Consultation de RTE sur l'évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (v9.1)

Réponse d'EDF

13/12/2019

EDF accueille favorablement cette consultation de RTE sur l'évolution des Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (dites « Règles MA-RE v9.1»).
Cette proposition d'évolution des règles aurait dû être marquée par une proposition de la part de RTE concernant la compensation des offres standards non partagées sur la plateforme TERRE. Cependant, malgré les propositions faites par les acteurs ou par RTE lors des derniers GT de concertation, RTE a préféré repousser cette mise en œuvre d'au moins deux ans en souhaitant faire préalablement un retour d'expérience. EDF rappelle que ce principe de non compensation pourrait occasionner une perte d'opportunité importante pour les acteurs d'ajustement et regrette que RTE n'ait formulé aucune proposition.
Concernant les moyens de stockage, EDF accueille favorablement la démarche de RTE de les intégrer au MA. Cependant, les possibilités offertes par cette première étape sont trop restrictives et EDF invite RTE à proposer des modalités de mise en œuvre des étapes suivantes dès que possible.

La réponse d'EDF est constituée de ce document développant les sujets principaux

- Compensation des offres filtrées
- Possibilité de formuler des offres TERRE réduisant les Services Système
- Insertion du stockage dans les règles MA
- Dématérialisation des accords de rattachement au périmètre d'équilibre
- Evolution du prix du règlement des écarts

et complété par un tableau de remarques détaillées.

1. EDF regrette l'absence d'avancée sur la compensation des offres filtrées

EDF regrette vivement que la compensation des offres non partagées par RTE sur la plateforme TERRE ne soit pas intégrée dans les règles MA-RE v9.1, malgré les annonces faites en ce sens au cours de la concertation. La proposition initiale de RTE (rémunération au prix de la réserve complémentaire) avait au moins le mérite de reconnaitre et d'inscrire dans les règles l'existence d'une perte d'opportunité pour les acteurs, même si elle ne correspondait pas au manque à gagner effectif (différence entre prix marginal et prix d'offre).

RTE considère que les incertitudes sur le montant en jeu et les modalités de couverture des coûts supportés par RTE ne permettent pas de proposer dès maintenant des modalités de compensation, et propose de réaliser un premier retour d'expérience d'ici le 1er juillet 2021. EDF observe que cette date ne permettra une évolution des règles, au mieux, que courant 2022 et rappelle que l'absence de compensation pourrait constituer une perte d'opportunité importante pour les acteurs d'ajustement. Il est essentiel que ce REX aboutisse à la mise en place d'un mécanisme de compensation. En outre,

dans la mesure où le TURPE 6 sera alors en vigueur et qu'il s'agira de nouveaux coûts à la charge de RTE, EDF appelle RTE à identifier dès maintenant cette composante ou à étendre celle déjà existante des ajustements pour motif marges.

Au-delà de la compensation, l'enjeu majeur soulevé par le filtrage est l'utilisation prioritaire des offres standards et la liquidité de la plateforme TERRE. Les critères et volumes de filtrage devront être clairs, objectifs et non discriminatoires. Le filtrage devra être réduit au strict minimum et ne concerner que les offres les moins compétitives. A la lumière des publications sur le site de RTE du niveau de marges requises, EDF craint néanmoins un filtrage massif des offres standards, de 1000 à 2000 MW au-delà des réserves contractualisées. Il en résulterait une faible utilisation de la plateforme TERRE, remettant en cause les bénéfices attendus et rendant inutiles les efforts consentis par les acteurs pour mettre en œuvre cette évolution. EDF souhaite que RTE précise les volumes en jeu, à la lumière notamment des évolutions envisagées par RTE sur le calcul des marges, ainsi que les mesures qui seront prises pour limiter les volumes de filtrage.

Plus largement, EDF considère que la pratique de constitution de marges additionnelles « gratuites » par filtrage des offres standards, en se réservant la possibilité d'activer le même moyen sous forme spécifique, ne saurait s'inscrire dans la durée. Cette pratique devra conduire à une réflexion sur le niveau de contractualisation des réserves, d'autant plus dans la perspective d'une part de contractualisation court terme.

Par ailleurs, les modalités transitoires de rémunération exposées par RTE lors du GT du 29/11 ne sont pas acceptables : au cours de la phase d'exploitation sous contrôle de 6 mois, en cas d'ajustements spécifique/standard simultanés sur l'EDA, RTE ne répercuterait pas auprès des AA, la rémunération des offres standards sélectionnées par TERRE contrairement à ce qui est prévu par le règlement Balancing et les règles MA-RE v9. EDF peut comprendre que certains outils de RTE n'aient pas atteint leur palier définitif dès mi-2020, ceci ne doit cependant pas présenter de répercussion sur la rémunération des acteurs. EDF souhaite que chaque ajustement simultané spécifique/standard sur une EDA soit régularisé a posteriori.

2. Possibilité de formuler des offres TERRE réduisant les Services Système

EDF accueille favorablement la proposition de modalités permettant de formuler des offres TERRE réduisant la fourniture de Services Système : ceci permettra d'accroitre la liquidité sur la plateforme.

Même si RTE prévoit de calculer le déficit SSY à maille de la plage de prix, EDF recommande de retenir une formulation dans les règles et un format de fichier à pas horaire : ceci est cohérent avec le cycle des fenêtres de livraison TERRE et facilitera une éventuelle évolution ultérieure.

3. Insertion du stockage dans les règles MA

EDF accueille favorablement la démarche d'intégration du stockage dans les règles MA. RTE propose dans ce projet de règles une première étape, les possibilités offertes restent néanmoins extrêmement restrictives à ce stade. En effet, une batterie ne pourrait être offerte au MA en étape 1 qu'en soutirage OU en injection, sans pouvoir valoriser les deux modes de fonctionnement alors que cela constitue l'intérêt fondamental de tels actifs. Il est donc essentiel que RTE mette en œuvre le plus rapidement possible les prochaines étapes et précise le planning envisagé. Notamment :

- la possibilité de valoriser pleinement le stockage sur le MA en étape 2 (injection ET soutirage), qui contrairement à ce qu'indique dans le rapport d'accompagnement n'apparait pas clairement dans les règles ;
- l'extension des possibilités d'agrégation.

