Consultation de RTE portant sur les règles relatives à la programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement v9

Réponse d'EDF

19/10/2018

EDF considère que la proposition de RTE ne constitue pas une mise en œuvre appropriée de l'obligation introduite par le règlement européen « Electricity Balancing » d'établir des plateformes d'échanges liquides tirant parti d'une concurrence équitable entre tous les acteurs au niveau transfrontalier. En effet, de nombreuses caractéristiques du design proposé font obstacle à cet objectif de liquidité et concurrence équitable : (i) les critères très contraignants de qualification vont largement au-delà des caractéristiques des produits standards définis au niveau européen (ii) les larges possibilités pour RTE de ne pas partager les offres standards, qui plus est sans compensation de la perte d'opportunité pour les acteurs, reviennent *in fine* à conserver la priorité aux offres spécifiques pour l'équilibrage du système électrique français malgré les efforts d'implémentation consentis par l'ensemble des acteurs.

Ainsi, même si certains aspects, tels que la prise en compte des programmes de marche des acteurs pour le contrôle ou le raccourcissement des délais de publication des écarts, sont positifs, EDF considère que la proposition de RTE doit être revue avant le démarrage de la plateforme sur les modalités de qualification et de filtrage. En particulier, le processus de qualification doit être mis en cohérence avec les caractéristiques du produit standard, sans imposer un profil de variation précis.

EDF développe ci-dessous les raisons de ses préoccupations, assorties d'un tableau plus détaillé sur le texte de la proposition de Règles.

1) Les critères de qualification pour les offres standards proposés par RTE sont excessifs

Le gabarit de maintien de la qualification pour les EDA formulant des offres standards proposé par RTE s'avère extrêmement contraignant et son application réduirait considérablement le volume d'offres standards françaises. Même si la proposition de règles ne traite formellement que de la RR, il semble, comme évoqué par RTE dans le document d'accompagnement (2.1.2), que les mêmes contraintes seront étendues à la mFRR : une clarification de RTE à ce propos serait bienvenue.

- En priorité, EDF demande de supprimer la contrainte relative au point de passage à P/2 à l'heure ronde :
    - Cette exigence réduit *de facto* le délai de mobilisation des offres par rapport aux caractéristiques du produit standard. En particulier, si elle était étendue à la future plateforme de mFRR, cela réduirait le DMO effectif à 7,5 minutes au lieu des 12,5 minutes estimées nécessaires par les GRT pour réagir en 15 minutes à un écart. Concernant des actifs présentant un délai de préparation[1] d'une dizaine de minutes suivi d'une phase de variation rapide, ceci limiterait considérablement le volume d'offres disponibles en mFRR.

[1] Délai de préparation justifié par des gestes d'analyse de sécurité préalables à la mise en œuvre de l'ajustement, et qui ne peuvent pas être réduits.

- Cette exigence n'est pas adaptée aux offres, tant en mFRR qu'en RR, consistant à prolonger un palier du programme d'appel (« décalage de transitoire »). La convention de suivi des programmes d'appel définie par RTE prévoit en effet une transition en début d'intervalle demi-horaire (H) : le point de passage à P/2 à H n'est donc pas atteignable (de même que le point à P à H+5 si la phase de variation dure plus de 5 minutes). A minima, un aménagement sera nécessaire dans ce cas de figure.

- Dans le cas de la RR, les actifs présentant une phase de variation durant plus de 15' seront contraints par l'exigence de désactivation 10' après la fin du bloc. Par définition même du produit de RR, tous les profils d'activation et de désactivation inférieurs ou égaux à 30 minutes devraient être acceptés.

- Le suivi en puissance à partir de télémesures à pas 10 secondes est excessif, d'autant que le moindre point en écart conduit à être défaillant :

    - EDF considère que la précision du pas de comptage (10 minutes actuellement, probablement 5' à terme) est suffisante pour suivre la dynamique des ajustements, il n'est donc pas justifié de recourir aux télémesures.

    - Les illustrations présentées dans le document d'accompagnement sont valables pour un ajustement créant un nouveau palier, constant sur la plage de livraison. En pratique, les diverses situations peuvent conduire à des offres TERRE de valeurs différentes sur les quatre blocs 15' contigus. Il faudra que RTE précise comment s'appliqueraient alors les exigences à H+15, H+30 et H+45.

    - EDF analyse que l'ensemble des contraintes (puissance minimale sur des points 5', tunnel ±20% au milieu des blocs, minimisation de l'écart en énergie) ne peut *in fine* être respectées que par des moyens qui suivraient parfaitement le trapèze théorique. Tous les actifs compatibles avec le DMO 30' du produit de RR mais présentant un profil de variation plus long ne pourront pas respecter l'ensemble des contraintes. Il faudrait *a minima* appliquer également la tolérance aux points de puissance minimale à P et P/2 et élargir la tolérance du « tunnel » en puissance à ±33% pour tenir compte des rampes.

A aucun moment, dans la phase de conception des produits standards au niveau européen, il n'a été question d'imposer un profil de variation précis. Un traitement spécifique, plus contraignant que ce qui est pratiqué ailleurs en Europe, serait défavorable aux acteurs français par rapport à leurs homologues européens. Cela ne créerait pas les conditions de concurrence équitable, et réduirait donc la compétitivité et la part des ajustements réalisés par le parc français au niveau européen.

De même, le mécanisme de valorisation des ajustements au niveau français a initialement été présenté comme une « incitation douce » à se rapprocher du trapèze, mais en admettant le principe que chaque actif a ses caractéristiques techniques propres. En définitive, l'effet d'éviction des plateformes provoqué par le suivi de qualification n'a rien d'une « incitation douce ».

Au regard de la définition des produits standards et des articles 159 et 162 du règlement System Operation, EDF considère que le seul critère légitime de qualification devrait être la vérification de l'atteinte de la puissance demandée à l'issue du DMO du produit standard, soit 30 min pour la RR et 12,5 min pour la mFRR.

RTE a prévu de ne mettre en place le dispositif de suivi de la qualification qu'à une date postérieure au démarrage de TERRE (fin 2020) : EDF préconise donc que cette phase d'observation permette d'objectiver l'existence d'éventuels problèmes devant justifier l'insertion de toute disposition additionnelle contraignante dans les Règles.

2) L'équilibrage du système français doit effectivement être réalisé en utilisant prioritairement les offres standards

EDF est favorable au principe de maintenir l'actuel MA sous forme d'offres spécifiques, afin de pouvoir continuer à offrir à l'ajustement les moyens dont les caractéristiques techniques ne permettent pas de les offrir sous forme standard[2]. En revanche, l'utilisation sous forme d'offres spécifiques de moyens proposant des offres compatibles avec les plateformes européennes, mais qui auraient été filtrées par RTE, devrait rester exceptionnelle.

La conjonction des critères de qualification et de filtrage des offres standards par RTE laisse craindre une restriction excessive du volume d'offres françaises disponibles sur les plateformes, ainsi qu'un faible taux d'utilisation des offres standards pour l'équilibrage du système électrique français, qui continuerait de reposer essentiellement sur des offres spécifiques. Ces effets seraient contraires aux objectifs du règlement européen sur l'équilibrage. La mise en œuvre de ce règlement engendre d'importants efforts d'implémentation pour l'ensemble des acteurs (gestionnaires de réseau et fournisseurs de services d'équilibrage) : parvenir au constat, une fois les plateformes mises en service, que les volumes effectivement mis en commun et activés sont bien inférieurs à ce qui avait été estimé[3], limitant *de facto* les gains pour la collectivité, serait un échec.

