Réseau de transport d'électricité

Constitution des réserves primaire par appel d'offres transfrontalier

Appel à contributions
27 novembre 2015

Table des matières

1. Cadre général 4
1.1 Services système fréquence 4
1.2 Modèle de marché actuel 4
1.3 Proposition d'évolution du mode de constitution de la réserve primaire 5

2. Projet pilote d'appel d'offres transfrontalier de réserve primaire 7
2.1 Description de la coopération 7
2.2 Perspectives d'évolution de la coopération 8

3. Différences de règles de marché entre pays 10
3.1 Liste des différences 10
3.2 Analyse des différences 11

4. Pertinence pour le système électrique français de rejoindre la FCR cooperation 14
4.1 Analyse de la pertinence 14
4.2 Quelles alternatives en cas d'inadéquation ? 17

5. Modalités de mise en œuvre 19

1. CADRE GENERAL

1.1 Services système fréquence

Les services système regroupent deux catégories de services : (i) les services système fréquence/puissance, incluant les réglages primaire et secondaire de la fréquence, et (ii) les services système tension, incluant les réglages primaire et secondaire de la tension, ainsi que le traitement spécifique de la compensation synchrone.

Le rôle du réglage primaire de la fréquence est d'assurer, de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, par la participation solidaire de toutes les installations aptes de la zone continentale européenne synchrone, le rétablissement en trente secondes de l'équilibre production-consommation en maintenant la fréquence à l'intérieur de limites acceptables. A la suite de l'action du réglage primaire, le réglage secondaire de la fréquence permet de rétablir les échanges entre les zones de réglage interconnectées à leur valeur nominale et de rétablir la fréquence à sa valeur de consigne.

1.2 Modèle de marché actuel

Les règles services système précisent les conditions techniques, juridiques et financières de l'acquisition par RTE des capacités de réglage auprès des participants disposant d'installations aptes à la fourniture de ces services.

L'article L.321-11 du Code de l'énergie prévoit d'une part un régime d'obligation de mise à disposition pour les producteurs disposant de capacités constructives de réglage et d'autre part un encadrement par des règles proposées par RTE et approuvées par la CRE des modalités de participation aux services système et de la rémunération associée : *« Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre ».*

Ainsi, les règles services système précisent que RTE transmet des obligations de réserve aux producteurs obligés disposant de groupes aptes à la fourniture de services système. Ces obligations de réserve sont transmises en J-1 17h par RTE aux producteurs concernés, elles sont établies sur la base des programmes d'appel déclarés par les producteurs. Les obligations de réserve sont rémunérées par RTE à un prix régulé (environ 18 €/MW/h). Les coûts associés sont intégrés dans l'enveloppe tarifaire d'accès au réseau public de transport (TURPE) ; ils représentent un volume financier d'environ 190 M€/an.

Pour remplir son obligation un producteur obligé peut soit fournir des réserves à partir de ses propres groupes de production, soit acquérir des réserves auprès de contreparties. Les contreparties peuvent être d'autres acteurs obligés, ou des acteurs aptes mais non obligés comme les sites de soutirage, non concernés par l'obligation de mise à disposition prévue par l'article L. 321-11 du Code de l'énergie.

1.3 Proposition d'évolution du mode de constitution de la réserve primaire

Depuis 2013, des travaux ont été menés par RTE, la CRE et les acteurs de marché pour permettre l'optimisation des coûts de constitution des réserves primaire et secondaire en France :

- un nouveau dispositif de notification d'échange de réserve de gré à gré a été mis en place fin 2014, associé à une clarification des rôles et des responsabilités entre acteurs et RTE en cas d'échange de réserve. Ces échanges représentent environ 2.5 % du volume constitué par RTE ;
- mi 2014, la participation des sites de soutirages raccordés au RPT a été ouverte à titre expérimental. Fin 2015, environ 10% de la réserve primaire est fournie à partir de sites de soutirage ;
- au 1er janvier 2016, sera ouverte la participation des sites de soutirage raccordés aux réseaux publics de distribution ;
- au 1er octobre 2016, sera ouverte la participation des capacités dissymétriques (possibilité de contribuer uniquement au réglage à la baisse ou uniquement au réglage à la hausse).

