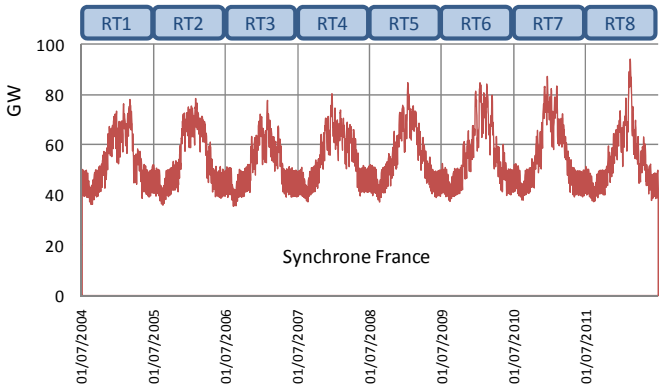
ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Réponses d'ERDF au questionnaire n°2 proposé par RTE dans le cadre de la première phase des travaux de concertation sur les règles du mécanisme de capacité

Questionnaire adressé par RTE aux acteurs le 12/02/2013

- **Q1 La première année de livraison commence en 2016 et couvre les périodes de pointe de l'hiver 2016-2017. […] Pourriez-vous proposer une définition de l'année de livraison ?**

R1. Le mécanisme de capacité est conçu pour couvrir les périodes exposées au risque de défaillance. Ce risque de défaillance s'observe avant tout en hiver, période où la consommation française est la plus élevée.

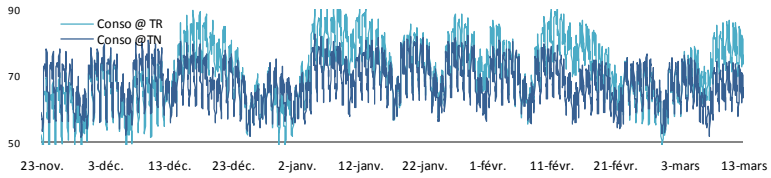


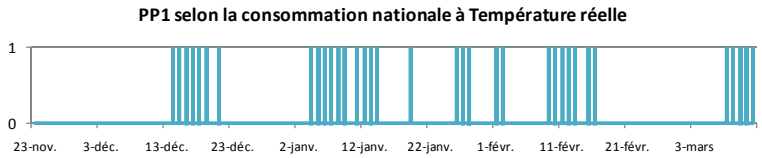
Afin d'être cohérent avec les mécanismes RE/MA déjà existants ERDF recommande d'utiliser une période centrée sur l'hiver soit une année de type Recotemp à savoir du 01 juillet de l'année N au 30 juin de l'année N+1.

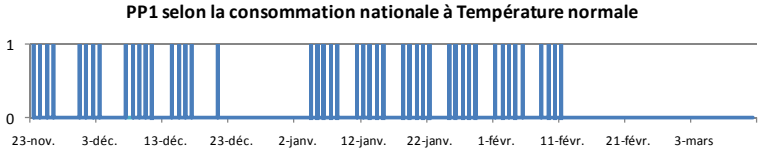
- **Q2 Selon vous, à quelle échéance doit-être définie la période de pointe PP1 (plusieurs années à l'avance, proche de la période de livraison, sur la base des heures de plus forte consommation constatée …) ? Dans le cas où la période PP1 est définie plusieurs années à l'avance, comment le mécanisme 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 ?**

R2. La méthode de calcul des obligations des fournisseurs s'appuie sur des scénarii climatiques à température extrême (par hypothèse, PP1 est définie comme la période où statistiquement la consommation est la plus élevée dans l'année).

Afin d'être cohérente avec les exigences du décret, où les Puissances de Référence sont corrigées de l'aléa climatique, la période PP1 devra être déterminée en fonction des valeurs de consommation les plus élevées observées sur une synchrone de référence rethermalisée à une température de référence.







(Par exemple, synchrone nationale à Température Normale ou Température Extrême ; dans ces deux cas, on obtient des périodes PP1 très similaires si TE = TN –X°C).

Définir PP1 par rapport à des scénarii climatiques à température de référence - constante d'une année à la suivante - apportera une certaine visibilité au fournisseur pour la prévision du volume de garanties de capacités qu'il devra produire.

Ceci permettra aux fournisseurs de développer des actions de maitrise de l'énergie en période de pointe, comme par exemple le développement d'offres tarifaires, processus qui requiert parfois plusieurs années d'anticipation.

