A2 PRISE EN COMPTE DES RETOURS RELATIFS A L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHE HARMONISEES

A2.1 Retours relatifs aux Dispositions Générales

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	0.A	Acteur Obligé : Partie soumise à l'Obligation de Capacité au sens des présentes Règles. Les Acteurs Obligés sont de trois types : les Fournisseurs, les Acheteurs de Pertes Obligés et les Consommateurs Obligés.	la notion d'Acteurs Obligés intervient également dans les règles SI SSYf à l'article 3,1, avec une définition différente. Alpiq propose de changer la rédaction des règles SI pour ne plus faire apparaitre ce terme.	RTE précise que la dernière version des Règles SI SSYf (17/04/2023) ne fait plus apparaitre ce terme et renvoient vers le guide d'implémentation de l'application RACOON.
Alpiq Energie France	0.A	Auxiliaires Organes techniques nécessaires au fonctionnement d'un ou plusieurs Groupes de Production associés à un Site de Production et soutirant de l'énergie électrique sur le Réseau	Sous Stockage stationnaire	Il ne semble pas opportun d'introduire le terme de sous stockage stationnaire car il ne correspond pas à la notion d'auxiliaire de groupe de production.
Alpiq Energie France	0.A	Indisponibilité Programmée Indisponibilité planifiée du RPT ou d'un Groupe de Production raccordé au RPT suivant les modalités précisées dans le Contrat relatif	Mettre comme dans les règles SSYf : "Indisponibilité planifiée du RPT ou du RPD suivant les modalités précisées dans le Contrat de Gestion Prévisionnelle ou, en l'absence d'un tel contrat, selon les modalités précisées dans le Contrat d'Accès au Réseau"	RTE remercie Alpiq pour ce retour et va procéder à la mise à jour de cette définition qui correspond à la version la plus récente concertée dans le cadre du GT SSYf.
Alpiq Energie France	0.A	Prix Marginal d'Equilibrage ou PME Prix de la dernière offre d'énergie d'équilibrage appelée pour Motif gestion de l'équilibre P=C, sur le Pas de Règlement des Ecarts considéré et selon la Tendance du système électrique français	il ne s'agit pas de la dernière offre appelée, mais l'offre la plus chère ou la moins chere appellée (ou à défaut la première qui aurait été appelée dans la tendance). Reprendre la défintion des regles MA/RE actuelles (Article 4.10.1.5). Se référer à 0.P.2	Le prix de la dernière offre appelée correspond bien, soit à l'offre la plus chère, soit à l'offre la moins chère, selon la tendance. Il n'est pas utile de modifier la définition.
Alpiq Energie France	0.A	Prix Moyen Pondéré ou PMP Prix moyen des Offres d'Ajustement activées, pondéré par leurs volumes, pour le Pas de Règlement des Ecarts considéré selon la Tendance du système électrique français	se référer à l'article des règles MA RE actuelle, car la dénfition n'est pas exacte, et je ne l'ai pas retourvé dans de le nouveua jeu de règle. Il est imporant de préciser sa composition car impact le PRE. Renvoyer à 0.P.2	La définition du PMP proposée dans les Dispositions Générales est correcte et vient clarifier les éléments de l'Art. 4.10.1 des anciennes Règles MA.
Alpiq Energie France	0.A	Responsable de Réserve ou RR : Participant ayant signé un Accord de Participation aux Règles relatives aux Services Système permettant de contribuer au réglage de la fréquence.	Responsable de Réserve ou RR : Participant ayant signé un.ACCORD DE PARTICIPATION EN QUALITE DE RESPONSABLE DE RESERVE OU DE FOURNISSEUR (MAJ avec le Nouveau nom de l'annexe dans les règles)	La signature de l'Accord de Participation aux règles relatives aux Services Système donne au Particpant le statut de Responsable de Réserve. Le fait de préciser qu'un Responsable de Réserve signe un accord de participation en qualité de Responsable de Réserve est redondant et alourdit la définition.
Alpiq Energie France	0.FT1.8.1	Garantie Bancaire : Pourquoi la garantie bancaire, y compris pour les SSYf est dans l'article relatif à la Sécurisation Financière pour le modele de versement Régulé ? Les échnages de réserves sur le marché secondaire ne sont pas liés au type de modeles pour les SSYf. Est ce volontaire de l'appliquer uniquemetn au versement Régué, et donc à défaut uniquement pour les sites de soutirage ?	A mettre dans les règles RM4, ou prévoir des cette version la mutualisation des GB pour tous les mécanismes sous un chapitre ad hoc.	RTE souhaiterait préciser que la Garantie Bancaire associée au marché secondaire des Services système fréquence est décrite dans le Chapitre 4 et que celle relative aux versements liés au modèle régulé se trouve bien dans l'Annexe 0.FT1. RTE vous propose donc de rester sur cette rédaction.
Alpiq Energie France	0.FT1	il y a le chapitre FLUX FINANCIERS ENTRE LES PARTICIPANTS ET LES FOURNISSEURS DE SITES DE SOUTIRAGE EFFACES	Pourrait on rajouter un chaptre pour les Site de Stockage stationnaire, afin de refléter les spécificités de ces sites?	Cette proposition constitue une évolution de fond du Chapitre 4 et sera traitée ultérieurement dans le cadre du GT SSYf.

			Cf slides 28 du GT SSYf de Juin (sur la Version sous concerte.fr au moment du GT) ou renvoyer à 4,M,5	
EDF SA	Ordre des articles	L'ordre proposé pour les différents articles n'est pas très intuitif : pourquoi est-ce que l'article Situation d'Etat d'Urgence est au milieu des dispositions juridiques ?	EDF suggère de le déplacer après l'article Arrondis, à la fin des dispositions techniques transverses.	RTE valide cette proposition.
EDF SA	0.A	Certaines définitions sont très génériques et il est parfois difficile de savoir à quel mécanisme elles sont associées (par exemple Contrepartie, Demande de Certification ou Demande de Pré-Certification, Index, Pas de Mesure, Texte, Mode Secours, Heure de Livraison). Cela peut conduire à des ambiguïtés lorsque ces mots génériques sont employés sans majuscule dans d'autres Chapitres. Il peut y avoir d'autres ambiguïtés, par exemple avec Capacité Réservée qui n'a rien à voir avec les réservations de capacités de réglage.	EDF propose de : soit reformuler les définitions afin d'indiquer plus clairement le contexte et le mécanisme de marché associé, soit d'ajouter une colonne indiquant dans quels chapitres les définitions sont utilisées	Les définitions ont fait l'objet d'une réécriture visant à les rendre synthétiques, autoportantes et transverses de façon à pouvoir être appliquées à l'ensemble des mécanismes. Un terme défini dans les Dispositions Générales apparaît systématiquement avec une majuscule dans l'ensemble des Chapitres où il est utilisé et se réfère à la même définition harmonisée. Dans quelques cas marginaux, un terme utilisé sans majuscule peut être un terme du langage courant semblable à un terme défini, mais qui revêt alors un autre sens.
EDF SA	0.A	Définition de l'Accord de participation : en pratique un acteur devra signer autant d'accords de participation que de mécanismes de marché auxquels il participe. Il serait bon de le préciser + préciser qu'il s'agit des Annexes des Dispositions Particulières	"Contrat conclu entre RTE et un Participant par lequel ce dernier s'engage à respecter les Dispositions Générales et les Dispositions Particulières d'un Chapitre des Règles de Marché. Chaque Accord de Participation est conforme au modèle joint en Annexe des Chapitres correspondants. Un Participant peut signer plusieurs Accords de Participation, correspondant chacun à un mécanisme de marché de l'électricité français."	RTE valide en partie cette proposition, sauf le passage "Un Participant peut signer plusieurs Accords de Participation, correspondant chacun à un mécanisme de marché de l'électricité français." - qui correspond à une disposition des règles et non à une définition.
EDF SA	0.A	Acteur d'Ajustement : Le Recouvrement des Charges d'Ajustement n'est plus dans le Chapitre relatif au Mécanisme d'Ajustement	"Accord de Participation aux Règles relatives au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement permettant de déposer des offres sur le MA".	RTE valide cette proposition.
EDF SA	0.A	Interconnexion, Programme d'Exportation, d'Importation : Exploitants de Système n'est plus défini		RTE confirme que le concept d'Exploitant de Système est défini dans l'Article 0.A "Gestionnaire de Réseau de Transport ou GRT ou Exploitant de Système". C'est la raison pour laquelle les majuscules sont conservées.
EDF SA	0.A	Garantie Bancaire : la définition est un peu trop légère et devrait renvoyer aux modalités définies dans les Chapitres	"Garantie bancaire à première demande s'inscrivant dans le cadre de l'article 2321 du Code civil. Les caractéristiques des Garanties Bancaires à respecter sont établies dans les Chapitres correspondants. "	RTE valide cette proposition.
EDF SA	0.A	La formulation proposée pour la définition de Guichet pourrait laisser entendre qu'il y a des guichets communs aux différents mécanismes de marché.	"Heure limite de soumission, de modification ou de retrait d'une Offre d'Ajustement, d'une Offre en Energie de Réserve Secondaire, d'une Offre de Capacité de Réserve Secondaire, d'une déclaration initiale ou Redéclaration de Programme ou des performances et contraintes techniques, d'envoi des Nominations Périodiques, Journalières ou Infra Journalières à partir de	RTE valide cette proposition.

			laquelle RTE examine celles-ci . Cette heure limite de soumission peut être définie indépendamment pour chaque mécanisme. "	
EDF SA	0.A	Incident de Paiement	"Défaut de paiement intégral des sommes dues par le Participant dans les délais prévus dans chacun des Chapitres. L'Incident de Paiement se caractérise notamment par sa durée, comptabilisée à partir du Jour de l'échéance de paiement inscrite sur la facture."	Le défaut de paiement, le cas échéant, survient dans le mécanisme auquel prend par le Participant. Il ne paraît pas pertinent de détailler davantage cette définition.
EDF SA	0.A	La définition de l'Offre d'Ajustement a été réduite mais la synthèse des états d'une offre était intéressante, elle devrait être retranscrite dans le Chapitre 2 directement. Même remarque pour la Redéclaration		Les états d'une Offre d'Ajustement correspondent à des modalités techniques et c'est pourquoi RTE les a supprimés dans la définition du terme "Offre d'Ajustement". Ces états correspondent plutôt à des statuts informatiques qui trouveraient plutôt leur place dans les Règles SI que dans le corps des Règles de marché. Par conséquent, RTE propose d'envisager de retranscrire ces états dans les Règles SI.
EDF SA	0.A	La définition de la Période de validité n'est pas suffisamment précise. De plus, le fond est modifié concernant les Offres d'Ajustement. Initialement, la Période de validité d'une Offre d'Ajustement ne considère que la validité de l'offre et non son engagement. L'engagement a été repris des règles SSYf.	Durée sur laquelle : - une Offre en Energie de Réserve Secondaire, soumise ou déposée, est valide et engageante; - une Offre d'Ajustement est valide.	RTE propose la modification suivante : "Durée sur laquelle une offre soumise ou déposée est valide et, le cas échéant , engageante.", de manière à la garder suffisamment générique pour s'appliquer à l'ensemble des mécanismes.
EDF SA	0.A	La définition de la Période de livraison n'est pas suffisamment précise. Notamment, il est nécessaire de préciser que cette notion ne s'applique qu'aux offres de capacités de réserve.	Plage de temps sur laquelle porte une Offre de Capacité de Réserve Secondaire.	Cette définition a été rédigée pour être applicable sur les différents mécanismes de marché et n'est pas restreinte aux seules Offres de Capacité de Réserve Secondaire. RTE propose de la conserver dans sa forme actuelle.
EDF SA	0.A	Le PMP n'est pas défini suivant la tendance du système mais à chaque pas de temps en fonction des ajustements hausse et baisse	Prix moyen des Offres d'Ajustement activées dans un sens, pondéré par leurs volumes, pour le Pas de Règlement des Ecarts considéré selon la Tendance du système électrique français	Le PMP ne dépend pas uniquement des offres d'ajustement mais de l'ensemble des offres d'énergie d'équilibrage. La définition a été mise à jour en conséquence.
EDF SA	0.A	La définition Règlement Electricité n'a pas été reprise dans les Conditions Générales proposées. Elle est pourtant utile pour le cadre juridique européen, à la fois des règles SSYf et des règles RR/RC.		RTE valide cette proposition et réintroduit la définition de ce Règlement dans les Dispositions Générales.
EDF SA	0.A	Certaines définitions ont disparu alors que toujours employées soit en majuscules soit la terminologie est trop vague pour ne pas être définie : - Demande De Participation : la définition a disparu alors que le terme est toujours employé dans le Chaptire 1 et 2 - Programmation : la définition a disparu alors que le terme est toujours employé dans le Chaptire 1 - Influencement Asynchrone : le terme est toujours utilisé dans le Chapitre 1 et peut paraître obscure sans définition. La notion devrait être a minima précisée dans l'Article 1.I.3.2.4.		Concernant "Demande de Participation", les occurrences de cette expression contenant encore des majuscules ont été corrigées dans les Chapitres 1 et 2. Concernant "Programmation", ce terme a été remplacé par "Dispositif de Programmation". Concernant "Influencement Asynchrone", la

