

Réponse de Direct Energie à la consultation de la CRE du 16 décembre 2016 sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français**1. Articulation des marchés court-terme**

Q1 : Etes-vous favorable à la proposition de RTE de fixer le délai de neutralisation (et donc le guichet de programmation et le guichet d'échanges infra journaliers transfrontaliers) à une heure avant le début de la livraison physique ? Pensez-vous qu'à terme il sera nécessaire de réduire le délai de neutralisation en dessous d'une heure avant le début de la livraison physique ?

Le projet de règlement Balancing prévoit, en l'état, d'interdire tout recouvrement entre les actions des responsables d'équilibre pour l'équilibre de leur périmètre et les actions des GRT pour l'équilibrage du réseau. Si une fenêtre opérationnelle courte permet aux acteurs de marché de s'équilibrer au plus juste (et donc théoriquement de réduire les actions de rééquilibrage à mener par les GRT), elle réduit le temps offert au GRT pour équilibrer le système ce qui pourrait le conduire à devoir contractualiser d'avantage de réserves¹.

En l'absence d'études quantitatives sur le sujet, il n'est pas évident que la proposition de RTE de conserver une fenêtre opérationnelle supérieure à 1h, alors que les marchés intrajournaliers permettent déjà actuellement des actions de rééquilibrage dans des délais plus courts (H-30min), corresponde à l'optimum entre ces deux paradigmes :

- liberté laissée aux acteurs d'équilibrer leur périmètre au plus proche du temps réel, en cohérence avec le renforcement des incitations pesant sur les RE,
- gestion mutualisée par les GRT des déséquilibres par recours à la contractualisation de réserve.

Direct Energie se prononcera donc sur ce sujet lors de la publication d'études (prévues dans le livre blanc de RTE) permettant d'objectiver ce choix.

Q2 : Etes-vous en accord avec la proposition de RTE d'aligner le nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers sur le pas de règlement des écarts, lors de son éventuel passage à 15 minutes ?

Direct Energie est en accord avec cette proposition.

Q3 : D'ici l'éventuelle réduction du pas de règlement des écarts à 15 minutes, pensez-vous qu'il faille mettre en œuvre un guichet infra journalier transfrontalier toutes les 30 minutes, aux frontières où des produits d'une durée de 30 minutes sont déjà proposés ? Si oui, êtes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE (instruction en 2017 et mise en œuvre en 2018) ?

¹ pouvant potentiellement distordre la formation des prix de marché

Direct Energie est favorable à cette proposition en ce qu'elle permettra d'accroître la liquidité du marché infra-journalier.

Q4 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.1 ?

Direct Energie n'a pas de remarques complémentaires.

2. Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves

Q5 : Etes-vous favorable au maintien du modèle marges tel que proposé par RTE en France ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour reconstituer les marges en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?

Q6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE visant à renforcer la transparence du modèle marges ? Quelles propositions concrètes pourriez-vous émettre en ce sens ?

Direct Energie est favorable au maintien du modèle de marges mis en œuvre aujourd'hui par RTE, tout en soulignant la nécessité d'accroître la transparence autour des actions menées par RTE pour cause « marge », d'autant plus si, de ce fait :

- certaines offres d'ajustement peuvent être amenées à être filtrées
- RTE recourt à des produits spécifiques plutôt qu'à des produits standards.

Q7 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas retenir les deux recommandations de Microeconomix proposées par RTE dans les priorités à traiter dès 2017 ?

Q8 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.1 ?

Direct Energie n'a pas de remarques complémentaires.

Q9 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à ne pas faire évoluer le dispositif de programmation tel que proposé par RTE, sauf pour décliner l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 prise en application de l'article 119 de la LTECV ? Dans le cas contraire, êtes-vous favorable à la proposition de RTE de traiter ces sujets (extension du dispositif et réduction du pas de programmation, extension de l'obligation d'offrir la puissance disponible) en 2017 et 2018 ?

Direct Energie n'est pas défavorable à la réduction du pas de programmation de 30 à 5 min (y compris pour les acteurs participant au MA), tant que le dispositif de programmation reste non engageant. Si l'obligation de programmation peut effectivement être étendue aux fournisseurs pour leurs effacements (et aux opérateurs d'effacements certifiés), Direct Energie s'oppose à ce que le dispositif leur impose de fournir à RTE leurs prévisions de consommation globale (« programmation de la fourniture »), ce rôle incombant à RTE à la maille de son réseau.

