficient d'un avantage réduit reflétant le service plus limité rendu au système.

Dans ce cas un effacement certifié de 5MW ayant répondu aux contraintes sur les 50 heures aurait une valeur de 5MW contre seulement 3.7MW dans le cas du fournisseur C et 6.1MW dans le cas du fournisseur D.

Cet exemple très simplifié permet de vérifier à priori la cohérence des gains relatifs des différents efforts. Une étude plus détaillée permettrait de valider le niveau des gains relatifs dans des cas plus proches de la réalité.

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 ?***

Comme dit plus haut et notamment en Q5 et Q11, Energy Pool est favorable à ramener la consommation constatée à celle qu'elle aurait à une température extrême de référence.

Energy Pool ne dispose en revanche pas de l'expertise nécessaire pour déterminer la température de référence appropriée. Energy Pool considère néanmoins :

1. que cette température de référence doit être utilisée dans la certification des capacités et plus précisément des capacités thermosensibles. Energy Pool suggère que cette température de référence soit déterminée à partir des périodes où un nombre maximal de capacités est activé (que ce soient les températures les plus basses pour les hivers ou les plus hautes en été).

2. que cette notion de température extrême doit être considérée à l'aune du changement climatique en cours, qui a justement tendance à générer des extrêmes d'amplitude plus importante. Ceci peut être intégré soit par la température de référence, soit par le coefficient de sécurité.

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 ?***

Notre réponse à la question Q15 suggère d'utiliser de manière préférentielle ce qui nous semble être une variante de la seconde méthode mentionnée. Il conviendra de s'assurer que les puissances ainsi calculées sont bien lisibles et cohérentes avec des grandeurs manipulées par les consommateurs et notamment la puissance souscrite de leur contrat (de fourniture et où d'acheminement).

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

Pour établir la Puissance de référence, la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée est corrigée de la puissance effacée.

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 d'un site de soutirage faisant partie d'une capacité d'effacement certifiée doit être corrigée de la chronique des effacements réalisés sur la période PP1 (Rappel : Energy Pool considère qu'il doit y avoir stricte identité entre PP1 et PP2), afin d'éviter tout biais de « double valorisation » des effacements (valorisation par la certification ET valorisation par la réduction de l'obligation). A ce titre le volume effacé doit être corrigé de la thermo-sensibilité du site, de la même façon que la consommation réalisée pour la détermination de l'obligation. Ceci nécessite une répartition site à site des volumes effacés et milite pour une simplification des gradients par segments.

Energy Pool considère qu'en théorie, un consommateur devrait pouvoir en parallèle engager des actions de MDE et contribuer à une capacité d'effacement certifiée. En effet la puissance de référence est mesurée sur base de consommations réalisées qui reflètent les actions MDE, tandis que la correction de la consommation des effacements réalisés permet de transférer les efforts liées à l'effacement vers la capacité d'effacement certifiée. En pratique, certaines imperfections dans l'affectation des énergies effacées et donc la correction des consommations pourraient mener à des distorsions de valorisation entre consommateurs. Il ne nous semble pas important de réguler ces risques dans les règles, mais de laisser aux fournisseurs le choix de proposer ou non des tarifs adaptés ou des actions de MDE à des consommateurs ayant certifié leurs effacements, puisque cette information sera a priori disponible de manière publique (registre des capacités certifiées).

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 ?***

Les capacités d'effacements certifiées sont mises à disposition sur des mécanismes ou marchés (Mécanisme d'Ajustement, Marché de l'énergie) dont les règles de contrôle du réalisé sont établies. Aussi il convient d'utiliser ces Règles pour déterminer la puissance effacée devant servir à la correction des courbes de charge.

Si la capacité d'effacement certifiée est mise à disposition (sur le MA ou sur le marché de l'énergie) durant PP1 mais n'est pas activée. La chronique de consommation est équivalente à la situation sans effacement et peut servir directement au calcul de la puissance de référence.

Si la capacité d'effacement certifiée est mise à disposition sur le Mécanisme d'Ajustement et est activée durant au moins une heure de la période PP1, il conviendra d'appliquer pour chaque heure d'ajustement incluse dans PP1 la méthode de contrôle du réalisé en vigueur sur le Mécanisme d'Ajustement pour estimer la puissance effacée et corriger la courbe de consommation. Comme sit

plus haut, ceci suppose de pouvoir réaliser une répartition de l'énergie effacée site à site pour chaque pas horaire. Ceci peut être intégré au cahier des charges des méthodes de contrôle de réalisé ou bien être traité par une clef de répartition déterminée de manière plus ou moins objective.

Si la capacité d'effacement certifiée est mise à disposition sur le marché, l'offre se concrétise par une NEBEF, il est alors possible de corriger la courbe de consommation de la NEBEF enregistrée.

Comme dit à la réponse à la question Q17, il est impératif de corriger le volume effacé en utilisant le même processus que pour la consommation réalisée.

Température prise en compte implicitement dans la correction des courbes de consommation.