				définition a été précisée à l'Art. 1.I.3.2.4. dans le Chapitre 1.
EDF SA	0.A	Certaines définitions apportent peu de valeur ajoutée car les termes sont facilement compréhensibles et ne sont pas associés à un concept structurant des mécanismes de marché : - Acteur : redondant avec Participant et acteur sans majuscule peut signifier autre chose dans les CP (justement "qui n'est pas encore Participant" dans le Chapitre 4) - Contrepartie : possible de l'utiliser sans majuscule comme dans l'article 4.H.6 - France : la précision pourrait être apportée dans le corps des CG. De plus, la restriction à la métropole continentale constitue davantage une exigence qu'une simple précision - Gestionnaire de Réseau : GRT et GRD existent déjà - Réseau : RPT et RPD existent déjà		Ces définitions sont à conserver car elles sont utilisées dans d'autres mécanismes, qui seront prochainement intégrées aux Règles de Marché harmonisées (Règles Import/Export notamment).
EDF SA	0.A	Certaines définitions pourraient être généralisées à d'autres mécanismes. Par exemple : - Engagements Initiaux/Retirés/Supplémentaires : d'après la définition, le concept pourrait également s'appliquer aux SSYf - Mode Secours : tel qu'il est défini, ce concept devrait s'appliquer à tous les mécanismes de marché (par ex les majuscules pourraient être employées à l'article 4.H.4.3.4 ou 4.J.5). Si l'objectif est de faire référence à une notion plus précise, alors le préciser dans l'intitulé et dans la définition - Produit Standard : pas utilisé dans le Chapitre 4 alors que l'aFRR en est un. Il serait utile de mentionner à l'article 4.G.2 - Critères d'Aptitude pour le Réglage Secondaire de fréquence, que la FAT est imposée par la définition du Produit Standard - Type de Réserve : pas utilisé dans les règles RR/RC mais largement employé dans les règles SSYf.	Eventuellement étendre les concepts définis à d'autres Chapitres lorsque c'est cohérent. Sinon préciser davantage dans le libellé du terme défini le cadre d'application.	RTE étudiera la possibilité d'appliquer ces définitions dans une prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	0.B	Les dispositions générales ne traitent pas que de modalités juridiques (également indicateurs, FT...). De plus, en l'état le préambule ne permet pas de savoir quels autres mécanismes de marché sont au format harmonie donc soumis à ces CG. Etant donné la période transitoire de plusieurs années avant que toutes les règles passent au format Harmonie, il serait utile pour les acteurs de préciser ici le nombre de chapitres CP à prendre en compte.	"Les présentes Dispositions Générales des Règles de Marché définissent les modalités juridiques, techniques et financières des Règles de Marché"	Cette proposition a été prise en compte de la manière suivante : "Les présentes Dispositions Générales des Règles de Marché définissent les modalités juridiques et, le cas échéant, techniques et financières, des Règles de Marché ".
EDF SA	0.D Révision	Pourquoi ne pas mutualiser la description des modalités de révision de chaque Chapitre ici, puisque les textes sont quasiment des copiers-collers pour les Chapitres 1 à 4 ? Est-ce que les modalités de révisions sont différentes pour d'autres jeux de règles marché ?		RTE ne peut pas mutualiser les modalités de révision dans les Dispositions Générales parce que tous les mécanismes ne suivent pas le même processus de concertation / approbation.
EDF SA	0.D Révision	Coquille	Celles-ci ou celui-ci qui continueront à produire tous ses effets entre les Parties, en intégrant les modifications	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.

			intervenues dans leur/sa version révisée, de publiée sur le Site Internet de RTE.	
EDF SA	0.E Responsabilité	EDF remarque que la rédaction de cet article a sensiblement changé par rapport aux jeux de règles existants, induisant un changement de fond alors que ce n'est pas le lieu de cette consultation. - la mention explicite aux GRD n'a pas été reprise : est-ce que RTE confirme que les GRD restent des Parties ? - Au 2ème paragraphe, RTE propose de lister des cas précis, ajoutés au titre de dommages indirects. Cette précision n'apparait pas opportune étant donné que la nature des dommages sera de toute façon identifiée au cas par cas. EDF est défavorable à la rédaction consultée et propose une reformulation - EDF estime que les exigences demandées pour la 1ère Notification des dommages subis sont trop contraignantes et illégitimes : il sera quasiment impossible de fournir, sous 10 jours, des pièces justifiant du dommage subi ainsi qu'une estimation détaillée du montant du préjudice. EDF est défavorable à la rédaction consultée et propose de rester sur un cadre plus libre, comme dans les règles actuelles. - L'envoi des élements justificatifs devra se faire dans un second temps de manière coordonnée avec l'envoi de l'estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir.	"Aucune Partie n'est responsable vis-à-vis d'une autre Partie (i) des dommages indirects ou uniquement potentiels, incluant notamment toute perte d'exploitation, de production, de profit ou de revenu, perte de chance, sauf cas de fraude, faute lourde ou manoeuvre dolosive" "Toute Partie qui estime avoir subi un dommage en informe l'autre Partie par voie de Notification, dans les meilleurs délais et au plus tard dans un délai de 30 Jours Ouvrés suivant son apparition ou, le cas échéant, sa découverte. Cette Notification doit indiquer la nature des dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation."	Concernant le commentaire : « *RTE propose de lister des cas précis, ajoutés au titre de dommages indirects. Cette précision n'apparait pas opportune étant donné que la nature des dommages sera de toute façon identifiée au cas par cas. EDF est défavorable à la rédaction consultée et propose une reformulation »,* RTE indique souhaiter conserver la clause initialement proposée par RTE dans le cadre du projet Harmonie. A propos du commentaire : « *(...) la mention explicite aux GRD n'a pas été reprise : est-ce que RTE confirme que les GRD restent des Parties ?(...) »,* RTE souhaiterait rappeler qu'un GRD n'est pas une partie à un accord de participation signé entre RTE et un participant. Le GRD peut être partie à un contrat en annexe d'un chapitre (par exemple le contrat entre un RE et un GRD dans le cadre du chapitre relatif au dispositif de responsable d'équilibre). RTE précise que les responsabilités des GRD en application des règles résultent de leurs missions de service public, notamment celles relatives au dispositif de comptage des sites RPD. Enfin, dans le cas du commentaire d'EDF indiquant : « (…) *il sera quasiment impossible de fournir, sous 10 jours, des pièces justifiant du dommage subi ainsi qu'une estimation détaillée du montant du préjudice. EDF est défavorable à la rédaction consultée et propose de rester sur un cadre plus libre, comme dans les règles actuelles.- L'envoi des élements justificatifs devra se faire dans un second temps de manière coordonnée avec l'envoi de l'estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir. »* , RTE entend l'argument d'EDF et propose l'adaptation du texte suivante : "*Toute Partie qui estime avoir subi un dommage en informe l'autre Partie par voie de Notification, dans les meilleurs délais et au plus tard dans un délai de 10 Jours Ouvrés suivant son apparition ou, le cas échéant, sa découverte. Cette Notification doit indiquer (i) la nature des*

				*dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation, (ii) les fondements légaux et contractuels sur lesquels la demande d'indemnisation est fondée, (i**~~ii) toute copie des documents justifiant du dommage subi des~~ éléments justifiant du dommage subi** et (iv), dans la mesure du possible, une estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir. A compter de la réception de cette Notification, la Partie récipiendaire disposera d'un délai de 30 Jours Ouvrés afin de se prononcer sur les demandes formulées dans ladite Notification. »*
EDF SA	0.E Responsabilité	Le caractère libératoire des indemnités SSY, existant dans les Règles SSY fréquence en vigueur, est absent de cet article et du chapitre 4. Le caractère libératoire pour les abattements et pénalités est précisé au 4.M.4 mais mériterait d'être également mentionné au 0.E. De plus, par cohérence il serait bon d'avoir la même précision pour les autres pénalités de chaque mécanisme, par exemple les pénalités liés au Mécansime d'Ajustement	Ajouter un paragraphe "Les Indemnités, Pénalités et Abattements payés par les Participants à RTE, conformément aux Articles 4.M.3 et 4.M.4, et les pénalités payés par les Participants à RTE, conformément à l'Article 2.M.7 revêtent un caractère libératoire."	RTE valide cette proposition. Le paragraphe suivant a été ajouté : "Les Indemnités, Pénalités et Abattements payés par les Participants à RTE, ainsi que les Pénalités payées par les Participants à RTE, revêtent un caractère libératoire". Les renvois aux Chapitres 2 et 4 ont été supprimés pour éviter qu'ils ne deviennent caduques en cas de révision.
EDF SA	0.H Force majeure	L'article Force majeure proposé est sensiblement différent de celui existant dans les actuelles règles SSY fréquence, induisant un changement de fond alors que ce n'est pas le lieu de cette consultation. Encore une fois, les exigences concernant l'invocation de la force majeure sont trop contraignantes. Il est illusoire de penser pouvoir fournir "les preuves satisfaisantes au regard de l'existence d'un évènement de force majeure" sous 14 jours. EDF est défavorable à cette évolution.	Proposition de reformulation pour l'alinéa 2 de l'article 0.H : "La Partie qui invoque un événément de force majeure (la Partie Invocante) envoie à l'autre Partie, dans les meilleurs délais et dans un délai maximum de 15 Jours Ouvrés à compter de la connaissance dudit événement, une Notification exposant, autant qu'il est possible à ce stade, la nature de l'événement de force majeure qui l'affecte, la date de début de l'événement, ses circonstance et sa date de fin probable, ses effets sur l'exécution de ses obligations contractuelles, ainsi que les mesures et actions prises et envisagées pour minimiser sa durée et ses effets."	RTE remercie EDF pour cette proposition. RTE souhaite conserver la clause telle que proposée initialement par RTE à l'occasion du projet Harmonie. En effet, compte tenu des conséquences de la Force Majeure : suspension des obligations du contrat et exonération de la responsabilité des parties, il est nécessaire qu'elle soit démontrée par la partie qui s'en prévaut. Cependant RTE accepte d'indiquer 14 Jours Ouvrés en lieu et place de 14 Jours dans le cadre de la clause de Force Majeure.
EDF SA	0.I.3.1	Les règles SSYf actuelles évoquent également que RTE informe les RR du moment où le calcul des bilans de réserve reprend.	Compléter l'article en reprenant les dispositions de l'article 18.3.1 des Règles SSY fréquence.	RTE valide cette proposition. Le terme puissance offerte a été remplacé par Puissance Maximale Offerte.
EDF SA	0.I.3.2	La notion de fournisseurs de service d'équilibrage n'est pas définie dans les Dispositions Générales. Utiliser plutôt les notions d'Acteur d'Ajustement et de Responsable de Réserve ou bien ajouter la définition au 0.A.		RTE valide cette proposition, le terme "fournisseurs de services d'équilibrage" est remplacé par "Acteurs d'Ajustement, Responsables de Réserve".
EDF SA	0.I.4	Le dernier paragraphe précise que les coordonnées des parties sont précisées dans l'accord de participation alors que les modèles des accords (par exemple l'annexe 4.A1) ne contiennent pas d'article sur ce point. De plus, les accords de participation n'ayant	Le plus efficace pour que RTE informe les acteurs serait d'abord une publication REMIT, puis un message adressé aux différentes listes de diffusion de la CAM.	RTE prend note de cette proposition qui nécessite d'être concertée au préalable.

		pas vocation à être signés régulièrement, il y a un risque important que les contacts ne soient plus à jour.		
EDF SA	0.J.	EDF propose un complément.	En cas de différend, portant sur la conclusion, l'interprétation, la résiliation ou l'exécution l'Accord de Participation, de ses avenanants et/ou des Règles.	RTE valide et implémente cette proposition dans les Dispositions Générales. En effet, ces précisions figurent déjà dans les règles SSY actuelles.
EDF SA	0.N.2	Coquille	La transmission d'une information confidentielle par une Partie une n'implique aucune cession ou concession d'un quelconque droit sur les informations communiquées au profit de la Partie destinataire, en dehors de ce qui est prévu dans un Chapitre.	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	0.FT1	Il est difficile de se retrouver dans cette fiche technique.	Il serait utile d'ajouter, par exemple au début de l'article, un tableau indiquant les paragraphes applicables selon le type d'entité. Par exemple, il serait utile de souligner que l'article 0.FT1.3 n'est pas applicable aux EDR et peut donc être ignoré par les participants qui sont seulement RR.	RTE remercie EDF pour cette proposition et va étudier la possibilité de faire évoluer la fiche technique concernée dans une future version des Dispositions Générales.
EDF SA	0.P	Les indicateurs initialement dans la section 1 des règles MA-RE ont été dispatchés dans différents Chaptires. Il semble logique d'avoir placé le PMP, le PME et la tendance du système dans le Chaptire 0 puisque ces indicateurs concernent plusieurs mécanismes. En revanche, cela compléxifie la compréhension des indicateurs, leur complétude et la détection de leur existence.	Ces indicateurs pourraient faire l'objet d'une fiche technique dédiée.	RTE remercie EDF pour cette proposition et va étudier la possibilité de créer une nouvelle fiche technique dédiée dans une future version des Dispositions Générales.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.	Cohérence : ventilation du réalisé à maille EDx-> Site Ce calcul a été déplacé dans FT1 pour le versement fournisseur sur MA/NEBEF, mais est resté dans 4.M.2.2 pour SSY Par cohérence, il faudrait reprendre également 4.M.2.2 dans FT1		RTE ne valide pas cette proposition car le calcul des énergies de réglage à la maille site concerne tous les types de sites et non uniquement le soutirage. Par conséquent, il n'est pas pertinent de localiser ce calcul dans la fiche technique spécifique aux sites de soutirage.
ENEDIS / ADEEF	0.A	Fond : Dans le cadre de cette première étape d'Harmonie, RTE propose également une révision des définitions, l'ADEEF réagit sur certaines de ces évolutions	Acteur (Cette définition semble reprise des règles NEBEF, où elle est utilisée dans un sens proche de « Parties »): supprimer la mention aux gestionnaires de réseau, pour restreindre aux acteurs de marché Barème forfaitaire : définition restreinte à NEBEF, élargir ? Clé de répartition par fournisseur : étendre à EDR ? Congestion : élargir au RPD (cf introduction de notion « flex réseau » dans les règles v11) Consommation Ajustée : « selon le modèle de versement appliqué » -> faire explicitement référence au modèle corrigé Ecart RE : à mettre en cohérence avec EBGL/ISH (position/volume alloué/correction des déséquilibres) ? RR : attention, 3 acceptions possibles (Responsable de réserve, Réserve rapide, Replacement reserve)	Acteur : cette définition doit rester telle quelle afin d'être pertinente pour les Règles Import-Export. Barème forfaitaire : RTE valide cette proposition. Clé de répartition par fournisseur : sera pris en compte dans une future version des Règles de Marché. Congestion : RTE valide cette proposition. Consommation Ajustée : RTE valide cette proposition. Ecart RE : la définition existante est satisfaisante dans sa forme actuelle. RR : L'acronyme "RR" sera utilisé uniquement pour le terme défini, à savoir "Réserve Tertiaire Complémentaire ou Réserve Complémentaire ou Replacement Reserve (RR)".
ENEDIS / ADEEF	0.FT	Cohérence : A ce stade, NEBEF ne s'insère pas dans la démarche « Harmonie » : il faut donc		En attendant l'intégration du Chapitre NEBEF dans les Règles de Marché harmonisées, RTE ajoutera

