



DÉLIBÉRATION N° 2017-279

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2017 portant approbation des règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE, COMPÉTENCE ET SAISINE DE LA CRE

L'article L. 321-10 du code de l'énergie dispose que « les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement et les critères de choix entre les propositions d'ajustement [...] sont approuvés par la Commission de régulation de l'énergie ». L'article L. 321-14 du même code dispose que « les méthodes de calcul des écarts et des compensations financières [...] sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie ».

Par courrier reçu le 27 octobre 2017, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) a saisi la Commission de régulation de l'énergie (CRE), en application des dispositions des articles du code de l'énergie précités, en vue de l'approbation d'une nouvelle version de la section 1 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (ci-après les « Règles »). Par courrier reçu le 10 novembre 2017, RTE a également saisi la CRE en application des dispositions de l'article L. 321-14 du même code d'une nouvelle version de la section 2 de ces Règles.

Les Règles proposées par RTE introduisent diverses évolutions de la section 1 du jeu de règles en vigueur, concernant notamment le seuil de participation au mécanisme d'ajustement, l'activation automatique d'offres d'ajustement pour résoudre des congestions sur le réseau de transport, le contrôle des effacements de consommation réalisés, la programmation des installations raccordées à des réseaux de distribution, et le calcul du prix de règlement des écarts.

Les évolutions introduites par la section 2 des Règles concernent principalement la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre (RE). Ces évolutions visent également à mettre en cohérence les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre avec les règles relatives à la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie telles qu'approuvées par la CRE dans sa délibération du 14 décembre 2017 (ci-après les « Règles NEBEF »).

Cette délibération s'inscrit en partie dans les évolutions demandées par la CRE dans sa délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, notamment s'agissant des évolutions relatives à la programmation sur les réseaux de distribution et la participation des énergies renouvelables à l'équilibrage du système électrique.

Dans le cadre de la commission d'accès au marché, RTE a mené une concertation avec les acteurs afin de préparer l'évolution de ces modalités. RTE a notamment mené deux consultations publiques, du 8 au 29 septembre 2017 concernant la section 1 des Règles et du 9 au 23 octobre 2017 concernant la section 2 des Règles.

Le 6 décembre 2017, la CRE a organisé une table ronde avec les acteurs ayant participé à la concertation menée par RTE.

RTE propose que les Règles entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2018.

2. RÈGLES RELATIVES À LA PROGRAMMATION, AU MÉCANISME D'AJUSTEMENT ET AU RECOUVREMENT DES CHARGES D'AJUSTEMENT (SECTION 1)

2.1 Seuil de participation au mécanisme d'ajustement

2.1.1 Proposition de RTE

Les règles en vigueur prévoient, depuis 2015, que 10 entités d'ajustement identifiées lors de leur création ont la possibilité de proposer des offres d'ajustement explicites dont la puissance est inférieure à 10 MW et supérieure ou égale à 1 MW. Ces 10 entités d'ajustement sont désignées au fur et à mesure des demandes. 10 entités ont, à la date de la présente délibération, été désignées, ne permettant donc pas de satisfaire les nouvelles demandes pour de telles entités.

RTE a proposé une évolution de ces dispositions, en permettant à chaque acteur d'ajustement de créer des entités d'ajustement d'une puissance inférieure à 10 MW, mais en limitant le dépôt d'offres d'ajustement d'une puissance inférieure à 10 MW à une unique offre par acteur et par jour. Ces offres ne sont ainsi plus liées à des entités d'ajustement préalablement désignées et pourront chaque jour être formulées sur des entités d'ajustement différentes. La limite d'une offre par acteur et par jour est proposée par RTE du fait de contraintes opérationnelles liées à l'activation de ces offres dans le respect de la préséance économique.

RTE propose également d'harmoniser les caractéristiques de ces offres selon les modalités suivantes :

- le délai de mobilisation (DMO) de ces offres devra être inférieur à 30 minutes ;
- la durée minimale d'activation des offres (DOmin) devra être inférieure à 60 minutes.

RTE motive cette proposition par la volonté de simplifier l'interclassement de ces offres pour assurer le respect de la préséance économique des activations. Les offres partageant les mêmes caractéristiques peuvent être classées directement en comparant leurs prix.

2.1.2 Positions des acteurs

Plusieurs acteurs avaient exprimé le souhait d'abaisser le seuil de participation au mécanisme d'ajustement à 1 MW de manière pérenne, après l'expérimentation menée depuis 2015. En effet, le nombre maximal de 10 entités d'ajustement autorisées à déposer des offres de puissance inférieure à 10 MW a été atteint et les acteurs font valoir qu'il ne permet pas aux nouveaux acteurs de déposer de nouvelles offres de puissance inférieure à 10 MW.

Certains acteurs soulignent que l'agrégation de sites pour constituer une entité d'ajustement d'une puissance minimale de 10 MW n'est pas toujours techniquement possible, au regard des spécificités de ces sites, surtout lorsque le nombre de sites agrégés est faible. Ces acteurs estiment donc que la possibilité de proposer plusieurs offres d'ajustement de puissance inférieure à 10 MW est utile.

Des acteurs indiquent aussi que les caractéristiques proposées par RTE (DMO et DOmin) réduisent la flexibilité qui leur était offerte pour le dépôt d'offres de puissance inférieure à 10 MW.

2.1.3 Analyse de la CRE

L'évolution proposée par RTE répond en partie aux demandes des acteurs, dans la mesure où chaque acteur, y compris ceux qui n'ont pas bénéficié de l'expérimentation menée depuis 2015, aurait la possibilité de déposer une offre de puissance inférieure à 10 MW. Cette évolution est de nature à favoriser la participation des acteurs au mécanisme d'ajustement.

La CRE estime que le nombre d'offres de puissance inférieure à 10 MW qui peuvent être déposées chaque jour devrait être porté à deux par acteur. Cette évolution permettrait d'apporter aux acteurs plus de flexibilité, en particulier pour les acteurs qui disposaient déjà de deux entités d'ajustement autorisées à déposer des offres de puissance inférieure à 10 MW, tout en tenant compte des contraintes opérationnelles actuelles de RTE liées au respect de la préséance économique.