RTE justifie la mise en place de ces modalités par la crainte des impacts sur le système électrique français en cas d'activation d'une offre en France pour livraison à un autre pays. EDF convient qu'il relève des missions de RTE de veiller au bon fonctionnement du système français, mais considère que les craintes de RTE reposent sur une hypothèse dans laquelle la totalité des moyens français seraient sollicités pour livraison à l'étranger. Les impacts précis sur la qualité du réglage restent donc à quantifier par RTE, en tenant également compte de l'effet bénéfique des plateformes sur l'équilibrage du système électrique français (netting des besoins, accès à un gisement accru d'offres).

RTE prévoit en particulier de filtrer les offres portant sur des EDA fournissant des services système. Or, cette fourniture est essentiellement assurée par les groupes de production les plus chers parmi ceux démarrés : cela implique que ces moyens sont également les premiers susceptibles d'être ajustés à la baisse. Le MA opéré par RTE permet aujourd'hui une optimisation conjointe de l'énergie d'ajustement et des services système, en reconstituant si nécessaire les bandes de réglage au moyen d'ajustements supplémentaires. EDF considère que ce mécanisme est efficace et n'a pas de raison d'être remis en cause : imposer le filtrage de toute offre d'ajustement standard dégradant la fourniture de services système limiterait considérablement le potentiel d'offres standards à la baisse offertes sur les plateformes. **EDF est donc favorable à la proposition de RTE de mettre en place un processus permettant de partager ces offres standards, à hauteur du volume de services systèmes qui peut être reconstitué au moyen d'offres spécifiques. EDF demande que la concertation se poursuive dès à présent, afin de pouvoir mettre en place un tel mécanisme rapidement au démarrage de TERRE, au besoin dans un cadre temporaire/expérimental.**

En tout état de cause, les situations de filtrage d'offres standards devront être complètement transparentes de la part de RTE et identifiées selon les motifs évoqués (marges/SSY/réseau) afin d'alimenter un retour d'expérience, qui pourra par exemple être publié dans les rapports sur l'application du règlement européen sur l'équilibrage (cf. EBGL Article 60).

EDF souhaite que le maintien de deux systèmes d'offres en parallèle (standard/spécifique) ne fasse pas porter aux acteurs une complexité excessive. En particulier, EDF demande de limiter au strict nécessaire toute évolution apportée aux ajustements « spécifiques » (ne pas imposer d'exigence

[2] Par exemple DMO >30' ou Domin >60'

[3] Cf notamment l'Analyse Coûts-Bénéfices présentée en 2016 dans le cadre de la première consultation du projet TERRE. Il était prévu que RTE mette à jour cette ACB en tenant compte des effets du filtrage, EDF souhaite que RTE puisse en présenter les résultats.

d'envoi de Programme de Marche, ne pas durcir la bande de tolérance actuelle de 20%) et de ne pas exposer les acteurs à des pénalités lorsque la coexistence d'ordres d'activation standards et spécifiques portant sur la même EDA et la même fenêtre de livraison a conduit à l'infaisabilité de l'offre standard ou à une contradiction dans les ordres transmis par RTE.

3) Les offres standards filtrées par RTE pour les besoins du système doivent faire l'objet d'une compensation pour la perte d'opportunité

EDF comprend que RTE puisse être amené à filtrer des offres standards pour assurer la sûreté du système pour les motifs évoqués (marges, services système, congestion réseau). Il est cependant légitime pour les fournisseurs de services d'équilibrage français que ce filtrage n'occasionne aucune perte d'opportunité et distorsion de concurrence vis-à-vis de leurs homologues européens. **EDF demande donc que les offres standards filtrées par RTE bénéficient, lorsqu'elles s'avèrent *a posteriori* être à un prix inférieur au prix marginal France fixé par la plateforme, d'une compensation égale au différentiel entre le prix marginal et leur prix d'offre.**

EDF considère que RTE ne devrait pas avoir à filtrer un volume d'offres supérieur à celui contractualisé au titre des réserves (contrats RR/RC et SSY)[4] :

- Dans le cas des moyens engagés en réserves, le mécanisme proposé par RTE implique que la perte d'opportunité liée au filtrage devrait être incluse dans les offres de contractualisation de ces réserves[5]. EDF n'est pas favorable à cette proposition et estime préférable de compenser les acteurs sur la base du manque à gagner effectif (mesuré *ex-post*) plutôt que sur la base d'une couverture estimée *ex-ante*. De plus, il n'y aura pas systématiquement une correspondance entre les offres répondant à l'engagement en réserve et les offres filtrées (RTE devant en principe filtrer les plus offres les plus chères).
- Dans le cas où RTE filtrerait des moyens non engagés en réserves, il n'est pas possible de couvrir la perte d'opportunité via la rémunération de la contractualisation comme suggéré par RTE. La possibilité pour RTE de « bloquer » ces moyens en dehors de tout mécanisme de marché doit s'accompagner d'une compensation pour la perte d'opportunité sur les offres en énergie ou, à défaut, d'une rémunération de la capacité ainsi réservée (par exemple, au prix issu des appels d'offre Réserves Rapides et Complémentaires).

Dans le cas des offres limitées en énergie, pour éviter de créer un effet d'aubaine pour les AA, EDF propose de limiter la compensation, par exemple à hauteur du stock limité exprimé dans l'Energie/Durée Maximale de l'offre d'ajustement spécifique liée à l'EDA, en tenant compte de l'énergie utilisée par des redéclarations du programme d'appel. RTE justifie sa proposition de ne pas compenser les offres filtrées, en objectant que les acteurs n'ont pas formulé de proposition lors de l'appel à contribution : EDF regrette que le sujet n'ait pas été réellement instruit au cours de la concertation et tient à souligner que des propositions concrètes ont été formulées lors de l'appel à contribution.

EDF demande que ce sujet soit instruit et inscrit dans les règles avant le démarrage de la plateforme fin 2019 et se félicite de la proposition de RTE de poursuivre l'instruction au sein d'un GT dès T3 2018.

[4] Y compris dans le cas de moyens engagés en réserve sur une partie seulement de leur capacité.

[5] Ce principe ne sera d'ailleurs pas applicable à la réserve secondaire tant que sa contractualisation restera basée sur un régime d'obligation rémunérée à un prix régulé

4) Le calendrier pluriannuel d'évolutions doit être confirmé

La publication du « Livre vert » en 2016 et la délibération de la CRE portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage en juin 2017 ont permis de fixer un cadre d'ensemble cohérent des évolutions engagées dans les versions successives des règles. EDF souhaite que RTE publie une version actualisée de ce calendrier, en particulier en précisant les échéances envisagées pour le passage à 48 guichets de programmation et de Replacement Reserve.

L'ensemble de ces évolutions s'accompagne nécessairement de changements importants des processus opérationnels et systèmes d'information, sur lesquels une visibilité pluriannuelle est nécessaire. L'engagement de ces évolutions nécessite l'élaboration d'un plan d'affaire mettant en regard les coûts associés et les bénéfices escomptés (accès à un marché plus large et rémunération au prix marginal), en tenant compte des contraintes et restrictions imposées (qualification, filtrage, écarts, pénalités). Il est important de disposer d'une visibilité suffisante sur le périmètre des évolutions et de ne pas ajouter de contraintes en cours d'implémentation.

EDF apprécie la démarche engagée par RTE de partager en amont avec les acteurs sur la déclinaison opérationnelle et les règles SI dans le cadre d' « Ateliers Techniques » et appelle RTE à poursuivre cette démarche afin de préparer les nombreuses mises en service à venir.