- **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 ?**

R3a. Les critères et paramètres qui permettent d'identifier les heures de PP1 sont :

- Consommation Nationale sur l'année de livraison, au pas demi-horaire, et corrigée à Température de Référence (Cf. R2)
- Les X demi-heures de plus fortes consommations observées (X ≥ 500 demi-heures ; Cf. R4)

R3b&c. ERDF ne juge pas nécessaire que les heures de PP1 soient signalées préalablement dans la mesure où chaque fournisseur a une visibilité forte si la consommation nationale sur l'année de livraison, corrigée à Température de Référence, est utilisée pour définir PP1. (Cf. R2)

- **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 ?**

R4a. Historiquement, la pointe journalière absolue était essentiellement présente le soir. L'évolution récente des usages de consommation en France, montre que la pointe du matin est consistante et dure plusieurs heures (env. 4h). Si les maxima de consommation ont historiquement été observés le soir, les périodes de tension sont de plus en plus réparties aussi bien le matin que le soir. Il est en conséquence nécessaire que la définition des périodes PP1 et PP2 assure la prise en compte des spécificités du soir et du matin et donc soit suffisamment large, c'est-à-dire au minimum 500 demi-heures.

R4b&c. Les pointes de consommation observées étant de plus en plus larges sur une journée, les actions de maîtrise de la consommation sont tout à fait bénéfiques au regard de la durée des périodes de pointe. ERDF continue à assurer la mise à disposition des outils permettant un développement des actions de réduction de la consommation à la pointe : signal HP/HC, nouvelles grilles tarifaires mises à disposition des fournisseurs dans le cadre du déploiement Linky, etc.

- **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…) ?**

R5. La problématique de l'évolution du portefeuille client peut être traitée de deux façons :

- Prendre en compte cette problématique intrinsèquement dans la méthode de calcul de Puissance de Référence : un post-traitement des bilans de consommation (BGC) pour la reconstitution des flux où l'évolution du portefeuille du fournisseur est prise en compte.
- Suivre l'évolution du portefeuille, site par site : ce suivi de périmètre est une activité déjà maîtrisée au sein d'ERDF dans le cadre du suivi des périmètres de Responsable d'Equilibre nécessaire aux calculs des BGC. La puissance de référence, calculée comme la moyenne de la puissance à une température extrême sur PP1, pourra prendre en compte ces évolutions de périmètre selon une méthode au prorata-temporis.

Point d'attention : à date, les gestionnaires de réseau suivent l'évolution des périmètres des Responsables d'Equilibre. Il y a transitivité entre RE et Fournisseur pour la très grande majorité des sites raccordés au GRD. Quelques cas particuliers (Plusieurs Fournisseurs pour un même site, etc.) nécessiteront des adaptations règlementaires ainsi que des solutions dédiées permettant au GRD de suivre l'intégralité des périmètres fournisseurs.

- **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 ?**

R7. La date à laquelle le montant de l'obligation doit être notifié doit être cohérente avec les dates de disponibilité des données utilisées pour le calcul.

- **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) ?**

R9. ERDF recommande d'utiliser les données des processus Ecarts de la Reconstitution des flux qui constituent une référence tout à fait pertinente au niveau d'un portefeuille de Fournisseur. Ces données sont déjà utilisées comme référence dans le cadre d'autres mécanismes de marché.

- **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 ?**

R10a. ERDF dispose depuis plusieurs années d'une expertise reconnue pour la prise en compte de la thermos-sensibilité des consommateurs raccordés au RPD. ERDF est donc prête à présenter, en groupe de travail, des approches décrivant la prise en compte de la sensibilité de la consommation à la température.

Le mécanisme de capacité s'appuie sur un calcul de Puissance de Référence dont la cohérence sera primordiale pour la stabilité du système. Aussi, la méthode permettant d'estimer la thermo-sensibilité des consommations devra remplir les caractéristiques suivantes :

- Cohérence des évolutions annuelles des Puissance de Référence calculées ;
- Opposabilité de la méthode ;
- Robustesse de la méthode aux aléas sur les données d'entrée.

Les méthodes de prises en compte de la thermo-sensibilité des consommations s'appliquent avec pertinence et précision sur un groupe de clients homogène (même macro-profil) ou des clients d'un même portefeuille plutôt que sur des clients pris individuellement (foisonnement des résidus de modélisation).

R10b. La précision de la prise en compte de la thermo-sensibilité des consommations observées se mesure :

- au travers d'indicateurs de qualité des modèles mathématiques mis en œuvre (critères statistiques, etc.).
- au travers l'observation des consommations d'un panel de consommateurs géré par ERDF et régulièrement actualisé dans le cadre de la Recoflux.

R10c. Le recours à une température extrême permettra de mieux différencier les consommateurs thermosensibles des moins thermosensibles et donc d'affecter la contribution de chaque portefeuille de clients au regard du risque qu'ils font porter 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 ?

R11. Le calage des consommations dans la Recoflux est réalisé ex-post. Ce calage permet de garantir que les consommations par poste seront additives au niveau national. Le calage introduit naturellement une déformation de la forme des consommations profilées sur l'année (les autres postes du bilan électrique sont réputés exacts). Cette déformation des consommations profilées transcrit le comportement réel des clients profilés et notamment leur contribution au risque de défaillance sur la période de pointe. Sans coefficient de calage, la contribution sur PP1 des consommations profilées serait erronée.