Dans sa proposition, RTE impose aux installations de stockage un certain nombre de contraintes et modalités héritées des EDA injection (notamment en termes de programmation) et/ou des EDA soutirage. EDF estime que l'objectif premier est de permettre le plus facilement possible l'accès au MA des entités de stockage. Tout ajout de contrainte non nécessaire à ce stade, comme l'envoi d'un programme sur une EDA classée comme « soutirage », peut constituer un frein à l'atteinte de cet objectif. Plus largement, il est nécessaire que RTE clarifie les exigences actuellement imposées aux moyens d'injection/soutirage qui s'appliqueraient également aux moyens de stockage, notamment l'obligation pour les sites d'injection sur le RPT d'offrir toute la puissance techniquement disponible sur le MA ainsi que les dispositions constructives de raccordement.

Les définitions proposées semblent intégrer les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP), qui sont actuellement offertes sur le MA comme des sites d'injection. Il faudra néanmoins que les Acteurs d'Ajustement opérant des STEP aient la possibilité de choisir entre le mode de gestion actuel des STEP et le mode de gestion générique proposé pour les installations de stockage. EDF souhaite notamment conserver la modélisation des STEP sous forme de 2 EDA pompage/turbinage (ce principe pourrait également être étendu à la programmation en distinguant deux EDP, comme cela avait été suggéré lors de la mise en place de TOPASE). Ceci est nécessaire :

- d'une part pour distinguer clairement les deux modes de fonctionnement des STEP (pompage/turbinage), distinction impérative pour une exécution sans ambiguïté des ordres d'ajustement sous forme implicite ;
- d'autre part pour refléter dans les prix d'offre les différences de rendement entre les deux modes pompage/turbinage.

Toute évolution sur ces modalités représenterait d'importants impacts opérationnels sans aucune plus-value, dans un contexte de déploiement des plateformes européennes d'offres standard. EDF propose que ce mode de gestion puisse être étendu aux autres types de stockage. Cela leur permettrait de pouvoir valoriser pleinement ces actifs sur le MA dans des délais courts et de façon simple.

Enfin, la feuille de route proposée par RTE ne couvre que le cas du stockage stationnaire, n'évoquant qu'un éventuel traitement à plus long terme du stockage non stationnaire. Les premiers cas d'usage de véhicules électriques arriveront pourtant rapidement. Il serait donc pertinent de commencer dès à présent à étudier l'insertion du stockage non stationnaire dans les règles MA, et plus globalement, dans les mécanismes de marché existants, afin de pouvoir tirer le meilleur parti possible de ce nouveau réservoir de flexibilité.

4. Dématérialisation des accords de rattachement au périmètre d'équilibre

Sur le principe, EDF est favorable au principe de dématérialisation des accords de rattachement proposé par RTE, sous réserve que RTE précise ses intentions en matière de modalités et délais. Selon les orientations qui seront prises, les impacts organisationnels, contractuels et informatiques peuvent en effet être significatifs pour les acteurs et les clients finals concernés. A titre d'illustration :

- Aujourd'hui, l'accord de rattachement au périmètre d'équilibre est généralement signé en même temps que le contrat de fourniture puis transmis à RTE ou au GRD par le RE/fournisseur. Un mécanisme reposant sur des gestes à réaliser par le RE ET le Client dans leurs portails Services respectifs créerait un risque d'incidents de rattachement, il faudra donc préciser le processus envisagé en veillant à sa simplicité/facilité de mise en oeuvre.
- Le projet de règles prévoit la dématérialisation pour les accords concernant les sites raccordés au RPT (annexes actuelles C7 à C9) mais pas pour ceux raccordés au RPD (annexes E-FC1 à E-FC3) : ceci conduirait à un processus différentié pour les RE, EDF appelle les GRD à préciser leurs intentions.
- Quelles modalités d'administration/habilitation/délégation/sous-ensembles du périmètre pour les gestes de rattachements et de suivi ?
- Le schéma du site et les formules de décompte doivent continuer à être annexés à l'Accord de Rattachement au PE (et non simplement transmis par le site au RE) et être accessibles via le portail : il s'agit en effet d'éléments fondamentaux sur lequel le RE est engagé
- Quelles interfaces IHM et API pour accès au détail du périmètre (rattachements, liste des sites, accès aux formules de décompte, schémas d'alimentation, etc) ?
- Indépendamment du support de déclaration, les nouvelles annexes C7bis/C8bis/C9bis introduisent par ailleurs des reformulations qui mériteraient d'être explicitées par RTE.

Le délai annoncé par RTE (fin 2020) apparait comme prématuré compte tenu de ces éléments. En préalable à toute décision, EDF appelle donc RTE ainsi que les GRD à détailler en GT les modalités envisagées et à consulter les acteurs sur la date de mise en œuvre.

EDF demande d'ores et déjà de maintenir comme aujourd'hui, au moins dans un premier temps, une possibilité de transmission par le RE des formulaires (accord de rattachement cosigné par le RE et le site, demande de retrait de périmètre signée par le RE).

5. Evolution du prix du règlement des écarts

Même si aucune évolution n'est inscrite dans le projet de règles v9.1, EDF apprécie la visibilité donnée par RTE dans le document d'accompagnement de cette consultation sur les perspectives d'évolution du prix de règlement des écarts, dans un contexte où la méthodologie découlant du règlement Balancing « Imbalance Settlement Harmonisation » (ISH) est encore en cours de validation.

Comme déjà exprimé dans l'appel à contributions, **EDF est favorable au maintien de la matrice actuelle du prix de règlement des écarts**, qui a les bonnes propriétés d'inciter financièrement les RE à viser l'équilibre de leur périmètre et de faire supporter aux RE les coûts d'activation d'énergie d'équilibrage qu'ils engendrent. De plus, le règlement Electricity Balancing 2017/2195 offre la possibilité de conserver un prix de règlement des écarts double.