Q10 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.2 ?

Direct Energie n'a pas de remarques complémentaires.

3. Coordination entre équilibrage et gestion des flux sur le réseau

Q11 : Etes-vous favorable au maintien d'une gestion intégrée entre l'équilibre offre-demande et les flux sur le réseau, ainsi qu'à l'absence de segmentation des offres déposées pour le mécanisme d'ajustement en fonction du besoin (équilibre offre-demande, réseau, marges...) ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour gérer les congestions locales en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?

Q12 : Estimez-vous que le processus en sept étapes décrit par RTE afin de gérer les contraintes réseau lors de l'échange d'énergie d'équilibrage sur des plateformes européennes est pertinent ?

Q13 : Pensez-vous qu'un mécanisme de compensation financière, pour les offres dans la préséance économique du mécanisme d'ajustement mais non activées pour cause de congestion, représente un dispositif approprié pour donner des signaux d'investissement aux acteurs ? Pensez-vous que des signaux de plus long terme seraient pertinents ? Si oui, lesquels ?

Q14 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.3 ?

Direct Energie est favorable au maintien d'une gestion intégrée de l'équilibrage et des congestions réseau, et à la possibilité pour RTE d'intervenir en amont de sa fenêtre opérationnelle. Comme pour les problématiques « marge », Direct Energie souhaite que la transparence sur ces actions soit accrue et que la problématique de la compensation financière des offres « filtrées » soit instruite.

4. Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre

La présentation de ces problématiques par RTE (et les services de la CRE) laisse accroire que les incitations à l'équilibrage véhiculées aux acteurs par le dispositif actuel (en particulier la matrice dual price) sont insuffisantes, ce qui n'a jamais été démontré. En particulier, Direct Energie considère :

- que la pénalisation des RE en écart est aujourd'hui suffisante et incitative (environ +/- 30% du prix spot)
- que le passage en matrice « single price » n'incitera plus² les RE à équilibrer leur propre périmètre mais à viser l'équilibre du périmètre de RTE³, ce qui donnera un avantage aux acteurs ayant les moyens d'anticiper les déséquilibres du système (par exemple parce que ce sont les leurs...), au détriment des autres.

Q15 : Si le pas de règlement des écarts était fixé à 15 minutes en Europe, seriez-vous favorable à la proposition de RTE consistant à mettre en œuvre ce changement à l'échéance la plus tardive possible?

Direct Energie est favorable à cette position.

En attendant une éventuelle évolution du pas de temps, Direct Energie rappelle son souhait, évoqué à de multiples reprises, de voir les modalités d'équilibrage en day-ahead (aujourd'hui 1h) être mises en cohérence avec le pas de temps de règlement des écarts (aujourd'hui 30 min).

² Contrairement à ce qui a pu être dit lors de l'atelier organisé par la CRE le 06/01/2017.

³ Pour autant que des actions non coordonnées de différents acteurs n'aboutissent pas à l'effet contraire à celui escompté.

Q16 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 la suppression du facteur k du prix de règlement des écarts afin d'aboutir à un prix de règlement des écarts unique « pur » (sans remettre en cause la neutralité financière de RTE vis-à-vis de ses activités d'équilibrage) ? Si non, pourquoi?

Direct Energie n'est pas défavorable à une réflexion sur les modalités de recouvrement des charges d'équilibrage, mais il serait nécessaire, avant de pouvoir statuer sur la suppression du facteur k, de disposer de plus de précisions sur un mécanisme alternatif.

Q17 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 le choix entre un prix de règlement des écarts égal au prix moyen pondéré ou au prix marginal de toutes les réserves ? Si vous êtes favorable au maintien d'un prix de règlement des écarts fixé au prix moyen pondéré, pour quelles raisons ce choix vous semble-t-il suffisamment incitatif ?

Q18 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.1 ?

Direct Energie estime qu'il est nécessaire de disposer de simulations avant de se prononcer sur la fixation du prix de règlement des écarts au prix moyen pondéré ou marginal de toutes les réserves.