La proposition de RTE tendant à rapprocher les caractéristiques des offres de puissance inférieure à 10 MW des caractéristiques des produits standards de la plateforme d'échanges de produits standards d'énergie issus de la réserve complémentaire (TERRE) est positive, dans la mesure où elle permet de préparer la mise en œuvre de tels produits standards.

Enfin, la CRE rappelle que lors de la mise en œuvre de la plateforme TERRE en application du règlement européen relatif à l'équilibrage¹, la puissance minimale des offres qui pourront être déposées sur cette plateforme devra être

¹ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32017R2195>

de 1 MW comme cela a été proposé par l'ensemble des GRT participant à ce projet. RTE devra alors être en mesure de traiter de telles offres.

2.2 Activations automatiques d'offres d'ajustement pour indisponibilité non programmée du réseau public de transport

2.2.1 Contexte et proposition de RTE

Contexte

Dans sa délibération du 22 juin 2017 sur la feuille de route de l'équilibrage, la CRE a estimé que la participation des installations de production à partir d'énergies renouvelables à l'équilibrage pourrait apporter des bénéfices au système électrique, notamment pour la gestion des flux sur le réseau. Elle a ainsi encouragé leur participation aux mécanismes d'équilibrage (services système fréquence, mécanisme d'ajustement) en précisant qu'elle « *doit être systématiquement éclairée par des chiffrages permettant de mettre en perspective les coûts et les économies attendues pour le système électrique selon le type de participation* » et que des analyses complémentaires devaient être apportées, concernant notamment les interactions avec les différents mécanismes de soutien (la participation aux mécanismes d'équilibrage peut engendrer des revenus supplémentaires qui doivent être pris en compte) et l'articulation avec les objectifs de politique énergétique (la participation peut entraîner une moindre production de l'installation de production).

Par ailleurs, dans le cadre de l'approbation du Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) de la région Rhône-Alpes, approuvé par le Préfet de région le 15 janvier 2016, RTE a déterminé les investissements nécessaires sur le réseau public de transport sans prendre en compte l'intégralité de la puissance des EnR ayant vocation à être raccordée dans le cadre de ce schéma. À ce titre, RTE indique, au sein de la section 3.2 du chapitre 2.5.1 de sa Documentation technique de référence (DTR), retenir pour l'estimation de ces investissements une puissance inférieure à la puissance maximale des installations éoliennes et photovoltaïques (respectivement 90 % et 95 % de la puissance maximale). L'objectif poursuivi par RTE consiste à augmenter la capacité d'accueil de ces schémas tout en maîtrisant le volume d'investissements nécessaires. Cependant, et comme RTE le relève dans sa DTR, il est possible que dans certaines circonstances de « *fort productible et/ou d'incident sur un ouvrage de RPT* », il soit nécessaire d'écarter la production des EnR. RTE propose dans ce cadre de prendre en charge financièrement le coût de ces potentiels écarterements.

En outre, dans l'attente de la construction d'un ouvrage dont la finalité est de renforcer le réseau public de transport (potentiellement indépendamment des S3REnR), les gestionnaires de réseaux peuvent proposer aux producteurs des conditions d'accès au réseau prévoyant des limitations d'injection temporaires, préventives ou curatives.

Dans ces deux cas, RTE prévoit la mise en place d'automates sur le réseau public de transport permettant d'activer des limitations de la production en cas de contrainte localisée sur son réseau.

Proposition de RTE dans les Règles

Les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre actuellement en vigueur permettent de traiter les cas d'activation automatique de limitations d'injection des installations de production raccordées sur le réseau public de transport en cas d'indisponibilité non programmée du réseau. Ces règles prévoient, en effet, que les limitations d'injection sont traitées comme des activations d'offres d'ajustement à la baisse pour cause de gestion d'une congestion. RTE propose d'étendre ce traitement à l'ensemble des installations, c'est-à-dire :

- aux installations de production raccordées sur des réseaux publics de distribution ;
- aux installations de soutirage, quel que soit le réseau sur lequel elles sont raccordées.

RTE propose d'inscrire dans les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre la possibilité d'établir une « *convention technique* » régissant le fonctionnement des activations automatiques. Cette convention peut prévoir certaines dérogations aux modalités générales d'activation manuelles des offres d'ajustement :

- les caractéristiques de l'offre (et notamment son prix) peuvent être définies dans la convention et ne sont donc pas soumises aux modalités de transmission des offres prévues par les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre ;
- l'offre peut être définie sans limite minimale de puissance ;
- les modalités d'activation sont définies par la convention technique ;

- la convention technique peut prévoir de réserver l'activation de ces offres pour résoudre des congestions, et donc exclure ces offres de la préséance économique des offres activées pour l'équilibrage du système. RTE indique que ces modalités sont utiles notamment dans les cas où les contrats d'achat de l'énergie produite interdiraient la participation aux mécanismes d'équilibrage.

Compléments apportés dans le rapport d'accompagnement de la saisine

RTE souhaite, en particulier, traiter le cas spécifique des producteurs raccordés en HTA dans le cadre des futurs S3REnR. Outre les évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, RTE a donc décrit les modalités envisagées pour la mise en œuvre du dispositif dans le rapport d'accompagnement de la saisine, qui concernent la convention technique établie avec le producteur, les modalités techniques d'activation, et la mise en œuvre des flux financiers pour les installations de production valorisant l'énergie produite par le biais d'un contrat d'obligation d'achat.

Pour les sites d'injection raccordés à un réseau public de distribution, RTE indique que l'activation des limitations d'injection pourrait être :

- soit réalisée directement par RTE au travers d'un canal de communication spécifique avec l'installation de production ;
- soit communiquée par RTE au gestionnaire du réseau public de distribution auquel est raccordée l'installation de production, qui active lui-même ensuite ces limitations.