En cas d'obligation avérée d'aller vers une matrice « Single Price » et d'impossibilité de maintenir la formule actuelle, EDF préconise de retenir la solution 1 proposée par RTE (suppression du coefficient k) et d'écarter les variantes 2 et 3 qui généreraient d'importantes dispositions dans les incitations envoyées aux RE.

- **EDF réitère ses interrogations sur le principe d'envoyer aux RE, via le « Single Price », l'incitation d'équilibrer le système électrique, au-delà de leur propre périmètre :**

L'équilibrage du système en temps réel relève de la responsabilité et des missions du GRT, qui est le seul à disposer de la visibilité d'ensemble et des leviers d'actions nécessaires dans sa « fenêtre opérationnelle ».

Aucun acteur n'est en mesure de prévoir à l'avance la tendance du système, d'autant qu'une part importante des leviers d'action n'est plus accessible aux acteurs pendant le délai de neutralisation (1h). Le Single Price reviendrait surtout à faire bénéficier d'une rémunération accrue les acteurs qui ne sont pas meilleurs dans leurs prévisions mais sont involontairement en écart « dans le sens aidant le système ».

Une action décentralisée et non coordonnée des RE risque de provoquer des sur-réactions et de susciter davantage de contre-ajustements. EDF observe que les GRT eux-mêmes ont soulevé ce risque lors de la consultation ISH.

- **Le « Dual Price » est compatible avec la réglementation européenne**

Même si le règlement européen fixe par défaut le principe du « Single Price », il permet un « Dual Price » dans certaines situations, conformément aux articles 52-2-d et 55-6 du règlement 2017/2195 ainsi que l'article 8 de la proposition « Imbalance Settlement Harmonisation (ISH) ».

EDF observe qu'en pratique un certain nombre de pays se prévalant du « Single Price » s'en éloignent dans les situations prévues par ISH. EDF demande donc à RTE d'envisager des solutions s'inspirant des pratiques des pays voisins, par exemple une matrice en « Single Price » basculant vers un « Dual Price » pendant les périodes présentant des contre-activations ou selon l'écart du système.

Il sera également nécessaire que RTE alimente les réflexions avec une étude de l'impact des évolutions engagées telles que la réduction de la fenêtre opérationnelle, la mise en place des plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage, la réduction du pas de temps de règlement des écarts à 15 minutes : il semble que ces évolutions devraient contribuer à réduire le déficit du CAE.

- **La proposition n°1 (suppression du coefficient k) apparait comme la seule déclinaison envisageable du « single price »**

EDF a toujours été favorable à répercuter, de manière proportionnée, le coût des ajustements sur ceux qui les engendrent, ce qu'assure la matrice actuelle via le coefficient k.

A l'inverse, EDF considère que les solutions 2 et 3 proposées par RTE introduisent d'importantes distorsions dans leur application du coefficient k et ne sont donc pas satisfaisantes :

- La proposition 2 (PMP+k) rémunèrerait exagérément les RE en écart positif en situation de tendance du système à la baisse, ceci étant financé par les RE en écart négatif via une valeur de k très élevée. Les RE se verraient ainsi fortement incités à être en écart positif et dissuadés d'être en écart négatif, il en résulterait un système majoritairement en déséquilibre « long ».
- Dans la proposition 3 préconisée par RTE, les écarts « aidant le système » se verraient même davantage rémunérés que les ajustements (PREP > PMPH ou PREN < PMPB), ce qui aggraverait le phénomène cité plus haut d'action désordonnée des RE. Il est préférable d'inciter les acteurs à viser l'équilibre de leur périmètre et à mettre les leviers disponibles à disposition de RTE, plutôt que de les activer par anticipation sans connaître le besoin effectif de RTE

A défaut de maintien de la formule actuelle, dès lors que la mise en œuvre d'un « Single Price » ne permet pas d'équilibrer le CAE sans créer de telles distorsions, EDF considère que **la proposition 1 est préférable aux deux autres propositions**.

Dans cette hypothèse, EDF considère que le solde du Compte Ajustements-Ecarts devrait être porté par le TURPE, plutôt que par un mécanisme « extratarifaire » de type « coefficient c » qui se répercuterait dans les offres commerciales des fournisseurs et serait difficilement compréhensible pour le consommateur, contrairement à la solution « TURPE » qui représente un moindre risque en terme d'acceptabilité. Le calendrier de définition du prix de règlement des écarts aux niveaux européen puis français risque d'aboutir en cours de période tarifaire TURPE 6 : dans la mesure où il s'agirait de nouveaux coûts à la charge de RTE, il est nécessaire que RTE présente dès maintenant à la CRE une composante appropriée permettant la couverture de cette charge.

EDF attire l'attention de RTE sur le besoin d'un calendrier réaliste pour la mise en œuvre opérationnelle par les fournisseurs. En effet, le prix de règlement des écarts a un impact sur les offres commerciales. Les règles applicables doivent donc être connues suffisamment en amont de la contractualisation pour une année de livraison donnée.

- **Propositions de RTE pour réduire l'incertitude sur le rejeu du k**

Dans l'hypothèse d'un maintien du coefficient k, RTE propose de nouvelles modalités de mise à jour du coefficient k en cours d'année, afin d'éviter l'incertitude budgétaire du rejeu en A+2 (reversement du compte ajustements-écarts). Si EDF est tout à fait favorable à cet objectif, les modalités envisagées mériteront cependant d'être débattues en concertation :

- Le mécanisme « tarifaire » évoqué par RTE devra être précisé. Comme exprimé plus haut, EDF n'est pas favorable à un dispositif tel que la réactivation de l'ancien coefficient c et privilégie donc une couverture par le TURPE.
- Quelle serait la dynamique de révision du k ?