En tout état de cause, Direct Energie souhaite qu'une réflexion soit menée concernant le calcul du prix des écarts dans les cas de curtailment lors de l'enchère day-ahead d'Epex : une part significative des volumes négociés à terme en France sont financiers si bien qu'en cas de curtailment, les acteurs doivent se procurer les volumes manquants sur les marchés infra-journaliers ou en dernier recours aux écarts. Il existe donc un risque sur ces volumes entre le prix maximal d'Epex (3000 €/MWh) et le prix de règlement de écarts maximum ($9999 \times 1.08 \approx 11000$ €/MWh), alors même que :

- ce dernier ne correspond qu'à une limitation arbitraire dans le SI de RTE pour le dépôt des offres d'ajustement,
- mais surtout, si les volumes nécessaires ne sont pas disponibles au niveau de prix max d'Epex (3000 €/MWh), il est totalement inutile de surpénaliser les acteurs aux écarts car cela ne créera aucune incitation complémentaire, surtout s'agissant de ceux qui ont déjà assuré leur juste niveau d'approvisionnement sur les marchés financiers.

Par ailleurs, des plafonds de prix aussi élevés sur le marché spot, et a fortiori sur le MA, sans lien avec les coûts réels des moyens de production, paraissent totalement incohérents avec la mise en place d'un mécanisme de capacité, qui vise précisément à assurer la sécurité d'approvisionnement sans compter sur le mauvais signal économique correspondant à ces pics de prix (capacity versus energy only market).

Q19 : En lien avec le renforcement des incitations des responsables d'équilibre, quelles informations supplémentaires souhaiteriez-vous que les gestionnaires de réseau partagent avec les responsables d'équilibre afin de les informer de l'état de leur périmètre ? Précisez le cas échéant les caractéristiques de ces données (maille d'agrégation des informations, fréquence de partage...) et le calendrier souhaité.

Q20 : Partagez-vous le point de vue de la CRE et de RTE selon lequel l'équilibrage d'une part et la reconstitution des flux et le profilage d'autre part doivent évoluer de façon coordonnée et faire l'objet d'analyses conjointes ?

Q21 : Concernant le profilage, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?

Q22 : Concernant la reconstitution des flux, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?

Q23 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.2 ?

Direct Energie reste favorable au système de profilage tel qu'il existe aujourd'hui et alerte sur le fait qu'une individualisation des profils par RE ou fournisseurs conduira à une dégradation de la prévisibilité des consommations, et donc à augmentation des besoins d'équilibrage par RTE, sans bénéfices associés : le foisonnement des erreurs de profilage permis par le coefficient de calage permet en effet à celui-ci d'être globalement bien prévisible, tandis que des prévisions sur des sous-ensembles (maille RE par ex.) seront mécaniquement moins justes.

Il convient toutefois de tirer parti de l'apport des compteurs communicants pour :

- raccourcir le processus de reconstitution des flux,
- améliorer les profils plus rapidement qu'aujourd'hui,
- créer de nouveaux profils permettant de développer de nouvelles offres, comme le profil « 10 index » qui permettra notamment de mesurer finement l'obligation de capacité des consommateurs et leurs droits ARENH.

5. Caractéristiques des produits standards

Q24 : Etes-vous favorable à l'utilisation d'un produit standard unique par processus ? En l'état actuel des discussions sur les caractéristiques de tels produits, serez-vous capable d'en offrir ?

Direct Energie y est favorable, sous réserve que ces produits standards permettent une liquidité suffisante.

Q25 : Pour chaque type de réserve, êtes-vous favorable à une forme identique entre les produits standards et les produits que les fournisseurs de services d'ajustement seront localement incités à livrer, comme proposé par la CRE ?

Q26 : En particulier, quelles seraient les caractéristiques (DMO notamment) des produits de réserve secondaire que vous souhaiteriez proposer sur la plateforme d'échange de réserve secondaire ? Etes-vous favorable à la mise en place d'une sélection des offres par préséance économique au niveau national ou régional avant la mise en place européenne de la plateforme d'échange de produits standards de réserve secondaire ?

Q27 : Etes-vous favorable au fait de devoir redéposer votre offre sur une autre plateforme vous-même ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à optimiser les interactions entre plateformes, si cela est techniquement possible, à moyen/long terme ?

