SMART GRID ENERGY

Le 04 mars 2013

Concertation Mécanisme de Capacité
Réponse au questionnaire n°3

Préambule : retour sur les questions 6 à 11 du questionnaire n°1

Certification des capacités et contribution à la réduction du risque de défaillance

R6. En premier lieu, la contribution à la diminution du risque de défaillance d'une capacité dépend de sa disponibilité aux moments précis où le système électrique est en risque, c'est-à-dire lorsque les marges d'exploitation sont très faibles voire inexistantes. Pour la certification, réalisée en amont des périodes de tension sur le système, l'exploitant pourra déterminer son niveau de disponibilité estimée. A défaut on pourra calculer la disponibilité moyenne sur les années passées de chaque type de capacité (filière nucléaire, charbon, gaz, hydraulique lac, fioul, effacement, etc.) aux moments où les marges ont été les plus faibles. On en déduira un coefficient CD représentatif de la disponibilité pour chaque filière ou type de capacité.
En plus de cette disponibilité, une capacité contribue à la diminution du risque de défaillance en fonction de sa flexibilité et de sa fiabilité. Un effacement ou un moyen de pointe capable d'atteindre sa P_{max} en quelques minutes sera en effet bien plus approprié pour faire face aux aléas et aux pointes de consommation qu'un moyen de production très peu flexible utilisé en base.
Ainsi, un coefficient lié à la flexibilité (CF) doit être fixé en fonction des caractéristiques intrinsèques de chaque type de capacité : DMO, DO_{min}, DO_{max}. Des capacités non flexibles ou peu flexibles devraient obtenir des coefficients CF très faibles qui réduiront fortement la valeur en certificats. A l'inverse, des capacités très flexibles devraient être valorisées par des coefficients CF forts qui leur permettraient d'obtenir une certification plus importante.

L'objectif du coefficient CF, devrait être d'obtenir un montant total de certificats délivré égal à la puissance nominale totale de ces capacités :

Niveau de certification = $(CD_{Filière} + CF_{Filière}) * P_{nominale}$

$(CF_{Nucléaire} * P_{Nucléaire}) + (CF_{Gaz} * P_{Gaz}) + \ldots + (CF_{Effacement} * P_{Effacement}) = P_{Nucléaire} + P_{Gaz} + .. + P_{Effacement}$

avec $CF_{Nucléaire} << CF_{Gaz} << CF_{Effacement}$ en fonction de la contribution de chaque capacité à la réduction du risque de défaillance.

R7. Au cours de l'année de livraison, il convient de vérifier que la capacité qui a été certifiée respecte bien les critères techniques qui lui avaient été appliqués lors de la certification. En particulier, la disponibilité réellement constatée durant PP2 doit être en cohérence avec la disponibilité estimée en amont. Cette disponibilité peut être vérifiée directement si la capacité est en fonctionnement ou déclarée disponible à travers de offres sur le MA au cours de PP2. En cas d'absence de fonctionnement, RTE devrait être en mesure de réaliser des tests de fonctionnement aléatoires sur les capacités. Ces tests permettent également de valider les critères de flexibilité annoncés en amont.
Une capacité qui n'a pas été disponible sur la période PP2 n'a en rien contribué à la réduction du risque de défaillance et doit donc obtenir un niveau de capacité effectif nul.

R8. Voir R6 et R7.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 20 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

R9. L'exploitant de capacité devrait être le titulaire du contrat de raccordement du site concerné ou une personne mandatée par lui.

Périodes de pointe (PP1 et PP2)

R10. Smart Grid Energy considère que le risque de défaillance est à rapprocher du risque de black-out vécu en temps réel plutôt que des modélisations de rupture de l'EOD dans des modèles statiques de prévision.
Les heures pendant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé sont les heures où les marges sont les plus faibles. Il a été démontré par RTE au cours des précédentes réunions du GT mécanisme de capacité que ces heures ne correspondent pas forcément aux périodes de plus forte consommation.