Le dernier vecteur d'optimisation concernant la constitution des réserves est l'accès aux interconnexions, c'est à dire la faculté pour le système électrique français de pouvoir importer ou exporter des réserves en fonction de la compétitivité relative des différentes capacités aptes en Europe. Fin 2014-début 2015, RTE a travaillé avec ses homologues allemand et belge pour permettre l'échange de réserve transfrontalier de réserve primaire entre acteurs de marché (intégration européenne selon le modèle BSP-BSP). En dépit de travaux théoriques illustrant le potentiel économique de tels échanges, ces travaux n'apparaissent pas prioritaires en Belgique et en Allemagne, du fait de l'hétérogénéité actuelle des modèles de constitution des services système, et n'ont donc pas abouti.

RTE a alors proposé à la CRE et aux acteurs de marché en juin 2015 d'étudier une constitution des réserves primaire par appel d'offres transfrontalier avec en pré requis l'évolution de la structure tarifaire. Il apparait en effet à RTE que l'intégration européenne par un modèle TSO-TSO a plus de chances d'aboutir étant donné que les autres GRT constituent leurs réserves par appel d'offres. Ils sont notamment engagés dans un projet pilote d'appel d'offres transfrontalier de réserve primaire (cf. chapitre 2).

Question 1 : Partagez-vous l'intérêt d'une optimisation transfrontalière des réserves par appel d'offres ?

Les échanges transfrontaliers de réserve primaire ne nécessitent pas de réservation de capacité d'interconnexion contrairement aux échanges de réserve secondaire[1]. Par ailleurs, en France le marché des réserves secondaire est sensiblement plus concentré que celui de la réserve primaire notamment car les sites de soutirage et les installations hydrauliques fil de l'eau ne fournissent actuellement que de la réserve primaire. C'est pourquoi RTE propose de

[1] Le projet de code « electricity balancing » (chapitre 4) prévoit cependant que les GRT devront proposer une méthode de réservation des capacités d'interconnexion pour les échanges de réserve

travailler dans un premier temps à l'évolution du modèle de marché de la réserve primaire. Il doit cependant être souligné que certains groupes de production présentent des contraintes couplant techniquement la fourniture de réserve primaire et de réserve secondaire.

Question 2 : Partagez-vous la proposition de RTE de ne traiter dans un premier temps que l'évolution du mode de constitution de la réserve primaire ?

2. PROJET PILOTE D'APPEL D'OFFRES TRANSFRONTALIER DE RESERVE PRIMAIRE

2.1 Description de la coopération

Les GRT d'Allemagne, d'Autriche, des Pays-Bas et de Suisse contractualisent leur réserve primaire par un appel d'offres transfrontalier[2]. Cette coopération s'intitule 'FCR[3] cooperation' et est identifiée en tant que projet pilote[4] de mise en œuvre du projet de code « electricity balancing ».

L'appel d'offres est hebdomadaire, et se déroule le mardi après-midi précédent la semaine de livraison (semaine du lundi 0h au dimanche 24h). Il est organisé selon un modèle 'TSO-TSO[5]', c'est-à-dire que les acteurs de marché[6] déposent leurs offres auprès du gestionnaire de réseau de transport (GRT) de leur zone de raccordement, et qu'ensuite les GRT mettent en commun ces offres dans un système de sélection central des offres[7].

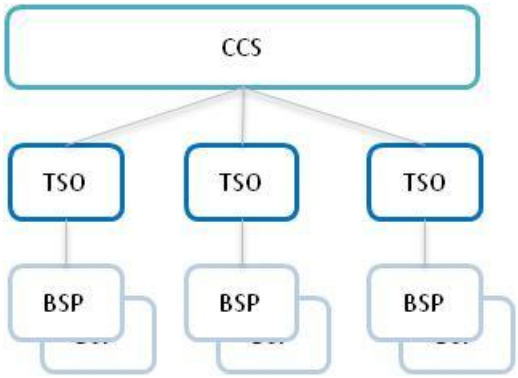


Figure 1: structure de l'appel d'offres transfrontalier

Le besoin total contractualisé est la somme de besoins des différents GRT participants. Les offres sont sélectionnées par un algorithme visant à minimiser les coûts de constitution, tout en respectant des limites d'import/export par pays définies par ENTSOE. Ces limites sont exprimées en MW par pays, et ne sont pas attitrés à une frontière spécifique (contrairement aux ATC[8] exprimées bilatéralement entre deux zones de marché). Elles sont issues des contraintes convenues entre GRT au sein de la Policy 1 ENTSO-E et reprises dans le futur code de réseau européen LFC&R[9]. Pour la France, cette contrainte se traduirait en une limite d'export d'environ 170 MW et une limite d'import d'environ 400 MW.

