Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Services Système »

Réunion du 10 juin 2010

Compte rendu

Version définitive du 30 juin 2010

Département Performance du Système et Accès au Réseau
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex
Tél : 01 41 02 13 14 - Fax : 01 41 02 17 18

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

1. Participants

La SNET : Emmanuelle JOUBERT, Philippe GOUILLART, Arnaud GHIOTTO

EDF : Pierre CASTAGNE, Laurent DUCHAND, Jean-Baptiste COGNAT

DIRECT ENERGIE : Xavier DE GUILLEBON, Antoine BOURDON

POWEO : Johann ZAMBONI, Nicolas DELOGE

GDF-SUEZ : Serge CASSIN, Antoine ROUSSEL

UNIDEN – Air Liquide : William CHAN

CNR : Jean Marie COMPAS, Pierre BOMPART, Véronique GRASSER, Fabien MOLMERET

RTE : Eric THEBAULT, Pascal BERTOLINI, Emmanuel BOUYGE

2. Synthèse des discussions

2.1 Présentation de RTE de la méthode de dimensionnement des réserves

Les questions portent principalement sur la réserve secondaire. RTE a notamment expliqué que l'on applique la formule préconisée par la Policy 1 et que pour les variations importantes de la charge ou des échanges aux frontières, RTE doit majorer la RS de façon à réduire le risque de passage en butée du RSFP.
EDF a fait part en séance de son désaccord sur les principes de dimensionnement de la demande France de RS.

Hors réunion : après vérification, la règle actuelle de calcul de la RS est de prendre le maximum des trois valeurs suivantes :

- ***500 MW,***
- ***la valeur calculée selon la formule empirique donnée en guide line par la Policy 1 de l'ENTSO-E (B-G4,B-D5.1) :*** $\sqrt{10 * D + 22500} - 150$***, où D désigne la Demande (consommation France + Echanges)***
- ***G/6 où G est la variation de la Demande sur un pas ½ heure***

RTE va faire évoluer prochainement la méthode de calcul pour n'appliquer la formule en G/6 que lorsque G est supérieur ou égal à 6000 MW par pas ½ heure.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

RTE a précisé que la RS n'est pas adaptée pour limiter les variations de fréquence aux heures rondes [1] Néanmoins, RTE utilise la RS pour gérer les déséquilibres de l'EOD de la zone France liés aux changements de parallèle, compte tenu de l'offre insuffisante de produits courts.

Suite à une question de GDF SUEZ sur l'impact sur le dimensionnement des réserves primaires et secondaires de l'augmentation de la taille du plus gros groupe couplé en France (cas de l'EPR), RTE précise les points suivants :

- Le volume de RP demandé au niveau de la zone RGCE (ex UCTE) est de 3000 MW et compte tenu des règles actuelles (Policy 1) de l'ENTSO-E, le dimensionnement de cette réserve ne dépend pas de la taille du plus gros groupe couplé ;
- En conformité avec la Policy 1 actuelle, la réserve secondaire et la réserve tertiaire rapide doivent couvrir la perte du plus gros groupe : le volume de la réserve tertiaire sera adapté pour tenir compte de l'augmentation de la taille du plus gros groupe couplé.

EDF indique que le max de RS demandé en 2009 était de 1100 MW et que le maximum augmente d'année en année. RTE précise que cette augmentation est liée à l'augmentation de l'amplitude des changements de parallèles.
RTE a également montré ce que la RP et la RS représentent en % de la production.

Les producteurs, notamment ceux qui ne participent pas encore aux réglage de fréquence, souhaitent disposer des volumes prescrits en RP et en RS sur l'année 2009, ainsi que le niveau N. RTE transmettra ces données dès que possible.

2.2 Méthode de répartition de la prescription entre producteurs

Les différentes options proposées en réunion du 20 mai ont été analysées de manière plus détaillée par RTE. Des propositions ont été faites par GDF SUEZ et EDF.

De la discussion sur les différentes options, il ressort les points suivants :

- méthode de répartition en J-2 sur la base de la disponibilité en MW, annoncée par les producteurs, pour leur parc de production : les producteurs (sauf EDF) souhaitent écarter cette méthode qui pose problème pour les producteurs disposant de peu d'unités de production et qui seraient obligés de fournir la réserve calculée sur la disponibilité vue du J-2, indépendamment de leur programme de production en J. Les producteurs pourraient avoir un programme nul et une prescription de services système. EDF y serait favorable mais entend les arguments des producteurs disposant d'un « petit » parc.

Cette méthode n'est donc pas retenue par le GT.

- Méthode de répartition au prorata des programmes d'appel avec réactualisation en infra journalier

  RTE propose que la prescription actuelle en J-1 à 13H00 soit indicative.

[1] Des solutions sont étudiées dans le cadre d'un travail commun entre ENTSO-E et EURELECTRIC.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

La proposition de RTE est de calculer la prescription définitive en J-1 après l'heure limite d'accès au réseau *(horaire à caler)* sur la base des programmes d'appel transmis par les producteurs à 16H00 (16H30 à l'échéance CWE). Ce programme est nécessairement plus fiable que le programme de 12H30 actuellement utilisé. Cela va dans le sens de répartir la prescription France entre les producteurs sur la base de programmes de production les plus proches des programmes effectivement réalisés.

Une réactualisation de la prescription pour la plage horaire [11H00, 24H00] pourra se faire à 7H00. GDF SUEZ précise que cette réactualisation conduit les producteurs à assurer, pour la période [11H00, 24H00] la contribution de ceux qui sont déclarés défaillants avant 7H00 : ce qui diminue les charges de reconstitution des SSy sur le MA pour RTE.