RTE a également proposé un cadre de compensation des limitations de production pour faciliter la participation volontaire des producteurs. RTE a présenté dans le rapport d'accompagnement de la saisine les modalités envisagées dans le cas spécifique d'installations de production valorisant l'énergie produite par le biais d'un contrat d'obligation d'achat, qui nécessite, outre le paiement par RTE de l'offre d'ajustement au producteur, des flux financiers spécifiques liés à la correction du périmètre du RE dans le cadre de l'évaluation des charges de service public de l'énergie.

2.2.2 Position des acteurs

Une organisation représentative de producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables s'est déclarée favorable à la mise en œuvre de limitations automatiques de la production, selon les principes proposés par RTE, qui permettra de faciliter la participation d'installations éoliennes au mécanisme d'ajustement. Cette organisation a cependant insisté sur la nécessité de ne pas générer de coûts supplémentaires pour les producteurs.

L'ADEeF a exprimé au cours de la concertation des craintes concernant le schéma d'activation des limitations proposé par RTE. En effet, les gestionnaires de réseaux publics de distribution souhaitent contrôler la mobilisation des flexibilités raccordées sur leur réseau. Ils privilégient, lorsque c'est techniquement possible, des activations passant par leurs systèmes de conduite, qui activeraient les limitations de production à la demande de RTE. Dans le cas où RTE activerait directement des limitations de production, l'ADEeF a précisé les conditions techniques qui devraient être remplies.

EDF, en tant qu'acheteur obligé, s'est exprimé s'agissant des limitations de production des installations relevant de ce dispositif de soutien. EDF OA a attiré l'attention, d'une part, sur la compatibilité de la mise en œuvre des limitations de la production avec les contrats d'achat et, d'autre part, sur les flux financiers qui devraient être mis en œuvre pour traiter ces limitations dans le cadre du mécanisme d'ajustement. EDF OA a notamment proposé un schéma de compensation des producteurs sous obligation d'achat différent de celui proposé par RTE.

2.2.3 Analyse de la CRE

Activations automatiques d'offres d'ajustement

La CRE partage l'objectif tendant à élargir les conditions d'utilisation des activations automatiques d'offres d'ajustement, aujourd'hui réservées aux installations de production raccordées sur le réseau public de transport, dans la mesure où il vise à augmenter les moyens à la disposition de RTE pour gérer le système électrique, en particulier les flux sur son réseau.

Le cadre proposé par RTE, qui étend ces activations aux sites de soutirage sur le réseau public de transport et aux sites d'injection et de soutirage raccordés sur les réseaux publics de distribution soulève cependant diverses problématiques.

Modalités d'activation automatique des offres d'ajustement sur les réseaux publics de distribution

Les évolutions des règles proposées par RTE renvoient à des conventions techniques les modalités d'activation automatique des offres d'ajustement. RTE indique que ces activations pourraient être réalisées au travers des systèmes de conduite des gestionnaires de réseaux publics de distribution, ou directement par RTE.

Absence de modalités techniques pour les sites de soutirage sur les réseaux de distribution

La CRE note qu'il existe déjà des modalités d'activation automatiques de limitations de sites d'injection raccordés sur les réseaux publics de distribution pour résoudre des congestions sur le réseau public de transport, qui ne passent pas par le mécanisme d'ajustement. À l'inverse, de telles modalités n'existent pas pour les sites de soutirage.

La CRE estime que les modalités de coordination entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution et RTE ne sont pas suffisamment précisées pour permettre, à ce jour, l'activation automatique d'offres d'ajustement sur des sites de soutirage raccordés à des réseaux publics de distribution. Par conséquent, elle demande à RTE de restreindre les activations sur les réseaux publics de distribution aux seuls sites d'injection.

Coordination entre les gestionnaires de réseaux

S'agissant des sites d'injection, la CRE estime que, pour prendre en compte les spécificités des sites, les modalités d'activation doivent être adaptées aux exigences techniques des limitations de production à mettre en œuvre et aux contraintes d'exploitation des gestionnaires de réseaux publics de distribution (celles-ci pouvant ne pas correspondre à celles du réseau public de transport).

En outre, l'activation de ces flexibilités est en l'état réservée à la levée de contraintes sur le réseau de transport. La question de leur mobilisation par les gestionnaires de réseaux publics de distribution pour le traitement des contraintes sur leur réseau devra également être traitée. En tout état de cause, cette mobilisation ne doit pas être empêchée, ce qui conduit la CRE à recommander la mise en place d'un retour d'expérience concernant l'application de ce dispositif d'ici 18 mois comme présenté ci-dessous.

L'activation automatique de flexibilités sur les réseaux de distribution pour répondre aux besoins de RTE soulève des questions de coordination entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution et RTE qu'il convient de résoudre avant la généralisation d'une solution partagée. La CRE considère que l'activation de flexibilités sur des sites d'injection raccordés sur les réseaux de distribution pour résoudre des congestions sur le réseau de transport devrait, par défaut, passer par les gestionnaires de réseaux publics de distribution lorsque cela est techniquement possible.

Dans un contexte où les capacités flexibles raccordées aux réseaux de distribution joueront un rôle de plus en plus important dans la gestion du système électrique (qu'il s'agisse d'équilibre offre-demande ou de gestion des flux sur le réseau public de transport ou les réseaux publics de distribution), ces questions ont vocation à devenir récurrentes et structurantes. La CRE organisera ainsi dès 2018 une concertation entre tous les gestionnaires de réseaux visant à les traiter. Cette concertation aura pour objet l'activation de flexibilités sur les réseaux publics de distribution, mais aussi plus largement les sujets de coordination entre les gestionnaires de réseaux dans le cadre de la mise en œuvre et des évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (par exemple, les échanges de données pour le contrôle des ajustements, les échanges d'informations entre gestionnaires de réseaux).