5) Première publication des écarts RE en S+1

Il est indispensable pour les Responsables d'Equilibre d'avoir une boucle de retour la plus rapide possible sur la qualité de leur prévision et de pouvoir ainsi être très réactifs pour l'ajuster en cas de besoin. **EDF est donc très favorable à une réduction des délais de publication des résultats du processus Ecarts, pour passer d'un résultat S+3** (à partir des bilans de consommation transmis par les GRD en S+2) **à un résultat S+1.**

EDF souhaite cependant réagir sur les points suivants :

- Horaires de publication de l'écart S+1 ;
- Qualité des données publiées par certains GRD ;
- Rapprochement des processus Ecart et Recotemp.

Horaire de publication de l'écart S+1

RTE et les GRD proposent un processus aboutissant à la publication de l'écart RE à 23h59 le vendredi S+1. Il s'agit d'un progrès significatif par rapport à la situation actuelle, EDF souhaite cependant que les travaux soient poursuivis afin de viser une publication dès le vendredi 12h, ceci afin de pouvoir analyser ces données et les prendre en compte au plus tôt dans le recalage des modèles de prévision pour la semaine suivante.

Qualité des données publiées par certains GRD

EDF tient à souligner que l'intérêt de cette publication anticipée est conditionné à sa qualité. Notamment, EDF s'inquiète d'une éventuelle dégradation par rapport à l'actuel S+3, en raison du délai de récupération des courbes de charge et des risques de non publication de la part de certains GRD. Il faut impérativement éviter la situation d'un S+1 dégradé, régularisé uniquement en M+1 voire M+3.
EDF accueille donc très favorablement l'engagement des GRD pour une fiabilisation du processus. EDF demande que ces travaux fassent l'objet d'un suivi dans les instances de pilotage de la Reconstitution des Flux et préconise la mise en place de critères de suivi tels que :

- le taux de CdC ou le taux de consommation manquante, ou l'écart avec le M+6 ou M+12 ;
- l'écart entre le coefficient de calage obtenu en S+1 par rapport au coefficient de calage en M+6 ou M+12.

En fonction des résultats obtenus, EDF souhaite qu'une seconde publication d'écart en S+3 soit maintenue au moins transitoirement. Idéalement, cette phase transitoire devrait être la plus courte possible, les GRD adaptant leurs processus pour être en mesure de publier dès S+1. Elle devra cependant être maintenue, sans limitation de durée, tant que le S+1 ne sera pas de qualité suffisante.

Afin de minimiser les conséquences sur la qualité de l'écart RE et du calage spatial en cas de non publication ou de transmission de données erronées par un GRD (détectée par RTE et signalée au GRD - cf C.17.1), EDF est favorable à ce que RTE procède à une substitution par recopie des données équivalentes J-7. Les analyses présentées par Enedis dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage ont en effet mis en évidence que ceci améliorait la qualité du coefficient de calage. A défaut, EDF est favorable à la proposition de RTE de continuer à publier un coefficient de calage indicatif tenant compte de cette substitution.

Rapprochement des processus Ecart et Recotemp

A la date d'application de cette évolution, 2021, le profilage dynamique[6] ainsi que la valorisation de la réconciliation temporelle au prix de règlement des écarts auront été mis en place. EDF réitère sa demande que soient étudiés, dans le cadre des instances de gouvernance de la reconstitution des flux, les deux évolutions suivantes :

- Une convergence progressive du processus Ecarts et du processus Recotemp :
    - utilisation aux Ecarts des Facteurs d'Usage encadrants, comme en Recotemp ;
    - modalités de bouclage (calage) cohérente avec celles appliquées lors de la Recotemp.
- A terme avec l'utilisation des index quotidiens Linky, une fusion des deux processus Ecarts et Recotemp, en un seul processus calculé à un pas quotidien

[6] Il conviendra d'ailleurs de décrire cette évolution dans les Règles (chapitre F)

Article concerné	Type de commentaire (fond/forme)	Commentaire	Proposition de modification
1 Définitions			
1 - Définitions	Fond	« EDA » : il n'y a pas de notion de qualification sur les offres spécifiques	Restreindre aux offres standards la phrase portant sur la qualification.
1 - Définitions	Forme	L' « écart d'ajustement » est calculé et valorisé à pas 10'	Pas 10'
1 - Définitions	Forme	« Offre d'Ajustement » : l'Acteur d'Ajustement propose des offres uniquement à RTE (en application du modèle BSP-TSO) et jamais directement à la plateforme de RR comme la formulation le laisse entendre. Il est ensuite précisé qu'une offre d'ajustement peut être spécifique ou standard, et partagée par RTE sur la plateforme de RR.	Reformuler la référence à la plateforme de produit standard de RR.
1 - Définitions	Forme	« pas de contrôle »	Suggestion de faire un renvoi à l'article 4.5.1.2
1 - Définitions	Forme	« Période de validité » pour une offre standard : « Heure débutant à heure ronde ». Il semble préférable de faire référence à la période de livraison de la plateforme TERRE.	Suggestion de mentionner la période de livraison TERRE
1 - Définitions	Forme	« Rémunération d'une offre activée » : à une offre correspond un volume commercial.	Volume Commercial au singulier
2 Dispositions générales			

2.3	Fond	La mise en œuvre du règlement relatif à l'équilibrage et la déclinaison des plateformes européenne d'échange d'offres conduisent – et vont conduire - à des évolutions importantes des règles. Afin d'assurer la bonne appropriation de ces évolutions par les acteurs et la qualité de leur contribution, EDF appelle RTE à laisser un temps suffisant de consultation. En l'occurrence, **EDF considère que des évolutions majeures des règles requièrent un délai de consultation de 2 mois**. EDF préconise que le processus de concertation prévoie une diffusion systématique du projet de règles préalablement à sa mise en consultation formelle, afin de résoudre en amont les éventuels problèmes de formulation et de compréhension, et ainsi contribuer à la qualité du texte définitif. EDF observe par ailleurs que le corps des règles est de plus en plus complexe : afin de faciliter la lecture, il serait judicieux d'y adjoindre un document explicatif maintenu à jour à chaque version (au-delà des documents d'accompagnement de chaque évolution qui ne décrivent que les changements).	Prévoir un délai de consultation d'au moins 2 mois
3. Programmation			
3.1.1.1	Forme	Les modalités précises de déclaration à RTE de la granularité du programme d'appel restent à confirmer (cf maquette d'interface web présentée par RTE en Atelier Technique).	

3.1.3.3.3	Forme	Il serait utile de préciser comment RTE trace les redéclarations de performances et contraintes techniques hors guichet dans le PA et dans le PM théorique/effectif, notamment lorsqu'un ajustement (standard ou spécifique) est en cours. En particulier, il faut assurer que : - dès lors que l'acteur d'ajustement a prévenu RTE du non-suivi de l'ajustement, alors les pénalités ne doivent pas s'appliquer (cf 4.6.1.2.3 et 4.6.2.9) - le volume en écart d'ajustement ne doit pas être supérieur à l'ajustement initialement demandé (la partie d'écart correspondant au non-suivi du programme d'appel contribuant à l'écart RE). A titre d'exemple : si PA = 100MW, ajustement hausse 10 MW, donc PM = 110 MW : en cas de fortuit total du groupe (réalisé = 0), alors l'écart d'ajustement doit être de -10 MW (et non -110 MW). Le fortuit se traduit par ailleurs par un écart RE de -100MW	