RTE précise que l'étape de réactualisation de la prescription à 7H00 en J peut être prévue dans le contrat mais que sa mise en œuvre pourra être décidée dans un second temps après un retour d'expérience.

Cette proposition convient a priori aux producteurs. En complément, il est demandé à RTE de regarder l'introduction d'un guichet de redéclaration avant celui de 23H00 permettant aux producteurs de redéclarer, après réoptimisation, leurs programmes intégrant cette prescription et d'étudier les gains économiques de ce nouveau fonctionnement. Ces gains pourraient permettre de revaloriser la rémunération des SSY en J-1.

En complément de ce processus, certains aménagements avaient été évoqués et ont été étudiés par RTE :

- un mode de prescription plus simple pour les petits parcs, sur la base d'un % de la production transmis par RTE au plus tard avant l'ouverture des bourses en J-1 : ce mode donne plus de visibilité au producteur qui n'est pas soumis aux variations induites par une réactualisation globale des prescriptions lors des calculs successifs de la prescription des gros producteurs. Se pose par ailleurs la question de la définition de ce qu'est un « petit parc ».
- un mode de prescription permettant de limiter la modulation de la prescription sur certains groupes, suite à la demande de la SNET

Après discussion, les producteurs considèrent qu'il serait intéressant de disposer de la part de RTE, en amont des prescriptions (J-2 ou J-1 avant les bourses), de valeurs indicatives, en % de la production, de ce que vont représenter la RP et la RS.

L'utilité de retenir les deux modes évoqués ci-dessus est à confirmer pour la prochaine réunion par les producteurs. Les producteurs souhaiteraient que RTE publie des valeurs indicatives en J-2 ou J-1 avant les bourses.

- <u>Autres propositions</u>

GDF SUEZ et EDF ont proposé par ailleurs de procéder à des compensations a posteriori permettant de régulariser les écarts entre la contribution effective des producteurs et celle qu'ils auraient dû faire compte tenu de leur programme réel.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

RTE estime que ce mécanisme est complexe à mettre en place, que les compensations soient financières (à quel prix ??) ou en nature (gestion des prescriptions complémentaires demandés aux producteurs pour compenser leurs écarts antérieurs).

RTE estime suffisant de mettre en place un retour d'expérience présenté en CURTE au bout d'un an de mise en œuvre du nouveau dispositif.

Les autres producteurs se positionneront sur cette proposition pour la prochaine réunion.

2.3 Modalités de rémunération du réglage de la fréquence

GDF SUEZ souhaiterait que RTE rende publique la décomposition de l'enveloppe globale prévue dans le TURPE entre les différents services système. Son analyse conduit à estimer le montant alloué au réglage de la fréquence à 180 M€.

GDF SUEZ considère que la rémunération des coûts d'investissement est incompatible avec une rémunération en €/MW/heure car dépendante d'un nombre d'heures de fonctionnement du moyen de production. Considérant qu'il faudrait qu'ils fonctionnent 7600 h à 16,08 €/MW/h pour couvrir leurs coûts annuels, GDF SUEZ propose que la rémunération d'un CCGT soit de 39 €/MW/h sur les heures de peak. Pour GDF SUEZ la structure actuelle de rémunération ne permet pas de rémunérer la filière CCG. RTE précise que cette proposition conduit à diminuer la rémunération pour les autres filières. Et si l'on suit le même raisonnement pour toutes les filières, l'on ne voit pas comment rester à enveloppe constante.

POWEO fait une autre proposition, à enveloppe constante, qui vise à moduler la rémunération horaire de la capacité de réglage (16,08 €/MW/h) en fonction des prix EPEX, ce qui revient à mieux rémunérer les heures « peak » par rapport aux heures « off peak ». ». A prescription constante et vu la forme actuelle des courbes de prix, la rémunération d'un groupe fonctionnant en peak est donc meilleure et celle d'un groupe fonctionnant en base inchangée.

La SNET se déclare favorable à la proposition de POWEO.

Pour GDF SUEZ, ce système introduirait une dimension de prix de marché pour rémunérer la capacité à la différence d'une rémunération de l'investissement.

Pour EDF, la proposition de POWEO ne fait pas sens d'un point de vue économique : la modulation horaire du prix de marché ne peut pas être faite sans tenir compte de la modulation horaire des coûts variables d'exploitation des moyens de production fournissant des SSy.

Les producteurs sont invités à se positionner sur ces propositions pour la prochaine réunion.

2.4 Réglage de la tension

RTE explique sa proposition d'augmentation des pénalités qui vise à inciter très fortement les producteurs à prendre en compte dans leur politique de maintenance la remise à niveau des performances vis-à-vis des besoins système, dans des délais raisonnables négociés avec RTE.
Cette proposition est une conséquence des situations tendues vécues cet hiver et des risques avérés si la situation continue de se dégrader.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

L'ensemble des producteurs se déclare opposé à ce dispositif. D'autres producteurs précisent que les délais de remise en conformité doivent prendre en compte les contraintes industrielles d'approvisionnement des matériels.

Les producteurs sont invités à faire leurs observations sur ce point pour la prochaine réunion.

2.5 – Suite de la concertation

Le planning de la concertation a été recalé :

- 3 réunions : 29/06, 26/08, 9/09
- consultation sur le site CURTE : du 20/09 au 4/10
- bilan en CAR du 15/10

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)