Mise en œuvre de limitations automatiques de production à partir de sources renouvelables

La CRE estime que la mise en œuvre d'activations automatiques de limitations de production est de nature à optimiser le dimensionnement des réseaux et l'accueil des EnR, dans la mesure où elle permet d'exploiter les réseaux au plus proche des contraintes effectives en temps réel. L'approche « *curative* » des limitations envisagées permet, par ailleurs, de réduire le volume d'énergie non produite, par rapport à des limitations « *préventives* » qui ne tiendraient pas compte de l'état du réseau en temps réel.

Le traitement de ces limitations de la production dans le cadre du mécanisme d'ajustement permet, par ailleurs, la correction des périmètres des RE des sites concernés, ainsi qu'une transparence accrue sur les activations, dans le prolongement des recommandations formulées par la CRE dans sa délibération du 22 juin 2017 susmentionnée.

La CRE considère que les limitations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables ne doivent néanmoins pas conduire à remettre en question les objectifs de politique énergétique en termes de production d'EnR. Les volumes d'énergie écartée doivent donc rester limités et proportionnés aux gains attendus en termes de réduction des besoins d'investissement sur les réseaux. La CRE note à cet égard que RTE prévoit des durées d'écrêtement relativement limitées en espérance, d'environ 50 heures par an pour chaque parc concerné – le dispositif proposé ayant donc avant tout une valeur assurantielle dans les cas décrits par RTE. Elle constate que le cadre tarifaire en vigueur incite RTE à limiter les coûts des activations, au regard de l'enveloppe « *congestions*

réseau » prise en compte dans le tarif d'utilisation du réseau public de transport au sein d'une période tarifaire, alors que les charges relatives aux investissements sont directement prises en compte lors des évolutions annuelles du tarif et supportées par les utilisateurs des réseaux et, le cas échéant, par les producteurs au moment de leur raccordement.

Dans le but d'apprécier les volumes d'énergie écrêtée, la CRE souhaite disposer d'un suivi détaillé de la mise en œuvre du dispositif, afin que ce dernier puisse évoluer si nécessaire. Ainsi, il serait opportun, lorsque le volume total d'énergie écrêtée atteindra 30 GWh (soit environ 0,1 % du volume d'énergie éolienne soutenu en 2016) pour des installations bénéficiant d'un dispositif de soutien (contrat d'obligation d'achat ou complément de rémunération), ou avant le 30 juin 2019, que RTE transmette à la CRE un rapport de retour d'expérience comprenant notamment les informations suivantes, pour les installations de production bénéficiant d'un dispositif de soutien :

- nombre et localisation des automates mis en place ;
- liste des conventions techniques signées ;
- nombre et durée d'activations, volume d'énergie écrêtée et compensation versée.

A la suite de ce retour d'expérience, la CRE souhaiterait qu'une nouvelle version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre tenant compte de ce retour d'expérience lui soit soumise par RTE, pour une entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020. Par conséquent, la CRE recommande que les conventions techniques signées dans le cadre des règles faisant l'objet de la présente délibération prennent fin au 31 décembre 2019.

La CRE relève que les évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre proposées par RTE constituent une réponse pragmatique à la problématique de raccordement des EnR. Toutefois, cette problématique devra faire l'objet d'une analyse renouvelée. En effet, il est nécessaire que les méthodes de calcul du coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil des S3R3nR soient de nouveau analysées et en tout état de cause soumises à l'approbation de la CRE, en application des dispositions de l'article L. 321-7 du code de l'énergie. Ces méthodes de calcul doivent comprendre des principes de dimensionnement, présentant notamment l'optimisation effectuée entre le déploiement des EnR (perte de production, rapidité d'accès au réseau notamment) et les coûts de renforcement du réseau.

Plus généralement, un mécanisme permettant de s'assurer que les objectifs sous-jacents à chaque S3REnR, définis dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE), sont cohérents avec les objectifs de la PPE pourrait être mis en place. Enfin, ces réflexions pourraient accompagner celles sur les opérations de raccordement dit « *intelligent* », permettant au producteur de disposer d'une offre de raccordement moins coûteuse et disponible plus rapidement, moyennant des limitations d'injection. Les systèmes de compensation des éventuelles limitations d'injection doivent également être repensés en veillant à inciter le producteur à prendre en compte les contraintes réseaux dans le choix de localisation de son projet.

Enfin, malgré le caractère incertain de la production d'énergie renouvelable variable, la CRE relève que les modalités de calcul de l'énergie non injectée ne sont pas précisées à ce stade. La CRE estime, en conséquence, que RTE devrait préciser ces modalités, notamment en cohérence avec les méthodes existantes pour les sites d'injection raccordés au réseau public de transport ou avec les méthodes de calcul des indemnités contractuelles liées aux indisponibilités du réseau pour les sites d'injection raccordés en HTA, avant de conclure des conventions techniques.

Interaction avec les mécanismes de soutien

En intégrant les limitations automatiques de la production au sein du mécanisme d'ajustement, les RE des installations concernées verront leurs périmètres corrigés de l'énergie non injectée à la suite de ces limitations, comme l'ensemble des installations de production activées à la baisse sur le mécanisme d'ajustement. Les RE ne subiront pas, toutes choses égales par ailleurs, d'écarts supplémentaires sur leur périmètre en raison de ces limitations.

Lorsque ces installations de production bénéficient d'un dispositif de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération), les volumes valorisés dans le cadre de ce dispositif ne prennent pas en compte l'énergie non injectée mais corrigée dans le périmètre d'équilibre du RE. Pour les producteurs, le coût des limitations de la production ne se limite pas au coût technique mais comprend donc, le cas échéant, le coût d'opportunité lié à la perte du revenu issu du dispositif de soutien pour l'énergie non injectée. Si une compensation pourrait dès lors être mise en place dans certains cas, elle ne se justifie que dans la mesure où elle ne constitue pas un effet d'aubaine pour le producteur. Dès lors, il conviendrait que la compensation ne soit versée que dans les cas prévus par la convention de raccordement et/ou le contrat d'accès au réseau et n'excède pas le niveau du soutien non perçu.

