ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Réponses d'ERDF au questionnaire n°1 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 28/01/2013

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

Selon ce que nous en connaissons, l'estimation du Risque de défaillance relève de la compétence de RTE, dans le cadre des missions qui lui sont confiées par la Loi, par l'élaboration périodique d'un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Le décret du 20 septembre 2006 a précisé le cadre d'élaboration de ce bilan prévisionnel, son périmètre et ses horizons d'étude.

L'enjeu premier du bilan prévisionnel à un horizon moyen terme est d'évaluer le risque de déséquilibre entre la consommation d'électricité sur le territoire de la France continentale et l'offre disponible pour la satisfaire et par conséquent le Risque de défaillance.

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

L'évaluation du Risque de défaillance doit se prononcer sur l'appréciation des facteurs d'apparition de la défaillance. Le risque réseau doit donc être pris en compte dans la mesure où une contrainte spécifique et structurelle du réseau peut concourir à l'apparition de la défaillance.

Compte tenu des mécanismes physiques qui régissent le fonctionnement des réseaux d'électricité, ERDF considère qu'une modélisation de type « plaque de cuivre » n'est pas adaptée et qu'il pourrait être pertinent de tenir compte également d'aléas relatifs à la capacité des réseaux existants et des contraintes associées ainsi que des perspectives de développement de ces réseaux.

Par ailleurs, la structure du réseau électrique et son évolution dépendent de décisions émanant de nombreuses parties prenantes, ne relevant pas de la seule responsabilité des gestionnaires de réseaux, ainsi que de contraintes environnementales, administratives et financières ce qui confère une certaine inertie au développement des infrastructures dont il faut tenir compte.

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

ERDF considère que pour ce qui concerne les clients raccordés au réseau de distribution il convient d'adopter des méthodes statistiques aux mailles d'agrégations pertinentes.

La consommation effectivement soutirée est déterminée à partir de courbes de charges issues des dispositifs de comptage télérelevés par les gestionnaires de réseaux pour les clients de taille importante soit via des profils de consommation pour les consommateurs de taille plus modeste. De plus le déploiement progressif du système de comptage Linky permettra tant d'élargir le champ du comptage télérelevé que d'affiner l'estimation par la méthode des profils.

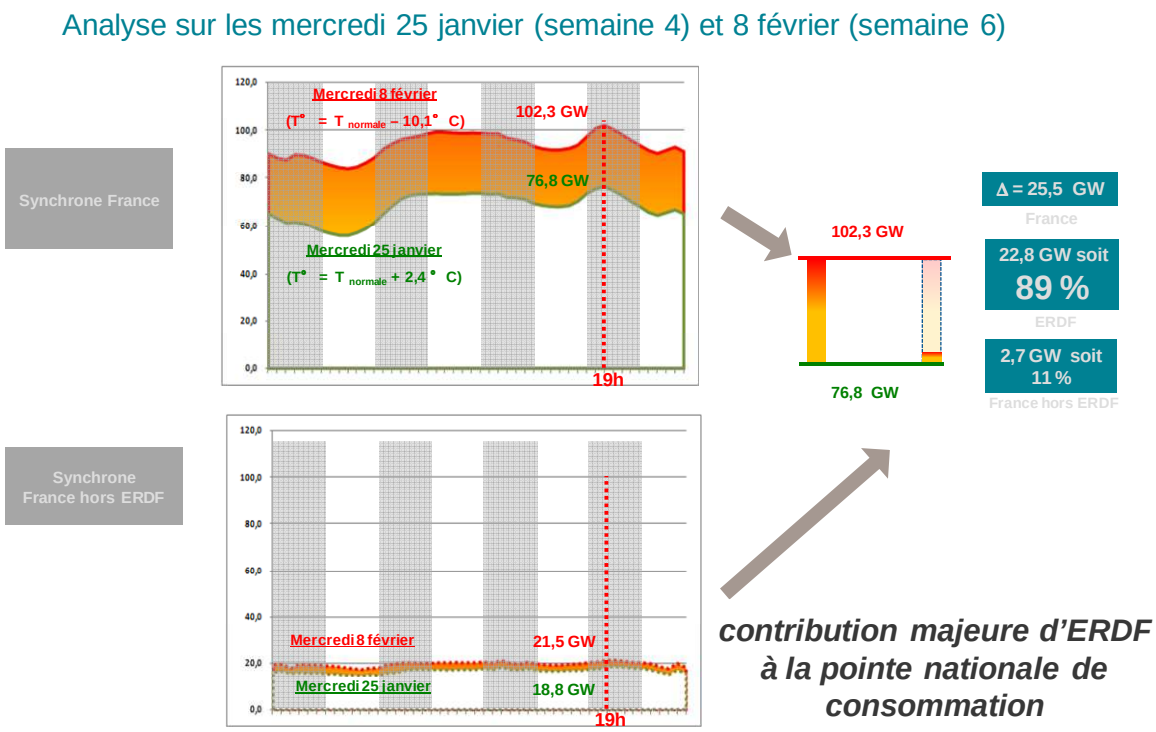
Si le mécanisme opte pour une approche qui révèle les contributions de chaque type de consommateurs, ERDF rappelle alors les points suivants :