3.1.4.2	Fond	EDF est favorable à ce que, comme proposé par RTE, l'envoi du PM soit optionnel dans le cas d'une activation d'offre spécifique (y compris dans le cas d'une EDA susceptible de formuler par ailleurs des offres standards). Le cas échéant, RTE utilisera sa propre traçabilité conformément au 3.1.4.3. Les modalités de la « déclaration » à RTE des EDA sur lesquelles un PM est envoyé ou non restent à confirmer. Conformément à la remarque précédente, EDF demande à ce que cette déclaration permette de ne pas envoyer de programme de marche sur les activations spécifiques. Il faudrait donc que la déclaration ne soit pas faite seulement par EDA, mais également par type d'offre. Dans un but de simplification, EDF observe que cette déclaration pourrait être supprimée : - pour le standard, toute offre est supposée pouvoir renvoyer un PM - pour le spécifique, RTE retiendra tout simplement sa trace lorsque le PM n'est pas renvoyé Les exigences fonctionnelles relatives à l'envoi du PM, en particulier le délai d'envoi mentionné à l'article 3.1.4.3, doivent être décrites dans les règles validées par la CRE, et non dans une annexe SI. Les annexes SI doivent se limiter à la description des formats et modalités d'échange. Le délai de deux minutes évoqué par RTE au cours de la concertation est trop contraignant, il n'est pas possible de s'engager dans 100% des cas sur la possibilité de mener en moins 2 minutes les analyses de faisabilité préalables à l'activation. EDF demande à pouvoir mettre à jour le PM en cas de besoin, après l'envoi initial (a minima pendant les deux minutes).	Préciser dans les règles que l'envoi du PM est optionnel en cas d'activation d'offre spécifique, y compris sur une EDA formulant des offres standards Suppression de la déclaration d'envoi ou non du PM A minima, distinguer par type d'offre

3.1.4.2	Fond	« *un Programme de Marche est attendu pour chacune des EDP constitutives de l'EDA* » : EDF observe que dans certains cas d'influencement hydraulique, la puissance mobilisable sur une EDA peut dépendre d'une EDP associée à l'EDA pour le calcul de la puissance mobilisable en offre spécifique implicite, sans que pour autant le programme de cette EDP ne soit modifié/modifiable par l'ajustement. EDF considère que dans ce cas de figure, cette EDP ne fait partie de l'EDA et n'est donc pas concernée par l'envoi du programme de marche.	
3.1.4.3	Fond	Modalités de calcul du Programme de Marche Théorique : la simple référence au chapitre 4 est trop large, il faut préciser l'alinéa exact applicable : il semble que le chapitre 4 définit les volumes d'ajustement théorique en delta entre PM et PA (notamment 4.6.2.1), il y aurait donc une référence circulaire entre chapitres 3 et 4. Il faudra également clarifier dans les règles les modalités selon lesquelles *«RTE effectue la jonction entre la puissance attendue au titre de l'Offre Standard à H+55' et le Programme d'Appel Tracé par RTE pour le pas [H+1h;H+1h05]. »* EDF observe que les définitions introduisent une autre référence circulaire (le PMt est remplacé par le PMe, lui-même défini à partir du PMt), et suggère de revoir les définitions selon le principe suivant 1. Le PM Théorique correspond - Pour une offre standard, à la trace de RTE (PA + trapèze) - Pour une offre spécifique, au PM renvoyé par l'acteur s'il satisfait aux conditions du 3.1.4.4, ou à défaut à la trace de RTE (PA + CUO) 2. Le PM Effectif correspond au PM renvoyé par le receveur d'ordres ou, en son absence, à la trace de RTE	Expliciter comment RTE trace le Programme de Marche Théorique et le Volume Attendu Théorique Reformulation ci-contre

3.1.4.3	Fond	RTE propose que le PM théorique ne prenne pas en compte le programme de marche de l'acteur, dans le cas d'une activation en spécifique d'une EDA faisant l'objet d'une contractualisation en réserves. Cela signifie que ces EDA se verraient affecter un Ecart d'Ajustement plus important. EDF observe que cela introduit une pénalisation supplémentaire, qui devrait être portée par les contrats de réservation de capacité, et non par les règles MA.	Suppression de la mention relative aux EDA faisant l'objet d'une contractualisation.

3.1.4.4	Fond	Cet article définit les critères de prise en compte du programme de marche pour les ajustements spécifiques. - Compte tenu de la complexité des termes, il est impératif de l'accompagner de schémas explicatifs. Comme déjà exprimé dans le passé, il faut que RTE réinsère dans les règles le schéma qui détaillait la séquence : ordre -> instant de début d'ajustement –> DMO ou DP+gradient*ΔP –> instant d'activation –> instant de désactivation –> instant de fin d'ajustement. - Telles que formulées, certaines conditions sont inapplicables pour un ajustement à la baisse : il faudra donc distinguer ajustement à la hausse / à la baisse. - La première condition *« lorsque l'instant d'activation est précisé …»* n'est pas claire ; autant exprimer clairement cette distinction. S'agit-il de différentier un ordre « à effet différé » d'un ordre « à effet immédiat » ? ou de différentier un ordre exprimé en « à partir de » d'un ordre « pour » (cf. code de dialogue) ? - La condition '1.1' devrait tenir compte de la tolérance de max(10%, 10 MW). Elle est redondante avec la condition '3.2' (entre instants de début et de fin d'ajustement, qui doit d'ailleurs a priori correspondre à la « plage de mise en œuvre » ?) et peut donc être supprimée. - Les ordres d'ajustement sont généralement exprimés en « à partir de » : la condition '1.2' devrait donc porter sur l'instant de début d'ajustement et non l'instant d'activation. - Les deux termes '1.2.1' sur le gradient et '1.2.2' sur le DMO sont exclusifs (il manque un « OU »). Il semble d'ailleurs que [Instant d'activation – gradient * ΔP] ou [Instant d'activation - DMO] correspondent à l' « instant de début d'ajustement » : il pourrait être fait référence à cette notion ?	Proposition de reformulation : - le PM est égal au PA jusqu'au pas 5' précédant l'instant de début d'ajustement - Pour un ajustement à la hausse, le PM est inférieur à la consigne +max(10%, 10MW) entre l'instant de début d'ajustement et l'instant de fin d'ajustement. - Pour un ajustement à la baisse, le MP est supérieur à …. - Le PM est égal au PA au plus tard au pas 5' suivant l'instant de fin d'ajustement

3.1.4.4	Fond	EDF tient à souligner que le principe de prise en compte du PM envoyé par l'acteur d'ajustement : - ne doit pas dispenser RTE du respect des CUO ; - ne doit pas imposer au receveur d'ordres des contrôles supplémentaires lors du traitement des ordres ; - ne doit pas interdire à l'acteur de contester ultérieurement la traçabilité retenue par RTE.	Préciser ces points dans les Règles.
3.1.4.4	Forme	EDF comprend que dans le cas d'une EDA multi-EDP, le critère du 3.1.4.4 est mené sur la somme des PM, à maille EDA. La prise en compte partielle des PM renvoyés par le receveur d'ordres conduirait en effet à une situation bancale.	Somme des programmes des Marches des EDP constitutives de l'EDA
3.1.6.2	Forme	Mode dégradé - « redéclaration du PA et/ou PM » Il semble que cette formulation est à revoir (RTE ne prévoit pas de redéclaration du PM, même en mode normal).	« La redéclaration du PA et l'envoi du PM… »
4.2 Qualification des Entités d'ajustement			
4.2.2	Forme	EDF est favorable au principe de ne pas insérer des mesures de qualification pour les offres spécifiques et partage l'analyse de RTE au §2.1.4 du document d'accompagnement, notamment compte tenu de l'obligation légale d'offrir tout le disponible.	Restreindre aux offres standards de RR le titre des articles 4.2.2 et le 4.2.2.2 (comme cela est déjà le cas pour le 4.2.2.1)
4.2.2.1.2	Forme	Une même EDA peut présenter des DMO différents selon le type de variation. La seconde condition peut être dans certains cas contradictoire avec la première (cas d'une offre DP+gradient ayant fait l'objet d'activations à la fois avec des DMO inférieurs et supérieurs à 30 minutes).	*Les EDA ayant été Activées **uniquement** pour des Offres avec un DMO strictement supérieur à 30 ne seront pas Qualifiées pour le Produit Standard de RR.*
4.2.1.2.1	Fond	Il serait utile que RTE confirme ses intentions quant au devenir des EDA « point d'échange »	
4.2.2.2	Fond	EDF est favorable au principe proposé par RTE de ne pas imposer de tests initiaux d'activation, dans le but de permettre au plus grand nombre de capacités de proposer des offres de Replacement Reserve.	