R11. Après un temps de réflexion supplémentaire, nous souhaitons revenir sur notre position concernant le rapport entre PP1 et PP2. Il nous semble en effet que la période PP1 devrait être très courte pour ne couvrir que les heures les plus à risque pour le système électrique (PP1 ≤ 50 heures). Un signal indiquant aux acteurs du système électrique que certaines heures du lendemain pourraient faire partie de PP1 devrait être émis par RTE en J-1 avant 10h. Ceci permet aux acteurs de mettre en œuvre toutes les actions, explicites ou implicites, contribuant à la réduction du risque de défaillance. Cependant, il n'y a aucune assurance que ces heures seront effectivement retenues comme des heures PP1 tant que l'année de livraison n'est pas achevée et que de nouvelles situations à risque peuvent être rencontrées. En effet, les heures PP1 seront finalement déterminées ex post comme les 50 heures de marges les plus faibles parmi les « heures potentielles PP1 ». Pour autant, la disponibilité et la flexibilité des capacités devront avoir été jugées sur l'ensemble des « heures potentielles PP1 ». Ce sont ces heures que Smart Grid Energy souhaite considérer comme la période PP2. Afin de rendre raisonnable le nombre d'alertes J-1, il semble important de fixer un nombre maximal « d'heures potentielles PP1 » à 150 heures.

Questionnaire n°3

Période de pointe PP2

R1. Pour que l'objectif de réduction du risque de défaillance visé par le mécanisme de capacité soit rempli, nous considérons que les heures PP2 ne doivent pas être définies longtemps à l'avance mais à court terme lorsqu'il devient possible d'anticiper un risque effectif pour le système électrique.
Tel qu'exposé en R11 ci-dessus, nous estimons que la période PP2 devrait compter un maximum de 150 heures qui correspondent aux « heures potentielles PP1 », indiquées en J-1 avant 10h par RTE sur la base d'une situation anticipée comme tendue sur les marges d'exploitation.

R2. Cette méthode est clairement la plus incitative aux actions de réduction de la consommation électrique puisque chaque acteur du système électrique reçoit un signal en J-1 qui l'incite à mettre en œuvre ces actions, qu'elles soient implicites ou explicites. Si le risque maximal de défaillance se situe au moment de la pointe de consommation, ce sont sur ces heures que les actions de réduction de la consommation seront concentrées.

Certification

R3. Conformément à la réponse R6 fournie en préambule, nous proposons d'estimer la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance en fonction de :

- sa puissance nominale,

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 20 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

- sa disponibilité estimée sur PP2 (basée sur des données historiques de disponibilité des capacités appartenant à la même filière aux instants de plus faibles marges des années passées),
- ses caractéristiques intrinsèques de flexibilité (commandabilité, DMO, DO_{min}, DO_{max}).

A partir de ces éléments, le niveau de capacité certifié doit correspondre au produit de la puissance nominale de la capacité et de deux coefficients représentatifs de sa flexibilité et de sa disponibilité estimée.

R4. A travers des vérifications, réalisées systématiquement ou aléatoirement, sur la période PP2 il sera possible d'estimer la contribution réelle d'une capacité à la réduction du risque de défaillance. Pour ces vérifications des données objectives pourront être utilisées. Elles seront issues de constatations effectuées « naturellement » ou issues de tests provoqués par RTE.
Les trois valeurs permettant de calculer la contribution réelle à la réduction du risque de défaillance sont similaires à celles qui auront servies à la certification, à savoir la puissance nominale de la capacité, sa disponibilité et sa flexibilité.

R5. La disponibilité constatée durant la période PP2 sera bien prise en compte pour mesurer la contribution réelle de la capacité à la réduction du risque de défaillance. Elle interviendra donc dans le contrôle des capacités. Si la disponibilité constatée est différente de plus de 10% de la disponibilité estimée lors de la certification, alors un écart non nul devrait être comptabilisé.

R6. Il nous semble qu'en utilisant les méthodes proposées dans les réponses précédentes, le risque de voir s'écarter le niveau de capacité certifié et l'estimation de la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité est faible.

R7. Il est important de vérifier la disponibilité effective des capacités durant les heures PP2. Ces vérifications peuvent être réalisées à travers la simple constatation d'une production ou effacement effectif sur la période ou à travers l'observation d'offres sur le mécanisme d'ajustement ou d'autres mécanismes/marchés. Enfin, des tests aléatoires réalisés par RTE devraient être instaurés pour valider les disponibilités mais également les critères de flexibilité des capacités certifiées. Les coûts de ces tests devraient être supportés par les fournisseurs.