		- Soit retirer les dispositions relatives à NEBEF - Soit préciser que les fiches techniques transverses ne s'appliqueront à NEBEF qu'à partir d'une date ultérieure		une mention dans les FT1 et FT2 précisant que celles-ci ne sont pas encore applicables au mécanisme NEBEF.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.1.1	Erreur/coquille saut de ligne/titre du paragraphe		RTE a réalisé la correction et remercie ENEDIS / ADEEF pour cette observation.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.2 0.FT1.3.3	Cohérence : clé de répartition pour la ventilation du volume EDx/site : deux rédactions différentes pour MA et NEBEF, qui pourraient être fusionnées (+ cf remarque supra sur l'insertion de NEBEF dans Harmonie : ne pas reprendre 0.FT1.3.2 à ce stade ?)		Il est prévu que la formulation des calcul de répartition pour le MA et pour NEBEF soit mis en cohérence lors de l'intégration du chapitre NEBEF aux règles de marché harmonisées.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.3.2.	A quel chapitre des règles ces clés de répartition par " catégorie d'effacement " sont-elles utilisées ?		Ces clés de répartition sont issues des Règles MA (Section 1).
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.4	Erreur : La transmission par RTE au GRD du volume réalisé par site s'inscrit dans la « consommation ajustée » du « modèle corrigé » : à déplacer au niveau de FT1.4 (modèle corrigé) + Prévoir un renvoi vers 3.R.2.6.1		L'Article 0.FT1.4 concerne l'ensemble des Sites au Modèle de Versement Corrigé, donc il ne semble pas opportun d'y déplacer l'Article 0.FT1.3.4, qui ne concerne que le cas des Sites RPD. Le renvoi vers le Chapitre 3 existe déjà dans l'Art. 0.FT1.4.
ENEDIS / ADEEF	3.R.2.6.1	Erreur de renvoi : Calcul de la « consommation ajustée » des sites au modèle corrigé - données reçues de RTE : faire référence également à 0.FT1.3.4 /FT1.4		Les renvois ont été corrigés.
ENEDIS / ADEEF	0.FT1.3.5	Erreur : Envoi des courbes de charge par le GRD : il n'y a pas d'envoi spécifique par le GRD lié à l'application du versement (objet de FT1), le versement s'appuie sur les résultats du contrôle de réalisé (2.L.4 ou FT2), lequel s'appuie sur les données GRD -> supprimer ce § 0.FT1.3.5, ou renvoyer au contrôle de réalisé		RTE valide cette proposition et applique ces corrections.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.	Cohérence : - la valeur du pas de contrôle est décrite en 2.L.1 et NEBEF 2.3.7 -> prévoir soit un renvoi, soit valeur du pas de temps à préciser explicitement dans FT2 - la transmission des données GRD est restée en 2.L.2.2		RTE valide la proposition de réintroduction du premier renvoi. En revanche, la transmission des données GRD n'a pas sa place dans les Fiches Techniques.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.1.3.	Erreur/coquille : saut de ligne/titre du paragraphe		RTE valide cette proposition et applique ces corrections.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.1.4	Erreur de renvoi : conditions d'appartenance d'un site simultanément à EDA/EDE : outre renvoi au chapitre 2 (MA), également renvoyer aux règles NEBEF Cohérence : ce passage sur simultanéité MA-NEBEF pourrait être regroupé comme les autres dans FT2.6		Concernant la proposition liée à la cohérence, cet Article concerne la méthode rectangle simple. Il a été déplacé en 0.FT2.1.3.3 pour entrer dans les cas particuliers de cette méthode.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.4.1 0.FT2.5.1	Erreur : Méthode par prévision/historique – homologation : la formulation laisse entendre une homologation conjointe MA+NEBEF, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui -> à clarifier		Une précision indiquant que les homologations pour NEBEF et pour le Mécanisme d'Ajustement sont différentes, a été ajoutée.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.4 0.FT2.5	Erreur : Homologation / délai de réponse et délai de carence : la formulation reprise est celle des règles NEBEF (différent de MA) Cohérence : le texte étant désormais commun, mentionner systématiquement OE/EDE et AA/EDA (cf remarque supra sur l'insertion de NEBEF dans Harmonie)		Concernant le délai de réponse, celui-ci a été concerté durant les GT MA pour s'aligner sur les Règles NEBEF. RTE valide la proposition concernant la mise en cohérence OE/EDE et AA/EDA.

ENEDIS / ADEEF	0.FT2.4.2	Erreur : Mention à capa minimale à capa maximale depuis 01/2023		RTE a réalisé la correction et remercie ENEDIS / ADEEF pour cette observation.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.4.3 0.FT2.5.4	Erreur : Pas de temps applicable : attention seules les modalités NEBEF sont reprises ici, le pas de temps est différent sur MA (actuel 4.5.2.2.3.2 / 4.5.2.2.4.3)		RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.5.2	Erreur : l'envoi des CDC par le GRD à RTE 10j après la demande d'homologation à la méthode par historique de consommation n'a plus lieu d'être depuis la simplification de l'homologation initiale (redondant avec passage plus bas, décrivant envoi des CDC dans le processus courant S+1)		RTE a réalisé la correction et remercie ENEDIS / ADEEF pour cette observation.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.6.1.2. 0.FT2.6.2.2 0.FT2.6.3.2	Forme : Activation simultanée MA-NEBEF : Mettre des « puces » pour mieux différentier les traitements appliqués à chaque méthode ? Préciser explicitement que le dernier alinéa s'applique également à prévision/historique ? (actuels 7.2.4.5 et 7.2.5.6 NEBEF)		RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	0.FT2.6.2.1.	Erreur : Activation simultanée MA-NEBEF, l'actuel 4.5.2.2.5.1.1 des règles MA (repris en 2e partie) ne s'applique que si intersection >90% Forme : Historique conso peu visible à la fin du 2e alinéa		RTE valide cette proposition.
ENGIE SA		Section 0.A : la partie défnitions est assez lourde. Ne devrait-elle pas faire l'objet d'un document à part ? Il faut aller en page 42 pour commencer à lire les Dispositions Générales. Ou ne peut-on pas renvoyer vers un lien Web de type dictionnaire ?	Glossaire à part	Les définitions ont été regoupées dans les Dispositions Générales et font partie intégrantes des Règles, il n'est pas possible de les sortir dans un document externe.
ENGIE SA		Section 0.A : il manque des traits pour séparer les différents termes (ex : page 4)	Mise en forme	Il s'agit d'un artefact visuel dû à la compression des fichiers PDF qui a dû être réalisée pour publier sur le site concerte.fr. Les tableaux sont correctement formatés dans la version Word et le seront également lors de la publication finale des Règles.
ENGIE SA		Section 0.A : il y a beaucoup d'info dans les définitions. En soit, ce n'est pas un problème. Mais attention à bien penser à les mettre à jour (ex : PA au pas 5, 15, 30. Bientôt uniquement 5 ou 15). En cas d'incohérence avec le corps du doc, qui fait foi ?	Pas vraiment de proposition mais point de vigilance.	Les définitions ont fait l'objet d'une réécriture visant à les rendre synthétiques et autoportantes. RTE prend note de cette remarque et veillera à assurer la mise à jour des définitions pour assurer la cohérence entre les Dispositions Générales et les différénts Chapitres. Si tel n'était pas le cas, ce sont les Dispositions Particulières des différents Chapitres qui priment sur les définitions des Dispostions Générales.
ENGIE SA		Je suis un peu gêné par le rattachement des deux FT (FT1 et FT2) aux Dispositions Générales. A première lecture, ça surprend un peu, on ne comprend pas trop ce qu'elle font là. N'est-ce pas plus pertinent côté MA ou NEBEF ?	Rattachement des FT1 et FT2 côté NEBEF ?	Ces fiches techniques transverses ont été rattachées aux Dispositions Générales parce qu'elles sont concernent à la fois le MA, les SSYf et NEBEF.
ENGIE SA		Idem pour l'annexe A2 : N'est-ce pas plus pertinent côté effacement ? (donc MA ou NEBEF)	Rattachement A2 côté NEBEF ?	L'annexe A2 a été rattachée aux Dispositions Générales parce qu'elle peut s'appliquer à la fois au MA, aux SSYf ou à NEBEF.

A2.2 Retours transverses à l'ensemble des Chapitres

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
EDF SA	X.M	Concernant le chapitre 4, le titre de l'article 4.M n'est pas suffisamment explicite car il n'indique pas qu'il contient également les pénalisations financières. De plus et de façon générale, il n'est pas si logique que cela de rassembler rémunération et pénalité dans le même article, alors que finalement les deux mécanismes sont indépendants l'un de l'autre. Distinguer rémunération pour capacité et énergie d'une part, et "conséquences" pour capacité et énergie d'autre part dans un sous-chapitre distinct aurait deux avantages : retrouver plus facilement les éléments concernant les "conséquence" et alléger l'article M (la partie contrôle de performance étant assez longue pour SSYf et pour RR/RC). NB : Trouver un terme générique et défini pour la notion de "pénalités" serait bénéfique.	EDF recommande de créer un nouvel article dédié aux "conséquences", c'est-à-dire indemnité, abattement, pénalité, écart selon les mécanismes. Il est souhaitable de maintenir le regroupement capacité et énergie.	RTE remercie EDF pour cette proposition. A ce stade, RTE ne juge pas pertinent de créer un article dédié aux conséquences financières. L'article "valorisation" doit s'entendre au sens de "quantification économique des rémunérations et des montants facturables". Il permet de regrouper toutes les dispositions relatives à la valorisation des capacité et des énergies.
EDF SA	Accentuation des titres d'articles	Dans la version proposée, il est moins aisé de repérer rapidement les titres de sous-paragraphes, bien que le retrait soit un ajout positif.	EDF recommande de laisser les sous-sous paragraphes en gras (niveau 4.X.X.X)	RTE valide cette proposition.
EDF SA	Suppression des noms des applications SI	RTE propose de supprimer toute référence nominative aux applications SI. Cela permet d'avoir une rédaction plus générique. Cependant, cela complique la prise en main des règles.	Il serait utile d'avoir un tableau récapitulatif de toutes les applications SI utilisées et de leur fonction sur le site de RTE, avec des références vers les articles des Règles marché et des Règles SI pertinents. La page https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/applications-marches.html peut remplir cette fonction mais n'est pas très bien référencée. Le lien pourrait être mentionnée dans la définition du Système d'Information.	RTE a supprimé les noms d'applications pour éviter les adhérences avec les Règles de Marché. L'URL mentionnée liste déjà ces applications marché sur le portail services de RTE. Il peut d'avérer fragile d'ajouter une URL dans les Règles de Marché car cette dernière peut être amenée à évoluer.
EDF SA	Accords de participation	Les accords de participation des 4 mécanismes ne sont pas homogènes en particulier l'Objet pour la programmation vs les autres mécanismes et concernant la hiérarchisation des documents contractuels.	Aligner l'Objet de l'accord de Participation de la Programmation avec les 3 autres mécanismes et aligner la hiérarchie des documents contractuels de la Programmation avec les 3 autres mécanismes (L'ordre est cité dans un second paragraphe et les pièces jointes ne sont pas au même niveau que l'accord lui même)	RTE valide cette proposition. La formulation des Articles "Objet" des Accords de Participation des Ch. 1, 2, 3 et 4 a été harmonisée.
ENEDIS / ADEEF		L'ADEeF partage les constats quant à la complexité progressivement atteinte par les règles de marché, et soutient la démarche d'harmonisation. Cette première étape de mise en cohérence du plan/organisation des différentes règles pose un cadre qui permettra, à l'occasion des prochaines évolutions des règles, d'approfondir l'harmonisation « sur le fond ». En particulier, les évolutions successives ont conduit à des traitements spécifiques selon les mécanismes, ce qui génère des complexités et	• La première étape d'Harmonie porte comme annoncé sur les Règles et Services Système. A ce stade, les règles NEBEF n'entrent pas dans la démarche or l'ADEeF constate des dispositions relatives à NEBEF. Dans un souci de cohérence, il convient soit de retirer lesdites dispositions soit de préciser que les FT1 et FT2 ne s'appliqueront à NEBEF qu'à partir d'une date ultérieure. • Pour les prochaines évolutions des règles, l'ADEeF	En attendant l'intégration du Chapitre NEBEF dans les Règles de Marché harmonisées, RTE ajoutera une mention dans les FT1 et FT2 précisant que celles-ci ne sont pas encore applicables au mécanisme NEBEF. RTE étudiera la demande de créer une fiche