4.2.2.2.1	Fond	EDF accueille favorablement la proposition de RTE de retenir des temps de traitement plus courts que les délais maximum autorisés par le règlement System Operation, afin de favoriser le dépôt d'offre standard par les acteurs. Le format et les modalités d'échange du dossier de qualification de chaque EDA devront être précisés, de même que les modalités de notification par RTE des défaillances et pertes de qualification (cf 4.2.2.4.4 et 4.2.2.4.5)	
4.2.2.2.2.1	Fond	*« exigences de Programmation (…) décrites à l'article 4.3.2 »* EDF interprète que l'article 4.3.2 n'implique aucune exigence particulière relative à la Programmation, ce à quoi EDF est tout à fait favorable. Au cours de la concertation, RTE a évoqué son intention de rendre obligatoire la transmission à pas 5' du programmes d'appel pour les EDP/EDA participant à la RR. EDF observe que la CRE s'est exprimée en faveur du maintien d'un caractère optionnel de la programmation à pas 5' et soutient ce principe. En cas de transmission d'un programme à pas 30', il sera fait application par RTE des modalités de conversion 30'→ 5' décrites à l'article 3.1.2.6. EDF considère que, dans la mesure où le PA tracé par RTE servira pour le calcul du Volume Réalisé, l'incitation à disposer d'une référence partagée est suffisante. Quoi qu'il en soit, la transmission de programmes d'appel à pas 5' ne doit pas s'accompagner d'exigences ou pénalités allant au-delà de la responsabilité d'équilibre et des dispositions décrites à l'article 3.1.2.5.	

4.2.2.2.2.2	Fond	Sur le principe d'utilisation des télémesures pour le suivi de la qualification : - sur le fond, EDF n'est pas favorable à l'utilisation des télémesures pour le suivi de la qualification des EDA (notamment au regard des critères excessifs proposés par RTE, cf. remarques formulées au 4.2.2.5 et dans le texte d'introduction). EDF considère que le pas de comptage (10' actuellement, probablement 5' à terme) est tout à fait suffisant pour suivre la dynamique des ajustements. - EDF observe que la mise à disposition des télémesures est déjà encadrée, pour les installations raccordées au RPT, par le chapitre 4 de la Documentation Technique de Référence. Les « règles SI » dont il est fait mention au 4.2.2.2.2.2. doivent être cohérentes avec les spécifications découlant de la DTR et ne pas ajouter d'exigence supplémentaire. - Ainsi, la disposition relative à l'envoi des TM au moins 10 jours avant la fin du mois doit être retirée. Selon EDF, les TM sont mises à disposition de RTE en temps réel selon les modalités prévues par la DTR, il appartient à RTE d'en assurer l'acquisition et l'entreposage. Il n'y a donc pas lieu d'imposer à l'acteur d'ajustement une transmission supplémentaire de données. Il faudra, au contraire, que RTE mette à disposition de l'acteur d'ajustement les données qu'il a utilisées pour mener ses contrôles.	Suppression du 4.2.2.2.2.2, ainsi que du second alinéa du 4.2.2.4.3 Remplacer « télémesure » par « comptage » au 4.2.2.5.2
4.2.2.2.2.3	Forme	Les exigences techniques relatives à la participation au MA doivent être décrites dans les Règles validées par la CRE, et non dans une annexe SI. Les annexes SI doivent se limiter à la description des formats et modalités d'échange.	Suppression du §4.2.2.2.2.3

4.2.2.4.2	Forme	Période d'observation : il s'agit probablement du mois M (et non M-1), analysé au cours du mois suivant M+1	- *lorsque l'EDA a été activée plus de cinq (5) fois pour une Offre Standard de RR sur le Mois M, la période d'observation retenue est la période couvrant l'ensemble des Plages de Mise en OEuvre des Offres Standard de RR qui ont été activées sur le mois* ***M*** ~~*M-1*~~ *;* - *lorsque l'EDA a été activée moins de cinq (5) fois pour une Offre Standard de RR sur le Mois M, la période d'observation retenue est la période couvrant les Plages de Mise en Œuvre des cinq (5) dernières Offres Standard de RR qui ont été activées pour l'EDA sur la période* ~~***M-1***~~ ***M*** *à M-12.*
4.2.2.4.4	Fond	EDF demande que RTE informe l'acteur dès qu'une activation ne satisfait pas aux critères du 4.2.2.4 au cours du mois M (et pas seulement lorsque la qualification est perdue en fin de mois M+1). Le processus proposé par RTE ne laisse aucun préavis à l'acteur, ni aucun délai de contestation éventuelle. Comme exprimé en 4.2.2.2.1, le suivi des activations et de la qualification nécessitera probablement la mise en place d'un dispositif dédié. EDF demande à RTE de préciser ses intentions en la matière, au travers d'ateliers techniques.	
4.2.2.4.5	Fond	EDF considère que le délai de carence de 3 mois est excessif. Une telle sanction est totalement disproportionnée par rapport à ce que prévoit par exemple l'article 4.6.2.9.4 (possibilité pour RTE, après mise en demeure préalable, d'exclure une EDA pour 60 jours en cas d'inexécution répétée des ajustements sans que RTE ne soit prévenu). Il faudra par ailleurs confirmer que la demande de requalification peut être faite en temps masqué pendant cette période, pour que l'EDA soit de nouveau qualifiée dès la fin de la période de suspension.	
4.2.2.4	Fond	RTE propose une mise en place du mécanisme de suivi à une date R ultérieure (fin 2020) : EDF recommande de ne pas introduire cette disposition dans la présente version des règles et de statuer ultérieurement, à la lumière du REX au démarrage de TERRE.	

4.2.2.5.1	Forme	Préciser que l' « Heure sur laquelle l'EDA a été activée » correspond à la période [H ; H+1h]. Pour être cohérent en énergie, peut-être faudrait-il considérer le Volume Commercial (et non le Volume Attendu Théorique)?	