R8. Des tests d'activation doivent effectivement être prévus au cours des périodes PP2 :

a. Les tests devraient être aléatoires.
b. Le nombre de test n'est pas primordial dès lors que la probabilité d'être testé est suffisamment importante (≥20%) pour chaque capacité.
c. En cas de défaillance lors d'un test il serait intéressant de prévoir un test supplémentaire de la capacité et une investigation sur la raison de la défaillance. En cas de faute avérée de l'exploitant de capacité, celui-ci sera pénalisé à travers le contrôle des capacités.
d. Toutes les capacités devraient être susceptibles de passer au crible des tests. Néanmoins, il est clair que le fait de tester des capacités faisant la démonstration régulière de leur disponibilité à travers des activations via d'autres mécanismes n'aurait que peu d'intérêt.
e. Les coûts des tests devraient être supportés par les fournisseurs.

R9. Il sera de la responsabilité de chaque exploitant d'estimer correctement la disponibilité prévisionnelle de ses capacités durant PP2. Les périodes PP2 n'étant pas explicitement fixées en ex ante, une tolérance de 10% devra être observée lors du contrôle de capacités. Par ailleurs, RTE devrait fournir aux exploitants des données statistiques basées sur les observations passées afin de faciliter pour chaque exploitant l'estimation des disponibilités.

R10. Une capacité devra être considérée comme effectivement disponible sur la base des déclarations de l'exploitant de cette capacité. Le contrôle des capacités qui sera effectué par RTE

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 20 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

aura un rôle dissuasif permettant d'éviter que des déclarations de disponibilité fantaisistes ne soient réalisées.

R11. Pour des raisons évidentes de facilité de gestion du mécanisme il semble nécessaire de fixer à un minimum de 1MW la maille unitaire de certification des capacités.

R12. Nous pensons que les capacités devraient pouvoir être certifiées à tout instant avant et même pendant l'année de livraison.

R13. Ce choix est certainement celui qui offre le plus de visibilité aux acteurs du mécanisme. Il semble bien favoriser le développement des actions de maîtrise de consommation à la pointe puisque le délai de mise en place des activités d'effacement est généralement plus rapide que la construction de moyens de production.

R14. Ne se prononce pas.

R15. Ne se prononce pas.

R16. Tel qu'évoqué à la réponse R12, nous estimons que les capacités devraient pouvoir être certifiées à tout instant, au terme d'une procédure ne devant pas excéder quelques jours. Ainsi, il n'y a pas de date limite de demande de certification à fixer pour les projets de nouvelles capacités. Pour les exploitants souhaitant obtenir des certificats avant la disponibilité effective de leurs capacités, des certificats devraient pouvoir être émis sur la base de données techniques communiquées à travers le dossier de demande. Ces capacités seront également soumises aux contrôles et les exploitants ayant obtenu des certificats non justifiables sur l'année de livraison seront pénalisés en conséquence.

R17. Il ne semble pas nécessaire de prévoir de dépôt de garantie.

R18. Les capacités dont la contribution à la sécurité d'approvisionnement sont réduites sont celles :

- qui ne sont pas ou peu disponibles durant PP2 ;
- qui ne sont pas commandables à distance (productions fatales) ;
- qui disposent d'un DMO long ou de pentes de variations faibles ;
- qui disposent de contraintes de fonctionnement lourdes (DO_{min} long, DO_{max} court).

L'ensemble de ces critères doit être pris en compte lors de l'étape de certification puis vérifié lors des contrôles des capacités.

R19. Ne se prononce pas.

<u>Ecart au périmètre du responsable de périmètre de certification</u>

R20. Afin d'assurer un fonctionnement efficace du mécanisme et une visibilité permanente pour les acteurs de l'état de tension sur l'offre/demande des certificats, il semble intéressant d'autoriser les rééquilibrages en permanence et sans limitation du nombre de rééquilibrages par RPC.
Par ailleurs, il ne paraît pas nécessaire de faire varier les modalités de rééquilibrage selon le type de capacité.

R21. Selon les modalités adoptées, le rééquilibrage pourrait effectivement correspondre à une possibilité d'estimation plus fine du niveau de capacité certifié d'une capacité. L'objectif étant de rapprocher au maximum le montant de capacité certifié des capacités réelles, cette possibilité semble favorable au bon fonctionnement du mécanisme.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 20 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

R22. Ne se prononce pas.

R23. Les capacités non commandables et les capacité fatales devraient obtenir un montant de capacité certifié nul car elles ne participent pas à la réduction du risque de défaillance. Au contraire, leur variabilité est plutôt de nature à augmenter ce risque.

R24. Ne se prononce pas.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 20 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.