Article concerné	Commentaire	Proposition de modification
Remarque générale		
	Comme déjà formulé lors de la consultation sur les règles MA-RE v9, les règles sont de plus en plus complexes. Chaque évolution est expliquée et détaillée dans un document d'accompagnement « incrémental », EDF appelle RTE à capitaliser ces éléments dans un document d'accompagnement « pérenne » des règles.	
1 Définitions		
Compteur	EDF comprend de la distinction « compteur »/ « installation de comptage » que le terme « compteur » recouvre l'enregistreur de données, le terme « mesure » utilisé ici semble donc ambigu ?	
Entité d'Ajustement ou EDA	Dernière puce : il n'y a pas de notion de qualification pour les produits spécifiques	« Qualifiée pour un ou plusieurs types de produits standard ~~et spécifiques~~ »
Installation de stockage	La première phrase « Une Installation de Stockage est un Site » semble incomplète. EDF comprend que dans les définitions proposées par RTE, une « installation de stockage » comprend une ou plusieurs « unités de stockage » (au même titre qu'un « Site de Production » comprend un ou plusieurs groupes et auxiliaires). Quelle différence RTE fait-il entre « Site de Stockage » et « Installation de Stockage » ? La formulation « *L'Installation englobe tous les matériels et équipements exploités par le Stockeur* » est redondante de la définition d' « Unité de stockage ». Confirmer, comme cela est indiqué dans le rapport d'accompagnement et comme cela est indiqué pour les autres types de Site, que la notion d'Installation/Site de Stockage se rapporte au CART ou au Contrat de Service de Décompte.	Peut-être RTE a-t-il voulu écrire « Une Installation de Stockage est un Site **comprenant une ou plusieurs** Unités de stockage […]» ? Supprimer la mention suivante, redondante avec le définition d'Unité de Stockage » : ~~L'Installation englobe tous les matériels et équipements exploités par le Stockeur.~~
Marge opérationnelle	Pourquoi restreindre la définition aux seules offres spécifiques, et non standards ? Par offres « identifiées », faut-il comprendre les offres disponibles et susceptibles d'être activées pour répondre au déséquilibre ? Ou aux offres effectivement activées pour motif P=C ? Dans ce cas, pourquoi restreindre à P=C et ne pas considérer les autres volumes ?	

Programme d'appel	Il n'est pas clair si cette définition s'applique, ou non, aux « EDP soutirage » (en effet, il est indiqué par ailleurs que la notion d'EDP n'inclut pas celle d' « EDP Soutirage »). Si oui, préciser que le programme d'appel des « EDP soutirages » ne comporte pas de Puissance active	
Stockeur	« Propriétaire ou exploitant d'une Installation de Stockage » : par homogénéité avec les autres définitions, notamment celle de « Producteur », ne faudrait-il pas considérer uniquement l'exploitant ?	
2 Dispositions générales		
2.5 C.5	EDF comprend que les modalités proposées en 2.5 (resp. C.5) conduisent à ce que le périmètre d'ajustement (resp. d'équilibre) n'est transféré au RE cessionnaire qu'en cas de « transmission universelle de patrimoine ». Dans les autres cas, seul l'Accord de Participation est transféré, le transfert du périmètre proprement dit nécessite de re-signer les Accords de Rattachement pour chaque élément du périmètre. Afin de limiter les conséquences pour le client final d'une telle procédure inutilement lourde, il serait utile de permettre également un transfert du périmètre en masse (en totalité ou par lots), accompagné par exemple d'un engagement du nouveau RE à informer le client. En l'état, le paragraphe *« l'AA (resp. RE) cessionnaire et l'AA (resp. RE) cédant sont tenus solidairement à l'exécution de toute obligation en vertu de l'Accord de Participation ayant fait l'objet de la cession »* implique que l'AA/RE cédant est solidaire de façon non limitée de toutes les obligations nées de l'Accord de participation jusqu'à son terme. Or, l'AA/RE cédant ne devrait être solidaire que des conséquences des obligations nées lorsqu'il était AA/RE et des conséquences qui y sont attachées. Pour les actes intervenus après la cession, l'AA/RE cessionnaire est seul responsable. Le paragraphe suivant, décrivant la clause par laquelle le cessionnaire reconnait se substituer au cédant, est suffisant pour garantir les conséquences des actes passés avant la cession sous réserve que cette clause ne soit pas facultative et que l'AA/RE reste solidaire après la cession des conséquences des obligations nées avant la cession. Nous proposons donc une modification en ce sens :	« ~~Le RE cessionnaire et le RE cédant sont tenus solidairement à l'exécution de toute obligation en vertu de l'Accord de Participation ayant fait l'objet de la cession.~~ ~~Le cas échéant,~~ Une clause est insérée dans l'avenant à l'Accord de Participation constatant la cession. Par cette clause, le RE cessionnaire reconnaît se substituer au RE cédant et être redevable de toutes les sommes dues par ce dernier depuis date de signature de l'Accord de Participation par le RE cédant. **Le RE cessionnaire reste tenu solidaire de toutes les obligations et de leurs conséquences nées de l'Accord de Participation avant la date de cession. »**
2.16	« Cette suspension est notifiée à la CRE et la DGEC » : préciser par qui (RTE)	« Cette suspension est notifiée à la CRE et la DGEC **par RTE** »

3. Programmation		
3.	Comme exprimé en GT Transverse Effacement, EDF estime que la question du multi opérateur doit être clarifiée. EDF souhaite que les règles précisent explicitement et en un même endroit les différents cas pour lesquels RTE impose l'unicité ou au contraire autorise la distinction des différents rôles (Responsable de Programmation, Acteur d'Ajustement, Responsable de Réserve, Responsable d'Equilibre, Opérateur d'Effacement).	
3.2.2.1	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, EDF demande de préciser dans les Règles (et non dans un Guide SI) que le programme d'appel des « EDP soutirages » ne comporte pas de Puissance active	
3.2.3.3.3	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, 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	
3.2.4.2	EDF demande de préciser explicitement dans le Guide SI la convention d'horodatage commençante/finissante pour le programme de marche (la mention aux normes ENTSOE qui y est faite est source d'ambigüité : ces normes sont en effet en convention commençante, alors que la logique appliquée sur le programme d'appel est en convention finissante). EDF regrette par ailleurs que le format retenu ne soit pas complètement homogène à celui du Programme d'Appel TOPASE.	

