Réponse d'ENGIE

Dans le cadre de l'appel à contributions du 27 novembre 2015 relatif à la constitution des réserves primaire par appel d'offres transfrontalier

18 décembre 2015

Préambule

En introduction aux réponses formulées dans le document présent, voici les éléments fondamentaux qui ont guidés les différentes positions de ENGIE. Le Network code on electricity balancing de l'ENTSO-E précise que les GRT devront se procurer les réserves via un mécanisme fondé sur le marché non discriminatoire, objectif, transparent, limitant les barrières à l'entrée, accroissant les échanges possibles. ENGIE rappelle être avant tout en faveur d'un marché primaire transfrontalier pour la fourniture des services de réserve primaire et secondaire conformément au network code. Le groupe de travail lancé par RTE en automne 2015, et les négociations sur le prochain tarif d'utilisation du réseau pour 2017 sont une opportunité pour le système électrique français d'intégrer la coopération dès janvier 2017.

Le modèle de prescription actuel en vigueur dans la zone de gestion de RTE rend difficilement compatible les échanges entre les GRT voisins (incertitude des renouvellements des accords entre GRT sur la réserve primaire), différencie les acteurs obligés (les Groupes de Production) et les acteurs non-obligés (les sites de soutirage), et ne permet pas de révéler le vrai coût du service.

ENGIE salue le souci de RTE d'étudier en priorité l'évolution du mode de constitution de la réserve primaire afin de rejoindre la coopération dès janvier 2017, et remarque que RTE pourra étudier, dans un second temps, l'évolution sur la réserve secondaire avec la même diligence et le même souci d'aboutir.

ENGIE est en faveur de l'intégration de RTE à la coopération en l'état en janvier 2017. L'année 2016 pourra être employée à la mise en œuvre au niveau de la coopération d'un produit différencié peak-off peak, ou la mise en œuvre d'un processus d'agrégation par RTE de produits peak-off peak proposés par les acteurs en France, en des produits base 168h divisible qui seraient ensuite offert au niveau de la coopération.

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

ENGIE est en faveur d'un marché primaire pour la fourniture de réserve primaire et secondaire, et souhaite un marché le plus large possible afin de constituer les réserves à un coût optimal.

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 ?

Le mécanisme de prescription actuel diminue la compatibilité des échanges avec les pays voisins, et réduit la possibilité à de nouveaux acteurs à proposer les services de réglage. Or ENGIE partage le constat de RTE sur la concentration des capacités de réserve primaire et secondaire en France. C'est pourquoi le mode de constitution de la réserve primaire et secondaire devra être compatible avec un mécanisme de marché le plus large possible offrant la possibilité à de nouveaux acteurs en France et à des acteurs dans les pays voisins d'y participer.

ENGIE remarque que des initiatives aux échelles nationales et internationales existent pour la réserve primaire, mais aussi pour la réserve secondaire. Il est nécessaire de prévoir un calendrier d'évolution pour la réserve secondaire. RTE souligne que certains groupes de production présentent des contraintes couplant techniquement la fourniture de réserve primaire et de réserve secondaire. ENGIE remarque que, dans le cadre d'une constitution des réserves par appel d'offres, chaque acteur sera libre d'offrir ses capacités de réserve à un prix prenant en compte ses coûts et ses contraintes.

Néanmoins, dans la perspective d'une intégration à la coopération en janvier 2017, ENGIE est en faveur de traiter en priorité l'évolution du mode de constitution de la réserve primaire.

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

Les différences présentées ne semblent pas être problématiques. L'ensemble des critères a une cohérence interne propre à chaque GRT.

Les critères de participation pour les batteries, en vigueur en Allemagne, seront problématiques si elles sont appliquées en France, sans cohérence avec les autres critères propres à RTE. Tout d'abord, en Allemagne, les batteries peuvent être intégrées à une entité de réserve contenant des groupes de production, alors que ce n'est pas autorisé en France. Ensuite, dans le cas d'une batterie seule, en Allemagne, la batterie doit être toujours en mesure de fournir sa capacité de réserve pendant 30 minutes. Or les performances minimales attendues pour proposer une capacité de réserve primaire en France spécifient un maintien minimal de la fourniture de puissance de 15 minutes. Au-delà de 15 minutes, le déséquilibre entre la production et la consommation est pris en charge par les réserves secondaire, et tertiaire. Ainsi ajouter, aux règles déjà existantes, le critère d'un maintien minimal de la fourniture de 30 minutes pour les batteries n'est pas envisageable et est en contradiction avec l'article 156.9 de la dernière version du code LFCR (version de Novembre 2015): *« For the CE and Nordic synchronous areas, each FCR provider shall ensure that the FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are continuously available during normal state. For the CE and Nordic synchronous areas, during the alert state, each FCR provider shall ensure that the FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for at least 15 minutes or, in case of frequency deviations that are smaller than a frequency deviation requiring full FCR activation, for an equivalent length of time. »*

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

La résolution des différences n'est pas un pré requis au couplage des marchés de réserve primaire et il est acceptable de travailler à les résoudre, dans un second temps, le cas échéant.