Q28 : Etes-vous favorable au maintien de produits spécifiques ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à privilégier l'utilisation des produits standards ? Si oui, quelles propositions concrètes pourriez-vous formuler pour atteindre cet objectif ?

Q29 : Pensez-vous qu'il soit utile de garantir que les produits standards ayant une durée d'utilisation de 30 minutes puissent être offerts en cas de réduction de la fenêtre opérationnelle à 1h-1h15 ? Que pensez-vous de la proposition de la CRE pour y parvenir ? Quelles autres solutions envisageriez-vous ?

Q30 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.5 ?

Direct Energie ne se prononce pas.

6. Rémunération et contrôle des offres d'ajustement

Q31 : Etes-vous favorable à une mise en œuvre de la rémunération au prix marginal par type de réserve au démarrage des plateformes européennes associées ?

Direct Energie y est favorable.

Q32 : Etes-vous favorable à une rémunération des offres de soutirage/injection incitant à livrer le volume activé de manière progressive (le gain de l'acteur diminuant légèrement en fonction de l'écart d'ajustement, dans la limite de +/- 20%, puis fortement au-delà) ? Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le fait de ne pas créer un prix de règlement des écarts d'ajustement différent du prix de règlement des écarts ?

Direct Energie est favorable à une harmonisation du mode de rémunération des offres soutirage et injection.

Q33 : Pensez-vous qu'il serait souhaitable que le contrôle du réalisé soit effectué à un pas de 5 minutes ?

Direct Energie n'est pas favorable à un pas de contrôle différent de celui du règlement des écarts.

Q34 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.6 ?

7. Principes de contractualisation des réserves entre GRT

Q35 : Êtes-vous en accord avec la proposition de la CRE concernant l'évolution des dispositifs de contractualisation de capacité sur la base de produits standards ? Quelles dispositions proposeriez-vous pour permettre aux capacités contractualisées d'être partagées sur les plateformes européennes (notamment concernant le mode d'activation direct ou programmé, les offres à stock et les dispositions ne permettant que deux activations par jour) ?

Q36 : Quelles propositions concrètes vous semblent prioritaires à mettre en œuvre pour améliorer les conditions de concurrence sur la réserve secondaire (changement du mode d'activation, extension de la prescription, contractualisation supranationale...) ?

Q37 : Partagez-vous la proposition de RTE de maintenir une contractualisation de certaines capacités à une échéance annuelle ? Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire le choix de l'échéance court-terme de contractualisation ?

Direct Energie est favorable à ce qu'une part de la contractualisation reste annuelle, procurant ainsi une certaine visibilité aux acteurs.

Q38 : En ce qui concerne le partage et l'échange transfrontalier de réserves d'équilibrage, seriez-vous favorable à la mise en place d'une initiative pilote pour la réserve complémentaire ? Si non, pourquoi ?

Q39 : Considérez-vous nécessaire de mener une refonte des régimes de pénalités en cas d'indisponibilité pour les différentes réserves, avant que leur mode de constitution ait évolué ? Si oui, à quelle échéance ?

Q40 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.7 ?

8. Constitution des offres et agrégation

Q41 : Quel est le modèle de constitution des supports d'offres le plus adapté à vos besoins (site à site, agrégé ou portefeuille) ? Etes-vous favorable à la proposition de RTE concernant le modèle agrégé ? Si non, pourquoi et quelle(s) mesure(s) proposeriez-vous permettant à RTE de conserver une visibilité suffisante des flux sur le réseau ? Le modèle choisi doit-il être identique pour toutes les réserves ?

Direct Energie comprend que le modèle agrégé proposé par RTE est, en fait, proche du modèle en vigueur aujourd'hui (cf. p.123 du livre vert de RTE) :

- site-à-site pour les plus gros moyens de production, de sorte à ce que RTE puisse maîtriser les flux sur son réseau,
- agrégé pour les sites de soutirage et les autres moyens de production.

Direct Energie y est dès lors favorable.

Q42 : Pensez-vous que l'intérêt de la présence de plusieurs acteurs fournissant différents types de réserve sur un même site soit justifié au vu de la complexité technique que cela introduirait ? Si oui, quelles solutions proposeriez-vous pour permettre à un site d'être géré par différents acteurs pour fournir différents types de réserves (s'agissant de la coordination de la gestion d'un même site entre plusieurs acteurs pour différentes réserves et la reconstitution ex-post (contrôle du réalisé) des actions des différents acteurs sur les différents types de réserves) ?