		des surcouts opérationnels/SI. Certaines dispositions pourront donc être aménagées dans un objectif de cohérence entre mécanismes. L'ADEeF accueille favorablement le principe de "factoriser" les dispositions communes entre mécanismes dans des « fiches techniques transverses » (FT1 versement fournisseur, FT2 contrôle de réalisé), dans le but de faciliter la lecture des règles et d'aller vers davantage de cohérence entre mécanismes. A noter, compte tenu du volume documentaire de la présente consultation et des réagencements de chapitres, il n'a pas été possible de vérifier de façon exhaustive la nouvelle rédaction. L'ADEeF formule les remarques détaillées suivantes sur le projet de règles. Afin d'en faciliter la lecture, ces dernières sont identifiées en 3 catégories : Fond, cohérence, erreur/coquille.	souhaite instruire la possibilité d'étendre ce principe à la gestion des périmètres. Cette gestion reste en effet dispersée dans chacun des chapitres avec un enjeu de lisibilité et d'harmonisation/simplification sur les conditions et contrôles croisés entre mécanismes (à titre d'illustration, les critères sur les liaisons EDE/EDA/EDP/EDR sont répartis entre les articles 1.F.2, 2.F.2.4, 4.F.2.1/4.F.2.3/4.M.5/4.S.5, NEBEF)	technique transverse concernant la gestion des périmètres.
ENGIE SA		Numéro de page dans les sommaires : certains numéro de page ne sont pas alignés à droite.	Aligner les numéros de page dans les sommaires	RTE remercie ENGIE pour cette remarque et prend en compte la demande de mise à jour des sommaires.
ENGIE SA		Les annexes manquent d'homogénéité (dans leur forme)	Peut-être hors cadre Harmonie, mais les annexes sont assez hétérogènes et compliquées à remplir pour les acteurs (usage du copier/coller pour faire des PDF, avec souvent perte de mise en forme, etc…)	RTE prend note de cette remarque pour améliorer l'homogénéité des annexes et simplifier leur saisie dans la prochaine version des règles de marché.
ENGIE SA		Entrée en vigueur différée : ne faut-il pas éclairer davantage les lecteurs ? Ex : comment sont communiquées ces dates, ou trouver la meilleure prévisions (autre que dans les rapports de saisine). L'idéal serait peut-être un pointeur vers un lien Web facile à mettre à jour par RTE (il y a bien des liens hypertextes dans la partie SSYf)	Lien vers page Web dédiée	RTE va étudier la possibilité de publier les dates pivot sur une page du portail services de RTE et a minima de diffuser un tableau de suivi dans le cadre de chaque GT. En revanche, il est préférable d'éviter d'introduire des liens Web dans le corps de texte des règles car ces derniers sont susceptibles de devenir obsolètes en cas de changement d'URL.
ENGIE SA		Plutôt que d'affecter systématiquement les lettres à des chapitres donnés, ne peut-on pas uniquement s'astreindre à utiliser systématiquement le même libellé, indépendamment de la lettre associée ? Ça allegerait un peu le sommaire qui est le point d'entrée du document et qui doit être lisible. Rien que pour les règles de Programmation, il y a 6 paragraphes sur 18 qui sont sans objet (sans que cela soit mentionné dans le sommaire). Pour avoir fait l'exercice, quand on navigue dans un sommaire, on recherche plutôt un mot clef qu'une lettre de chapitre. D'où cette idée de titre "standard" mais uniquement lorsque c'est pertinent.	Tittres standards (avec respect d'un certain ordre) mais pas de lettre de chapitre dédiée. Ne pas avoir de chapitre si pas pertinent pour le document.	La numérotation standardisée des articles permet de pouvoir se repérer grâce à une arborescence hiérarchisée de façon homogène entre les chapitres. Ce principe introduit une part de rigidité mais son côté matriciel permet de plus rapidement référencer, comparer et identifier des articles similaires de façon transverse. RTE propose d'étudier la possibilité de "masquer" les articles sans objet pour améliorer la lisibilité.
ENGIE SA		Numéro de page en bas de page : parfois à droite, parfois à gauche : un peu perturbant. Utile lorsqu'on en fait un livre relié mais est-ce fréquent ?	Tout aligner en bas à droite	Cette mise à page est nécessaire pour une édition de type livret en impression recto/verso.

ENGIE SA		Les sommaires n'ont pas toute la même forme (ex : sommaire des Dispositions générales et sommaire Annexe 12 des SSYf.	Harmoniser la police	La police des sommaires a été uniformisée, en particulier les sommaires figurant dans les annexes SSYf.

A2.3 Retours relatifs au Chapitre 1 « Dispositif de Programmation »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
EDF SA	1.C.3	4. un (1) mois + 5. d'un 1 mois	1 mois	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	1.F.3	Les démarches d'évolution du périmètre de programmation et les démarches d'évolutions des entités de programmation devraient être dans des paragraphe distincts pour facilier la recherche des actions à mener pour le Participant et la compréhension.		Les modalités d'évolution du périmètre de programmation et celles des EDP sont liées, ce qui justifie de les regrouper dans un même Article.
EDF SA	1.I.	Il semblerait plus logique d'évoquer la programmation au sens large avant d'évoquer les cas spécifique de la participation au SSYF et MA.		Le préambule 1.A. introduit déjà le dispositif de programmation. Il ne semble donc pas utile de réintroduire ces généralités à l'Art. 1.I.
EDF SA	1.I.1.1. et 2	"Au titre des obligations du Chapitre 2 qui portent sur son rôle d'Acteur d'Ajustement, le Responsable de Programmation programme la puissance active de l'EDP ou des EDP constitutive(s) de chaque EDA du périmètre de l'Acteur d'Ajustement". -> La nouvelle formulation donne l'impression que si le participant est RP, il doit forcément être AA, alors que l'obligation porte dans l'autre sens dans le cas des EDA injection RPD et RPT	Remplacer par "Lorsque le Responsable de Programmation est également Acteur d'Ajustement, alors, au titre des obligations du Chapitre 3, la puissance active de l'EDP ou des EDP constitutive(s) de chaque EDA du périmètre de l'Acteur d'Ajustement."	RTE prend en compte la demande de clarification et propose la formulation suivante : "Conformément aux obligations du chapitre 2 qui imposent à un Acteur d'Ajustement d'exercer un rôle de Responsable de Programmation, lorsque le Responsable de Programmation est également Acteur d'Ajustement, il programme la puissance active de l'EDP ou des EDP constitutive(s) de chaque EDA de son Périmètre d'Ajustement".
EDF SA	1.I.1.1. et 2	"Au titre des obligations du Chapitre 4 qui portent sur son rôle de Responsable de Réserve, le Responsable de Programmation programme les Réserves Primaire et Secondaire des EDP ou EDP Soutirage constitutives de chaque EDR du périmètre du Responsable de Réserve." -> La nouvelle formulation donne l'impression que si le participant est RP, il doit forcément être RR, alors que l'obligation porte dans l'autre sens	Remplacer par "Lorsque le Responsable de Programmation est également Responsable de Réserve, alors, au titre des obligations du Chapitre 4, il programme les Réserves Primaire et Secondaire des EDP ou EDP Soutirage constitutives de chaque EDR du périmètre du Responsable de Réserve."	RTE a pris en compte la demande de clarification et propose la formulation suivante : "Conformément aux obligations du chapitre 4 qui imposent à un Responsable de Réserve d'exercer un rôle de Responsable de Programmation, lorsque le Responsable de Programmation est également Responsable de Réserve, il programme les Réserves Primaire et Secondaire des EDP ou EDP Soutirage constitutives de chaque EDR de son Périmètre de Réserve."
EDF SA	1.I.1.1.	Lorsqu'une EDP n'est pas constitutive d'une EDA, cette programmation permet à RTE de mobiliser une puissance disponible en cas d'insuffisance d'Offres d'Ajustement sur le Mécanisme d'Ajustement. Le Responsable de Programmation déclare également les performances et les contraintes techniques des Groupes de Production et des Sites de Stockage Stationnaires des EDP de son Périmètre de Programmation. Est-ce vraiment dans ce seul objectif que les programmes sont envoyés à RTE ?	Cette précision ne semble pas nécéssaire	Ce paragraphe s'inscrit dans un article faisant le lien entre la Programmation et le Mécanisme d'Ajustement et n'a pas vocation à lister tous les usages que RTE fait des Programmes d'Appel reçus (dont l'anticipation du déséquilibre et de la sécurité du réseau font également partie). Il est à lire en regard de la phrase qui précède, décrivant le cas

				des EDP constitutives d'EDA. Pour ces raisons, RTE propose de laisser cette précision.
EDF SA	1.I.2.4.	Si l'incohérence est détectée en J-1 après l'HLAR et avant 23h, : le Responsable de Programmation et RTE conviennent soit : o de la nécessité pour le Responsable de Programmation de renvoyer informatiquement vers RTE dans les plus brefs délais le fichier de Programme d'Appel intégrant la correction. Le Responsable de Programmation s'engage à ne modifier dans ce fichier que le Programme d'Appel de l'Entité de Programmation sur laquelle l'anomalie a été détectée ; o soit de corriger l'anomalie au prochain guichet infrajournalier de 23h	Si l'incohérence est détectée en J-1 après l'HLAR et avant 23h, : le Responsable de Programmation et RTE conviennent : o soit de la nécessité pour le Responsable de Programmation de renvoyer informatiquement vers RTE dans les plus brefs délais le fichier de Programme d'Appel intégrant la correction. Le Responsable de Programmation s'engage à ne modifier dans ce fichier que le Programme d'Appel de l'Entité de Programmation sur laquelle l'anomalie a été détectée ; o soit de corriger l'anomalie au prochain guichet infrajournalier de 23h	RTE valide cette proposition.
EDF SA	1.I.2.5.	Formulation d'origine plus claire avec une découpe en 2 phrases	"l'EDP commence la variation de puissance active en début de Pas de Temps pour atteindre la valeur cible renseignée dans le Programme d'Appel accepté. La valeur cible est atteinte au plus tôt, et dans tous les cas avant la fin du Pas de Temps pour lequel est prévu la variation."	RTE valide cette proposition.
EDF SA	1.I.3.2.3.	Cette possibilité n'est pas implémentée informatiquement, ne serait-il pas opportun de le préciser ?		Comme il a été concerté lors du GT du 27 juin 2023, RTE propose de ne pas modifier les règles MA-RE afin de ne pas alourdir la rédaction pour faire apparaitre une bascule technique qui permettrait ladite automatisation. L'évolution fera l'objet d'une mise à jour ultérieure du guide d'implémentation TOPASE et d'un accompagnement au changement avec les acteurs lorsque cette évolution technique sera possible.
ENEDIS / ADEEF	1.B.2	Erreur de renvoi, la transmission du programme agrégé par le GRD est décrite en 1.R et non 1.I		RTE valide cette proposition et applique ces corrections.
ENGIE SA	1.K.1.1	Erreur de numérotation des paragraphes	Correction	L'erreur de numérotation a été corrigée.

A2.4 Retours relatifs au Chapitre 2 « Mécanisme d'Ajustement »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	Annexe	Le mandat de prélevement SEPA n'est plus disponible	Ajouter le mandat dans les dispositions générales	Le mandat de prélèvement SEPA est bien disponible dans le Chapitre 2, en Annexe 2.A3.
Alpiq Energie France	2.M.4.3.1.1	Le renvoi au paragraphe des détails du calcul du PMP a été supprimé	Ajouter le renvoi au paragraphe	Il s'agit d'une suppression qui concerne l'article 2.M.4.3.1.1. et non l'article 2.M.3.2.1.1. (inexistant). RTE valide cette proposition et