En outre, la CRE souligne que pour envisager la participation d'installations de production bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat, il est nécessaire que l'autorité administrative précise les conditions dans lesquelles le cadre

de l'obligation d'achat est compatible avec le dispositif de limitations automatiques de la production pour la gestion des congestions proposée par RTE.

La mise en œuvre des limitations de production automatique devra donc prendre en compte les éventuels dispositifs de soutien des installations concernées, notamment lors de la fixation, le cas échéant, du prix de l'offre d'ajustement dans la convention technique. La CRE recommande à RTE, aux gestionnaires de réseaux de distribution, ainsi qu'à l'autorité administrative, de définir un cadre contractuel cohérent entre la convention technique, les dispositifs de soutien et les conditions d'accès au réseau, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes.

En tout état de cause, la CRE estime qu'il est nécessaire que le RE, lorsqu'il s'agit d'un acheteur obligé, soit dans tous les cas informé de la conclusion d'une convention technique entre RTE et un producteur.

Synthèse

La CRE est favorable au cadre proposée par RTE pour l'activation automatique d'offres d'ajustement. Elle considère cependant qu'il conviendrait de limiter aux seuls sites d'injection l'activation d'offres d'ajustement sur les réseaux publics de distribution.

La CRE considère qu'il est nécessaire d'assurer l'information du RE dans le cadre du rattachement à une entité d'ajustement d'un groupe ou d'un site de production valorisant sa production dans le cadre de l'article L. 314-1 du code de l'énergie.

De plus, et compte-tenu des problématiques soulevées ci-dessus, la CRE considère qu'il serait nécessaire d'analyser de nouveau les dispositions relatives à ces activations automatiques sur la base d'un retour d'expérience et de les faire évoluer si besoin. Dans cette optique, la CRE invite RTE à :

- lui transmettre un rapport sur la mise en œuvre des limitations automatiques de la production, dès lors que le volume d'énergie écrêtée sur des installations de production à partir d'énergies renouvelables dépasserait 30 GWh, ou au plus tard le 30 juin 2019, concernant :
 - le nombre et la localisation des automates mis en place ;
 - la liste des conventions techniques signées ;
 - les nombre et durée d'activations, volume d'énergie écrêtée et coût des activations.
- limiter la durée des conventions techniques conclues dans le cadre des Règles au 31 décembre 2019 ;
- proposer à la CRE une nouvelle version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre prenant en compte ce retour d'expérience, pour une entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

La CRE rappelle qu'en application des dispositions de l'article L. 321-7 du code de l'énergie, les méthodes de calcul des coûts prévisionnels d'établissement des capacités d'accueil nouvelles et définies dans les S3REnR, nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs des SRCAE, doivent être soumises par les gestionnaires de réseaux à son approbation. Cette approbation devra intervenir avant l'approbation de la nouvelle version des règles susmentionnée.

La CRE invite, par ailleurs, l'autorité administrative à préciser la compatibilité des limitations de production envisagées par RTE avec le cadre contractuel de l'obligation d'achat.

Elle appelle en outre de ses vœux la mise en place de dispositions législatives et réglementaires permettant de s'assurer que les objectifs sous-jacents à chaque S3REnR, définis dans les SRCAE, sont cohérents avec les objectifs de la PPE.

Enfin, la CRE invite RTE et les différentes parties prenantes à analyser de nouveau la cohérence entre le dimensionnement des réseaux permettant le déploiement des EnR et l'atteinte des objectifs nationaux de déploiement des énergies renouvelables.

La CRE organisera dès 2018 une concertation entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution visant à traiter les questions relatives à leur coordination, dans le cadre de la mise en œuvre et des évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre.

2.3 Contrôle du réalisé

2.3.1 Proposition de RTE

Dans ses délibérations des 17 décembre 2014² et 7 décembre 2016³ relatives aux règles de valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie, la CRE a approuvé l'introduction de deux nouvelles méthodes de certification des effacements dites par « prévision de consommation » et par « historique de consommation ». En outre, la CRE recommandait « *d'évaluer la pertinence d'une mise en œuvre de la méthode [par prévision de consommation] sur le mécanisme d'ajustement* ».

RTE propose d'introduire, pour l'ensemble des entités d'ajustement constituées de sites de soutirage, ces deux méthodes selon des modalités adaptées aux modalités du mécanisme d'ajustement. Celui-ci vise en effet à une gestion en temps réel de l'équilibrage du système qui nécessite l'appel à des offres d'ajustement fiables.

En particulier, comparativement aux modalités en vigueur dans les règles NEBEF, RTE propose d'introduire pour chacune des deux méthodes :

- un indicateur de qualité supplémentaire calculant l'erreur sur les dépassements extrêmes, qui permet d'évaluer la qualité de la prévision dans les cas les plus défavorables ;
- des seuils d'homologation plus contraignants pour les indicateurs relatifs à la qualité moyenne de la prévision et au centrage de la prévision.

Lorsque les indicateurs de qualité ne respectent pas les seuils pour l'homologation sur une période propre à chaque méthode, RTE propose que le site télérelevé ou la capacité profilée perde son homologation et ne puisse plus en demander pendant 6 mois.

Modalités de déclinaison propres à la méthode de contrôle du réalisé par prévision

L'homologation initiale dans le cadre de cette méthode nécessite que l'acteur réalise des prévisions sur une période de 5 semaines au cours de laquelle RTE s'assure de la qualité des prévisions reçues. Le suivi de l'homologation est ensuite réalisé mensuellement sur les 11 derniers mois de prévisions à la maille du site télérelevé ou de la capacité profilée.

Les prévisions transmises à RTE pourront être actualisées en infra-journalier à chaque guichet horaire.

Modalités de déclinaison propres à la méthode de contrôle du réalisé par historique

RTE propose de décliner les quatre variantes de la méthode existantes dans les règles NEBEF pour établir la courbe de référence à partir des consommations passées. Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, RTE propose de laisser aux acteurs d'ajustement le choix de la variante qui sera utilisée à la fois pour l'homologation initiale, le suivi de l'homologation et l'établissement des courbes de référence.