3.2.4.2	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, il faudrait préciser que la déclaration d'envoi du PM pour chaque EDA/EDP - Avant la date M' : ne porte que sur les activations d'offres standard - Après la date M' : est faite de façon distincte sur les activations d'offres standards et spécifiques. Il est en effet possible de ne pas renvoyer de PM en cas d'activation spécifique, même si l'EDA participe par ailleurs à TERRE.	
3.2.4.3	Dans le cas d'une EDA faisant l'objet d'une réservation de capacité MA, le PM renvoyé par le receveur d'ordre n'est pas pris en compte par RTE pour construire le « PM théorique » tracé par RTE (et utilisé ensuite pour calculer le Volume Attendu Théorique). Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, EDF considère que les exceptions découlant de l'engagement en Réserves Rapides et Complémentaires devraient être décrites dans le contrat RR/RC, et non dans les règles MA (cf également 4.3.2)	Retrait des dispositions particulières aux contrats RR/RC
3.2.4.3	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9 : la simple référence au chapitre 4 pour décrire le calcul du Programme de Marche Théorique est trop large, il faudrait préciser l'alinéa exact applicable. En particulier en cas de coexistence d'ajustements standards et spécifiques sur un même pas de temps, EDF comprend du 4.4.7 que le PM (et en conséquence, VAe, VAt, Plage de Contrôle) est celui de l'ajustement spécifique. Il semble par ailleurs 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.	Expliciter comment RTE trace le Programme de Marche Théorique et le Volume Attendu Théorique

3.2.6.3	EDF a constaté que la mise en service de TOPASE s'est accompagnée d'une augmentation du nombre de guichets fermés. Compte tenu des impacts des fermetures de guichets sur la capacité des RE à équilibrer leur périmètre, EDF appelle RTE à donner aux acteurs toute la visibilité sur les actions entreprises pour fiabiliser TOPASE avant la mise de service de TERRE. Les situations de fermeture de plusieurs guichets successifs sont particulièrement préjudiciables pour les RE : EDF propose que les guichets successifs se voient appliquer une pondération supplémentaire dans le calcul de l'indicateur de disponibilité 98%. Bon nombre de guichets ont même été annulés ***après*** l'acceptation du guichet par RTE (3.2.2.3.2) : ces situations sont particulièrement contraignantes pour les responsables de programmation, qui doivent alors rectifier le programme déjà transmis aux groupes de production en application du 3.2.2.5. EDF n'est pas en mesure de garantir l'annulation et appelle RTE à limiter autant que possible de telles situations.	
4. Mécanisme d'Ajustement		
4.2	EDF souhaite que RTE poursuive les travaux sur les possibilités d'agrégation, notamment pour permettre le développement des projets de VPP et de participation à RRC ou aux plateformes d'équilibrage européenne.	
4.2.1.2	Typologie des entités d'ajustement et insertion du stockage : à quelle catégorie les installations de stockage seront-elles rattachées à l'étape 2 ? Y aura-t-il une catégorie « EDA stockage » ?	
4.2.1.2	Pour la bonne compréhension des acteurs, il sera souhaitable d'ajouter, soit dans les règles soit dans un document d'accompagnement, un récapitulatif des modalités applicables pour chacune des 5 (6 si on ajoute le stockage) catégories d'EDA listées au 4.2.1.2 : - Obligation d'envoi d'un PA - Format d'offre explicite/implicite/TERRE - Contrôle de réalisé - Possibilité d'agrégation … RTE indique dans le rapport d'accompagnement que les installations de stockage « n'héritent pas directement de toutes les dispositions de programmation applicables aux sites d'injection RPT ». EDF souhaite que RTE clarifie de quelles dispositions précises les installations de stockage hériteront ou n'hériteront pas.	

4.2.1.2.1	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, il serait utile que RTE confirme ses intentions quant au devenir des EDA « point d'échange »	
4.2.2	Restreindre aux offres standards de RR le titre des articles 4.2.2 et 4.2.2.2 (comme cela est déjà le cas pour le 4.2.2.1)	« Qualification des EDA **formulant des offres standard de RR** »
4.2.2.2	Idem : restreindre aux offres standards de RR le titre des articles 4.2.2 et 4.2.2.2 (comme cela est déjà le cas pour le 4.2.2.1)	« Pré-Qualification des EDA **formulant des offres standard de RR** »
4.2.2.2.1	En l'état, il peut être interprété que le §4.2.2.2.1 (demande de préqualification via GIPSE) n'est applicable qu'**après** la mise en service de TERRE. Cela signifierait que les EDA qui ne répondraient pas aux critères du 4.2.1.1.2 (préqualification automatique) ne pourront pas participer à TERRE dès le démarrage, mais seulement au bout des 5 jours de traitement de la demande par RTE. Il faudrait préciser que la demande de participation dans GIPSE peut être faite **avant** le démarrage de TERRE, afin de prendre en compte le délai de réponse de RTE.	Préciser que l'article 4.2.2.2.1 est applicable au moins une semaine avant le démarrage de TERRE, par exemple dès la notification de la Date T ?
4.2.2.2.2.2	Qualification des EDA – mise à disposition des mesures en puissance : tel que formulé, le § 4.2.2.2.2.2 (mise à disposition de mesures en puissance) est applicable dès mi-2020 alors que ces données ne seront utilisées (§4.2.2.4.3) qu'après la date R (2021). Il faudrait donc préciser que cet article 4.2.2.2.2.2 n'est lui aussi applicable qu'après la date R.	Au §4.2.2.1.2 : les dispositions ~~de l'Article~~ **des articles 4.2.2.2.2.2 et** 4.2.2.4 ne sont applicables qu'à partir d'une date R dans les conditions prévues à l'Article 4.2.2.4.
4.2.2.4.2	Suivi de la qualification : préciser la phrase « plusieurs types d'Offres ont été activés simultanément », afin d'expliciter le fait que le suivi ne s'applique pas en cas d'ajustement « spécifique »	Faire la distinction standard/spécifique
4.2.2.4.2	Ajouter que le suivi de qualification TERRE ne s'applique pas en cas de sollicitation par RTE d'un groupe de l'EDA en Compensateur Synchrone	
4.2.2.4.3	Préciser quelle forme prend l'autorisation accordée à RTE par l'acteur d'ajustement d'utiliser les données de télémesure déjà existantes sur le site (trame-type en annexe ?)	
4.2.2.4.4	Le suivi des activations et de la qualification nécessitera probablement la mise en place d'un dispositif dédié (GIPSE, BOB, portail Services ?). EDF demande à RTE de préciser ses intentions en la matière, au travers d'ateliers techniques.	
4.2.2.5.2	EDF observe qu'au lieu d'utiliser des mesures en puissance moyennées par minute, il serait envisageable d'utiliser les données natives à pas 1 minute des compteurs IP	