4.2.2.5.2	Fond	Comme expliqué en introduction, EDF considère que les critères proposés par RTE sont excessifs : la seule condition devrait être la vérification (avec une certaine tolérance) de la puissance demandée à l'issue du DMO. Il semble que la condition (Pref + Psollicité)/2 est mal formulée par rapport à ce qui est décrit dans le document d'accompagnement. Il faudra également préciser ce qu'il se passe en fonction de plusieurs activations successives, à des puissances potentiellement différentes entre pas 15' : comment s'appliqueraient alors les exigences sur les transitions à H+10/H+15/H+20, H+25/H+30/H+35, H+40/H+45/H+50 ? Il faudrait a minima élargir la tolérance en puissance à 33% et l'appliquer également aux points de puissance minimale à P et P/2. Les notations devraient faire explicitement référence aux objets déjà décrits par ailleurs dans le projet de règles : - « Psollicitée » semble être homogène au VAt ? (NB : comme déjà exprimé en 3.1.4.3 et 4.6.2.1, le calcul du PMt/VAt est insuffisamment défini). La seule référence au 4.4.5.1 (qui décrit la façon dont les ordres sont exprimés) est insuffisamment précise. - « Pref » devrait faire référence au 4.5.2.2 ? (établissement de la courbe de référence pour le calcul du volume réalisé) - « Pe » (Puisssance effective) est potentiellement source de confusion avec les définitions PMe/VAe ? A ce stade, les règles ne traitent que de la RR, dont le DMO est fixé à 30'. Par lisibilité, autant le mentionner clairement.	Suppression du critère P/2 Suppression du critère « Désactivation +15' » A minima, à reformuler en P/2 Pref + (Psollicitée/2) NB : cette erreur de parenthèse est présente à plusieurs reprises dans le tableau Elargir la tolérance en puissance instantanée à 33% Appliquer également la tolérance aux points de puissance P et P/2 Remplacer DMO par 30'

4.3 Préparation d'une offre d'ajustement			
4.3.1.1	Forme	« chaque heure de Guichet de la PF » : pas défini dans le projet de Règles. Parle-t-on ici de l'heure du guichet, ou bien de l'heure de livraison (la définir à l'article 1) ? idem 4.3.1.1.1 : définir heure de livraison.	
4.3.1.1.1	Forme	Les caractéristiques générales des offres standard doivent être décrites dans les règles validées par la CRE, et non dans une annexe SI. Les annexes SI doivent se limiter à la description des formats et modalités d'échange.	

4.3.1.1.3	Fond	Cet article traite de l'interaction entre les ajustements standards et spécifiques. Comme exprimé en introduction, le maintien de deux systèmes d'offres en parallèle ne doit pas faire porter aux acteurs une complexité excessive 1er alinéa : Dès lors qu'un ajustement spécifique intervient postérieurement au guichet de dépôt des offres et à plus forte raison pendant la fenêtre de livraison, la faisabilité des offres TERRE ne peut plus être garantie. EDF interprète le premier alinéa comme suit : - si un ajustement spécifique est en cours au moment du guichet d'offres pour l'heure de livraison H, alors cet ajustement ne doit pas empêcher le dépôt d'offres TERRE (principe d'utilisation prioritaire des produits standards pour l'équilibrage), ni autoriser RTE à filtrer ces offres sous prétexte que l'EDA a déjà été activée en spécifique. La construction des offres TERRE par EDF sera faite en prenant l'hypothèse d'une fin d'ajustement spécifique au plus tard à H-30. - si un ajustement spécifique présentant un impact sur la période [H-30 ;H+1h] intervient postérieurement au guichet de dépôt d'offre (moins quelques minutes, pour laisser le temps de le prendre en compte), alors la faisabilité de l'offre standard ne peut pas être garantie par l'acteur d'ajustement. Dans les deux cas, - il appartiendra à RTE d'assurer la faisabilité du programme de marche en adaptant l'ordre spécifique, selon les modalités du 4.4.5.2. - les mécanismes de qualification et de pénalités ne doivent pas s'appliquer (l'acteur d'ajustement ne peut être tenu pour responsable des actions de RTE qui ont rendu ses offres infaisables).	Ne pas utiliser le terme « réalisable » Reformuler le 1er alinéa comme exprimé ci-contre.

		2e alinéa : La formulation comme quoi toute offre de RR doit être « réalisable » est ambiguë : EDF rappelle que les offres sont mises en œuvre sur des moyens industriels susceptibles de connaitre des aléas. Les offres seront calculées en fonction des informations disponibles au moment du guichet, mais la situation peut évoluer entre le guichet et la réception de l'ordre : la faisabilité de l'ordre n'est donc pas garantie dans tous les cas et doit être vérifiée par le receveur d'ordres avant sa mise en œuvre. Comme prévu par RTE au 4.6, les cas de non-exécution se traduiront par des écarts d'ajustement et, le cas échéant, des pénalités. Dernier alinéa : en application du principe d'utilisation prioritaire des offres standards, inverser la formulation : on peut également offrir sous forme spécifique ce qui a été offert en standard.	Supprimer le 2e alinéa sans rapport avec le titre de l'article Inverser la formulation du 3e alinéa
4.3.1.2	Forme	Il semble préférable de ne pas définir un même type d'ajustement par deux termes.	~~Offres standards de RR explicites ou~~ offres standards de RR Offres spécifiques implicites ~~ou offres spécifiques~~
4.3.2.1	Forme	Par lisibilité, il semble que le dépôt des offres standards dans TOPASE devrait être également décrit ici (les 4.3.2.2 et 4.3.2.3 traitent de leur modification et de leur prise en compte).	
4.4 Utilisation des offres d'ajustement par RTE			
4.4.2	Fond	Filtrage des offres : comme exprimé en introduction, EDF demande que les offres filtrées par RTE bénéficient, lorsqu'elles s'avèrent a posteriori être à un prix inférieur au clearing de la plateforme, d'une compensation égale au différentiel entre prix de clearing et prix d'offre.	
4.4.2	Fond	Filtrage des offres : les critères décrits ici ne sont pas assez précis. EDF demande que la méthodologie employée par RTE soit rendue publique, et que les résultats soient publiés. A cet effet, il conviendra de compléter le second tableau du 4.10.1.1 avec le volume d'offres standards non partagées.	

4.4.3.1	Fond	EDF est favorable au principe de « demande élastique », qui permet un recours coordonné aux différentes réserves et une efficacité économique accrue. Ce principe ne doit cependant pas autoriser un arbitrage systématique de la part de RTE entre des offres spécifiques et des offres standards sur lesquelles s'appliqueraient des contraintes accrues (au-delà des contraintes de qualification, la couverture des écarts d'ajustement et pénalités par rapport au trapèze théorique impliquera un coût plus élevé pour les offres standards). Comme proposé par RTE, il est a minima impératif que le prix limite ne tienne pas compte des offres spécifiques d'EDA sur lesquelles ont été formulées une offre standard de RR ou mFRR. Définition du besoin adressé à TERRE (volume et prix limite) : EDF demande que la méthodologie employée par RTE soit rendue publique, et que les résultats soient publiés (cf 4.10.1.1). Dernier alinéa à reformuler : le document d'accompagnement (4.2.3.1) indique que RTE n'activera pas d'offre spécifique pour motif P=C avant H-30, ce qui ne correspond pas à ce qui est indiqué dans le projet de règles (heure avant d'expression du besoin RTE à TERRE, c'est à dire H-40).	Pas d'activation P=C avant H-30
4.4.5.1	Forme	Réception des ordres : EDF observe que la formulation n'est pas adaptée pour les offres standards (il semble que RTE communiquera uniquement l'identifiant de l'ordre standard activée ?). Pour les offres spécifiques, EDF observe que certains ordres sont transmis en précisant l'instant de début d'ajustement (et non l'instant d'activation)	RTE indique au Receveur d'Ordre : **Pour l'activation d'une offre spécifique** – le nouveau point de consigne de l'EDA ou la puissance sollicitée ; et – l'Instant d'Activation **ou l'Instant de début d'ajustement** ; et - l'Instant de Désactivation, le cas échéant. **Pour l'activation d'une offre standard** - **l'identifiant de l'offre**

4.4.5.1	Fond	Réception des ordres RR au plus tard à H-25 : EDF observe que les premières propositions sur TERRE prévoyaient une réception des ordres au plus tard à H-30. Dans la perspective du passage à 48 guichets, il sera impératif de recevoir les ordres avant H-30, afin de les prendre en compte pour la soumission de nouvelles offres standards et la redéclaration des programmes d'appel au guichet H-30.	