Cet appel d'offres repose sur un unique produit, dont les caractéristiques sont les suivantes :

- Livraison du lundi 0h, au dimanche 24h, c'est-à-dire un produit base hebdomadaire,

[2] Lien vers la plateforme des GRT allemands et hollandais de contractualisation
[3] FCR : Frequency Containment Reserve = réserve primaire
[4] Projet pilote #2 : lien
[5] TSO : transmission system operator = GRT
[6] Dans le projet de code « electricity balancing », les acteurs déposant des offres sont dénommés BSP : balancing service provider
[7] Central clearing system « CCS »
[8] Available Transfer Capacity
[9] Load Frequency Control & Reserves : article 50.2

- Produit symétrique, c'est-à-dire pouvant être activé à la hausse comme à la baisse,
- Taille minimale de l'offre 1 MW, et résolution d'1 MW,
- Produit divisible en volume par pas de 1 MW (toute offre peut être partiellement retenue en multiples de 1 MW)[10].

Les offres sélectionnées sont rémunérées au prix de l'offre. Les GRT mettent en œuvre des transferts financiers de telle manière qu'*in fine*, le solde financier de chaque GRT (après rémunération des offres sélectionnées qui lui sont raccordés et après mise en œuvre des flux financiers entre GRT) soit égal à son besoin exprimé multiplié par le coût moyen de contractualisation à la maille de la coopération :

$$coût\ complet\ pour\ le\ GRT\ i = \frac{besoin\ i}{\sum_j besoin\ j} \sum_{\substack{offres\ retenues\ k \\ FCR\ cooperation}} volume_{\ k}\ prix_{\ k}$$

La FCR cooperation présente actuellement dans certains cas des situations de « decoupling ». En situation de « decoupling », la coopération est séparée en deux : d'un côté les marchés autrichien et suisse et de l'autre les marchés allemand et hollandais. Ces « decouplings » ne sont pas dus à des problèmes techniques mais à une problématique spécifique de non harmonisation des règles de marché entre la Suisse et l'Allemagne. En Suisse des offres indivisibles en volume sont autorisées, alors qu'en Allemagne le cadre légal prévoit que les offres doivent être sélectionnées par ordre croissant de prix. Si l'offre marginale est indivisible, le cadre légal allemand ne peut pas être respecté. Les GRT de la FCR cooperation ont décidé d'appliquer le « decoupling » dans ces situations, afin de respecter les cadres légaux et réglementaires allemand et suisse.

2.2 Perspectives d'évolution de la coopération

RTE et les GRT de la FCR cooperation étudient un scénario dans lequel RTE rejoindrait l'initiative au plus tôt au 1er janvier 2017. Dans ce scénario, RTE contractualiserait l'intégralité de son besoin de réserve primaire par le biais de la coopération, et les acteurs français déposeraient leurs offres sur la plateforme www.regelleistung.net. Il est à noter que le GRT danois[11] et le GRT belge devraient selon toute vraisemblance rejoindre la coopération respectivement début et mi 2016.

Les GRT de la cooperation ont identifié les situations de decoupling comme problématiques mais ne disposent pas de feuille de route pour leur résolution à la connaissance de RTE.

RTE a demandé à ce que soit étudiée la perspective d'introduire des produits peak et des produits off-peak, ainsi que la perspective de faire évoluer la coopération faire une contractualisation journalière. RTE a par ailleurs demandé à ce que soit étudiée l'opportunité de modifier la répartition des coûts de contractualisation entre GRT. RTE n'a, à ce jour, aucune certitude quant à l'acceptation par les autres GRT de l'étude de ces différents sujets.

[10] Il est à noter que les règles de marché suisse permettent le dépôt d'offres indivisibles
[11] Pour la partie connectée à la zone continentale synchrone

A la connaissance de RTE, il n'est pas prévu d'introduire de produits hausse / baisse, de possibilité d'échange de réserve transfrontalier entre acteurs de marché[12] en complément de l'appel d'offres, ni de rémunération au prix marginal.

[12] Le projet de code « electricity » balancing prévoit que les GRT doivent autoriser les acteurs à échanger des réserves à une maille au moins égale à celle de la contractualisation (article 40), et ce au plus tard le un an après l'entrée en vigueur du code (article 75).