4.2.4.1.2	La résiliation de l'accord de participation en cas de non présentation de l'accord du site semble être une mesure extrême. Il pourrait être envisagé de commencer par l'exclusion de l'EDA (cf 4.6.1.2.4), puis résiliation de l'accord de participation en cas de défaillances répétées.	
4.2.4.1.2.2	Les installations de stockage stationnaires sont mentionnées dans le titre de l'article, mais il n'y ensuite fait aucune référence dans le corps du texte. Oubli ?	
4.2.4.3.4	Cet article est dédié au rattachement d'installations de stockage stationnaire à une EDA. Le passage sur l'accord AA-RE pour les sites de production en obligation d'achat et le dernier paragraphe semblent être un copier-coller depuis le §4.2.4.3.1	
4.3.2	Lien avec les Réserves Rapides et Complémentaires : les éventuelles restrictions liées aux RR/RC devraient être décrites dans le contrat RR/RC, et non dans les règles MA (voir également 3.2.4.3)	Retrait des dispositions particulières aux contrats RR/RC (dernier paragraphe)
4.3.2	Premier paragraphe : ajouter que la fermeté de l'offre n'est pas garantie en cas de sollicitation par RTE d'un groupe de l'EDA en Compensateur Synchrone (ou plus largement toute modification du fonctionnement à l'initiative de RTE).	
4.4.3.1	EDF demande à RTE d'officialiser dans les règles les restrictions qui s'appliqueront pendant la phase d'exploitation sous contrôle de TERRE jusqu'à la date X.	
4.4.5.1	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, EDF réitère la demande que les ordres d'activation des offres standards TERRE soient reçus à H-30' et non H-25'. 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.	
4.4.8.2	Transmission des messages d'information pour insuffisance d'offre : ajouter la possibilité d'abonnement à un service mail (comme indiqué dans le rapport d'accompagnement au §3.2.2)	
4.4.8.3.1	Idem : préciser quelle forme prend la « mise à disposition d'un message »	
4.4.9	Indisponibilité non programmée du réseau amont : les GDP non constitutifs d'EDA devraient être traités de la même façon que les moyens non offerts.	
4.5.2.1.2	Calcul du volume réalisé sur les sites raccordés sur le RPD : traiter également le cas des installations de stockage raccordées au RPD (faire un ajout similaire à celui du 4.5.2.1.1)	

4.5.2.2.1	Les STEP sont actuellement traitées comme des sites d'injection avec deux EDA turbine/ resp. pompe, il faut garder cette possibilité sauf à se priver de la disponibilité du pompage sur le MA.	
4.6.2.3.2.1	Calcul du Volume Commercial des Offres Spécifiques : EDF comprend que les critères - « *si* $VAt_{H,DA\,i}(t)$ *est nul avec* $\Sigma VC_{OffreStd}(t)$ *non nul* » - « *si* $VAt_{B,DA\,i}(t)$ *est nul avec* $\Sigma VC_{OffreStd}(t)$ *non nul* » ont pour but de couvrir le cas où un ajustement Standard est « annulé » par un ajustement spécifique. Cependant, il est possible que les deux critères soient « vrais » en même temps, ce qui crée une incertitude sur la formule applicable pour le calcul de $VC_{OffreSpec}$	Peut-être faudrait-il reformuler ces critères comme suit ? - « *si* $VAt_{H,DA\,i}(t)$ *est nul avec* $\Sigma \mathbf{H} VC_{OffreStd}(t)$ *non nul* » - « *si* $VAt_{B,DA\,i}(t)$ *est nul avec* $\Sigma \mathbf{B} VC_{OffreStd}(t)$ *non nul* »
4.6.2.9.2	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, 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 au 4.6.2.9.2.	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}) 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})
4.6.2.9.3	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les Règles v9, il est impératif de maintenir après la date T 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).	Reprendre la formulation existant au 4.6.1.2.3 (article qui ne sera plus applicable après la date T) : 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 Publications		
4.10.1.1	EDF remercie RTE pour les précisions apportées dans les publications associées à TERRE. De façon générale, EDF demande à RTE de continuer à publier l'écart France (indicateur n°3) ainsi que tous ses constituants, notamment - Ajustements spécifiques activés en France (pour les 4 motifs P=C, RSP, MAR, RSSSY) - Energie FCR et aFRR - Equilibrage transfrontalier hors TERRE (en distinguant BALIT, EDA point d'échange, contrats d'échange de secours) - Besoin de RTE servi par TERRE (en distinguant le volume d'offres standard activées en France et échange transfrontalier import/export)	
4.10.1.1	EDF demande que RTE publie dès que possible, et sans attendre le démarrage de TERRE, les spécifications SI des futures publications, afin que les acteurs puissent anticiper ces changements.	
4.10.1.1	Publication n°7 (volume d'énergie de réglage secondaire) : EDF souhaite que le niveau de téléréglage (N) soit également publié	
4.10.1.1	Ajouter (en M+1 puis rejeu jusqu'en M+12) la publication de la somme des écarts positifs et négatifs, tous RE confondus : ceci permettra aux acteurs de disposer de leur propre vision sur la situation du coefficient k.	
4.10.1.1	RTE a fait le choix d'un Prix de règlement des écarts d'ajustement (PREA) égal au Prix Moyen Pondéré (PMP) figé à J+3 (le principe étant de ne pas avoir à régulariser ultérieurement les factures d'ajustement). La seule publication prévue semble être via la facturation des écarts d'ajustement dans le SI « Back-Office Balancing » : cela signifie qu'un AA ne connaitra cette valeur que sur les pas de temps où il a été activé. Il faut donc que ce PREA (PMP figé à J+3) fasse l'objet d'une publication dédiée sur le site RTE Services/Data.	Ajouter la publication du Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement
4.10.1.1	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	Pourquoi l'actuelle publication n°60 (courbe prix/volume) est-elle supprimée ? faut-il comprendre qu'elle est reprise par la publication n°5 du 2e tableau ?	