				rajoute un renvoi au paragraphe concernant le détail du calcul du PMP.
EDF SA	2.A	Le principe de ce mécanisme réside dans une incitation financière véhiculée par le Pprix de Rrèglement des Eécarts, lequel permet de valoriser la différence entre les éléments d'injection et les éléments de soutirage du périmètre de l'acteur.	Le principe de ce mécanisme réside dans une incitation financière véhiculée par le Pprix de Rrèglement des Eécarts, lequel permet de valoriser la différence entre les éléments d'injection et les éléments de soutirage du périmètre du Responsable d'Equilibre.	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	2.J.1.3.5.1	puissance offerte	Puissance Maximale ou Minimale Offerte	RTE valide cette proposition. Le terme puissance offferte a été remplacé par Puissance Maximale Offerte.
EDF SA	2.L.3	Les deux derniers paragraphes ne seraient-ils pas mieux placés dans le paragraphe 2.L.3.2.?		RTE valide cette proposition.
EDF SA	2.D.1.3.	Le terme "contrat" est intégré sans même qu'il soit défini par ailleurs et crée de la confusion avec celui d'Accord de Participation auquel il fait référence, en lien avec l'article 2.D.1.2.	Conserver uniquement le terme Accord de Participation et réintégrer les modalités précédentes d'entrée en vigueur de cet accord.	Le terme "contrat" est utilisé dans cet article comme synonyme d'Accord de Participation qui est défini par "Contrat conclu entre RTE et un Participant…". De ce fait, il ne semble pas utile d'alourdir la rédaction.
EDF SA	2.M.4.1. et 2.M.4.1.1	Le cas des offres standard bloqués ne devraient pas être le seul sous paragraphe du cas de rémunération des offres standard puisque la formule de rémunération des offres standard bloquées vient remplacer celle générique sur la rémunération des offres standard non bloqués.	2.M.4.1 : rémunération des offres standard de RR, 2.M.4.1.1 : cas général 2.M.4.2 :Calcul de la rémunération des Offres d'Ajustement Standard de RR dont l'Ordre d'Ajustement a été bloqué par RTE	RTE valide cette proposition.
EDF SA	2.G.3.2.	le h est à garder dans la dénomination de la plage car il est parfois utilisé dans cette syntaxe d'intevalle des minutes (2.J.2, 2.L.1.1.). Il faut pouvoir faire la différence entre les unités utilisées. Dans tous les cas, l'appelation [H ; H+1h[n'est pas homogène dans la proposition des règles, le h a parfois été supprimé, d'autres fois non.	[H ; H+1h[	RTE valide cette proposition et implémente le correctif associé, merci pour cette précision. Effectivement, l'harmonisation de cette notation n'avait pas été pleinement réussie dans notre première version.
EDF SA	2.G.3.2., 2.G.4.2.	offre	l'Offre d'Ajustement	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	2.G.4.1.	L'unité de VAT définie en 2.M.1 est le MWh et non le kWh	kWh -> MWh	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	2.J.1.2.1.	BRRPH n'est pas la nomencalture du bilan de réserve défini dans les règles SSYf, il faudrait d'ailleurs renvoyer vers les règles SSYf pour retrouver le calcul du bilan de réserve	BRH, idem pour baisse	RTE remercie EDF d'avoir soulevé cette incohérence. Il est utile de conserver les indices "RP" et "RS" dans les Bilans de Réserve afin de discriminer le type de Réserve. Les formules du chapitre 4 ont été mises à cohérence avec celles du chapitres 2.
EDF SA	2.J.1.3.2	coquille sur dernier point		Après vérification, aucune coquille n'a pu être identifiée.
EDF SA	2.J.1.3.3.	Il manque les majuscules sur les termes puissance maximale offerte	Chronique au Pas demi-Horaire de Puissance Maximale Offerte	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	2.B	Pourquoi citer en particulier l'article 16 sur la qualifaction d'un fournisseur de services d'éuilibrage quand tous les autres articles pourraient également être cités en préambule.	Déplacer ce paragraphe en 2.E.	La référence à cet article permet de donner une contextualisation de l'EBGL.

EDF SA	2.B.2	Paragraphe sur le recouvrement des charges à transférer dans le Chaptire 3 puisque le recouvrement concerne les RE et non les Acteurs d'Ajustement		Ce paragraphe demeure utile dans le cadre des écarts d'ajustement. Il est également mentionné dans le Chapitre 3 pour le recouvrement des charges d'ajustement supporté par les Responsables d'Equilibre . RTE propose de supprimer la mention "Concernant le recouvrement des charges" pour une meilleure clarté.
EDF SA	2.L.4.1	Coquille nombre de parenthèses		RTE remercie EDF pour cette précision. La parenthèse gauche superflue a été supprimée.
EDF SA	2.M.3	Quelle est la signification de la lettre E positionnée en exposant au dessus du type d'offre (RR ou spéc) dans le volume commercial ?		L'exposant "E" pour une notation décrivant une Offre d'Ajustement précise qu'il s'agit d'une offre en énergie (et non en capacité). RTE a ajouté une précision expliquant cette signification à l'Article 2.M.3.1.
EDF SA	2.M.4.2.3.1; 2.M.4.3.2.	Les plages de prix n'ont pas besoin d'être répétées car elles sont définies dans les disposition générales à travers le terme Plage de Prix		RTE remercie EDF pour cette remarque. La mention des différents plages concernées dans l'Article a été supprimée afin de gagner en lisibilité.
EDF SA	2.F. et 2.G	Les informations relatives à l'ajout/modifiation/retrait de sites dans une EDA ne devrait pas être dans le paragraphe relatif à l'évolution du Périmètre mais être à part dans un sous chapitre dédié pour la gestion des EDA ou après le paragraphe sur les prérequis d'un rattachement à une EDA. Dans cette proposition, la gestion du périmètre (ajout/retrait EDA) et de l'EDA (ajout/retrait de groupe) sont mélangés alors qu'il ne s'agit pas de la même échelle. La recherche des cas pour les acteurs est rendue difficile.	2.F : se cantonner aux informations relatives à la gestion du périmètre d'ajustement : transférer 2.F.2 et 2.F.3 dans qualification d'une Entité d'ajustement	RTE valide cette proposition. L'article 2.F a été réorganisé pour regrouper les articles liés à la gestion du Périmètre d'Ajustement (ajout/retrait EDA) et à la gestion des EDA (pré-requis et ajout/retrait d'un GdP ou d'un Site).
EDF SA	2.P.1.1.	Pour chaque année, le ratio des Pas de Règlement des Ecarts pour lesquels un indicateur publié en J est présent sur le Site Internet de RTE dans le délai défini précédemment par rapport au nombre total de Pas de Règlement des Ecarts de l’année est supérieur à 98%.	Oubli de transfert/suppression du paragraphe ?	RTE remercie EDF pour cette remarque qui a été prise en compte. Le paragraphe a été transféré dans l'Art. 3.P.1 du Chapitre 3.
ENEDIS / ADEEF	2.F.2.1 2.F.3 2.F.4	Forme/lisibilité : La nouvelle rédaction alterne les exigences relatives aux sites et aux EDA : inverser 2.F.3 et 2.F.4.1 pour revenir au séquencement actuel		RTE valide cette proposition. L'article 2.F a été réorganisé pour regrouper les articles liés à la gestion du Périmètre d'Ajustement (ajout/retrait EDA) et à la gestion des EDA (pré-requis et ajout/retrait d'un GdP ou d'un Site).
ENEDIS / ADEEF	2.F.3.1 2.G.3.3	Prérequis de disposer de données de comptage // qualification des EDA participant à TERRE : Erreur : ces articles mentionnent encore des CdC à par 10 minutes : à mettre en cohérence avec le passage à ISP15’, ou faire un renvoi vers 2.L.2 (actuel 4.5.1)		RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	2.F.3.1	Fond : La formulation de cet article introduit une confusion entre d’une part l’existence d’une courbe de charge pour la certification des ajustements et d’autre la prise en compte dans la		RTE valide la proposition d'ENEDIS / ADEEF.

		reconstitution des flux (il existe des sites profilés, tout en ayant la collecte de CdC activée pour MA/NEBEF) -> supprimer le lien avec recoflux, sans objet ici		
ENEDIS / ADEEF	2.F.4.3.1.	Cohérence : ventilation du réalisé EDA -> Site : les actuels 4.2.4.6.2 et 4.2.4.5.3 relatifs au versement ont été transférés en 0.FT1	Seul subsiste en 2F l'actuel 4.2.4.6.1, qui serait surement mieux placé au niveau de 3.L.1.8	Cette proposition sera étudiée dans une future version du Chapitre 3.
ENEDIS / ADEEF	2.R/2.S + Rapport accompagnement 5.A.2	Erreur sur le tableau du rapport d'accompagnement : 2.R sans objet, à l'inverse le 2.S existe		RTE valide la proposition d'ENEDIS / ADEEF.
ENGIE SA	Annexe MA	MA : pourquoi le mandat de prélvement SEPA n'est pas une annexe générique que l'on pourait mettre dans Dispositions Générales ?	Mandat SEPA générique dans le document Dispositions Générales	RTE remercie ENGIE pour cette suggestion. Les mandats SEPA ont été harmonisés d'un chapitre à l'autre. Leur intégration aux Dispositions Générales sous forme d'une annexe générique sera étudiée lors de la prochaine version des règles.
ENGIE SA	2M7.2.2	La taille de police des formules doivent idéalement être partout les mêmes. Difficile de lire la formule Vdef.	A harmoniser	RTE prend note de cette remarque. L'éditeur d'équations Office 365 impose automatiquement un changement de tailles des polices qu'il n'est pas toujours possible de modifier.

A2.5 Retours relatifs au Chapitre 3 « Dispositif de Responsable d'équilibre »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
EDF SA	Sommaire	Nomenclature entre "Annexes 3.A" et "3.A Préambule" pourrait entrainer des confusion		La nomenclature pour Préambule est "3.A." alors que pour le titre des annexes, il s'agit de "3.A" qui s'incrémente ensuite avec les numéros d'annexes : "3.A1.", "3.A2.", …. Dans la mesure où le titre 3.A Annexes est utilisé uniquement pour repérer la section relatives aux annexes, le risque de confusion semble limité.
EDF SA	Sommaire	La distinction entre les annexes 3.A et 3.AA n'est pas claire		Les annexes de la forme 3.AA se rapportent aux modalités RE-GRD décrites à l'article 3.R. et les annexes de la forme 3.A concernent les modalités RE-RTE. RTE a opté pour cette codification afin de distinguer les deux catégories.
EDF SA	3.A	la notion de "Périmètre RPT" et "Périmètre RPD" ne sont plus définis nulle part ? -> Ces définitions sont dans le Chapitre 0		Ces notions sont définies dans les Dispositions Générales.
EDF SA	3.A	Pourquoi ne pas maintenir l'indication du chapitre où le lecteur peut trouver la formule de calcul des ecarts et les modalités de valorisation des écarts ?		L'article 3.A. est un préambule qui permet de présenter le mécanisme de manière synthétique. Il n'a pas vocation à contenir des renvois vers des articles spécifiques.
EDF SA	3.A	"Cette méthode de Profilage est mise en œuvre par les GRD. et décrite au Chapitre F de la Section 2 des Règles." Pourquoi ne pas		L'article 3.A. est un préambule qui permet de présenter le mécanisme de manière synthétique. Il

		maintenir l'indication du chapitre où le lecteur peut trouver la méthode de profilage?		n'a pas vocation à contenir des renvois vers des articles spécifiques.
EDF SA	3.A	Suppression de "La formule du calcul de l'Ecart est décrite à l'Article C.15." pourquoi ?		Le calcul de l'écart est décrit à l'aticle 3.L.5., sa valorisation est décrite à l'article 3.M.1.
EDF SA	3.A	"de calculer, pour chaque RE concerné, la différence entre l'Ecart valorisél'énergie affectée en Réconciliation Temporelle et l'Ecart valorisécelle qui a été comptabilisée pour le règlement des Ecarts ;"	changer "pour le reglement des écart" par '"lors du processus écarts"	RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	3.B.2	Contrat unique en injection : mentionner l'Acheteur (et pas seulement le Fournisseur)		RTE valide la proposition d'ENEDIS / ADEEF.
ENEDIS / ADEEF	3.C.3.1.3	Fond : « RTE ne pourra être tenu responsable des couts supportés par le RE ou le GRD qui seraient lies aux modifications des Règles » : 3.C.3.1.2 (contrat RTE-GRD) prévoit déjà que RTE ne soit pas responsable des coûts supportés par le GRD. Au 3.C.3.1.3 (contrat GRD-RE), préciser le GRD n'est pas non plus responsable des couts supportés par le RE	Ni RTE ni le GRD ne pourront être tenus responsables des coûts supportés par le RE qui seraient lies aux modifications des Règles.	RTE valide la proposition d'ENEDIS / ADEEF. Le passage concerné a été reformulé de la façon suivante : "RTE et le GRD ne pourront être tenus responsables des coûts supportés par le RE, qui seraient liés aux modifications des Règles."
ENEDIS / ADEEF	3.L.1.3 3.L.1.7 3.L.1.8	Cohérence : Énergie primaire/secondaire et MA pour correction RE : ce volet n'est pas spécifique au périmètre RPT, s'applique également sur RPD. Élargir le titre du 3.L.1 ou envisager un § dédié, en lien avec « correction du déséquilibre » 3.L.5.1.3		RTE valide la proposition d'élargir le titre concerné au RPD.
ENEDIS / ADEEF	3.L.1.7 3.L.1.8	Par lisibilité, il serait utile d'expliquer le principe des deux étapes : - Avant contrôle de réalisé = volume déclaré ou activé ou estimé par le GRD (cf 3.R.2.6.1) - Après contrôle de réalisé = volume réalisé		RTE prend en compte la proposition d'ENEDIS / ADEEF. La notion de contrôle du réalisé a été mieux mise en évidence dans la 0.FT2 et dans le Chapitre 2.
ENEDIS / ADEEF	3.L.1.8.1	Par lisibilité, il serait utile d'expliquer le principe de correction des déséquilibres : - Modèle régulé ou contractuel : prise en compte d'un bloc « correction du déséquilibre » dans le calcul d'écart RE 3.L.5 / 3.L.5.1.3 - Modèle corrigé -> consommation ajustée -> renvoyer aux articles concernés (3.L.1.9 pour RPT, 3.R.2.6.1 pour RPD) Erreur de renvoi au 3.L.1.4 et 3.L.1.5 -> plutôt 3.L.1.8.1.4 et .5 ?		RTE prendra en compte cette remarque dans une version ultérieure du Chapitre 3. Les erreurs de renvoi ont été corrigées.
ENEDIS / ADEEF	3.L.2	Transmission de données (BGC) par le GRD à RTE pour la reconstitution des flux : à l'occasion d'une prochaine évolution des règles, l'articulation avec 3.R.1.7.2. pourra être revue		Ce sujet pourra être traité dans la prochaine version du Chapitre 3.
ENEDIS / ADEEF	3.R.1.7.2.	Erreur de renvoi : renvoi à 3.R.2 et 3.R.3 mal placé (à remonter au niveau des BGC)		Les renvois mentionnés dans l'Article 3.R.1.7.2 semblent toujours pertinents.
ENGIE SA	Annexe RE	RE : pas compris pourquoi on passe de 3.A16 à 3.AA1	A corriger	Les annexes de la forme 3.AA se rapportent aux modalités RE-GRD décrites à l'article 3.R et les annexes de la forme 3.A concernent les modalités RE-RTE. RTE a opté pour cette codification afin de distinguer les deux catégories.
ENGIE SA	Annexe RE	RE : on trouve un peu de tout dans les annexes, difficile de s'y retrouver. On pourrait reprendre ce qui a été fait dans les	Une section annexes (au sens documents à remplir pour l'acteur) et une section Fiches Techniques (pour ceux qui	RTE étudiera cette proposition pour une version ultérieure du Chapitre 3.

