SMART GRID ENERGY

Le 18 février 2013

Concertation Mécanisme de Capacité
Réponse au questionnaire n°2

En préambule de ce deuxième questionnaire, et pour faire suite aux réponses des différents acteurs à la première série de questions de concertation, Smart Grid Energy souhaite insister sur le fait que les méthodes probabilistes de caractérisation du risque de défaillance ne sont plus adaptées. En effet :

- Le mécanisme de capacité vise à résoudre les difficultés de gestion de la pointe qui découlent de ce mode de calcul.
- Ces modèles probabilistes nécessitent la prise en compte d'hypothèses qui, dans les faits, ne correspondent pas aux véritables situations à risque rencontrées par le système électrique. En effet, ces situations sont bien plus souvent relatives aux problématiques « Marge » et « Réseau » que « P=C ».
- Ces modèles probabilistes qui sont « statiques » ne permettent pas de rendre compte de la valeur supplémentaire qu'apportent les moyens de pointe, d'extrême pointe et les effacements par rapport aux moyens de base pour, justement, passer la pointe ! Les critères de flexibilité comme le délai de mobilisation doivent être considérés.

En conséquence, nous insistons pour la mise en place de méthodes déterministes qui seront les seules à même de répondre aux objectifs du mécanisme de capacité qui ont été fixés par le gouvernement. Cela implique également que :

- PP1 ne devra pas être fixé longtemps en avance mais en ex-post ou ex-ante avec un préavis très court (J-1).
- PP2 devra couvrir une période courte correspondant aux quelques heures les plus complexes à gérer. En considérant les 50 heures les plus chargées de l'année, on se focaliserait par exemple sur les 5h de pointe des 10 jours ouvrés les plus tendus.

Cela permettra de mettre en place un mécanisme robuste, traduisant en signaux clairs les constatations réalisées *de facto* sur le système électrique.

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

Année de livraison

R1. En cohérence avec certains mécanismes existants à l'heure actuelle, l'année de livraison pourrait être définie comme la période comprise entre le 1er avril de l'année N et le 31 mars de l'année N+1. Elle engloberait bien les périodes de pointe de chaque hiver.

Période de pointe PP1

R2. Selon nous, la période de pointe PP1 définissant la puissance de référence d'un consommateur doit être fixée sur la base des heures de plus forte tension sur les marges du système électrique. Une définition et une information des acteurs sur la période PP1 en ex-ante à très court terme (J-1) ou en ex-post prenant en compte les heures où les marges sont les plus faibles semble donc la plus appropriée.
En définissant PP1 plusieurs années à l'avance, le risque évident est de transmettre aux consommateurs des signaux (par exemple tarifaires) non en phase avec la réalité de la situation du système électrique au moment de la livraison physique de l'énergie.

R3. Voir R2.

R4. Tel que rappelé dans les remarques préliminaires à ce questionnaire, Smart Grid Energy est en faveur de périodes PP1 et PP2 courtes (<100h) et identiques, basées sur les heures de plus fortes consommation et/ou de plus faibles marges sur le système électrique.

R5. En cas d'évolution du portefeuille d'un fournisseur pendant PP1, nous sommes en faveur d'un calcul de l'obligation basée sur le maximum de puissance appelée par les clients sur la période PP1. Par ailleurs, en choisissant des périodes PP1 et PP2 courtes, l'impact de ce calcul serait faible.

Consommation constatée

R6 à R9. Smart Grid Energy propose une organisation simple comme suit :
Le montant de l'obligation est calculé par RTE sur la base des données de consommation constatée en ex-post (basée sur données M+3) et est transmise aux fournisseurs dans la foulée : M+3 après le dernier jour constituant la période PP1 de l'année de livraison N.
Les certificats peuvent encore être échangés pendant une période de 15 jours suivant cette date.

Prise en compte de la sensibilité de la consommation à la température

R10 à R13. Smart Grid Energy ne dispose pas dans son portefeuille de fournisseurs d'effacement thermosensibles et ne détient donc pas de l'expertise nécessaire pour répondre à ces questions.

R14. Smart Grid Energy tient à rappeler que ce sont les méthodes basées sur les études probabilistes qui ont amenés le paysage électrique français à manquer aujourd'hui de moyens efficaces de gestion de la pointe. Il faut aujourd'hui prendre de la distance par rapport à ces modèles pour pouvoir résoudre cette problématique.
Que ce soit pour la prise en compte de la contribution des consommations au risque de défaillance ou des capacités de production ou d'effacement à la réduction de ce risque, le modèle dit du « MW marginal » devrait être écarté. En effet, il n'est pas adapté d'une part aux évolutions actuelles (déploiement des ENR, gestion active de la consommation, etc.) et d'autre part à un mécanisme visant à constater *de facto* les impacts des consommateurs et capacités. Smart Grid Energy souhaite que l'on sorte de ce modèle pour revenir aux caractéristiques intrinsèques que sont DMO, DO_{min} et

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

DO_{max} et localisation géographique, seules capables de refléter la qualité d'une capacité à réduire le risque de défaillance.