4.10.1.1	2e tableau – publication n°2 : Dans l'hypothèse où plusieurs couples volume/prix limite sont formulés, ils doivent tous être publié (et pas seulement le prix maximum) Dans le cas de la baisse, il faudra publier le prix limite minimum (et non maximum)	
4.10.1.1	2e tableau – publication n°5 : confirme que cela inclue bien le volume d'offres filtrées/non partagées	
4.10.1.1	2e tableau : ajouter - la capacité d'interconnexion disponible pour TERRE - la capacité d'interconnexion utilisée par TERRE	
4.10.1.1	Ajouter la publication des volumes activés en utilisant le dispositif « Interconnexion controlability » : - Volume activé en France sur demande de RTE - Volume activé à l'étranger sur demande de RTE - Volume activé en France sur demande d'un autre GRT	
4.10.1.2	Il est indiqué que, après une date Z, le calcul des Marges Requises et Opérationnelles sera réalisé : - sur l'ensemble de la journée, sans toutefois préciser la granularité exacte des publications. Le rapport d'accompagnement mentionne une granularité demi-horaire. - sera réactualisé toutes les heures, alors que le rapport d'accompagnement mentionne une mise à jour demi-horaire	Confirmer la granularité des marges : demi-horaire ? Confirmer la fréquence de mise à jour : horaire, demi-horaire ?
4.10.1.3	Interconnexion controlability : contrairement à ce que laisse entendre le §5.7.5 du rapport d'accompagnement, aucune modification n'a été apportée à cet article. Préciser comment les activations du mécanisme « interconnexion controlability » seront prises en compte dans le calcul de la tendance du système.	
4.10.1.3	Calcul de la tendance : - il semble que la 6e puce vise les offres standards activées en France ? (dans ce cas, préciser « standard »), ce qui réduirait donc la 1e puce aux offres spécifiques ? - 5e puce : « demande d'énergie formulée par RTE » : au cas où toute la demande ne serait pas fournie par TERRE (soit insuffisance d'offre, soit application du prix limite), il faudrait plutôt considérer la demande effectivement servie ?	

5 Recouvrement des charges d'ajustement		
5.3.2	Le terme « dans le cas contraire » semble ambigu, il faudrait mieux distinguer les offres standards et spécifiques Couvrir le cas où Prix marginal > Prix d'offre (il ne faudrait pas avoir un surcoût négatif)	Proposition : « Pour chaque Pas Demi-Horaire, le surcoût d'un ajustement à la Hausse est égal au volume d'ajustement valorisé au prix : - Pour une offre d'ajustement spécifique, max (0 ; Prix d'offre – PME » - Pour une offre d'ajustement standard, max (0 ; Prix d'Offre – prix marginal de la plateforme) telle que défini au 5.5 »
5.8	Il était question lors des règles v8 que l'ensemble des frontières basculent en modalités de « compensation financière » (§5.8.3) au lieu de rattrapage physique : RTE peut-il préciser où en sont les GRT ?	
5.10.3	Il semble préférable de ne pas utiliser le terme « Position » dans une acception différente de ce que prévoit l'article 2(16) d'EBGL et la section 2	Remplacer « Position » par « factures d'écart » ?
5.10.3.1	EDF demande que RTE maintienne la publication en mars de A+1du coefficient k prévisionnel pour l'année A, y compris au-delà de 2020 avec la facturation de Recotemp au PRE	~~Pour les périodes d'établissement du compte Ajustements-Ecarts antérieures au 1er janvier 2020,~~ chaque Année A, au plus tard en mars de l'Année A, RTE communique à chaque Responsable d'Equilibre une prévision du reversement de l'année A-1 établie sur des données provisoires, et sur la base d'une hypothèse d'annulation du solde du compte « Ajustements-Ecarts » de l'année A-1.
6. Activités de marché en situation d'état d'urgence et de reconstitution du réseau électrique		
6	EDF confirme ce qu'elle a exprimé pendant la phase de concertation sur le règlement E&R, à savoir qu'il parait difficile, et en tout état de cause sous-optimal, de définir ex-ante des critères très précis de suspension et de rétablissement tenant compte de toutes les configurations possibles. Il semble légitime que le gestionnaire de réseau de transport dispose d'une certaine latitude pour appréhender la nécessité de suspendre ou non le marché, par exemple au regard de la dynamique de dégradation de la situation. Toutefois, EDF souhaite souligner que cela rend d'autant plus nécessaires les garde-fous proposés, qui doivent même être étendus : ainsi la justification a posteriori du GRT doit également être à destination des acteurs de marché. De plus, la non-pénalisation des acteurs qui suivent les instructions données par RTE pendant la phase de suspension doit bien sûr être un principe fort.	
6.3.2	Ajouter les Responsables de Programmation et acteurs d'ajustement dans la liste des destinataires du rapport sur la suspension et le rétablissement des activités de marché rédigé par RTE.	