3. DIFFERENCES DE REGLES DE MARCHE ENTRE PAYS

Ce chapitre traite des différences de règles de marché entre pays. Il s'agit d'apporter une réponse à une question posée dans tout projet d'intégration européenne, pour le sujet de la réserve primaire, à savoir : l'harmonisation est-elle un pré-requis à la coopération, ou la coopération conduira-t-elle à l'harmonisation ?

3.1 Liste des différences

RTE et Amprion ont analysé mi 2015 l'écart entre les règles de marché en vigueur respectivement en Allemagne et en France en ce qui concerne la réserve primaire. Au sein de la coopération, de telles différences existent entre les différents pays participants, il apparait que celles-ci ont été jugé acceptables par les différents GRT et régulateurs et acteurs de marché. Ces différences apparaissent néanmoins comme étant de moindre envergure que celles identifiées entre l'Allemagne et la France, et listées ci-après :

Différence	Règle de marché en France	Règle de marché en Allemagne
Critères de certification	Deux familles de tests sont à réaliser : • Tests sur échelons simulés de fréquence de -200, -100, -50, 50, 100 et 200mHz ; et • Test 8h sur fréquence réelle mesurée	Tests sur échelons simulés de -200 et +200mHz[13]
Critères de participation pour les batteries	Le groupe de travail services système avait étudié en 2013 - 2014 les critères de gestion de stock acceptables pour les installations à stock limité, sans conclure. Les règles services système ne contiennent donc pas d'exigences concernant les installations à stock d'énergie limité. En effet il a été retenu d'expérimenter la participation de telles installations avant de définir les critères pertinents. RTE accompagne des acteurs voulant faire participer des batteries à la réserve primaire dans le cadre de projets de type « réseau intelligent »	Les GRT de la FCR cooperation travaillent à la définition de règles communes de participation des batteries. Les règles pour l'Allemagne sont les suivantes : lien (en allemand)
Gestion de l'énergie de réglage	L'énergie de réglage fournie ou absorbée par une installation fait l'objet :	L'énergie de réglage ne fait pas l'objet de traitement. Celle-ci s'apparente donc à de l'énergie intervenant dans le calcul d'écart

[13] lien

	• D'un flux financier entre le responsable de réserve et RTE ; et • De neutralisation de l'écart du responsable d'équilibre de l'installation	du responsable d'équilibre de l'installation. Elle est donc implicitement valorisée au prix de règlement des écarts.
Contrôles et pénalités	Deux familles de contrôles sont systématiquement réalisées : • Les contrôles déclaratifs : RTE vérifie que chaque acteur met suffisamment de réserve à disposition • Les contrôles de performance : RTE vérifie que les réserves mises à disposition ont les performances requises Les pénalités associées sont les suivantes : • Pour le contrôle déclaratif, la pénalité s'élève au prix régulé auquel s'ajoute le prix spot • Pour le contrôle des performances, la pénalité s'élève au prix régulé	Les contrôles ne sont pas systématiquement réalisés. Les pénalités s'élèvent à dix fois le prix de l'offre.
Responsabilité de la défaillance	En cas de déficit en services système, RTE peut reconstituer les services système par le biais d'offres spécifiques sur le mécanisme d'ajustement. Pendant la fenêtre opérationnelle, seul RTE a la responsabilité de la reconstitution. Au delà de la fenêtre opérationnelle, les acteurs peuvent mettre à jour leurs déclarations de fourniture de réserve, et s'échanger des réserves de gré à gré. RTE attribue une pénalité à l'acteur présentant une défaillance.	Chaque acteur doit disposer d'un « back-up » au sein de son portefeuille en cas de défaillance. Le « back-up » peut être déclaré au sein du portefeuille d'un autre acteur.
Echange de réserve entre acteurs	Autorisé, via le dispositif de notification d'échange de réserve	Non permis

3.2 Analyse des différences

L'analyse suivante peut être menée sur les différentes règles de marché :