- La thermosensibilité est extrêmement variable d'un type de clients à l'autre et notamment au sein des clients résidentiels.
- La thermosensibilité du système électrique français est générée à 90% sur les réseaux de distribution comme le montre l'analyse des dernières pointes (exemple pointe du 8 février 2012).
- Enfin, l'effet de la température sur les consommations varie d'une heure à l'autre. Les études d'ERDF montrent en outre que la thermosensibilité des consommations augmente en moyenne de quelques pourcents par an à l'image des pointes.

ERDF dispose de la compétence, des mesures et des outils pour apprécier au mieux la thermosensibilité des clients. Ces compétences sont d'ailleurs opérationnellement mises en œuvre depuis 2004 par ERDF notamment dans la reconstitution des flux.

NB : La prise en compte de la thermosensibilité sera d'autant plus précise qu'une dimension locale sera retenue dans l'établissement des obligations (influence géographique sur la température).

Illustration : Part d'ERDF dans la constitution de la pointe France lors du 08/02/2012



- **Q4 Que doit recouvrir le Coefficient de sécurité ?**

ERDF considère que la puissance de référence d'un fournisseur doit être élaborée en tenant compte d'un risque climatique cohérent avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement à couvrir, en projetant les consommations à une température extrême de référence. Ainsi, les obligations des fournisseurs seraient cohérentes avec la couverture d'un risque climatique fort.

Selon notre lecture du décret, le Coefficient de sécurité mentionné à l'occasion de la définition de l'obligation de capacité est appliqué sur les puissances de référence afin d'inclure un taux de marge sur les besoins en capacité de chaque portefeuille fournisseur face aux autres aléas (hors climat) impactant la pointe de consommation.

Dans l'hypothèse, où RTE retiendrait à la fois une approche nationale d'établissement du niveau de contraintes (vison nationale) et une approche à maille clients pour la répartition des contraintes (vision repartie), ERDF suggère d'utiliser une méthode par clé de répartition entre fournisseurs déterminée par les GRD plutôt qu'une approche par terme de bouclage réconciliant vison nationale et somme des visions reparties.

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

ERDF dispose d'une expertise reconnue sur le client final raccordé au RPD, aujourd'hui mise en œuvre dans différents cadres, reconstitution des flux, calcul des réseaux, pertes...

ERDF sera prête à présenter une approche de la prise en compte de la sensibilité de la consommation d'un consommateur à la température auprès des acteurs prenant part à la concertation.

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

Les caractéristiques techniques à prendre en compte seront notamment la puissance totale installée, la disponibilité prévisionnelle, les historiques de production et de consommation le cas échéant, le dispositif de comptage du gestionnaire de réseau (courbe de charge ou index), la filière de production, le process d'effacement, les modalités d'activations, les conditions de raccordement, la participation de la capacité à d'autres mécanismes de marché,…

Il semble également important de prendre en compte dans tous les cas la prévisibilité de la capacité et dans certains cas (effacements) la thermosensibilité même du process.

Pour les capacités nouvelles il pourra être envisagé l'utilisation de taux normatifs par type de production et la comparaison avec des capacités existantes au sein d'une même catégorie.

Les contraintes réseaux peuvent potentiellement réduire la disponibilité d'une capacité et doivent être prises en compte à l'occasion de la certification pour concourir à une juste appréciation des capacités disponibles pour l'hiver de livraison considéré. En effet, l'activation d'une capacité pour parer un risque de défaillance doit pour être effective tenir compte du couple disponibilité spécifique du moyen / disponibilité du réseau. En particulier, les capacités réparties quelle que soit leur nature (production ou effacement) sont susceptibles d'engendrer localement des impacts non négligeables sur les réseaux de distribution en particulier lorsqu'elles engendrent des modes communs inhabituels (retour de charge concentré, fin d'injection).