Q43 : Pensez-vous que les conditions d'agrégation proposées par RTE vous permettront d'offrir des produits standards ? Si non, pourquoi ? Quelles mesures alternatives proposeriez-vous pour favoriser l'offre de produits standards ?

Q44 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quelle est pour vous la fréquence de constitution la plus adaptée (mensuelle, hebdomadaire, journalière ou autre) pour :

Le périmètre de flexibilité ?

Le support d'offres (déclaration de l'agrégat pour les offres d'énergie d'équilibrage) ?

Q45 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quels seraient pour vous le mécanisme (glissant, guichets réguliers...) et le délai de notification d'entrée et de sortie d'une flexibilité les plus adaptés pour :

o Le périmètre de flexibilité ?

o Le support d'offres ?

Q46 : Envisageriez-vous de formuler des offres agrégeant des sites de soutirage et des sites d'injection ? Même question pour des sites connectés au RPD et des sites connectés au RPT. Quelle proportion de vos sites (puissance et pourcentage) serait concernée ?

Q47 : La plupart des propositions de RTE faites dans ce chapitre concernent la constitution des offres d'énergie. Selon vous, certaines de ces dispositions devraient-elles être déclinées pour la constitution des capacités ? Quelles évolutions des modalités de participation des capacités vous semblent prioritaires ?

Q48 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.8 ?

9. Participation des énergies renouvelables intermittentes

Q49 : Quel degré de priorité et quelle valeur accordez-vous à la participation des ENR à l'équilibrage ?

Q50 : Avez-vous des éléments de comparaison sur la participation des ENR aux marchés d'équilibrage dans les autres pays européens ?

Q51 : En distinguant en fonction de la filière (éolien, biomasse...), du mode de soutien (obligation d'achat, complément de rémunération et hors mécanismes de soutien) et du caractère existant ou futur de l'installation, pour quelles catégories d'installations renouvelables la participation à l'équilibrage vous paraît-elle la plus pertinente ? Merci de prendre en compte notamment les impacts sur l'équilibrage et sur les charges de service public de l'électricité.

Q52 : Avez-vous l'intention de faire participer des ENR à l'équilibrage dans les prochaines années ?

Q53 : Les propositions de RTE vous paraissent-elles pertinentes et complètes pour les différentes catégories ? Si non, quelles propositions formuleriez-vous pour favoriser la participation de ces différentes catégories ? A quelle échéance ?

Q54 : Quelles interactions voyez-vous entre l'éventuelle participation des ENR et la conception des mécanismes de soutien ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'incitation des capacités sous complément de rémunération à participer au mécanisme d'ajustement ?

Q55 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.9 ?

10. Méthodes de concertation et promotion de modèles innovants dans les règles

Q56 : Jugez-vous la proposition de mettre en œuvre une procédure « accélérée » pertinente ? Si oui, que pensez-vous du processus décrit ?

Q57 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.10 ?

Direct Energie est favorable à une procédure accélérée de révision des règles, dès lors que cette procédure permette aussi de traiter les demandes d'évolution et problématiques rencontrées par les acteurs en place.

11. Questions sur la proposition de la Commission européenne pour le paquet d'hiver de la Commission européenne

Q58 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant la contractualisation des réserves (cf analyse de la CRE dans la partie 3.7) ?

Comme indiqué précédemment, Direct Energie est favorable à ce qu'une part de la contractualisation des réserves reste annuelle.

Q59 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant les effacements et leurs modalités de participation ?

Direct Energie est favorable au reversement des opérateurs d'effacement vers les fournisseurs, à la fois en énergie (comme prévu en France dans les règles en vigueur) et en capacité (ce qu'il conviendrait d'introduire sans attendre).

En l'absence de prise en compte dans le reversement d'une part capacitaire, la mise en œuvre obligatoire sur l'ensemble des segments de marché du modèle corrigé serait préférable (ce qui nécessite d'abandonner la nécessité de facturer au réel des consommations des clients, ce qui sera de toute façon nécessaire dans le cadre de l'autoconsommation collective).

Q60 : Avez-vous d'autres commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant l'équilibrage ?