Différence	Analyse
Critères de certification	Il apparait que les tests de certification sont plus poussés en France qu'en Allemagne. Cependant ces différences paraissent mineures
Critères de participation pour les batteries	RTE prévoit d'introduire des critères de participation pour les batteries. Il semble opportun de considérer les critères introduits en Allemagne, s'ils s'avèrent être pertinents.
Gestion de l'énergie de réglage	Les flux financiers entre le GRT et l'acteur pour l'énergie de réglage sont comparables entre la France et l'Allemagne. En effet, puisque le prix de l'énergie de réglage en France est identique à la hausse et à la baisse, et que la fréquence est centrée sur 50 Hz dans le temps, le flux financier lié à l'énergie de réglage est proche de 0. En Allemagne la valorisation est implicitement effectuée au prix de règlement des écarts qui est lui aussi identique à la hausse comme à la baisse (« pur single price »), le flux financier lié à l'énergie de réglage est donc aussi proche de 0. Ces phénomènes ont été confirmés par des simulations[14]. Ainsi, les GRT de la coopération et RTE estiment que cette différence ne présente pas de problème de concurrence entre acteurs. Il convient de souligner qu'en cas de prix de règlement des écarts non « pur single price », la rémunération implicite de l'énergie au prix de règlement des écarts induirait une perte pour l'acteur offrant la flexibilité. De plus, il convient de souligner le lien entre ce sujet et la possibilité en France pour les opérateurs de flexibilité d'opérer sans accord du responsable d'équilibre du site.
Contrôles et pénalités	Les situations sont assimilables à deux philosophies distinctes : d'un côté des contrôles systématiques et des pénalités modérées, d'un autre des contrôles rares et des pénalités conséquentes. On peut estimer que les espérances de pénalité sont comparables entre les deux modèles. RTE estime que les modalités techniques de contrôle des performances en vigueur en France pourraient à terme être étendues aux autres pays (comme cela a déjà été réalisé en Norvège)
Responsabilité de la défaillance	Dans les deux modèles, les acteurs sont financièrement responsables de leurs défaillances. Cependant la performance économique de la décentralisation de la constitution de capacités de secours semble questionnable. De plus elle pourrait être de nature à défavoriser la participation de nouveaux entrants.
Echange de réserve entre acteurs	La possibilité de pouvoir échanger des réserves entre acteurs doit permettre en théorie une optimisation plus fine, et une gestion des défaillances plus performante qu'en l'absence de cette possibilité. Cette différence n'a pas été jugée problématique par les GRT de la coopération. En revanche le point de vue des acteurs de marché de la FCR cooperation n'est pas connu de RTE.

[14] On observe de très légères corrélations entre la fréquence et le prix spot en France, et le prix de règlement des écarts en Allemagne.

Il est à noter qu'en cas d'harmonisation, pour chaque point spécifique, l'issue de l'harmonisation est inconnue.

RTE estime que les différences de règles de marché sont acceptables et qu'elles n'induisent pas de problème de concurrence notable entre les acteurs des différents pays. En cas de participation à la FCR cooperation dans l'état actuel des différences, RTE œuvrera à l'harmonisation progressive en lien avec ses homologues et les régulateurs concernés.

Question 3 : Certaines différences vous semblent elles problématiques ? Si oui pourquoi ?

Question 4 : La résolution des différences est-elle un prérequis au couplage des marchés de réserve primaire, ou est-ce acceptable de travailler à les résoudre dans un second temps une fois couplés ?

Question 5 : Avez-vous identifié d'autres éléments non abordés importants ?

Question 6 : Certaines dispositions des règles de marché françaises vous semblent elles particulièrement importantes à conserver ?

4. PERTINENCE POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS DE REJOINDRE LA FCR COOPERATION

4.1 Analyse de la pertinence

La participation de RTE à la FCR cooperation présenterait les avantages suivants :

- La possibilité pour le système électrique français d'importer de la réserve primaire plutôt que de la fournir quand cela est économiquement pertinent,
- L'accès à un marché de réserve primaire d'environ 1,3 GW pour les offreurs de flexibilité français, c'est-à-dire la possibilité d'exporter si les capacités françaises sont plus compétitives que celles des autres pays,
- La participation à un projet pilote qui couvrirait alors quasiment la moitié de la zone continentale synchrone, offrant à l'ensemble des acteurs du système électrique français la possibilité d'intervenir dans le design de la solution qui pourrait à terme s'étendre à une grande partie de la zone synchrone,
- L'augmentation de la concurrence sur le marché de la réserve primaire,
- L'obtention d'un signal prix public permettant de guider l'investissement, dans un contexte de diminution anticipée de la participation des groupes conventionnels,
- Un pas en avant vers la mise en œuvre d'un marché européen harmonisé pour l'équilibrage devant permettre à l'Europe une diminution du coût de son système énergétique.