Le coefficient de calage étant, par nature, déterminé ex-post, la thermo-sensibilité réelle doit être mesurée une fois l'année de livraison échue.

- **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 ?**

R12. ERDF considère que les profils statistiques en énergie - définis dans le chapitre F de la section 2 des règles RE-MA – peuvent être utilisés dans le mécanisme de capacité, conjointement avec des Facteurs d'Usages à température extrême sur le périmètre du fournisseur ainsi qu'un coefficient de calage.

- **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 ?**

R13. ERDF développe une méthode de prise en compte de la thermo-sensibilité des consommateurs télé-relevés à la maille désirée (portefeuille fournisseur, par exemple).

ERDF préconise une méthode distinguant les clients par secteur d'activités afin de mieux distinguer la responsabilité des acteurs au risque de défaillance (par exemple : industrie, tertiaire, etc.). Il est donc recommandé d'utiliser des classes de consommateurs qui pourraient s'appuyer sur la Nomenclature des Activités Françaises (code NAF), développée par l'INSEE.

- **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 ?

R14. Cette méthode nécessite la présentation d'éléments complémentaires notamment pour s'assurer qu'elle se décline aisément par fournisseur / par client.

- **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 ?**

R15a. Les maxima de consommation observés sur le réseau survenus début février 2012 indiquaient des températures moyennes nationales brutes jusqu'à 12°C inférieures aux températures normales saisonnières (11°C après lissage). L'utilisation d'une température extrême de référence est recommandée dans la mesure où celle-ci reflèterait les besoins réels en termes de soutirage sur le réseau. En outre, le recours à une température extrême permet de mieux différencier les consommateurs thermosensibles des moins thermosensibles et donc d'affecter la contribution de chaque portefeuille de clients au regard du risque qu'ils font porter sur le système électrique (Cf. R10c).

R15b. La température extrême de référence est une notion dépendante de la marge de sécurité déterminée vis-à-vis du risque de défaillance au niveau national. ERDF recommande de déterminer cette température de référence comme suit :
TE = TN- X°C, où X est définie au regard du risque de défaillance déterminé par RTE.

Par ailleurs, ERDF préconise d'utiliser les températures normales lissées, telles que définies dans le chapitre F de la section 2 des règles RE/MA. Cette température est donnée comme la moyenne pondérée de températures mesurées dans des stations météo en France métropolitaine continentale : le choix des stations, ainsi que la pondération correspondante, est déterminé de façon à obtenir la meilleure représentation de l'impact de l'aléa météo sur l'ensemble de la consommation française.

Le lissage de la température traduit une température ressentie et permet de traduire :
- l'inertie des comportements des consommateurs face aux variations de température ;
- l'inertie thermique des bâtiments.

Les modalités de lissage ont été définies dans le cadre de la concertation menée au sein du CGP avec les acteurs et font consensus.

R15c. En ce qui concerne les effacements thermosensibles, il est justifié que leur disponibilité potentielle soit jugée à l'aune de leur disponibilité en cas de risque extrême et donc à température extrême si cette dernière est retenue comme température de référence.

- **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 ?**

- **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 ?**

R17a. La consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement doit être corrigée - *en fonction de la méthode de prise en compte de la thermo-sensibilité des consommations* – comme suit :

- En amont des corrections climatiques, si on travaille sur un portefeuille agrégeant des consommations. (Proposition d'approche pour les portefeuilles en Courbe de charge);
- En aval des traitements d'agrégation et des corrections climatiques, si on travaille à la maille site par site. (Proposition d'approche pour les portefeuilles des consommations profilés).

La correction de la capacité d'effacement doit être nécessairement corrigée de l'aléa climatique si celle-ci est avérée thermosensible. Cette correction doit nécessairement être cohérente avec les caractéristiques de la capacité fournies dans le dossier de certification.

R17b. Un consommateur peut contribuer à la fois à une capacité d'effacement certifiée (effacement diffus : convecteur électrique & ballon ECS) et à des actions de maîtrise de la consommation à la pointe (optimisation des usages d'éclairage, d'électroménager, etc.) à condition que les usages en question soient clairement différenciés.

- **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 ?

R18. La méthode d'estimation de la puissance effacée devra être cohérente avec les données du dossier de certification : un gradient de température pourra par exemple être défini.

Les travaux réalisés dans le cadre de la mise en place des règles NEBEF, et plus précisément dans le cadre du Groupe de Travail Contrôle du Réalisé, pourront être réutilisés afin de définir la méthode d'estimation de la puissance effacée.

- **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 ?**

- **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 ?**

- **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 ?**

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

- **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 ?**

- **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 ?**