Questionnaire n°2

Contribution des fédérations représentatives des ELD

En liminaire, les fédérations représentatives des ELD tiennent à souligner que les différents opérateurs ne pourront efficacement inciter les consommateurs à maitriser leurs consommations en périodes de pointes qu'après le déploiement des compteurs AMM, au travers d'offres tarifaires spécifiques ou d'effacements.

Par ailleurs, les réponses des ELD formulées ci-dessous sont faites dans le cadre de leur connaissance actuelle du dispositif, et pourraient être modifiées en fonction de l'approfondissement du sujet. Ces réponses ne constituent donc pas une position définitive sur les thèmes abordés.

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 ?

Pour assurer une cohérence avec les réservations ARENH et le mécanisme RECOFLUX, et afin qu'elle intègre un hiver entier, nous proposons la période : 1er juillet – 30 juin

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 …) ?

La période de pointe PP1 doit être définie plusieurs années à l'avance afin d'obtenir une visibilité sur les risques de défaillance suffisamment tôt et permettre au fournisseur de développer les moyens de production ou d'effacement qui lui sont nécessaires pour couvrir ses obligations. La période doit de plus être identique chaque année afin de ne pas complexifier le dispositif. La rémanence des offres commerciales nécessite que les périodes soient fixes et connues à l'avance par les consommateurs afin de favoriser leur compréhension des objectifs de l'offre tarifaire : c'est à cette seule condition que le mécanisme de capacité trouvera une efficacité dans le comportement des consommateurs et contribuera donc à la sécurité d'alimentation.

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 ?

Le mécanisme pourrait, pour une température donnée et par catégorie de client, définir un seuil de puissance au-delà duquel le consommateur serait en dépassement. En cas de dépassement, un dispositif de pénalité significative pourrait l'inciter à ne pas consommer davantage. Si on incite

à la modération de la consommation par un prix élevé de l'électricité lors des situations tendues, la sécurité d'alimentation devrait être maitrisée. Il est nécessaire de notre point de vue que l'obligation soit attachée au client et qu'il n'ait pas d'intérêt à choisir tel ou tel fournisseur ou RPC, mais que le mécanisme soit autorégulant et incite systématiquement à maitriser sa pointe.

Q3. Pourriez-vous en conséquence, proposer des critères et paramètres qui permettent d'identifier les heures faisant partie de PP1 ?

Les heures à intégrer dans PP1 concernent les périodes de forte consommation ou de tension sur le système (hiver, été), tant en consommation que sur l'appareil productif (exemple : températures d'été influant sur les capacités de production thermique, ou encore interactions EnR vs capacités d'évacuation des réseaux).

La plage d'heures de pointe à définir doit être suffisamment large pour limiter l'importance des effets 'reprise' en fin d'alerte, mais pas trop afin d'être le plus efficient possible.

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 signalement des heures potentiellement dans PP1 doit être effectué à l'avance, échéance 3 ou 4 ans. Ces heures pourraient être éventuellement modifiables avec préavis de 1 an minimum, afin de permettre la modification des offres tarifaires ou commerciales et leur compréhension par les consommateurs.

Pour simplifier le dispositif, il pourrait être défini préalablement pour chaque client une pointe à ne pas dépasser sur une plage horaire donnée, sous peine de pénalité.

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 ?

Le nombre d'heures de la période PP1 ne devrait pas s'écarter significativement de celui de la pointe PP2 afin de conserver sa cohérence au mécanisme. Une décorrélation trop importante opacifierait le mécanisme du point de vue des consommateurs et à terme des petits producteurs valorisant leur production sur le marché, même s'ils passaient par des agrégateurs.

Proposition : deux fois 2h par jour, matin et soir. Si on incite par un bon signal prix en cas de situation tendue, la sécurité d'alimentation devrait être maitrisée.

Par ailleurs, tous les clients devront être soumis aux mêmes règles et aux mêmes pénalités imposées par le mécanisme de capacité, quel que soit leur fournisseur.

A partir du moment où la période PP1 compte plus d'une heure, le portefeuille d'un fournisseur peut de fait évoluer sur les différentes heures constituant PP1.

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…) ?

La gestion prorata temporis durant la période PP1 semble une bonne solution, compte tenu de l'inertie de réaction d'un client à l'offre du nouveau fournisseur sur cette période PP1.

Il nous semble important de pouvoir faire évoluer l'obligation du fournisseur en fonction des entrées-sorties de son périmètre de clients. Déclarer une première obligation plusieurs années avant sur un périmètre fournisseur puis ajuster cette obligation à périodes régulières semble pertinent.

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 ?

Cette date limite de cession doit être en cohérence avec la connaissance que peut avoir le fournisseur de la consommation de ses clients, avec les envois de bilans globaux de périmètre et de consommation par RE. Ici encore le mécanisme semble devoir être mis en cohérence avec le mécanisme de RE voire de reconstitution des flux.

La date limite de cession ne doit pas non plus se situer trop loin de l'échéance, car en cas de changement trop important de clients dans son portefeuille (ou changement de comportement de consommation) le fournisseur risque d'être trop éloigné de sa couverture en capacité.

Par contre, RTE devra informer les fournisseurs suffisamment à l'avance des caractéristiques des obligations (environ 3 ans à l'avance) pour leur donner une visibilité de leur obligation cible.

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 ?

Proposition : 1 à 3 mois avant, hors délai de certification par le GRD

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 ?

Une courte période d'échanges postérieure à l'année de livraison paraît indispensable, à tout le moins pour effectuer les corrections et ajustements par les acteurs.