Question 7 : Partagez vous l'intérêt de la participation de RTE à la coopération ?

La FCR cooperation a été présentée en détail au chapitre 2.

Les travaux menés dans le groupe de travail services système fréquence ont permis d'identifier que la fréquence d'appel d'offres hebdomadaire pouvait être considérée comme trop courte, ou trop longue :

- les acteurs disposant notamment de sites de soutirage indiquent qu'une vision à long terme (mensuel, annuel) est préférable étant donné la complexité à mettre en œuvre de fréquentes modifications ;
- les acteurs disposant notamment d'installations hydrauliques fil de l'eau ainsi que les acteurs disposant de CCG indiquent qu'ils ne disposent pas de prévisions assez fines une semaine auparavant quant à la disponibilité de leurs capacités, ou vis-à-vis de leurs coûts d'opportunités.

Il est à noter que si une modification de la fréquence d'appel d'offres devait intervenir au sein de la FCR cooperation, il s'agirait d'un passage à une contractualisation journalière, et non à une contractualisation mensuelle.

Question 8 : Une fréquence d'appel d'offres hebdomadaire vous parait elle acceptable ? Préféreriez-vous une contractualisation journalière ou hebdomadaire ?

En ce qui concerne la taille du produit actuellement à 168h base dans la FCR cooperation, les travaux menés dans le groupe de travail services système fréquence ont conduit à suggérer l'introduction de produits peak et off-peak en cas de maintien de la fréquence hebdomadaire de contractualisation.

Question 9 : Le produit base 168h est-il acceptable ? Préfèreriez vous le maintien du produit base 168h ou l'introduction de produits peak off-peak ?

Si la fréquence ou le produit de la coopération ne permettaient pas une participation optimale de tous les types d'installations par le marché primaire en France, il conviendrait de s'assurer que l'optimisation fine puisse s'effectuer par le marché secondaire. Cependant, les GRT de la coopération estiment que la mise en œuvre d'échanges de réserves transfrontaliers entre acteurs présente peu d'utilité et est relativement complexe à mettre en œuvre.

Question 10 : Estimez-vous problématique l'absence de perspectives d'échanges de réserves transfrontaliers entre acteurs ?

Question 11 : En l'absence de perspectives transfrontalières liées à la mise en place d'un marché secondaire venant en complément de l'appel d'offres, identifiez- vous des pistes d'amélioration du marché secondaire français ?

Par ailleurs, au sein de la coopération, existent des pays pour lesquels seuls les produits divisibles sont autorisés et d'autres pour lesquels les offres indivisibles sont possibles. Les GRT de la coopération s'inquiètent de l'augmentation potentielle du nombre de situation de decoupling en cas d'introduction de produits indivisibles en France. RTE ne dispose pas d'éléments quantitatifs sur ce sujet. Par ailleurs, à la connaissance de RTE il n'existe pas de feuille de route pour la résolution de ces situations.

Le caractère indivisible du produit présente l'avantage de pouvoir refléter des contraintes physiques ainsi que des coûts de démarrage dans les offres. D'un autre côté, l'introduction d'offres indivisibles peut, dans certains cas, conduire à ce que des offres divisibles soient rejetées de manière paradoxale (offres inférieures au prix marginal), conduisant ainsi à une situation pouvant être perçue comme inéquitable par l'offreur rejeté de manière paradoxale, ainsi qu'une perte de représentativité du signal prix issu de l'appel d'offres.

Question 12 : L'absence de caractère indivisible du produit est-elle acceptable ? Les avantages des offres indivisibles vous semblent ils dépasser leurs inconvénients ?

Les offres au sein de la coopération sont symétriques. Ainsi les acteurs présentant des capacités dissymétriques devraient les agréger soit au sein de leur portefeuille soit entre acteurs pour qu'elles puissent être valorisées.

Question 13 : L'absence de produits dissymétriques est elle acceptable ?

Au sein de la coopération, la rémunération s'effectue au prix de l'offre. Si théoriquement la rémunération au prix marginal peut faire sens dans certaines situations, RTE estime que cela n'est pas opportun de la considérer dans un marché naissant, avant une certaine période de stabilisation.

Question 14 : La rémunération au prix de l'offre vous parait-elle acceptable ?