En cas d'historique disponible insuffisant, RTE propose de supposer que l'homologation s'agissant de la variante choisie est acquise.

Dates de mise en œuvre

RTE propose une mise en œuvre de ces dispositions à des dates successives, selon le type de l'entité d'ajustement :

- pour les entités d'ajustement soutirage télérelevées, au 1^{er} janvier 2018, pour les méthodes par historique et par prévision ;
- pour les entités d'ajustement soutirage profilées, à une « date E » pour la méthode par prévision et à une « date E' » pour la méthode par historique.

Dans l'annexe 1 du rapport d'accompagnement à la saisine de la CRE, RTE prévoit ces dates E et E' vers mi-2018.

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2014 portant approbation des règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/effacements-de-consommation2/consulter-la-deliberation>

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 février 2016 portant décision s'agissant des règles relatives à la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/regles-nebef/consulter-la-deliberation>

2.3.2 Position des acteurs

Trois acteurs accueillent favorablement la proposition d'étendre les méthodes de contrôle du réalisé par historique et par prévision au soutirage sur le mécanisme d'ajustement.

Trois acteurs estiment que les seuils des indicateurs de qualité proposés pour l'homologation initiale et le suivi d'homologation sont trop exigeants.

Deux acteurs demandent à RTE que des méthodes de contrôle du réalisé statistiques, notamment la méthode des panels proposée par Enedis, puissent être utilisées sur le mécanisme d'ajustement.

2.3.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la proposition de RTE dans le prolongement de sa délibération du 17 décembre 2014 susmentionnée. Ces deux nouvelles méthodes de contrôle du réalisé étendront les possibilités de valorisation de la flexibilité des capacités de soutirage dans le cadre de l'équilibrage du système électrique (par exemple, les ajustements réalisés au démarrage des sites de consommation ou encore ceux des sites ayant une consommation fortement variable dans la journée).

La CRE considère que les modalités de déclinaison de ces deux méthodes sont justifiées par le besoin de fiabilité requis par le GRT pour l'équilibrage du système, lorsque la flexibilité des capacités doit être mobilisée à l'approche du temps réel. La CRE estime en outre que des critères de qualité plus contraignants que dans les règles NEBEF sont cohérents avec des modalités de déclaration plus proches du temps réel offertes aux acteurs pour la méthode par prévision. La CRE note toutefois que cette possibilité n'est pas proposée pour la déclaration des indisponibilités exceptionnelles dans le cadre de la méthode par historique.

La CRE demande à RTE d'effectuer un retour d'expérience chaque année afin de vérifier les modalités liées à l'homologation initiale et au suivi de l'homologation pour ces deux méthodes.

La CRE demande également que RTE poursuive la concertation sur l'utilisation de méthodes de contrôle du réalisé statistiques sur le mécanisme d'ajustement. Cette concertation pourra être menée à l'occasion du travail analogue que la CRE demande à RTE dans sa délibération du 14 décembre 2017 portant approbation des règles de valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie.

2.4 Programmation des installations raccordées au RPD

2.4.1 Proposition de RTE

L'ordonnance du 3 août 2016 a fait évoluer les dispositions des articles L. 321-9 et L. 322-9 du code de l'énergie relatifs à l'élaboration et la transmission de programmes d'appel et de programmes d'approvisionnement par certaines installations. Ces articles prévoient notamment :

- la transmission par les gestionnaires de réseaux de distribution à RTE de programmes d'appel agrégés des installations de production raccordées à leurs réseaux, selon des modalités (maille d'agrégation et modalités de transmission) prévues par les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre ;
- la transmission de programmes d'appel par les installations de production non marginales raccordées aux réseaux de distribution ;
- la transmission directe de programmes d'appel par les installations raccordées aux réseaux de distribution qui participent au mécanisme d'ajustement.

RTE propose la déclinaison de ces dispositions dans les Règles : les programmes d'appel des installations raccordées aux réseaux de distribution sont agrégés par filière de production (photovoltaïque, éolien, hydroélectricité, autres), et par transformateur HTA/HTB d'un poste source.

RTE propose que les modalités de transmission par les gestionnaires de réseaux de distribution des programmes agrégés rejoignent les modalités de programmation des installations raccordées au réseau public de transport, avec une première déclaration à 16h30 en J-1 et une redéclaration possible à chaque guichet horaire de programmation en infra-journalier.

2.4.2 Position des acteurs

Lors de la consultation publique, les acteurs n'ont pas commenté les modalités d'agrégation proposées par RTE. Certains acteurs ont souligné le besoin de coordination entre les gestionnaires de réseaux pour harmoniser les

modalités de transmission des programmes aux différents gestionnaires de réseaux, s'agissant à la fois du format des échanges et de l'heure de transmission des programmes.

2.4.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la proposition de RTE de mise en œuvre des programmes d'appel agrégés par les gestionnaires de réseaux de distribution.

Concernant le format des échanges de données, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de veiller à harmoniser les modalités de transmission des programmes d'appel ou de fonctionnement à chacun des gestionnaires de réseaux par les producteurs.

La CRE estime cependant que l'harmonisation s'agissant de l'heure de transmission des programmes ne doit pas conduire à réduire le délai de neutralisation entre la réception des dernières modifications des programmes agrégés par RTE et le temps réel, comme l'a recommandé la CRE dans sa délibération sur la feuille de route de l'équilibrage du 22 juin 2017. L'élaboration de programmes d'appel agrégés par les gestionnaires de réseaux de distribution, à partir des programmes transmis par les producteurs, peut nécessiter un temps de traitement justifiant donc d'anticiper la transmission de programmes d'appels et de fonctionnement aux gestionnaires de réseaux de distribution.