		Dispositions Générales : on garde la notion d'"annexe" pour les formulaires ou template destinés à être utilisés/remplis/signés par les acteurs, et on rajoute la notion de "fiche technique", pour par exemple détailler les méthodes de prise en compte de l'aléa météo ou d'affectation des profils.	veulent aller plus loin et sur un sujet qui concerne peu de monde)	

A2.6 Retours relatifs au Chapitre 4 « Services système fréquence »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	4.D.4.Cession transfert	Ce paragraphe semble avoir été rajouté et ne pas être présent dans les règles actuelles.	Supprimer	L'article Cession-Transfert n'était pas formalisé dans les Règles SSY actuelles et a été ajouté dans le Chapitre 4 afin d'assurer la compatibilité avec l'Art. 0.G des Dispositions Générales. Il permet en outre d'assurer une homgénéité avec les autres chapitres des règle de marché.
Alpiq Energie France	4.G.2.Critères d'Aptitude	Pour la FCR et l'aFRR, $\Delta P_{Consigne}$. Cette notation de $\Delta P_{Consigne}$ ne conrrespond pas à un delta et ni un delta de P de consigne au sens des autres élements des règles SSY, ce nest pas une Puissance de consigne, c'est la puissnce de réglage à délivrer;	P réglage ou Préponse à la place de $\Delta P_{Consigne}$ et idem à l'article 4L321 (cf Annexe 12 page 7)	RTE propose de laisser cette notation par soucis de cohérence avec les autres notation figurant dans les formules du Chapitre 4.
Alpiq Energie France	4.H.5.3.3.	cadre du dispositif de Programmation du Chapitre 1 des Règles	N'existe plus	Le volet programmation des Services Système fréquence a volontairemet été basculé dans le Chapitre 1 dédié à la Programmation.
Alpiq Energie France	4.L.2.1.	"– solde des imports / exports de Réserve transfrontaliers " à été supprimé sans être concerté	à laisser	Il s'agit d'un élément obsolète dont la suppression a été proposée lors de la rédaction du Chapitre 4 (version harmonisée des règles SSY 7.1). RTE le resoumettra dans le cadre de la concertation des prochaines règles SSY.
CNR	Chap 4 Annexe 12 : trame type de Certification de l'aptitude au Réglage Primaire de fréquence	Cette annexe correspond à l'Annexe 15 : trame type de de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence "Agrégats" ou "Stockage Seul". Comme indiqué dans le titre de l'annexe, elle ne concerne donc que les agrégats ou le stockae seul. Un débat avait été effectué sur ce sujet lors de la validation de cette annexe ; la précision des entités concernées par l'annexe avait alors été rajoutée au titre du document.	Modification du nom de l'annexe pour clarifier les entités concernées par l'annexe : "Annexe 12 : trame type de de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence "Agrégats" ou "Stockage Seul""	RTE valide cette proposition.
EDF SA	Chapitre 4	Globalement EDF est favorable aux propositions de réorganisation des articles, qui présentent un ordre plus intuitif.		RTE remercie EDF pour cette remarque.
EDF SA	4.A	Coquille : utilisation de Réglage Primaire et de Réglage Secondaire qui ne sont pas définis.		Réglage Primaire de fréquence et Réglage Secondaire de fréquence sont bien définis dans les Dispositions Générales. La précision "de fréquence" manquait dans quelques occurrences des

				expressions Réglage Primaire et Réglage Secondaire et a été ajoutée.
EDF SA	4.B.1	Coquille	Au 2ème paragraphe, retirer la majuscule à règlement ou bien reprendre le terme défini Règlement EBGL	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	4.B.1	Coquille	Au 5ème paragraphe, remplacer "Règlement européen relatif à l'équilibrage" par Règlement EBGL	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	4.C.1	Le 2ème paragraphe ne prévoit pas le cas de la transition v7.1 pour lesquelles la notion de chapitre 4 n'existe pas --> v8.		Le paragraphe a été modifié comme suit : "Conformément à la délibération n°20xx-xx de la CRE du xx/xx/xxxx, les présentes Dispositions Particulières du Chapitre 4 des Règles, intitulées Règles relatives aux Services Système fréquence, entrent en vigueur le xx/xx/20xx. Elles se substituent de plein droit, à compter de cette date, aux précédentes versions des Règles relatives aux Services Système fréquence pour toutes les activités et toutes les démarches en cours, sauf disposition contraire."
EDF SA	4.C.3	Numérotation erronée de l'article	Indiquer 4.C.3 au lieu de 4.C.1	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	4.C.3	En concertation Harmonie, RTE avait indiqué qu'une consultation portant sur un des chapitres CP serait toujours accompagné d'une consultation des conditions générales. Si c'est le cas, le préciser ici.		La révision des Dispositions Générales et la révision d'un Chapitre seront en général simultanées mais un Chapitre pourra être révisé sans nécessairement devoir mettre à jour les Dispositions Générales. Ce cas n'est donc pas systématique pour justifier l'ajout d'une précision.
EDF SA	4.D.1.2	Les Chapitres 1, 2 et 3 contiennent tous les 3 des annexes de demande de participation, à envoyer à RTE au préalable de la signature de l'accord de participation. Cela n'est pas le cas pour les règles SSYf, pour quelle raison ? EDF suggère d'harmoniser les modalités de participation entre les mécanismes.		RTE note cette remarque qui pourra être suivie dans le cadre des futurs GT SSY.
EDF SA	4.F.2.3.1	La condition "le Responsable de Programmation de l'EDP ou de l'EDP Soutirage entrant dans la composition de l'Entité de Réserve doit obligatoirement être le Responsable de Réserve" est redondante avec l'article 4.D.1.2.	Supprimer cette phrase	Il s'agit ici d'une évolution qui est prévue pour la prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	4.F.2.4	Pourquoi distiguer la notion de groupe de Site en général ? Un GDP est également rattaché à un site et en pratique c'est bien le site d'un ou plusieurs GDP qui est rattaché à une EDR.		Il s'agit ici d'une évolution qui est prévue pour la prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	4.F.3	Le titre de ce paragraphe a été modifié (modification remplacé par évolution) mais pas ceux des sous-paragraphes suivant. Le terme modifier est également conservé dans le texte.	Harmoniser les formules utilisées	RTE valide cette proposition et a mis à jour les titres des sous-paragraphes concernés.
EDF SA	4.G.2 Critères d'aptitude pour le RSFP	Coquille	Formule de la réponse attendue pas encadrée et 2 fois le paragraphe concernant le N individualisé "A partir de la Date SY6"	RTE valide cette proposition et implémente les correctifs concernés.

EDF SA	4.G.2 Critères d'aptitude pour la RP	La précision de l'article actuel 3.5.10 concernant l'arrondi de la mesure de fréquence n'est pas reprise. Idem aux articles 4.L.3.2.1, 4.L.3.2.2.1, 4.L.3.2.3.3.2 et 4.M.2.1.2	f : la fréquence, arrondie à trois chiffres après la virgule (unité : Hz).	RTE a réalisé la correction et remercie EDF pour cette observation.
EDF SA	4.H.1	Est-ce que l'Accord opérationnel de Bloc de Réglage Fréquence-Puissance est la même chose que l'Accord de Bloc RFP ? Si oui, alors besoin d'harmoniser les dénominations, et sinon alors clarifier la définition de l'Accord de Bloc RFP dans les conditions générales en étant plus spécifique.		RTE confirme que la mention "Accord de Bloc RFP" désigne le document dont le nom complet est "Accord opérationnel de Bloc de Réglage Fréquence-Puissance". Ce terme a été harmonisé dans toutes les occurrences du Chapitre 4.
EDF SA	4.K.2.3	Le Chapitre 1 introduit la notion de programme de marche de l'EDR. EDF comprend que RTE a souhaité éviter la confusion entre le Programme de Marche d'une EDP et le programme équivalent d'une EDR. Cependant, le remplacement sans majuscule n'est pas exhaustif dans le Chapitre 4 : par exemple au 4.M.2.1.1, 4.M.4.3, 4.J.1.2, 4.K.2.4.	Harmoniser l'utilisation de la nouvelle terminologie programme de marche de l'EDR	RTE valide cette proposition. Les termes "programmes de marche de l'EDR" ont été harmonisés dans le Chapitre 4.
EDF SA	4.K.2.4	La description de la dynamique d'activation n'est pas conforme.	Corriger le 4ème paragraphe conformément aux dynamiques d'activation constatées à l'occasion de la 1ère session de tests multi-acteurs au merit order	Il s'agit ici d'une évolution qui est prévue pour la prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	4.J.3	EDF suggère de rester sur l'utilisation du terme soumise plutôt que transmise, en cohérence avec les statuts définis plus hauts.		RTE valide cette proposition.
EDF SA	4.L.3.2.4.1	La définition d'Etat d'Alerte du Réseau des CG n'est pas utilisée. Idem au 4.G.2 ou c'est le terme Etat d'Alerte qui est utilisé.	Selon les articles 156, paragraphe 9, et 156, paragraphe 10, du Règlement SOGL, une Entité de Réserve disposant d'un Réservoir à Energie Limitée, Apte à fournir de la Réserve Primaire, doit être capable de fournir de l'énergie de Réglage Primaire de fréquence en continu durant toute la période pendant laquelle la Réserve Primaire est programmée, et jusqu'à épuisement ou saturation du réservoir, et pour au moins 15 minutes dans le cas d'un Etat d'Alerte du Réseau. Le Responsable de Réserve doit rendre disponible des capacités équivalentes aux capacités épuisées ou saturées à nouveau au plus tard 2 Heures après la fin de l'Etat d'Alerte du Réseau, en rendant disponible l'entité concernée ou en activant une (des) autre(s) via redéclaration.	RTE remercie EDF et valide cette proposition.
EDF SA	4.L.3.4.2.2	Coquille Idem au 4.L.3.4.5	En cas de désaccord Notifié par RTE, RTE fait état des risques sur la Sûreté du Réseau et des conséquences sur l'exploitation liées à la Défaillance de Réglage, en prenant en compte les éventuelles autres Défaillances de Réglage.	RTE remercie EDF pour cette remarque et implémente ces correctifs.
EDF SA	4.M.2.1.1	Il serait plus logique de mettre ces formules détaillées dans le Chapitre 1 (article 1.I.1.2) et que l'article 4.M.2.1.1 fasse référence au Chapitre 1. Sinon les deux précisions sont redondantes.		RTE valide cette proposition.
EDF SA	4.Q	Le titre de cet article n'a que peu de rapport avec le 4.Q.1.	Remonter le titre du 4.Q.1 à la place du 4.Q	RTE comprend le point de vue d'EDF dans cette proposition, toutefois l'Article "X.Q. Economie du Système Electrique" correspond, comme le reste

				des parties de même niveau, à la nouvelle ossature harmonisée entre les différents Chapitres de Règles de Marché. Par conséquent, il faut retenir que ce sont, selon le mécanisme traité, les sous-articles du X.Q qui varient. Le titre principal n'a pas vocation à changer sinon cela induirait une perte de lisibilité entre les Chapitres. Par conséquent, RTE ne valide pas cette proposition.
EDF SA	Annexes	La numérotation des annexes peut être ambigüe avec l'article 4.A.x.	Conserver une numérotation en nombre uniquement ? Ou bien utiliser une lettre minuscule par exemple	La nomenclature pour Préambule est "4.A." alors que pour le titre des annexes, il s'agit de "4.A" qui s'incrémente ensuite avec les numéros d'annexes : "4.A1.", "4.A2.", …. Dans la mesure où le titre 4.A Annexes est utilisé uniquement pour repérer la section relatives aux annexes, le risque de confusion semble limité.
EDF SA	Annexe 4.A1	Le paragraphe 4.A1.6 demande au RR d'envoyer un fichier PAP/PAP2 pour le calcul de la prescription alors que cela a été supprimé avec la bascule vers RACOON. De plus, il est étrange d'inclure ces obligations dans l'accord de participation, alors que les Règles SI sont déjà contraignantes.	Corriger l'accord de participation	Il s'agit ici d'une évolution qui est prévue pour la prochaine version du Chapitre 4.
EDF SA	4.L.3, 4.L.4 et 4.L.5	La structuration des articles n'est pas très facile à lire, EDF recommande de rapprocher les descriptions de processus de notification des paragraphes où ces notions sont introduites.	Ajouter la description du processus de notification entre les articles 4.L.3.3.2 et 4.L.3.3.3 pour les notifications de défaillance et dans les paragraphes du 4.L.3.4.2 pour la notification de la date de mise en conformité. Mettre les éléments concernant les contestations et incidents graves après	RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	4.F.3.1.3.2 4.R	Cohérence : par homogénéité avec règles MA et visibilité d'ensemble sur le processus, déplacer en 4.F le §4.R (actuel 3.5.3) décrivant l'envoi du périmètre par le GRD à RTE		RTE valide cette proposition.
ENEDIS / ADEEF	4.M.2.2	Cohérence : ventilation EDR-> site Coté MA/NEBEF, cette ventilation a été groupée en 0.FT1 pour le Versement fournisseur et était déjà en partie 3.L pour la correction RE -> par cohérence, faire de même pour SSY		Il n'est pas possible de réaliser ce regroupement au niveau des fiches techniques transverses car les énergies de réglage à la maille site ne concernent pas que les sites de soutirage mais aussi les sites d'injection et de stockage stationnaire.
ENEDIS / ADEEF	4.M.5	Condition d'unicité du RE pour un site : à préciser dans les conditions préalables au rattachement (4.F), dans l'objectif d'avoir une vision d'ensemble sur les règles de rattachement et liaisons entre EDx		RTE valide cette proposition.