4.4.7	Fond	Avec la coexistence de deux systèmes d'offres en parallèle (standard et spécifique), il importe de définir clairement les règles applicables en cas d'activations des deux types d'offres sur une même EDA et une même période de livraison. EDF partage les principes de priorité entre ordres proposés par RTE. Il appartiendra cependant à RTE d'assurer la transmission de consignes sans équivoque au receveur d'ordres : - Dans l'hypothèse où un ajustement standard serait sélectionné par TERRE alors qu'un ajustement spécifique a été activé par RTE sur la même EDA, EDF demande à RTE de filtrer l'envoi de l'ordre standard (indépendamment de la rémunération effective au prix marginal, selon les modalités décrites en 4.6.2.3.2). - De plus, lorsqu'un ajustement spécifique a été actif sur la fenêtre des offres TERRE et prend fin, il faut que RTE de transmette explicitement la consigne attendue pour la suite, sous forme d'un ordre spécifique. Plus précisément, en cas d'ordre « retour au programme d'appel redéclaré », EDF interprète que les éventuels ordres standards transmis sur cette fenêtre de livraison ne doivent pas être mis en œuvre. EDF rappelle que, comme exprimé par la CRE dans sa délibération 2017-155, il convient *« de ne pas faire porter aux acteurs la complexité liée au fonctionnement de deux systèmes de dépôt d'offres en parallèle. »* EDF demande donc que les pénalités ne soient pas appliquées dès lors que des ajustements standards et spécifiques auront été activés sur la même fenêtre et auront conduit à des ordres contradictoires ou équivoques.	Préciser que les ordres TERRE seront préférentiellement filtrés par RTE lorsqu'un ajustement spécifique est en cours sur l'EDA. Préciser explicitement que l'ordre retour au Programme d'appel annule tous les ajustements, standards et spécifiques.
4.5 Calcul du volume réalisé des EDA			

4.5.1.1	Fond	Définition de la « plage de contrôle » : EDF comprend des principes exposés au cours de la concertation que la 1e condition s'applique aux ajustements standards, et que la 2e devrait être restreinte aux ajustements spécifiques (tel que formulé, la 2e puce s'appliquerait également aux ajustements standards et est donc contradictoire avec la 1e). RTE propose de limiter la « plage de contrôle » des ajustements standards à H+1h (et non H+1h05 comme initialement envisagé) : EDF est bien conscient que, compte tenu de la granularité des comptages, une limite à 1h05 est impossible à implémenter et serait génératrice de biais. Cependant, une limite à H+1h crée un écart RE sur [H+1h;H+1h05], ce qui n'est pas conforme au principe de neutralité du RE. Les différents volumes Commercial, Attendu Théorique, Réalisé ne sont plus cohérents. A défaut de mieux, en attendant une évolution du pas de comptage, il semble qu'il faudrait aller jusqu'à H+1h10 pour le calcul du réalisé et de l'écart d'ajustement ?	Envisager d'étendre le calcul de VR et EA à H+1h10
4.5.2.1.3	Fond	Correction de la courbe de charge de réalisé : dans l'hypothèse où RTE maintiendrait sa proposition de passer la bande de tolérance à 10% (cf 4.6.2.9), EDF demande que la contribution au réglage primaire soit également corrigée.	
4.5.2.2	Forme	« EDA constituée d'EDP » / « non constituée d'EDP » : ces distinctions sont ambiguës : faire référence à la typologie d'EDA telle que présentée à la définition « EDA » du chapitre 1 (EDA injection, EDA soutirage).	
4.6.1.2.1.1	Forme	Préciser que Ve est défini au .4.5.2.3.1	
4.6.1.2.3	Forme	Formule erronée	Max (et non ma)
4.6.2.1	Fond	Il est nécessaire de décrire la façon dont RTE trace le PM théorique (référence circulaire entre 3.1.4.3 et 4.6.2.1)	

4.6.2.2	Forme	Définition de PMe : mention erronée à PMt	Remplacer PMt par PMe
4.6.2.3	Fond	EDF est favorable au principe proposé, c'est-à-dire de valoriser au prix marginal TERRE les ajustements sélectionnés par la plateforme et modifiés par RTE via un ajustement spécifique. Après la date V, il est à noter qu'il est théoriquement possible qu'il n'y ait pas d'offre spécifique en sens inverse de l'offre standard. Dans un tel cas, il faudra que RTE continue à prendre en compte le prix de l'offre spécifique de même sens. Ces situations vont conduire à valoriser des ajustements qui n'ont pas forcément été réellement activés (principe de priorité/filtrage en cas d'activations simultanées) : il faudra préciser comment ceci est pris en compte dans les publications mentionnées au 4.6.2.10.	
4.6.2.6.2	Fond	Cet article reprend, en les transposant après la date T, les Modalités particulières relatives aux Offres Exceptionnelles, Ordres à Exécution Immédiate et Offres Activées dans le cadre de tests, qui existent déjà dans les règles actuelles (cf. 4.6.1.1). Les modalités relatives aux tests ne sont cependant pas reprises, conformément à ce que laisse entendre le titre	Insérer un article 4.6.2.6.4 reprenant le 4.6.1.1.7 ?

4.6.2.9.1.2	Fond	**EDF n'est pas du tout favorable à la proposition de RTE de baisser le seuil de tolérance à 10%, et demande de conserver 20%.** Il convient en effet de distinguer deux objectifs : 1. Inciter les acteurs à exécuter les ajustements et prévenir RTE en cas de fortuit et d'impossibilité de mise en œuvre. RTE n'a pas démontré que le seuil actuel (20%) posait problème et devait être durci. EDF considère que cette valeur et les pénalités associées sont largement incitatives pour les acteurs d'ajustement. 2. Inciter les acteurs à communiquer à RTE précisément les performances des actifs. EDF rappelle que les actifs engagés dans l'ajustement sont des installations industrielles dont le productible ne peut être suivi au MW près. EDF considère que cet objectif est rempli par l'écart d'ajustement, qui sera de toute façon effectif au 1er MWh d'écart : il assure une incitation suffisante à réaliser l'ajustement et faire ses meilleurs efforts dans le suivi des performances des groupes de production. Les modalités proposées par RTE introduisent une double peine entre le mécanisme de pénalité et le mécanisme de perte de qualification. Cela exposerait les acteurs à des pénalités accrues qui devraient être intégrées dans les prix d'offre. Il en résulterait une augmentation des prix d'offres tant standards que spécifiques, sans aucun effet utile. EDF demande donc le maintien d'une tolérance de 20%. EDF considère qu'il est nécessaire de conserver des critères raisonnables de pénalisation sur les offres spécifiques/locales. En effet, ces offres ont pour objectif de remplir l'obligation d'offrir toute la puissance disponible et ainsi donner à RTE la visibilité sur la totalité des moyens accessibles, sans pour autant que le producteur ne soit en mesure de s'engager sur la faisabilité	