R15. La thermo sensibilité de la consommation est un facteur tendant à dégrader les marges et les situations à risque du point de vue de l'équilibre offre-demande. Aussi, il sera effectivement nécessaire de corriger les consommations constatées afin de s'assurer que les puissances de référence sont déterminées avec les hypothèses correspondantes aux situations extrêmes.
La température extrême de référence pourrait être déterminée comme la moyenne des températures prises en compte dans les scénarios d'étude amenant aux 3 heures de défaillance ou, plus simplement, comme la température « normale » de saison à laquelle on soustrait 10°C.
A l'inverse, la prise en compte de températures extrêmes pour la détermination des disponibilités ne va pas dans le sens d'une recherche du scénario à risque. En effet, les températures froides ont tendances à permettre une augmentation des puissances disponibles des moyens de production et des capacités d'effacement. Il faut donc considérer la disponibilité moyenne des capacités.

R16. Voir R14 et R15.

Correction de la puissance effacée d'une capacité d'effacement certifiée

R17. La consommation constatée d'un client télérelevé qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée doit être corrigée de la puissance effacée. Si la capacité d'effacement certifiée est composée de plusieurs sites consommateurs, alors ce doit être à l'acteur d'effacement de transmettre la clé de répartition entre les différents sites. Bien évidemment, la puissance ne saurait être valorisée à la fois sur le plan de la réduction de consommation dans le périmètre du fournisseur et sur celui des capacités d'effacement certifiées.

R18. Voir R17 pour la première partie de la question.
Tel que signalé à la réponse R15, la thermo sensibilité des capacités d'effacement est un caractère plutôt favorable pour l'équilibre offre/demande du système électrique. Dans un objectif de caractérisation des scénarios à risque il ne serait donc pas logique d'en tenir compte.

R19. La marge de tolérance relative aux capacités d'effacement certifiées serait appliquée dans le cadre d'une vérification du niveau effectif de ces effacements et viserait en particulier à compenser de potentiels deltas entre les mesures effectuées et les consommations réelles. D'après nous, il n'existe aucune « obligation » relative aux réductions de consommation durant PP1. A ce titre, nous ne voyons pas l'intérêt d'une marge de tolérance puisqu'il n'y aura pas de contrôle.

Prix unitaire de règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

R20. Les cas à différencier sont effectivement ceux d'un système long ou court et la prise en compte d'écarts positifs ou négatifs des responsables de périmètre de certification (reproduction de la forme de la matrice du règlement des écarts de responsable d'équilibre).

R21. A l'instar de ce qui se pratique pour le règlement des écarts de RE où le prix spot est le prix de référence, on pourrait définir un prix de marché des certificats échangés pour une année N. Dans l'hypothèse où il n'existerait pas de marché organisé permettant de faire émerger un prix connu de tous, on pourrait alors envisager un prix de référence établi sur un coût de construction.

R22. Un prix de marché nécessite la mise en place d'une plateforme d'échange, ce qui peut s'avérer complexe, mais assure une transparence des prix (à l'inverse de l'OTC). A contrario un calcul basé sur un coût est un indicateur relativement tangible qui peut être connu ex ante. Pour un marché naissant

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

nous recommandons la seconde approche, en se basant sur les certificats générés par un moyen neuf mis en service l'année N.

R23. Selon que le système est long ou court le prix de référence serait en première approche modulé par un coefficient asymétrique de +25%/-10% par rapport au prix de référence, de manière à être toujours incitatif : un acteur long est rémunéré 10 % en-dessous du prix de référence, alors qu'un acteur court devrait s'acquitter d'un règlement 25 % au-dessus du prix de référence.

Détermination de l'écart fournisseur

R24. Le volume, la thermo sensibilité et le comportement d'un portefeuille client sont des incertitudes majeures pour le fournisseur, mais ce sont les mêmes que sur son activité de fourniture d'énergie. Chaque année d'avance augmente la prise de risque, il doit donc ajuster sa couverture dans une plage d'environs 25 % par rapport à N-1 pour que cela ne soit pas considéré comme un ajustement spéculatif.

R25. Voir R24.
a. Les marges ne sont pas nécessairement les mêmes, une capacité certifiée présente a priori une variabilité moindre qu'un portefeuille client.
b. Une marge est nécessaire, elle doit être dans un premier temps de 20 % et devenir plus restrictive si les objectifs ne sont pas atteints. Cette marge serait répercutée indirectement sur l'obligation des fournisseurs en prenant par exemple sa moitié en compte dans l'obligation des fournisseurs. A terme sa prise en compte devrait être réduite.

ARENH

R26. Une année d'ARENH donne droit à une quantité X de certificats, une clé de répartition donne la répartition mois/mois de cette quantité, on calcule ensuite la proportion de X acheté sur chaque année de livraison N.

Tarif de cession

R27. Au même titre que l'ARENH il s'agit d'un tarif régulé d'achat d'énergie, le nombre de certificats qu'il inclut doit suivre le même principe.

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