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 ?***

Energy Pool rappelle en premier lieu que le décret ne requiert pas un parfait respect du principe de non-discrimination, mais de ne pas trop s'en éloigner. Il nous semble que dans le cas des actions de MDE, un avantage de fait est donné à cette modalité par le fait qu'elle ne nécessite pas d'instruments ou de méthodologies spécifiques de mesure. Par conséquent, il paraîtrait aberrant de chercher justement à mesurer ou plutôt estimer un volume de MDE afin d'appliquer un « bonus de tolérance ».

Aussi, nous recommandons de ne pas chercher à intégrer une telle notion.

4. 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…)***

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 ?***

Réponses Q20 à Q23

Energy Pool avait détaillé, dans la réponse au questionnaire n°1, sa position quant au calcul du prix unitaire suivant la tendance gloable du système et la tendance du fournisseur à travers la matrice ci-dessous :

	Tendance globale du système sous-capacitaire	Tendance globale du système sur-capacitaire
Ecart positif du fournisseur (montant de l'obligation du fournisseur < montant de garanties de capacités détenues par le fournisseur)	Prix moyen de la Capacité	Prix moyen de la Capacité – X (fonction de l'état du compte)
Ecart négatif du fournisseur (montant de l'obligation du fournisseur > montant de garanties de capacités détenues par le fournisseur)	1,2 * CONE	Prix max de la Capacité échangée

Il conviendra de se reporter à notre contribution précédente afin de disposer l'intégralité des arguments développés.

En complément de ces éléments, Energy Pool souligne :

- La nécessité que la CRE ait connaissance de l'intégralité des prix de transactions de garanties de capacités entre acteurs et en interne d'un acteur intégré afin de permettre la révélation d'un prix de marché de la capacité (utile au rééquilibrage, à la définition des tarifs réglementés de vente…) représentatif de l'ensemble des capacités installées sur le territoire français ;
- La possibilité de supprimer les effets de seuils associés à la définition « matricielle » du prix unitaire en développant deux fonctions appropriées (dépendante de la tendance du système et dépendante de l'écart du fournisseur).

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 ?***

Dans sa réponse, Energy Pool fait l'hypothèse que la température extrême de référence est connue du fournisseur.

Aussi les incertitudes pesant sur la consommation du fournisseur sont :

- 3 années à l'avance :
  - La nature, le profil de son portefeuille (dépendant principalement de sa part de marché) en N+3 ;
  - Les impacts d'évolutions législatives européennes ou françaises en matière d'électricité (le retour d'expérience des 13 dernières années d'ouverture du marché de l'électricité montre que les modifications sont régulières et affecte sensiblement le comportement des consommateurs) ;
  - Les impacts de la mise en place d'une nouvelle offre tarifaire sur le comportement d'une catégorie de consommateurs ;
  - La conjecture économique en N+3 pouvant fortement impacté le niveau de consommation des secteurs industriels et commerciaux.
- Au moment de l'année de livraison :
  - la localisation des heures de la période de pointe PP1 (la détermination se faisant ex-post à partir d'informations publiées et figées chaque jour en J-1) ;
  - le mauvais profilage d'un ensemble de consommateurs (affectation erronée d'un consommateur à un profil – profil non représentatif du consommateur) ;
  - Les impacts de la mise en place d'une nouvelle offre tarifaire sur le comportement d'une catégorie de consommateurs et la corrélation de cette offre tarifaire avec les heures effectives de PP1.

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.

Energy Pool considère qu'une marge de tolérance est souhaitable pour le calcul de l'obligation fournisseur, à minima sur les premières années de mise en place du dispositif. Afin d'assurer un traitement équitable entre RPC et fournisseur, cette marge de tolérance pourrait être équivalente à celle utilisée pour le calcul de l'écart au périmètre des RPC.

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 ?

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 existent dans le cas d'un opérateur intégré étant à la fois fournisseur et détenteur de capacité.

Ex : Si les deux prix sont différents (prix écarts fournisseurs > prix écarts certification) par exemple, un acteur à la fois fournisseur et détenteur de capacité pourrait faire certifier des capacités en prenant un Risque de Défaillance fort lui permettant d'équilibrer son compte fournisseur et se retrouver en écart sur le périmètre de certification.

Afin de limiter ce type de comportement, il est possible d'envisager le contrôle conjoint des écarts pour une même entité juridique (ou entités juridiques liées) et d'appliquer la pénalité maximale (prix des écarts fournisseurs ; prix des écarts périmètre de certification).

5. 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 ?***

Le positionnement de l'année de livraison N du 1er juillet de l'année N au 30 juin de l'année N+1 permet de concilier simplement le mécanisme de capacités au mécanisme ARENH (guichets d'été concomitants). Il nous semble opportun d'associer à la livraison des MWh ARENH les garanties de capacités associées pour l'année de livraison. A ce titre, une harmonisation des procédures et des timings pourrait être étudiée, nos propositions allant dans ce sens dans la mesure de nos connaissances du dispositif et dans un souci de logique interne.

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 ?***

Energy Pool ne dispose pas d'expériences significatives à ce sujet qui nous permettraient de nous exprimer sur ce point de manière légitime. Nous ne le ferons donc pas.