8 Dispositions transitoires		
8.1	Obligation d'offrir la production RPD sous forme « implicite » : RTE a évoqué en GT que l'échéance pourrait être reportée au 1er avril 2020 ?	
8.2	EDF accueille favorablement la proposition de modalités permettant de formuler des offres TERRE réduisant la fourniture de Services Système : ceci permettra d'accroitre la liquidité sur la plateforme. Même si RTE prévoit de calculer le déficit SSY à maille de la plage de prix, EDF recommande de retenir une formulation dans les règles et un format de fichier à pas horaire : ceci est cohérent avec le cycle des fenêtres de livraison TERRE et facilitera une éventuelle évolution ultérieure.	
Section 2 – Règles RE – chapitres A-D		
Définitions - Compteur	Compteur : cf remarque formulée en section 1	
Définitions – Données de comptage	Nouvelle définition de « données de comptage » : quelle articulation avec les définitions existantes de « courbe de charge »», « courbe de mesure », « pas de mesure » (également présentes section 1) ?	
B.1.1.2	Le projet de règles (B.1.1.2 et plusieurs occurrences dans le chapitre E) supprime la référence aux contrats d'obligation d'achat conclus avant la loi du 10 février 2000. Ceci étendrait de fait à tous les contrats d'obligation d'achat les dispositions spécifiques prévues dans les Règles actuellement en vigueur pour les contrats conclus avant la loi du 10 février 2000 et aurait des conséquences importantes sur les processus de rattachement ou de changement de périmètre d'équilibre des installations sous obligation d'achat, ainsi que sur les processus de signature des contrats. Une telle modification supposerait une concertation préalable. Par ailleurs EDF signale que quelques contrats d'OA conclus avant la loi du 10 février 2000 resteront en vigueur au-delà de 2020.	
B.1.2.3	EDF remercie RTE pour la précision ajoutée sur la non-application du mécanisme « RE bouclant » en phase Recotemp, le principe de cette étape étant en effet un bouclage sur les pertes. Dans un but de clarification, EDF propose le complément suivant :	« Ces modalités de bouclage mentionnées ci-dessus sont appliquées par le GRD lors du calcul des Ecarts. Elles ne sont pas appliquées lors de la Réconciliation temporelle, **hors correction d'éventuelles erreurs de publication non détectées en phase Ecart (erreur sur site télérelevé et/ou erreur d'affectation sur un RE) faite en amont du processus de Réconciliation Temporelle des pertes du GRD. »**

B.2	Il faudrait préciser la portée de l'ajout « *Toutes les Annexes constituent partie intégrante des Règles.* » En particulier il ne faudrait pas avoir à resigner toutes les annexes et accord de participation/rattachement existants à chaque évolution des règles. Ceci représenterait une charge opérationnelle importante, sans apporter de plus-value.	
B.5.1.3	Cf remarque formulée au E.3.4 (mise à jour des conditions particulières du contrat GRD-RE)	
C.5	Voir remarque formulée en 2.5	
C.8	Dématérialisation des accords de rattachement : cf remarque formulée en introduction de la réponse	
C.8.3.5	Rattachement RE des auxiliaires : sur le fond, EDF n'est pas favorable au principe de retour automatique des auxiliaires dans le périmètre du RE de l'injection et est favorable à l'application normale des mécanismes prévus par le CART en absence de RE (RTE met en demeure le producteur de désigner un RE via un accord de rattachement).	
C.15.1	Calcul de l'écart : EDF comprend qu'il s'agit uniquement de revoir la formulation pour se mettre en conformité avec le vocabulaire du règlement Balancing, sans impact sur le calcul de l'écart. Il semble que le terme « sous-maille » peut-être source d'ambiguïté, EDF suggère la reformulation suivante : EDF demande à RTE de confirmer l'impact éventuel sur les publications à destination du RE (modification du nom des sous-totaux, … ?) et le cas échéant de publier dès que possible les spécifications SI.	Sur chaque Pas Demi-Horaire d'une Journée J, RTE calcule a posteriori l'Ecart du RE comme la somme ~~de plusieurs sous mailles~~ **des composants** « Position », « Volume alloué » et « Correction du déséquilibre » définie~~s~~ ci-après, selon les éléments constitutifs du périmètre du RE.
C.15.4.3.2	EDF demande à RTE de préciser les éventuels changements de format des données publiées aux RE, dans le cadre de la bascule vers le portail Data	
C.16.1.7.2 C.16.3	Avec la facturation de Recotemp au PRE, EDF comprend que la Recotemp ne sera plus exprimée comme un delta par rapport au M+12 (terme « Correction » cf. C.16.1.7.1) mais prendra la forme d'une nouvelle republication d'écart s'ajoutant aux S+1/S+3, M+1, M+3, M+6, M+12, dans des modalités similaires au C.15.4. EDF demande à RTE de préciser l'impact sur les spécifications SI des publications à destination des RE, notamment le taggage permettant de distinguer ces différentes échéances.	

Annexe C7bis C8bis C9bis	Cf remarques formulées plus haut sur la dématérialisation de la gestion du périmètre (C.8)	
Annexe C7bis	« *Le Périmètre d'Equilibre de … est composé notamment des éléments suivants* » : il semble que la formulation antérieure était plus claire « *le site … va être rattaché au Périmètre d'Équilibre de …* » ? Le schéma du site et les formules de décompte doivent être annexés à l'Accord RPE (et non simplement transmis par le site au RE) et être accessibles via le portail : il s'agit en effet d'éléments fondamentaux sur lequel le RE est engagé.	Conserver la formulation actuelle Conserver la formulation actuelle comme quoi le schéma du site et le formule de décompte sont annexés à l'Accord de Rattachement au Périmètre d'Equilibre
Section 2 – Règles RE – chapitre E - Relations entre le GRD et le Responsable d'Equilibre		
E.3.4	EDF est tout à fait favorable à la modification proposée, qui vise à limiter le besoin de signer un avenant au contrat GRD-RE (Annexe E-C1) en cas de modification des modalités de profilage. Ces modalités sont en effet applicables à tous les RE (les spécificités éventuelles du RE bouclant étant traitées par ailleurs – Annexe E-C2). EDF remercie les Gestionnaires de Réseau pour cette simplification. Il sera utile de - préciser dans quel cas la signature d'un avenant s'impose (selon B.5.1.3) - à quel endroit la DTR du GRD est accessible (par exemple sur son site internet ?) - que le GRD Notifie aux RE la version révisée ainsi que la date d'entrée en vigueur	
E.4.1.2	La modification semble exclure un rattachement distinct des auxiliaires pour les sites d'injection en contrat de service de décompte : une telle évolution n'est pas justifiée.	Rétablir le texte supprimé
E.5	Le délai de 3 mois doit s'appliquer à partir de la Notification par le GRD des nouvelles modalités (cf E.3.4) et non à partir de la concertation.	Le GRD respectera un délai minimum de trois (3) mois, entre la ~~concertation~~ **Notification** de la version révisée des conditions particulières du contrat GRD-RE
Annexe E-C1	Cf remarque formulée au E.3.4 (mise à jour des conditions particulières du contrat GRD-RE)	