A3 PRISE EN COMPTE DES RETOURS RELATIFS A L'EVOLUTION DE FOND DES REGLES DE MARCHE HARMONISEES

A3.1 Retours relatifs aux Dispositions Générales

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ADEef	Définitions	Définition d'EDP/EDP soutirage : besoin d'expliciter le passage suivant « L*a notion d'Entité de Programmation n'inclut pas celle d'Entité de Programmation Services Système* » et plus spécifiquement la notion d' « EDP SSY » qui n'est pas définie		RTE remercie l'ADEef pour cette remarque. La notion d'EDP SSY a été remplacée par EDP Soutirage dans l'ensemble des chapitres. RTE propose de corriger cette coquille dans les définitions EDP et EDP Soutirage pour une mise en cohérence.
ADEef	0.FT1.3.1.1.	Ajout de la précision *« SensK : ne peut prendre que la valeur dans le sens des effacements de consommation dans le cas du Mécanisme d'Ajustement et de NEBEF »* L'ADEeF s'interroge sur cet ajout, qui implique qu'il n'y aurait pas de correction RE pour une hausse de consommation ou un report NEBEF ?		L'article 0.FT1.3.1.1 ne traite pas de la correction RE mais bien uniquement du versement fournisseur. Pour la correction RE, se référer au Chapitre 2, relatif au mécanisme d'ajustement, et aux règles NEBEF en vigueur.
ADEef	0.FT1.3.4	Cf remarque déjà formulée dans le cadre de la consultation Harmonie : pour une question de lisibilité, la transmission par RTE au GRD du volume réalisé (pour l'application du modèle corrigé) pourrait être transférée en FT.1.4, qui traite du modèle corrigé		L'article 0.FT1.4 s'attache à décrire des dispositions spécifiques or les modalités de transmission des volumes réalisés par RTE au GRD du 0.FT1.3.4 ne relèvent pas d'un caractère particulier. RTE propose de laisser cet article au sein du 0.FT1.3.
ADEef	0.FT2.1.1 0.FT2.1.5	Critères d'application de la méthode « rectangle » : Suggestion de fusionner « 0.FT2.1.5. Conditions particulières liées à la méthode » avec « 0.FT2.1.1. Critères d'utilisation de la méthode »		RTE propose de laisser la forme telle que proposée dans la version mise en consultation.
ADEef	0.FT2.4.1	Les articles seront désormais communs à MA et NEBEF : il subsiste quelques références à uniquement « EDA », qu'il faudrait systématiquement compléter par « EDA et/ou EDE » (à corriger au plus tard lorsque NEBEF intégrera Harmonie) Notamment 1er § du 0.FT2.4.1		RTE a pris en compte cette remarque. A noter que pour les méthodes par "prévision de consommation" et par "historique de consommation", les méthodes s'appliquent à la maille site sur les EDE et EDA Télérelevées et à la maille EDA pour les EDA Soutirage Profilées homologuées à ces méthodes. Ainsi, le texte peut faire référence aux Sites de Soutirage ou EDA Soutirage Profilées sans que la notion d'EDE ne soit manquante car elle n'est alors pas concernée.
ADEef	0.FT2.5.2	L'envoi des CDC par le GRD pour l'homologation initiale n'a plus lieu d'être et a bien été supprimé, il semble que le § suivant relatif aux mesures acteurs soit également à supprimer ?		L'envoi des CDC par le GRD n'a pas été supprimée, elle est simplement explicitée plus bas. Le paragraphe relatif aux mesures des Acteurs d'Ajustement est bien valable.
ADEef	0.A	L'ADEeF propose de préciser la définition d'une Offre de Raccordement avec Limitations à la Charge du Client	*« Une offre de raccordement avec limitations à la charge du client* ~~*est établie dès lors qu'en Etat Normal du Réseau, RTE peut*~~ ***est une offre de raccordement où, en schéma normal d'exploitation du Réseau, une***	RTE remercie l'ADEef pour cette proposition et valide la mise à jour de la définition de la manière suivante : "Offre de raccordement où en Etat Normal du Réseau, une installation est susceptible

			installation est susceptible d'être limitée en injection ou en soutirage sans contrepartie financière *».*	d'être limitée en Injection ou en Soutirage sans contrepartie financière."
Agregio Solutions	0.FT2.1. Méthode du "rectangle simple"	AGREGIO SOLUTIONS reçoit favorablement le principe et l'intention de la proposition de contraindre les CUO pour les effacements sur la méthode par rectangle simple proposés sur le MA qui vise à éviter les dérives présentées en GT. Cependant, la limitation du DOmax à 4h et du DNA tel que DNA > DOmax nous semblent ne pas du tout répondre à l'objectif annoncé d'éviter les dérives présentées, et en revanche présenter des effets d'éviction indésirables pour des actifs qui participent activement au MA. En effet, Rte active régulièrement sur le MA de tels actifs proposés avec un DOmax > 4h, dans la mesure où ces actifs sont proposés avec des DOmin et DMO courts. La participation au MA avec un DOmax long n'empêche donc aucunement Rte, qui recherche au titre du MA des capacités capables de s'activer sur des courtes durées, d'en disposer facilement et régulièrement. Le problème selon AGREGIO SOLUTIONS réside bien dans l'articulation entre les différents mécanismes RRC, MECAPA et MA, qu'il nous semble impératif a minima de préserver dans ce nouveau jeu de règles. En effet, contraindre le DOmax et le DNA sur la méthode par rectangle ne permet pas à l'actif de collecter sa capacité sur l'intégralité des 10 heures de la plage PP2 d'un jour PP2 s'il en est capable. Cette problématique conduirait ces actifs à devoir choisir entre dégrader sa participation au MECAPA et participer à la RR potentiellement au détriment de la RR, et donc priver la RR d'une partie du gisement d'effacements pourtant éligibles. Une solution alternative consisterait en théorie à participer au MA via la méthode par prévision ou historique. Malgré les assouplissements apportés par Rte au niveau de ces méthode en 2023, le contrôle du critère à la maille site ne permet pas de bénéficier d'un effet de foisonnement qui apparaitrait si le contrôle était fait à la maille EDA, et ferait peser un risque de perte d'homologation à la maille d'un site quand bien même la prévision à la maille de l'EDA pourrait être suffisamment fiable (sachant que le contrôle du réalisé se fait à la maille de l'EDA, il pourrait paraître plus logique que le contrôle de la performance de la prévision se fasse à la maille de l'EDA). De plus, en ce qui concerne la méthode par prévision, les redéclarations en h-1 possibles permettent théoriquement d'atténuer les dérives du critère mais demandent une organisation opérationnelle qu'il n'est pas toujours possible de mettre en place pour un site donné. Le passage systématique à	0.FT2.1.5. Conditions particulières liées à la méthode A partir de la date MA2, les conditions suivantes s'appliquent : − La Durée Maximale Minimale d'Utilisation ne peut excéder une durée de 4 Heures. − La Durée de Mobilisation de l'Offre ne peut excéder une durée de 2 Heures − La durée sans activation doit être supérieure ou égale au maximum des Durées Maximale d'Utilisation	RTE remercie Agregio pour son retour. Une proposition de modification de la méthode rectangle simple a été présentée, afin de rendre cette méthode plus fiable et plus adaptée pour évaluer le volume réalisé. Cette modification est valable pour les sites de soutirage et d'injection. RTE comprend les interrgations sur l'incompatibilité de certaines modalités avec le mécanisme de capacité. Le mécanisme de capacité actuel demande actuellement une plage de disponibilité de 7H à 15H, ce qui rend en effet l'utilisation de cette méthode peu compatible. Néanmoins, dans le futur mécanisme de capacité, l'orientation se porte sur une diminution de cette plage. Par ailleurs, il est possible de passer à la méthode par prévision ou historique pour les sites de soutirages. Concernant les sites d'injection, il est prévu de passer à une participation en explicite avec l'envoi d'un programme d'appel, comme déjà précisé dans le rapport d'accompagnement des règles MA-RE V10. RTE maintient donc cette évolution dans le projet de règles du chapitre 2 v1.

		une participation via la méthode par prévision ou historique pour les actifs souhaitant participer au MA en format DOmax > 4h ne nous paraît donc pas envisageable à ce stade. Ainsi, de telles contraintes sur le DOmax et le DNA, qui n'apportant aucun bénéfice quant à la lutte contre les dérives présentées par Rte, pourraient simplement conduire les actifs fiables, réactifs et pilotables à se retirer de la RR, alors qu'une limitation du DOmin et du DMO semble être largement suffisante pour se prémunir des offres non activables dans la fenêtre opérationnelle par Rte. Il nous semble plus important de préserver les possibilités d'articulation existantes entre les mécanismes (RR et MECAPA notamment) que de chercher à aligner coûte que coûte les règles de contrôle du réalisé sur celles du mécanisme NEBEF.		
Alpiq Energie France	0.A. Définitions	la définition de Flexibilité Réseau n'est pas claire pour nous. On ne comprend pas si c'est une offre ou un site, dont la participation est obligatoire ou non, si on peut refuser ce service ou non, et quel périmètre et quelle contrainte technique RTE s'engage à respecter. La notion de Service n'est pas définie. Un site doit-il être sous une offre MA pour être activé ? Et y a t il une obligation de mettre à disposition un Site via une offre ?		RTE entend l'observation formulé et souhaite apporter les précisions suivantes : une Flexibilité Réseau est une modulation de puissance en injection ou soutirage d'un ou plusieurs sites à la demande d'un gestionnaire de réseau visant à résoudre une contrainte réseau. Cette notion de "flexibilité réseau" englobe les différents dispositifs mis en oeuvre pour résoudre des congestions du RPD ou du RPT en dehors du mécanisme d'ajustement. Cette notion est introduite dans les règles pour en décrire les modalités de correction des périmètre d'équilibre suite à activation (les modalités concernant le MA étant déjà précisées). Les modalités d'activations varient selon le type de flexibilité réseau et sont décrites dans les contrats qui leur sont propres: - les flexibilités réseau RPT sont à date des limitations en injection de parcs EnR demandées par RTE au titre du CART-P et résultant du dimensionnement optimal. - les flexibilités réseau RPD recouvrent d'une part les limitations en injection de parcs ENR demandées par les GRD au titre du CARD-I pour résoudre des congestions RPT ou RPD, d'autre part les appels au marché par Enedis pour un service de flexibilités locales.
Alpiq Energie France	O.A. Définitions	Prix Marginal d'Equilibrage ou PME : peut on préciser si il s'agit de la dernière offre appelée dans le temps ou l'offre la plus chère appelée (resp. la moins chère) ?		Le fait de préciser qu'il s'agit de l'offre la plus chère (resp. la moins chère) pourrait alourdir la définition car il est nécessaire d'ajouter le sens de la tendance. RTE propose de laisser la définition telle quelle.