		effective. De plus, ces offres spécifiques bénéficient d'une rémunération moindre (au prix d'offre et non au prix marginal). **En tout état de cause, et quel que soit le seuil qui sera retenu sur les offres standards, EDF demande donc pour les offres spécifiques :** - **le maintien du seuil actuel de 20% à pas 30'** - **le maintien du montant actuel de pénalité à 35% du prix d'offre et non 35% du PMP.** A noter, la date M' (PM sur les offres spécifiques – cf 3.1.4.2, prévue mi 2020) devrait être un prérequis pour la date U (baisse du seuil de tolérance – cf 4.6.2.9). La défaillance est par ailleurs définie à pas 30' et non 5' comme écrit au 2e alinéa.	
4.6.2.9.2	Fond	EDF est favorable aux dispositions du 4.6.2.9.1.2 destinées à corriger le biais de conversion puissance/énergie, i.e. min/max {VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} Cette correction doit cependant être prise en compte dans la détection d'une défaillance, mais également dans le calcul du volume défaillant.	Si VR < Σ min { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} - 10% Alors VDef = Σ (Vr - min { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2}) /6 Si VR > Σ max { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2} +10% Alors VDef = Σ (Vr - max { VAe(u) ; [VAe (u)-VAe(u-1)]/2}) /6
4.6.2.9.3	Fond	Il est impératif de maintenir, comme cela est d'ailleurs prévu dans le document d'accompagnement au §6.8.1.2, la disposition actuelle qui prévoit que les pénalités ne sont pas appliquées dès lors que RTE a été prévenu (cf 4.6.1.2.3)	Dans le cas d'une exécution défaillante pour laquelle l'Acteur d'Ajustement a indiqué à RTE qu'il ne peut pas mettre en œuvre l'Ordre : - si l'information a été portée à la connaissance de RTE avant l'Instant d'Activation, la pénalité n'est pas appliquée ; - si l'information a été portée à la connaissance de RTE postérieurement à l'Instant d'Activation, le volume défaillant Vd retenu pour le calcul de la pénalité est calculé sur la période comprise entre l'Instant d'Activation et l'instant où l'Acteur d'Ajustement a été en contact avec RTE.
4.10 Transparence			

4.10.1.1	Fond	1er tableau - la date de publication définitive de l'indicateur 33 n'est pas cohérente avec les indicateurs 30-31-32 - Indicateur 64 : ajouter, comme c'est le cas actuellement, la liste des GRD en RE bouclant et la liste des GRD appliquant les dispositions normales de profilage - Ajouter les pas de temps ayant fait l'objet d'un délestage ou baisse de tension, pour lesquels le prix plancher EPEX est intégré dans le calcul du PRE (cf 5.1)	
4.10.1.1	Fond	2e tableau La publication n°2 correspond-elle - au prix limite (maximum à la hausse / minimum à la baisse) de la demande adressé à RTE cf 4.4.3.1 ? - ou au prix de clearing TERRE pour la zone France ? Les deux doivent être publiés, de plus ajouter les publications suivantes : - Le volume d'offres filtrées par RTE - Les capacités transfrontalières disponibles pour TERRE - Les capacités transfrontalières utilisées par TERRE - Le volume effectivement servi par TERRE à RTE et le volume à livrer par RTE à TERRE, en distinguant les volumes en France et par frontière	
4.10.1.4	Fond	3e composant – EDA point d'échange : il semble que de telles EDA ne sont pas activables dans le cadre d'une CMOL (modèle TSO-TSO)	
5.10 Le compte de gestion « ajustements-écarts »			
5.10	Fond	Les charges et recettes liées à l'écart d'ajustement doivent être intégrées au compte ajustements-écarts	
5.10.3	Forme	Il semble préférable de ne pas utiliser le terme « Position » dans une acception différente de ce que prévoit l'article 2(16) d'EBGL	Remplacer « Position » par « factures d'écart » ?
7 Dispositions transitoires			

7	Fond	Dispositions transitoires : EDF demande d'ajouter ici le tableau récapitulatif des dates d'application ultérieures, de préciser les dates prévisionnelles, le préavis applicable, et pour chacune d'elles de lister les articles concernés. EDF observe que ce calendrier conduira à multiplier les montées de versions et situations provisoires EDF observe que la mise en œuvre de TERRE et les évolutions associées représentent 8 échéances (M, M', P, T, U, V, X, Y) en 2019 et 2020. Il est donc impératif que RTE confirme le plus en amont possible ces dates d'application (le préavis de 1 mois indiqué à plusieurs reprises dans le projet de Règles n'est pas acceptable pour les acteurs de marché), et évite d'éventuels décalages trop fréquents (EDF tient à souligner que de tels décalages sont sources de surcoûts et de risques opérationnels accrus, et plus encore s'ils conduisent à intervertir des étapes). EDF souhaite que RTE : - simplifie ce calendrier en groupant autant que possible les dates - donne une visibilité continue sur l'évolution du calendrier EDF apprécie la démarche engagée par RTE de partager en amont avec les acteurs sur la déclinaison opérationnelle et les règles SI dans le cadre d' « Ateliers Techniques » et appelle RTE à poursuivre cette démarche afin de préparer les nombreuses mises en service à venir.	Intégrer la liste des dates dans les Règles Suggestion : dans un but de lisibilité, les classer par ordre chronologique.
Section 2 – Règles RE			
A. Définitions		Par homogénéité, introduire la notion de « Volume activé » (cf C.11.8) et « Volume Attendu Effectif » (renvoi à la section 1)	
B.5.1	Fond	Délai de consultation: cf remarque formulée en 2.3	Prévoir un délai de consultation d'au moins 2 mois
B.5.1	Forme	Pourquoi la publication au Journal Officiel de l'approbation des règles est-elle supprimée (mais maintenue en section 1 article 2.3) ?	

C.8	Fond	Les règles MA-RE prévoient une gestion des périmètres RE (rattachement ou retrait de site) à maille mensuelle. Certains contrats d'achat ou vente d'énergie peuvent néanmoins être conclus avec une date d'effet ou de fin non synchronisée avec un mois ou être résiliés par anticipation. EDF souhaite donc que RTE engage une réflexion pour que les mouvements du périmètre RE puissent être définis en cours de mois, pour être synchronisés avec le contrat d'achat ou de vente. EDF souhaite également que les règles MA-RE mentionnent explicitement la possibilité pour l'injection d'un site d'être rattaché à deux RE différents	
C.11.8.2	Forme	Homogénéiser la définition de « Volume activé » avec celle de « Volume réalisé » A noter, le terme de « contrôle de/du réalisé » est remplacé par « calcul du volume réalisé » dans la section 1 (cf § 5.1 du document d'accompagnement), alors qu'il est encore cité à plusieurs reprises dans la section 2.	*Volume Activé [Sens M] (X) le volume d'énergie activée dans le Sens M au périmètre de X sur le Pas Demi-Horaire concerné.* **Le Volume Activé est défini en énergie, il reflète la contribution de X dans le Volume Attendu effectif (VAe) de l'EDA J**
C.11.8.4 C.11.8.5	Forme	Par lisibilité, il serait utile de préciser les échéances de contrôle de réalisé en faisant explicitement mention aux échéances de publication d'écart. EDF comprend que le nouveau processus d'échanges de données entre GRT et GRD permettra de le prendre en compte dans l'écart M+1 à partir de 2020.	
C.15.2	Fond	Publication des écarts RE en S+1 : cf commentaire en introduction	
C.15.4.1	Fond	EDF considère que l'échéance de mise à disposition des courbes de charge des sites RPT est trop tardive : - avec le passage sous IP des comptages, les données de comptage seront disponibles au plus tard en J+1 - le Volume Attendu effectif est déjà disponible à cette échéance, il est donc possible de publier la « consommation ajustée » sans attendre S+1 ou S+2 (elle est ensuite mise à jour à partir du réalisé)	Publication des CDC des sites RPT en J+1

C.15.4.3.2	Fond	RTE a supprimé ici les données relatives au BGC « non calé » (également citées en C.15.4.2) : EDF demande que la publication de l'ensemble des constituants du BGC reste assurée dans un seul et même flux	Réintégration des éléments supprimés
E.58	Fond	Ajouter la publication par le GRD des profils dynamiques le mercredi de S+1	
E-annexe C1	Fond	La trame-type de contrat GRD-RE ne prévoit pas de processus de mise à jour des annexes. EDF considère qu'il appartient au GRD de Notifier le RE en cas en changement des paramètres de profilage appliqués sur sa zone de desserte.	