Proposition : 3 mois

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

Pour le télérelevé, les données télérelevées définitives transmises par les GRD qui correspondent à celles du mécanisme RE. Pour le profilé, le profil constitue un élément simple d'appréciation, à pondérer en cas d'effacement déclaré. Cette méthode ne permettrait cependant pas de prendre en compte les effacements de type tarifaire pour lesquels une réflexion est à mener.

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 ?

Cette prise en compte ne sera possible qu'avec une connaissance précise de l'usage thermique de l'électricité par le consommateur. Une solution pourrait être d'identifier des seuils de consommation par puissance souscrite pour l'accès au réseau.

Comment s'assurer que la prise en compte de la thermo-sensibilité soit la plus précise possible ?

Études sur l'historique de consommation.

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 ?

Connaissance précise de l'usage thermique de l'électricité par le consommateur, identification des seuils de consommation par puissance souscrite pour l'accès au réseau, ou étude sur son historique de consommation.

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 ?

Il n'est pas certain que la température soit la seule variable influant sur les consommations de pointe. L'humidité ou la vitesse de vent pour l'usage thermique, la luminosité pour l'éclairage, et d'autres facteurs encore influent sur la consommation de pointe. Une définition et un paramétrage préalables pourraient constituer des moyens de calcul. Des doutes existent sur la pertinence d'un calcul ex post de la thermosensibilité (ou de sa mesure) pour les raisons exposées ci-dessus.

Il nous semble cependant que la thermosensibilité doit être connue au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité, et que le réalisé doit servir à définir la nouvelle thermosensibilité, pour l'exercice suivant. Il faut figer pour une année donnée la puissance de référence du client, pour lui donner conscience de sa consommation limite afin qu'il puisse la maîtriser.

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 ?

Pour éviter de complexifier le mécanisme de capacité et garantir une cohérence dans les données, il convient de s'appuyer sur les outils existants et d'utiliser les profils déjà définis, même s'ils ne répondent pas parfaitement aux objectifs poursuivis.

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 ?

Pour des raisons évidentes de simplification, il convient de définir des classes statistiques.

Proposition : Puissance souscrite pour l'accès au réseau pour les clients ayant souscrit une puissance inférieure à 100 kVA, et groupe de code NAF par puissance souscrite pour l'accès au réseau pour les clients ayant souscrit une puissance supérieure à 100 kVA. Pour ces derniers, une pondération devra néanmoins être apportée pour tenir compte du mode de chauffage utilisé.

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 ?

Elle paraît a priori adaptée, mais il serait utile de procéder à une analyse coûts/avantages avec d'autres méthodes.

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 ?

La référence à une « température extrême de référence » ne semble pas pertinente, car il n'est pas prouvé que le comportement du consommateur soit homothétique ou linéaire sur la plage entre température « froide » ou température « extrême ».

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 ?

Il faut que la certification des capacités de production dépende de son rendement en fonction de la température si elle en est dépendante.

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 ?

RAS

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 ?

Afin d'éviter les effets d'aubaine ou de dévoyance du mécanisme, sans compter les complexifications, il convient d'éviter des interventions concomitantes sur 2 dispositifs de valorisation. Il doit y avoir également cohérence entre les différents mécanismes (notamment avec celui expérimental concernant NEBEF qui est en concertation) : dans cette optique, la consommation constatée ne devrait pas être corrigée lorsque le consommateur participe à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée pour le compte d'un RE autre que le RE de son fournisseur

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

Il convient avant tout de rappeler que la puissance effacée doit être effective, c'est à dire mesurée au niveau des points de livraison et non des voies effaçables. La sensibilité des effacements à la température doit être prise en compte, en cohérence avec le calcul de la puissance de référence de telle manière à coller au mieux avec la réalité constatée.

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* ?

Il doit y avoir totale symétrie entre les deux modes d'intervention.

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…)

Cf. mécanisme RE/MA

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 ?

Cf. mécanisme RE/MA

Q22. Quels seraient, selon vous, les prérequis 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 ?

Cf. mécanisme RE/MA.

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 ?

Incertitudes = composition de son portefeuille clients, variation du mode de consommation de clients en réaction à un signal tarifaire ou une communication média, contexte économique, aléas météo.

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

Vu du fournisseur, une marge de tolérance est souhaitée en particulier pour les petits RPC qui ne bénéficient pas d'un foisonnement. Le redressement d'un RPC serait donc fonction de ses écarts une fois ramenés à sa taille. Il faudrait définir un niveau de neutralisation comme c'est le cas de l'ARENH avec un talon minimum.

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

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

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

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

Si le mécanisme commence et se termine le 1er juillet, il sera calé sur l'ARENH.

Il faut que le signal prix de la capacité de l'ARENH soit clair et bien positionné pour éviter des arbitrages. Sachant, par ailleurs, que les règles CP1-CP2 ne permettent pas (ou peu) de faire des arbitrages de surréservations ou sous-réservations de l'ARENH en fonction du prix de la capacité.

De plus le mécanisme ARENH ne permet pas de faire des réservations à la hausse puis à la baisse tous les 6 mois.

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 ?

L'obligation de capacité des ELD doit être déterminée comme pour tout autre fournisseur, en tenant compte toutefois des caractéristiques particulières de leur portefeuille de clientèle (toute demande d'un client à bénéficier d'un TRV doit être satisfaite, absence de maîtrise du signal prix). La bonne articulation se fera si l'imputation des capacités est appliquée aux TRV. Pour assurer une transitivité parfaite de l'obligation de capacité attachée au portefeuille clients alimenté par le tarif de cession du fournisseur (ELD) vers le fournisseur du TC (EDF), les éléments devront être transmis à EDF