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

Non.

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

La possibilité de pouvoir échanger des réserves entre acteurs permet une optimisation des capacités de réglage en France, et favorise l'entrée des nouveaux acteurs comme les sites de soutirage. Selon ENGIE, cette disposition doit être conservée.

Les performances minimales requises pour proposer une capacité de réserve primaire doivent être conservées, et notamment la durée minimale de maintien de la fourniture de puissance lors d'une excursion de fréquence en vigueur en France, soit 15 minutes.

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

ENGIE est favorable à la participation de RTE à la coopération.

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

La fréquence d'appel d'offre hebdomadaire telle qu'elle est en vigueur dans la FCR cooperation est acceptable pour ENGIE. Par ailleurs, ENGIE n'est pas opposé à un passage à une contractualisation journalière dans le cas d'une modification éventuelle à venir.

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 ?

Offrir une capacité de réserve primaire à partir d'un groupe de production CCG selon un produit base 168h divisible implique la nécessité de prendre en compte le coût de must run dès le premier MW offert, pénalisant la totalité de l'offre. RTE ne pourrait pas bénéficier des capacités de réserve primaire des CCG au prix de marché optimal.

Ainsi ENGIE est favorable à l'introduction au niveau de la cooperation de produits peak-off peak, semaine-weekend, jours ouvrés-jours fériés. Dans le cas où la modification du produit unique n'est pas réalisée en 2017, la solution alternative suivante peut être mise en oeuvre pour les acteurs en France :

- Les acteurs réalisent leurs offres avec des produits différenciés : peak-off peak, semaine-weekend, jours ouvrés-jours fériés.
- RTE agrège ces offres selon un produit base divisible 168h, et proposent les offres agrégées au marché de la coopération.

Cette solution alternative permet de ne pas modifier le produit unique en vigueur dans la coopération, et de respecter les spécificités des parcs des acteurs en France.

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

L'absence de perspectives d'échanges de réserves transfrontaliers entre acteurs n'est pas optimale. Cependant ENGIE n'estime pas cette problématique rédhibitoire. La possibilité d'échanges de réserves transfrontaliers entre acteurs peut être étudiée avec ceux des GRT de la coopération prêts à les mettre en œuvre.

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 ?

La piste du marché secondaire organisé a été étudiée, aboutissant à son abandon en 2015.

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

ENGIE accepte l'absence de caractère indivisible des produits sous réserve que les acteurs en France puissent proposer au minimum des produits peak-off peak (cf question 9).

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

ENGIE accepte l'absence de produits dissymétriques dans un premier temps.

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

ENGIE est en faveur d'une rémunération au prix marginal, mais accepte, dans un premier temps, une rémunération au prix de l'offre.

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 ?

ENGIE rappelle être en faveur du financement des coûts de contractualisation par le TURPE.

ENGIE accepte la règle proposée de partage des coûts entre GRT. En effet, le prix régulé actuel en France ne reflète pas les coûts réels supportés par les producteurs. L'intégration du système électrique à la coopération ajustera le coût de constitution de la réserve primaire en France au marché européen. Le prix de marché sera alors le résultat des offres proposées par une base d'actifs plus larges, ce qui est de nature à limiter sa volatilité et donc les risques quant ou coût de constitution à venir.

Les principes guidant l'évolution du partage des coûts de contractualisation entre GRT devraient être le développement d'un marché non discriminatoire, objectif, et liquide.

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

ENGIE est favorable à la transparence sur l'évolution de la coopération et sur les interactions entre acteurs de marché, GRT et régulateurs des pays concernés. Une structure commune peut être envisagée. Dans un premier temps, l'absence d'une structure de concertation commune de la coopération est acceptable.