La règle de partage des coûts de contractualisation entre GRT au prorata des coûts totaux, conduit à niveler entre pays les coûts de contractualisation. Cette situation pourrait être considérée comme avantageuse pour les pays importateurs et désavantageuse pour les pays exportateurs. Cette règle de partage des coûts est à considérer avec l'élaboration de la structure tarifaire, dans la mesure où la CRE a proposé un scénario dans lequel la différence de coût de contractualisation par appel d'offres par rapport à la rémunération régulée pourrait être renvoyée aux producteurs.

Question 15 : La règle actuelle de partage des coûts de contractualisation entre GRT vous parait-elle acceptable ? Sinon quels principes importants devraient selon vous guider son évolution ?

Il n'existe actuellement pas de processus de concertation, consultation, approbation commun dans la coopération. Le processus d'évolution de la coopération et les interactions entre acteurs de marché, GRT et régulateurs entre pays ne sont pas définis. Il pourrait être envisagé de créer un tel processus commun, en cohérence avec le projet de code « electricity balancing ». Les évolutions de la coopération pourraient alors être concertées et consultées conjointement par les GRT auprès des acteurs de marché et approuvées par les régulateurs à une maille supranationale.

Question 16 : L'absence d'une structure de concertation / approbation commune de la coopération vous parait-elle acceptable ?

La prochaine question se veut être la synthèse des questions précédentes :

Question 17 : Au vu des éléments présentés accepteriez vous que RTE rejoigne la coopération en l'état ?

De manière à appréhender le degré de criticité des différents éléments présentés précédemment, un classement des préoccupations par ordre d'importance serait utile.

Question 18 : Pouvez-vous classer par ordre d'importance décroissant vos trois demandes de modification que vous jugez les plus importantes ?

Enfin, il convient d'établir le degré de tolérance quant à la certitude de la réalisation d'étude autour des évolutions souhaitées.

Question 19 : Certains éléments doivent-ils être selon vous obligatoirement traités avant la participation de RTE à la coopération ? Un engagement d'étude dans un délai adéquat serait-il dans ce cas suffisant pour rejoindre la coopération en l'état ?

4.2 Quelles alternatives en cas d'inadéquation ?

En cas d'inadéquation du système électrique français avec les modalités actuelles de la FCR cooperation, trois scénarios alternatifs peuvent être identifiés : (i) le maintien du dispositif de prescription actuel, (ii) la mise en place d'un appel d'offres national, (iii) ou la mise en place d'un appel d'offres transfrontalier sur d'autres frontières.

Si la mise en place d'un appel d'offres transfrontalier sur d'autres frontières semble, dans ce cas la meilleure alternative puisque permettant l'optimisation à une maille plus large de la maille nationale, RTE ne dispose pas de certitude concernant le fait que cette solution puisse voir le jour.

Concernant un potentiel appel d'offres national, RTE doute que cette possibilité constitue une solution plus performante, sur le plan économique, que le système actuel de prescription adossé au marché secondaire de gré à gré. En effet, le système actuel de prescription au prorata des puissances programmées des groupes aptes, permet la participation effective de tous les groupes de production aptes avec une résolution de 30 minutes. Les pré-requis pour l'obtention d'une performance a minima similaire pour un appel d'offres national serait la faculté de toutes les installations aujourd'hui aptes à participer efficacement à cet appel d'offres. Cependant le scénario privilégié dans le cadre du groupe de travail services système repose sur un appel d'offres journalier se déroulant avant le marché spot (scénario A tel que décrit ci-après), conduisant à des incertitudes sur les pertes d'opportunités des groupes marginaux, et donc à des risques d'inefficacités du mode de constitution.

Par ailleurs un appel d'offres national pourrait avoir un effet redistributif non négligeable entre les différents acteurs du système électrique français. L'opportunité de cette redistribution reste questionnable notamment dans la situation spécifique concurrentielle du marché de réserve primaire français.

Question 20 : Partagez-vous l'analyse de RTE ?

Dans l'hypothèse où la mise en œuvre d'un appel d'offres national serait malgré tout décidée, plusieurs scénarios de mise en œuvre ont été identifiés dans le cadre du groupe de travail services système fréquence :

- Scénario A : Appel d'offres quotidien se déroulant le matin du J-1 aux alentours de 11h, basé sur des produits 4 h sans liens temporels,
- Scénario B : Appel d'offres quotidien se déroulant en début d'après midi du J-1 aux alentours de 13h30, basé sur des produits 1h sans liens temporels,
- Scénario C : Appel d'offres hebdomadaire basé sur des produits peak et off-peak.

