NovaWatt

CONCERTATION MECANISME DE CAPACITE – REPONSE AU QUESTIONNAIRE N°1

A titre liminaire, NovaWatt souhaite tout d'abord préciser qu'un marché « Energy only » non biaisé par des mécanismes parallèles de soutien, ni par un prix plafond, devrait suffire à révéler la valeur des capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique français.

Le fait est que le marché de l'énergie tel qu'il fonctionne à l'heure actuelle ne fournit pas de signal économique suffisant pour assurer pleinement la participation des acteurs à la réduction du risque de défaillance. Dans ce cadre, nous estimons que le mécanisme de capacité mis en œuvre doit être transparent, simple, et non générateur de surcoût injustifié pour la collectivité.

N'étant pas fournisseur, NovaWatt s'exprime dans les pages qui suivent essentiellement sur les questions relatives au risque de défaillance et à la certification des garanties de capacité.

Risque de défaillance

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 ?

R1. La notion de défaillance doit être déterminée, comme c'est le cas actuellement, par les pouvoirs publics. Une vision centralisée des différents paramètres et aléas concourant à la matérialisation du risque de défaillance est ensuite nécessaire à la bonne estimation de ce risque.

Dans le cadre de sa mission de dimensionnement du réseau électrique (bilan prévisionnel), RTE semble aujourd'hui l'entité la plus à même de recueillir et traiter les données susceptibles d'influer sur le niveau de risque de défaillance (projections de consommation sur la base de données macro-économiques, thermosensibilité, évolutions du parc de production, potentiel d'effacement, contraintes réseau, développement d'interconnexions …).

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 ?

R2. L'intégration d'un volet régional dans la notion de risque de défaillance nous semble procéder d'une démarche intellectuelle compréhensible. Toutefois, la mise en œuvre d'un critère géographique se révèlerait vraisemblablement complexe, et nécessiterait par ailleurs de ré-interroger la définition par les pouvoirs publics du critère de défaillance (3h de défaillance au niveau national) et d'introduire potentiellement une notion d'ampleur de défaillance pour les ruptures d'équilibre offre-demande localisés.

<u>Certification des capacités et Contribution à la réduction du risque de défaillance</u>

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 ?

R6. Quelle que soit la méthode retenue pour estimer la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance, nous estimons que cette méthode doit être symétrique de celle utilisée pour déterminer la contribution de la consommation au risque de défaillance.

Schématiquement, si le principal critère de détermination de la contribution d'un consommateur au risque de défaillance est la part de sa consommation en PP1 par rapport à sa consommation totale, la contribution à la réduction du même risque par une capacité sera déterminée par son « taux de production » en PP2. A l'inverse, si le critère de contribution au risque de défaillance est simplement le fait de consommer en PP1, alors la contribution à la réduction du risque de défaillance pourra être déterminé par le fait pour une capacité d'être activée et/ou activable sur PP2.

Par ailleurs, pour une capacité donnée, des paramètres techniques devront être pris en compte tels que taux de disponibilité, durée d'activation, stock d'activation, intervalle entre deux activations … afin de pondérer le nombre de certificats qui pourra lui être alloué.

Enfin, nous souhaitons rappeler ici que le mécanisme de capacité a été conçu afin de répondre au risque de défaillance, ET de révéler le prix de la capacité nécessaire à cette assurance. Il nous semble donc pertinent d'ajouter aux critères techniques de détermination des certificats un critère économique selon lequel toute capacité de production ou d'effacement bénéficiant par ailleurs d'un mécanisme de soutien en dehors du marché ne pourra être attributaire de certificat de capacité, sauf à renoncer par exemple au dit mécanisme de soutien, ou bien à ce que les certificats accordés ne génèrent pas de valeur supplémentaire.

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 ?

R7. Selon le type de capacités concernées (RPD/RPT, télérelevées/profilées), des indicateurs existants pourraient être utilisés tels que les Programmes d'Appel, les Offres passées sur le MA ou les courbes de charge mesurées des capacités. Une capacité indisponible durant toute la période PP2 devrait avoir un niveau de capacité effectif nul.

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 ?

R8. Une combinaison de tout ou partie des indicateurs listés au paragraphe R7. doit permettre de valider les caractéristiques techniques évoquées dans la réponse à la question 6.

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 ?

R9. Les dispositions actuellement en vigueur concernant l'autorisation d'exploiter une installation de production électrique stipulent que « Les installations existantes, régulièrement établies au 11 février 2000, sont […] réputées autorisées », et « L'autorisation est nominative et incessible. En cas de changement d'exploitant, l'autorisation ne peut être transférée au nouvel exploitant que par décision de l'autorité administrative». Ces deux assertions posent la question des critères de de décision de l'autorité administrative quant au transfert de l'autorisation d'une installation existante. Quid par exemple si lui sont adressées 2 demandes de transfert simultanées pour une même installation ?

Nous proposons de compléter la définition de l'Exploitant au titre du mécanisme de capacités comme suit : dans le cas où le code de l'énergie et le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000 ne permettraient de déterminer avec certitude le détenteur de l'autorisation d'exploiter l'installation, les certificats de capacités seront attribués au titulaire du Contrat de Raccordement de l'installation.

<u>Périodes de pointe (PP1 et PP2)</u>

Q10. Selon vous, quelles sont les heures pendant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé ? Ces heures correspondent-elles exclusivement aux heures durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée ?

R10. Les heures pendant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé ne sont pas nécessairement les heures où la consommation est la plus importante, puisque le risque de défaillance correspond à une inadéquation entre la production et la consommation. A ce titre, les heures où le risque de défaillance est le plus élevé pourraient correspondre aux heures pour lesquelles RTE a émis une Alerte « Mode dégradé – insuffisance d'offre à la hausse », ou durant lesquels des capacités sont appelées au titre de la reconstitution des marges.

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 ?

R11. Les Périodes PP1 et PP2 doivent être égales pour des raisons de cohérence, et afin de limiter les risques d'arbitrage.

Ces périodes doivent être déterminées a posteriori sur la base d'indicateurs tels Mode dégradé ou reconstitution des Marges. On peut imaginer de définir la période PP1 =PP2 comme les X heures de l'année calendaire sur lesquelles une alerte Mode dégradé et/ou des appels pour reconstitution des marges ont eu lieu.