ERDF sera prête à présenter une approche de la prise en compte des contraintes réseau à l'occasion de l'examen de la demande de certification en vue de contribuer à l'évaluation de la disponibilité prévisionnelle de la capacité.

- **Q7 Quelle méthode pourriez-vous proposer pour estimer la Contribution réelle à la réduction du risque de défaillance d'une capacité ? Quel serait le Niveau de capacité effectif pour une capacité indisponible durant toute la période de pointe PP2 ?**

Pour estimer la contribution réelle d'une capacité au risque de défaillance il sera nécessaire de se fonder sur les quantités produites ou consommées mesurées par les gestionnaires de réseaux ainsi qu'en complément celles du réalisé constaté sur les différents marchés (MA,…).

Cette contribution peut être estimée à la maille d'un périmètre à partir de l'agrégation de courbes de charges télérelevées par les gestionnaires de réseaux. Pour les capacités de faible puissance (seuil à définir), ERDF préconise d'utiliser la méthode des panels plus adaptée.

Pour les capacités qui n'ont pas été activées il n'est pas suffisant de tenir compte des offres sur le MA pour s'assurer de leur effectivité car toutes celles raccordées au RPD n'y participent pas. Un régime de contrôle complémentaire, par exemple fondé sur des tests, pourrait être envisagé de manière proportionnée à la taille de la capacité comme à la disponibilité certifiée.

Une capacité certifiée pour délivrer en période PP2 mais indisponible sur la période doit être considérée comme à contribution nulle sur la période. Néanmoins il conviendra de ne pas pénaliser l'opérateur de capacité de « bonne foi » notamment en situation de force majeure.

- **Q8 Selon vous quels doivent être les paramètres et mesures à prendre en compte pour estimer le niveau de capacité effectif d'une capacité ? Quelle cohérence doit-il y avoir entre les caractéristiques techniques prises en compte lors de la certification et celles utilisées pour l'estimation du niveau de capacité effectif ?**

Comme vu précédemment, dans les deux cas les historiques des quantités produites ou consommées mesurées par les gestionnaires de réseaux ainsi que celles du réalisé constaté sur les différents marchés (MA,…) seront privilégiées. Il existe donc un réel besoin de cohérence entre les deux méthodologies.

Il existe cependant bien des cas où la certification des capacités ne s'appuiera pas exclusivement sur un réalisé opposable : cas des nouvelles capacités ou d'évolution des caractéristiques de la capacité, introduction de méthodes normatives, modélisation de la thermosensibilité d'une capacité, etc... Dans ces situations, les approches certification et contrôle effectif devront être cohérentes mais ne seront pas identiques.

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

Dans le cas d'une capacité déjà raccordée au réseau, l'exploitant de cette capacité est le titulaire du contrat d'accès au réseau - ou son représentant dûment mandaté le cas échéant.

Dans le cas d'une capacité nouvelle, c'est le bénéficiaire du raccordement destinataire de l'offre de raccordement ou son représentant dûment mandaté le cas échéant. Une fois la capacité raccordée l'exploitant devient le titulaire du contrat d'accès au réseau.

Dans le cas d'une capacité de production d'électricité, le contrat d'accès au réseau est conclu avec le producteur qui déclare s'être assuré que l'installation de production objet du contrat est autorisée au sens du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 modifié ou est réputée autorisée à exploiter au titre du code de l'énergie.

Dans le cas d'une demande de certification groupée, les exploitants concernés seront représentés par la personne qui fera la demande de certification pour leur compte.

- **Q11 Comment définiriez-vous les périodes de pointe PP1 et PP2 ? Pourriez-vous proposer des critères et une méthode qui permettent de s'assurer du respect du principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement dans les définitions conjointes des périodes PP1 et PP2 ? Cela doit-il aboutir à une égalité entre PP1 et PP2 ou bien au contraire à une différenciation entre PP1 et PP2 ? Pour quelles raisons ?**

Le modèle de calcul des obligations fournisseurs est un modèle qui s'appuie sur des scénarii climatiques à température extrême (par hypothèse, PP1 est définie comme la période où 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 re-thermalisée sur une température de référence (ex. synchrone nationale à Température Normale ou Température Extrême).

PP1 définie 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 des garanties de capacités qu'il devra produire.

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.à.d.au minimum 500 demi-heures.

Concernant le respect du principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement. ERDF a développé une expertise en matière d'évaluation des effacements tant d'offreurs de capacités d'effacement que ceux des offres tarifaires actuelles (EJP, Tempo, HP/HC). ERDF est à même de réaliser des comparatifs de ces différents effacements.