Le scénario B présente l'avantage de la connaissance des résultats du spot, conditionnant le démarrage des installations marginales, mais contraint les processus d'optimisation des grands parcs. Le scénario A reflète la temporalité actuelle des échanges entre acteurs, et profite d'une fine connaissance des prévisions de fourniture pour les groupes hydraulique. Enfin le scénario C présente l'avantage d'une mise en œuvre opérationnelle simplifiée.

Question 21 : Dans l'hypothèse où la mise en œuvre d'un appel d'offres national serait malgré tout décidée, quel scénario devrait selon vous être retenu ?

5. MODALITES DE MISE EN ŒUVRE

Le dépôt des offres pour l'appel d'offres transfrontalier de réserve primaire s'effectuerait via la plateforme www.regelleistung.net. RTE demanderait au préalable la traduction en français des sections relatives à contractualisation de réserve primaire.

Question 22 : Soutenez-vous l'utilisation de la plateforme existante www.regelleistung.net ou préfèreriez vous que RTE mette à disposition une plateforme spécifique pour la France ?

RTE étudie avec les GRT de la coopération une date de mise en œuvre au 1er janvier 2017.

Question 23 : Cette date de mise en œuvre au 1er janvier 2017 vous parait-elle réalisable ?

Question 24 : Si la coopération devait évoluer X mois après le 1er janvier 2017 pour prendre en compte votre demande principale, préfèreriez vous que RTE rejoigne la coopération au plus tôt, ou à l'occasion de cette évolution ? Cette réponse dépend-elle de la valeur de X ?

En cas de dysfonctionnement de l'appel d'offres transfrontalier, chaque GRT est responsable de la mise en place d'une procédure de « fallback » pour la constitution des réserves primaire. Les dysfonctionnements peuvent être liés à des problèmes informatiques mais aussi en cas d'insuffisance d'offres déposées. Dans ces cas, RTE propose l'annulation de l'appel d'offres, le « decoupling » de la France et le retour à la prescription pour la période sur laquelle porte le dysfonctionnement. En effet, les responsables de réserve et RTE disposent d'un système d'information adapté et éprouvé actuellement au dispositif de prescription, et qui continuera selon toute vraisemblance d'être utilisé pour la constitution des réserves secondaire. L'alternative consisterait à organiser une seconde enchère et à développer une plateforme d'appel d'offres nationale, ce qui apparait vu d'aujourd'hui comme une solution non pragmatique. Les situations de « fallback » seraient analysées en détail au sein du groupe de travail services système si celles-ci devaient se présenter.

Question 25 : partagez vous la proposition de RTE concernant le dispositif de « fallback » à savoir l'utilisation du dispositif actuel de prescription ?

Il convient ensuite d'analyser les modalités de mise à disposition des capacités constructives prévues par le Code de l'énergie. Certains acteurs ont indiqué qu'une obligation de participation à l'appel d'offres à hauteur de la somme des volumes des capacités constructives pouvait être complexe à mettre en œuvre. RTE propose que la participation à l'appel d'offres transfrontalier soit optionnelle. Si une insuffisance d'offres devait conduire à une situation de « fallback », le retour au dispositif de prescription s'appuierait alors sur l'obligation de mise à disposition des capacités constructives. Par ailleurs, la mise à disposition des capacités constructives se matérialiserait aussi via le dépôt d'offres implicites sur le mécanisme d'ajustement. RTE continuerait d'avoir accès à ces offres pour gérer les situations de déficits en services système.

Question 26 : partagez vous la proposition de RTE concernant le caractère optionnel de la participation à l'appel d'offres transfrontalier couplé à la mise à disposition des capacités constructives via le mécanisme d'ajustement et la procédure de fallback via le dispositif de prescriptions ?

Enfin, la mise en place d'un appel d'offres conduirait à réinterroger le régime d'indemnité associé, dans la mesure où le régime actuel est fortement lié au dispositif actuel de prescriptions (indemnité élémentaire pleine fonction de la rémunération régulée, et existence d'indemnité élémentaires réduites). L'évolution de ce régime d'indemnité sera étudiée dans le cadre du groupe de travail services système au printemps 2016 pour l'élaboration des règles services système v4.

Question 27 : Identifiez-vous des points importants à prendre en compte dans l'évolution de ce régime d'indemnités notamment en lien avec le projet d'appel d'offres transfrontalier de réserve primaire ?