Enfin la CRE rappelle qu'elle a demandé à RTE, dans le cadre de sa délibération relative à la feuille de route de l'équilibrage du 22 juin 2017, d'instruire :

- en 2017/2018 (règles MA-RE v9, pour mise en œuvre dès le démarrage de TERRE), des améliorations à la marge du dispositif de programmation, tel le découpage temporel des programmes d'appel et des programmes de marche, afin de le rendre compatible avec la déclinaison du projet TERRE. Ces améliorations devront être mises en œuvre après concertation avec les acteurs de marché, et ne devront pas générer des contraintes additionnelles lourdes pour les acteurs ;
- d'ici 2020/2021, une évolution du pas de programmation afin de le rendre cohérent avec le pas de règlement des écarts.

2.5 Autres évolutions de la section 1 des règles

2.5.1 Propositions de RTE

Evolution du prix de règlement des écarts

RTE propose une évolution de la formule du prix de règlement des écarts.

Depuis le 3 avril 2017, le prix de règlement des écarts positifs et négatifs est défini comme un prix unique modulé par un coefficient $1 + k$ pour les écarts négatifs et $1 - k$ pour les écarts positifs. Le coefficient k est défini, *ex ante* puis *ex post*, de manière à équilibrer la partie du compte ajustement écart correspondant aux énergies d'équilibrage, d'une part, et aux écarts des RE, d'autre part.

RTE propose une évolution de la formule visant à traiter les cas où le coefficient k doit être négatif pour apurer le solde du compte ajustement écart, ce afin d'éviter que le prix de règlement des écarts négatifs soit inférieur au prix de règlement des écarts positifs. Cette évolution consiste à rendre le prix de règlement des écarts positifs égal au prix de règlement des écarts négatifs lorsque le coefficient k est négatif, permettant ainsi d'équilibrer le solde du compte tout en conservant une incitation à l'équilibre pour les RE.

Autres évolutions

En outre, RTE propose d'autres évolutions de moindre enjeu s'agissant de :

- l'activation d'offres émanant d'entités d'ajustement situées à l'étranger pour la reconstitution des marges sur le système électrique français ;
- les modalités de dépôt et de modification des offres déposées ;
- l'activation d'offres d'ajustement pour la réalisation de tests, notamment dans le cadre du mécanisme de capacité.

2.5.2 Positions des acteurs

Un acteur a indiqué qu'un coefficient k égal à zéro inciterait les responsables d'équilibre à chercher l'équilibre de leur périmètre sans les pénaliser lorsqu'ils contribuent à l'équilibre du système.

Les acteurs de marché n'ont pas formulé d'observations spécifiques sur les autres propositions de RTE.

2.5.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable aux évolutions proposées par RTE.

S'agissant de l'évolution du prix de règlement des écarts, la CRE considère, comme elle l'avait indiqué dans sa délibération sur la feuille de route de l'équilibrage du 22 juin 2017, que le maintien du facteur k ne permet pas la complète mise en œuvre d'un prix de règlement des écarts symétrique et est favorable à l'instruction de sa suppression dans le cadre de la proposition d'harmonisation européenne, imposée par l'article 52 du règlement européen relatif à l'équilibrage, que les GRT européens devront développer d'ici 2019 et mettre en œuvre au plus tard en 2021.

Enfin, la CRE considère qu'il conviendrait de préciser les Règles s'agissant de l'activation d'offres d'ajustement à l'étranger afin de définir l'approvisionnement sur le marché intrajournalier français, en précisant qu'il peut s'effectuer au travers d'un flux explicite ou d'une nomination implicite.

3. RÈGLES RELATIVES AU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'ÉQUILIBRE (SECTION 2)

3.1 Sécurisation financière

3.1.1 Proposition de RTE

A la suite de tensions constatées sur le marché de l'électricité au cours de l'hiver 2016-2017, à la défaillance de plusieurs responsables d'équilibre disposant de sites de soutirage dans leur périmètre et à différentes demandes d'acteurs, RTE a proposé plusieurs évolutions des modalités de sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre (RE).

Modification du barème de garantie bancaire

La principale évolution envisagée par RTE consiste à faire évoluer la grille de sécurisation financière.

RTE propose de supprimer la franchise bancaire bénéficiant actuellement aux RE dont la plage de puissance moyenne est inférieure ou égale à 25MW, ce qui correspond à un niveau d'encours autorisé de 100 000€. Ces derniers devront disposer d'une garantie bancaire à hauteur de 50 000€. En réponse à la demande de plusieurs acteurs, RTE propose également d'ajouter un niveau supplémentaire de garantie bancaire pour les puissances moyennes de soutirage comprises entre 25 et 35MW, afin de rendre plus progressive l'obligation de garantie bancaire. RTE a également précisé qu'un délai de 3 mois serait laissé aux acteurs à compter de l'entrée en vigueur de cette évolution pour fournir cette garantie bancaire.

Abaissement des notations exigibles pour les garants

En complément, RTE propose également, dans l'hypothèse où la modification du barème des garanties bancaires serait approuvée, d'abaisser la notation exigible des garants, en réponse à la demande de nombreux acteurs.

Actuellement, les notations attendues pour les garants sont :

- [A] pour la notation Standard & Poor's et ou Fitch Ratings ;
- [A2] pour la notation Moody's.

A la demande des acteurs, RTE propose d'abaisser les notations, aux niveaux suivants :

- [BBB+] « Perspective stable » pour la Standard & Poor's et/ou Fitch Ratings ;
- [A2] pour la notation Moody's.

Renforcement de la méthode d'estimation de l'encours RPD

Par ailleurs, le retour d'expérience des modalités d'estimation de l'encours, en vigueur depuis 2015, a montré que la méthode actuelle était insuffisante pour évaluer la réalité des risques financiers portés par RTE. RTE propose donc une méthodologie d'estimation de l'encours RPD consistant, pour un jour J, à utiliser une recopie des données de soutirage et de production les plus récentes disponibles.

3.1.2 Positions des acteurs

Modification du barème de garantie bancaire

Deux opérateurs d'effacement se sont opposés à la proposition de suppression de la franchise de garantie bancaire. Ils estiment que cette évolution n'est pas proportionnée au risque réel encouru par RTE et constituerait un frein au développement de nouveaux services de flexibilité par de petits acteurs.