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

ENGIE est favorable à la participation de RTE à la coopération en l'état au vu des éléments présentés, sous réserve d'une visibilité sur la mise en œuvre d'un produit différentié, a minima peak-off peak, à terme. En effet, le produit unique divisible base 168h n'est pas favorable à la compétitivité des offres réalisées à partir des CCG en France. 2016 pourrait être consacré à la mise en œuvre d'une solution alternative prenant en compte les spécificités des parcs des acteurs en France (cf question 9).

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

Les trois demandes de modification, classées par ordre d'importance, sont les suivantes pour ENGIE :

1- La possibilité de proposer des offres peak-off peak au niveau de la coopération, ou au niveau des acteurs en France,
2- La possibilité de réaliser des échanges transfrontaliers de réserves entre acteurs au niveau de la coopération, ou au niveau des zones où les GRT y sont favorables,
3- Le passage à une rémunération au prix marginal.

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 ?

L' élément à traiter obligatoirement avant la participation de RTE à la coopération est la possibilité de proposer des produits différentiés, a minima peak-off peak. La visibilité sur sa mise en œuvre, suite à son étude, est suffisante pour rejoindre la coopération en l'état.

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

RTE étudie 3 alternatives possibles : le maintien du mécanisme de prescription actuel, la mise en place d'un appel d'offres national, la mise en place d'un appel d'offres transfrontaliers sur d'autres frontières.

Aucune des trois alternatives ne peut être une cible satisfaisante. Le mécanisme de prescription actuel ne permet pas de révéler le prix de marché, ne facilite ni les échanges transfrontaliers (incertitude sur la reconduction des accords entre TSO) ni la participation des nouveaux acteurs, notamment les sites de soutirage.

Afin de faire évoluer le mode de constitution des réserves primaires vers un mécanisme par appel d'offres, l'alternative prioritaire doit être la mise en place d'un appel d'offre transfrontalier avec des pays voisins. RTE et Elia ont déjà expérimenté un accord bilatéral permettant aux acteurs en France de participer à l'appel d'offre mensuel d'Elia. Ce dispositif pourrait être étendu et approfondi, en veillant à sa compatibilité pour une interaction et/ou intégration à la coopération.

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 ?

Dans le cadre d'un appel d'offre national, ENGIE rappelle que cet appel d'offre pourra aussi concerner la réserve secondaire. RTE propose 3 scenarios :

- 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.

Dans le scénario A, ENGIE est favorable à un appel d'offres quotidien dont le résultat serait connu avant 10h. Un appel d'offre se déroulant à 11h arrive trop tard pour prendre en compte correctement son résultat dans les opérations quotidiennes de marché. Dans le scénario B, ENGIE est favorable à une appel d'offre se déroulant préférentiellement après 14h. Quant au scénario C, le plus proche du mécanisme de la coopération, il peut s'inscrire dans une démarche vers l'intégration à la coopération, selon ENGIE. Il paraît être le plus facile à mettre en œuvre, et le plus compatible avec des échanges avec la coopération.

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 ?

ENGIE soutient l'utilisation de la plateforme existante **www.regelleistung.net**

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

Les études à mener ainsi que la mise en œuvre d'un logiciel d'optimisation entre GRT n'ont pas fait l'objet d'une information en GT. Dans le cadre de la participation à la coopération avec un produit unique divisible 168h base, ENGIE sera prêt à la date indiquée par RTE.

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 ?

ENGIE n'a pas d'objection bloquante quant à la participation de RTE à la coopération au 1er janvier 2017. La prise en compte de produits peak-off peak peut être étudiée en 2016 pour une mise en œuvre en 2017.

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

De l'aveu de RTE, les cas de fallback sont liés à des problèmes informatiques et des cas d'insuffisance d'offres déposées. ENGIE note que le cas d'un nombre insuffisant d'offres n'a jamais été observé.

L'occurrence du recours au dispositif de fallback est faible. Ainsi, pour ENGIE, dans un premier temps, le dispositif de fallback proposé par RTE convient. Néanmoins, si le recours à ce dispositif arrive plus d'une fois par an, il sera nécessaire de prévoir un mécanisme de marché pour le fallback. Une seconde enchère pourrait être proposée à l'ensemble des acteurs en les invitant à réaliser un nombre supérieur d'offres.

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 ?

ENGIE accepte le caractère optionnel de la participation à l'appel d'offres transfrontaliers.

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 ?

Le régime d'indemnité en vigueur n'est pas un obstacle au projet d'appel d'offres transfrontaliers de réserve primaire :il n'est pas certain que les différences de régime d'indemnité créent des différences de compétitivité significatives entre les acteurs. Ce point pourra être suivi dans un deuxième temps, une fois l'intégration à la coopération réalisée.