Abaissement des notations exigibles pour les garants

La proposition d'abaissement des exigences de notation des garants n'a fait l'objet d'aucune remarque de la part des acteurs.

Renforcement de la méthode d'estimation de l'encours RPD

Un acteur a souligné que la nouvelle méthode d'estimation de l'encours pourrait donner lieu à une surestimation de l'encours dans certains cas de figure et a proposé une autre méthodologie.

3.1.3 Analyse de la CRE

Modification du barème de garantie bancaire

Le dispositif de responsable d'équilibre est le seul dispositif de marché permettant à un acteur d'échanger de l'énergie en l'absence de dépôt d'une garantie bancaire, ce qui fait porter un risque d'autant plus élevé à RTE.

RTE a déjà alerté la CRE sur des risques potentiels de fraude liés à l'acquisition de la qualité de responsable d'équilibre par de petits acteurs n'apportant pas de garantie bancaire à ce jour et dont la solidité financière n'est pas avérée.

Par ailleurs, le montant de garantie exigé pour les plus faibles tranches correspond à 1,5 jours d'écart moyens pour les tranches de soutirage considérées, contre 3 jours d'écart pour les tranches supérieures, ce qui témoigne d'une volonté de couvrir le risque de manière progressive et proportionnée.

La CRE est favorable à cette évolution.

Abaissement des notations exigibles pour les garants

Cette évolution répond à un besoin exprimé par plusieurs acteurs, qui font état de difficultés à obtenir les garanties bancaires exigées par RTE. Compte tenu de l'évolution du barème de garantie bancaire envisagée, le nombre d'acteurs devant obtenir une garantie bancaire va augmenter, ce qui justifie l'assouplissement des notations exigibles à un niveau garantissant que l'obtention de la garantie bancaire soit effectivement possible en pratique.

La CRE est favorable à cette évolution.

Renforcement de la méthode d'estimation de l'encours RPD

Concernant la méthode d'estimation de l'encours, la proposition, faite par un acteur, évoquée précédemment n'est pas envisageable techniquement à courte échéance, mais ce sujet fait l'objet de réflexions en vue de prochaines évolutions des règles.

Par conséquent, la CRE est favorable à cette évolution.

3.2 Autres évolutions de la section 2

3.2.1 Proposition de RTE

RTE propose plusieurs modifications de la section 2 des Règles :

- prise en compte du report de consommation NEBEF dans le dispositif de responsable d'équilibre, notamment dans le calcul des écarts des responsables d'équilibre et dans la prise en compte, par les GRD, des volumes de report pour les sites raccordés au RPD au modèle corrigé ;
- ajout d'un cas de résiliation à l'initiative de RTE ;
- intégration des flux financiers relatifs aux écarts d'arrondi dans le compte d'ajustement des écarts (CAE) ;
- correction du résidu financier national ;
- évolution des délais de publication des données RPD à la maille nationale et des courbes de charge RPD, conformément à la pratique.

3.2.2 Positions des acteurs

Ces évolutions n'ont fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs.

3.2.3 Analyse de la CRE

Les évolutions proposées correspondent à une mise en cohérence et à des modifications techniques des Règles.

La CRE est favorable à la prise en compte de ces propositions de modification.

DECISION DE LA CRE

En application des dispositions des articles L. 321-10, L. 321-14, L. 321-15-1, L. 134-1 et L. 271-1 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre qui lui ont été soumises par RTE par courriers reçus les 27 octobre 2017 et 10 novembre 2017, sous réserve de la prise en compte des modifications suivantes :

- porter à deux le nombre d'offres d'ajustement de puissance inférieure à 10 MW qui peuvent être déposées quotidiennement par un acteur ;
- limiter les cas d'activation automatique d'offres d'ajustement sur les réseaux de distribution aux sites d'injection ;
- préciser les dispositions relatives à l'activation d'offres d'ajustement à l'étranger, en indiquant que l'approvisionnement sur le marché intrajournalier français peut s'effectuer au travers d'un flux explicite ou d'une nomination implicite.

Autres demandes relatives aux activations automatiques de limitations de production HTA

La CRE invite RTE à :

- lui transmettre un rapport sur la mise en œuvre des limitations automatiques de production, dès lors que le volume d'énergie écartée sur des installations de production à partir d'énergies renouvelables dépasse 30 GWh, ou au plus tard le 30 juin 2019, concernant :
 - le nombre et la localisation des automates mis en place ;
 - la liste des conventions techniques signées ;
 - le nombre et durée d'activations et le volume d'énergie écartée ;
- lui proposer une nouvelle version des règles prenant en compte ce retour d'expérience, pour une entrée en vigueur au plus tard le 1^{er} janvier 2020 ;
- limiter la durée de validité des conventions techniques concernant la mise en œuvre d'automates de limitations de production qui pourraient être conclues avec des producteurs bénéficiant de mécanismes de soutien au mois de décembre 2019.

Autres demandes relatives aux méthodes de contrôle du réalisé

La CRE demande à RTE d'effectuer un retour d'expérience chaque année afin de vérifier les modalités liées à l'homologation initiale et au suivi de l'homologation pour les méthodes de contrôle du réalisé par historique et par prévision.

La CRE demande également à RTE de poursuivre la concertation autour de l'utilisation de méthodes de contrôle du réalisé statistiques sur le mécanisme d'ajustement. Cette concertation pourra être menée à l'occasion du travail analogue que la CRE demande à RTE dans sa délibération du 14 décembre 2017 portant approbation des règles relatives à la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie.

Coordination entre les gestionnaires de réseaux

La CRE organisera dès 2018 une concertation entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution visant à traiter les questions relatives à leur coordination, dans le cadre de la mise en œuvre et des évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre et des règles relatives à la valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie.

Les règles entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Elles sont publiées sur le site de RTE.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et au *Journal officiel* de la République française. Elle est notifiée à RTE et transmise au Ministre chargé de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 14 décembre 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

14/14