Alpiq Energie France	0.O. Indicateurs et Publications	Les modifications et évolutions liées aux API de publication des données de marché sont insuffisamment documentées et concertées avec les acteurs. Il est fréquent de devoir réaliser des mises à jour de la récupération de ces données en production sans avoir été prévenu auparavant.	Alpiq souhaite la mise en place d'un GT "données" pour prévenir et concerter les acteurs sur les évolutions des API de publication des données de marché.	RTE prend note du retour d'Alpiq et s'efforcera de mieux communiquer sur les évolutions des API de publication des données de marché. Il n'est à ce jour pas prévu de mettre en place un GT données mais une page multi-mécanismes sera bientôt mise en ligne sur le portail services et des communications sur les futures mises en service (ISP 15 notamment) seront réalisées par mail et en GT.
EDF SA	0.A	Les termes Période de Livraison et Période de Validité sont issus des Règles SSY fréquence où ils ont un sens très particulier (respectivement offre de capacité et offre d'énergie). Comme ces termes ne sont déjà pas autoportants, il est nécessaire que les définitions soient plus précises afin qu'il n'y ait pas d'ambiguïté avec d'autres mécanismes.	Période de Livraison : Plage de temps sur laquelle porte une Offre de Capacité de réserve de réglage de fréquence. Période de Validité : Plage de temps sur laquelle porte une Offre d'énergie de réglage de fréquence ou une Offre d'Ajustement.	Ces deux définitions ont été adaptées pour être valides sur l'ensemble des mécanismes. "Période de Validité" a déjà fait l'objet d'une révision lors de la consultation harmonie de juin 2023 suite à une remarque EDF afin de prendre en compte les spécificités liées aux SSY. RTE propose de conserver une rédaction suffisamment générique afin de ne pas restreindre ces termes aux seules offres de capacité ou d'énergie de réserve. Des précisions pourront être ajoutées dans le chapitre 4 SSY lorsque nécessaire.
EDF SA	0.A. Définitions	EDF prend note des définitions introduites dans cette version consultée des règles en vue de la future connexion de RTE à la plateforme européenne MARI d’échange de produits standard de mFRR conformément au réglement EBGL. EDF note, en particulier, que la réduction du temps de livraison entre les produits de RR échangés sur la plateforme TERRE et ceux de mFRR échangés sur la plateforme MARI devrait réduire notablement la liquidité disponible.		RTE prend note de ce retour et encourage les acteurs de marché à participer à la concertation sur le mécanisme d'ajustement et l'appel à contribution sur la plateforme MARI afin d'identifier des potentiels leviers pour augmenter la liquidité des produits standards de mFRR.
EDF SA	0.A. Définitions	Certaines définitions sont très génériques et il est parfois difficile de savoir à quel mécanisme elles sont associées. En l'état, elles ne sont pas autoportantes. Les définitions n'ont pas besoin d'être déjà transverses à tous les mécanismes : lorsqu'un terme défini sera étendu à un nouveau chapitre, il sera toujours temps de faire évoluer soit sa formulation, soit de compléter la colonne suggérée par EDF.	EDF propose d'ajouter une 3ème colonne à la droite du tableau indiquant dans quels chapitres les définitions sont utilisées.	Les termes définis ont vocation à être utilisés dans l'ensemble des règles de marché lorsque cela est nécessaire. RTE va étudier la suggestion d'EDF mais soulève la potentielle difficulté de maintenir à jour cette colonne.
EDF SA	0.A. Définitions	Clarifier la définition de Site. Un Site est défini uniquement en référence au numéro SIRET d'un établissement alors que les définitions de Site d'Injection, Site de Soutirage et Site de Stockage Stationnaire font référence à l'existence d'un Contrat (CART, CARD, de Service de Décompte, Unique en Injection, Unique ou Intégré selon les cas). De plus, un même "établissement" peut intégrer plusieurs éléments ayant des contrats de raccordement de natures potentiellement différentes. Un même établissement peut donc contenir plusieurs Sites d'Injection/de Soutirage/de Stockage. EDF propose d'ajouter la notion de Point de Livraison.	Modifier la définition de Site comme suit: **"Point de Livraison ou ensemble de Points de Livraison pour lequel a été conclu un même contrat d'injection et/ou de soutirage d'électricité entre un GRD ou le GRT et** un établissement identifié par son numéro d’identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET), tel que défini par les articles R123-220 du Code de Commerce ou, à défaut, pour les sites qui sont dépourvus d'un tel numéro, de façon temporaire dans le cas d’un Site raccordé au RPT, par le lieu de	RTE remercie EDF pour cette proposition, mais n'inclura pas cette modification dans le chapitre 0. Un site lorsque c'est de l'injection par exemple peut déjà contenir actuellement plusieurs groupes de production rattachés au même établissement. Par ailleurs, le point de livraison est une donnée technique précisant le point de raccordement au réseau électrique. Cette information du point de livraison est présente dans le contrat auquel le site est soumis et dont les définitions de "site

			production ou de consommation d'électricité. Un Site est soit un Site d'Injection soit un Site de Soutirage soit un Site de Stockage Stationnaire, de façon identique pour l'ensemble des mécanismes de marché auxquels il participe."	d'injection" et "site de soutirage" font déjà mention.
EDF SA	0.A. Définitions	EDF comprend que les définitions actuelles de Site d'Injection, Site de Soutirage et Site de Stockage Stationnaire distinguent ces 3 types de Sites en fonction de la direction des flux d'électricité échangés avec le Réseau: injection uniquement, soutirage uniquement, tantôt soutirage tantôt injection. En vertu de ce principe, EDF comprend que: - un Site qui comporte à la fois des consommations et des capacités de réglage V1G voire des productions décentralisées de type PV par exemple, qui n'injecte jamais d'électricité sur le Réseau, est un Site de Soutirage, - un Site qui comporte à la fois des consommations (y compris potentiellement V1G) et des capacités de réglage V2G voire des productions décentralisées de type PV par exemple, qui n'injecte jamais d'électricité sur le Réseau, est un Site de Soutirage Qu'en est-il pour : - un Site qui comporte à la fois des consommations et des capacités de réglage V1G et des productions décentralisées de type PV par exemple, qui le plus souvent soutire de l'électricité du Réseau mais qui injecte parfois aussi de l'électricité dans le Réseau (surplus PV par exemple), - un Site qui comporte à la fois des consommations (y compris potentiellement V1G) et des capacités de réglage V2G voire des productions décentralisées de type PV sous OA par exemple ? Les définitions actuelles des typologies de Sites ne permettent pas d'englober toutes les configurations hybrides qui peuvent déjà être observées aujourd'hui. Ces questions devraient être clarifiées rapidement dans le cadre de la concertation.	Site de Soutirage. Ajouter l'alinea suivant à la fin de la définition: "Un Site de Soutirage peut comprendre des Unités de Productions décentralisées et/ou des Unités de Stockage Stationnaire. Un Site de Soutirage n'injecte pas d'électricité dans le Réseau."	RTE remercie EDF pour ces précisions. En effet, dans les définitions actuelles, ces cas ne sont pas explicités. On peut distinguer deux cas en fonction du réseau auquel le site est raccordé. Pour un site RPT, il y a actuellement un seul contrat CART de souscrit qui sera typé soit producteur, soit consommateur, en fonction de sa fonction prédominante. Pour un site RPD, il peut y avoir 2 contrats différenciés pour l'injection et le soutirage. Le site RPD peut donc être à la fois considéré comme un site d'injection ou comme un site de soutirage, en fonction du choix de l'acteur. RTE ne prendra pas en compte cette modification dans le projet dans le règles.
EDF SA	0.A. Définitions	EDP : la notion d'Entité de Programmation Service Système n'est pas définie, supprimer la dernière phrase de la définition.	- Modifier la définition comme suit: "Unité élémentaire de programmation rattachée à un unique Périmètre de Programmation, constituée d'un ou plusieurs Groupes de Production, ou d'un ou plusieurs Sites, et pour laquelle un Programme d'Appel est établi par un Responsable de Programmation. ~~La notion d'Entité de Programmation n'inclut pas celle d'Entité de Programmation Services Système.~~"	RTE remercie EDF pour cette remarque et propose de remplacer le terme EDP SSY par EDP Soutirage dans la dernière phrase.
EDF SA	0.A. Définition	EDP Soutirage: - mettre la définition en conformité avec les termes du § 1.F.2, - la notion d'Entité de Programmation Service Système n'est pas utilisée, supprimer la dernière phrase de la définition.	- Modifier la définition comme suit: "Unité élémentaire de programmation correspondant à un ou plusieurs Sites **de Soutirage** aptes à participer à la fourniture de services système de réglage de fréquence**, localisés exclusivement sur le RPT ou exclusivement sur le RPD,**	RTE remercie EDF pour cette remarque et valide les ajouts proposés avec remplacemenrt du terme EDP SSY par EDP Soutirage dans la dernière phrase.

			et pour laquelle un Programme d'Appel est établi par un Responsable de Programmation. ~~La notion d'Entité de Programmation Services Système n'est pas incluse dans la notion d'Entité de Programmation~~."	
EDF SA	O.E. Responsabilité	EDF est défavorable à la rédaction proposée pour cet article. - Au 2ème paragraphe, RTE propose de lister des cas précis, ajoutés au titre de dommages indirects. Cette précision n'apparait pas opportune étant donné que la nature des dommages sera de toute façon identifiée au cas par cas. EDF est défavorable à la rédaction consultée et propose une reformulation - EDF remercie RTE pour la modification apportée au point (iii) - Cependant le délai proposé de 10 jours ouvrés reste trop court pour pouvoir fournir les différents éléments demandés. Par exemple, pour justifier d'un dommage subi sur une machine il faudrait attendre la production d'un rapport d'ingénierie, la venue sur site d'un notaire, etc. De même, il est très difficile de mobiliser les ressources nécessaires pour fournir des éléments de chiffrage détaillés et leur relecture/contrôle sous 10 jours. Si RTE souhaite disposer d'un dossier le plus complet possible au moment de la Notification, il serait préférable de donner un délai plus long. EDF suggère de davantage s'inspirer de l'article 8.3 du CART qui prévoit une 1ère notification, puis une 2ème notification contenant les détails sur la nature du préjudice et la demande de réparation. EDF propose un délai de 14 ou 15 JO pour la 1ère, pour s'aligner sur le délai d'invocation de la force majeure, puis un délai de 30 JO supplémentaires pour envoyer les compléments.	"Aucune Partie n'est responsable vis-à-vis d'une autre Partie (i) des dommages indirects ou uniquement potentiels, ~~incluant notamment toute perte d'exploitation, de production, de profit ou de revenu, perte de chance,~~ sauf cas de fraude, faute lourde ou manoeuvre dolosive" "Toute Partie qui estime avoir subi un dommage en informe l'autre Partie par voie de Notification, dans les meilleurs délais et au plus tard dans un délai de **15** Jours Ouvrés suivant son apparition ou, le cas échéant, sa découverte. C**ette Notification indique la nature des dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation.** **Dans un délai de 30 Jours Ouvrés à compter de la date de cette première Notification, la Partie qui estime avoir subi ledit dommage indique à l'autre Partie, par voie de Notification,** (i) les fondements légaux et contractuels sur lesquels la demande d'indemnisation est fondée, (ii) des éléments justifiant du dommage subi et (iii), dans la mesure du possible, une estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir."	Concernant la mention ", incluant notamment toute perte d'exploitation, de production, de profit ou de revenu, perte de chance" relative aux dommages indirects, RTE souhaite conserver la formulation proposée initialement dans la mesure où cela permet de limiter les discussions en cours d'exécution du contrat en cas d'engagement de la responsabilité des parties et ainsi limiter les coûts liés à l'exécution du contrat. Concernant les modifications suivantes : "Toute Partie qui estime avoir subi un dommage en informe l'autre Partie par voie de Notification, dans les meilleurs délais et au plus tard dans un délai de **15** Jours Ouvrés suivant son apparition ou, le cas échéant, sa découverte. **Cette Notification indique la nature des dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation. Dans un délai de 30 Jours Ouvrés à compter de la date de cette première Notification, la Partie qui estime avoir subi ledit dommage indique à l'autre Partie, par voie de Notification,** (i) les fondements légaux et contractuels sur lesquels la demande d'indemnisation est fondée, (ii) des éléments justifiant du dommage subi et (iii), dans la mesure du possible, une estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir.", RTE accepte la proposition d'EDF pour donner un délai plus long à la partie qui estime avoir subi un dommage.
EDF SA	O.H. Force Majeure	EDF est défavorable à la rédaction proposée pour cet article. Les exigences concernant l'invocation de la force majeure sont trop contraignantes. Pourquoi imposer que la Notification de la force majeure et sa démonstration soient réalisées dans un même courrier ? De même que pour l'article 0.E, EDF suggère de prévoir deux notifications distinctes, une 1ère rapide et une 2ème qui vient apporter les éléments complémentaires plus détaillés. La notion de "preuves satisfaisantes au regard de l'existence d'un évènement de force majeure" est trop exigeante pour que ces preuves soient rassemblées et transmises sous 14 jours, même ouvrés.	Proposition de reformulation pour l'alinéa 2 de l'article 0.H : "La Partie qui invoque un événement de force majeure (la Partie Invocante), doit en informer envoie à l'autre Partie par voie de Notification, dans les meilleurs délais et dans un délai de maximum **15** Jours Ouvrés à compter de la connaissance dudit événement de force majeure. **La Notification expose autant qu'il est possible à ce stade** : (i) la nature de l'événement de force majeure (ii) la date de début de l'événement, ses circonstances et sa date de fin probable, (iii) ses effets sur l'exécution des obligations contractuelles de la Partie Invocante, ainsi	RTE considère que la force majeure doit être notifiée et démontrée dans le même courrier de notification compte tenu de ses effets sur l'application du contrat, à savoir : suspension des obligations contractuelles et exonération de la responsabilité des parties. Cette dernière doit être notifiée et justifiée le plus vite possible dès la première notification. Une contestation tardive de la force majeure due à une absence de démonstration suffisante au moment de la 1ère notification pourrait être dommageable pour les

			que (iv) les mesures et actions prises et envisagées pour minimiser sa durée et ses effets. **Dans un délai de 30 Jours Ouvrés à compter de la date de cette première Notification, la Partie Invocante indique à l'autre Partie par voie de Notification, dans la mesure du possible, des éléments justifiant de l'existence d'un évènement de force majeure.**	parties durant l'application du contrat. Dès lors, RTE propose de conserver la rédaction initiale.
Energy Pool	Evolution de la méthode de CDR rectangle pour le MA	Energy Pool est favorable à la modification de la prise de référence passant d'un unique pas de temps à la durée de l'effacement.		RTE a pris en compte le retour d'Energy Pool.

A3.2 Retours transverses à l'ensemble des Chapitres

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
Tiko	SY8	Tiko soutient la proposition de simplification introduite, et remercie vivement RTE d'avoir apporét une solution effective et rapide au problème identifié. Cette simplification permettra effectivement et dès cet hiver de faciliter la croissance des EDR diffudes en aFRR et d'apporter davantag ede volume en prévision de la réouverture de l'AO aFRR en juillet 2024.		

A3.3 Retours relatifs au Chapitre 1 « Dispositif de Programmation »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ADEef	1.C.2	Définition de la date PR2 *« Obligation pour les EDA Injection RPD d'envoyer un Programme d'Appel et possibilité pour une EDA Injection RPD composée d'EDP uniquement composée(s) de Sites d'Injection de soumettre des Offres d'Ajustement »*	Clarifier le lien avec le format d'offres « explicites » : voir la définition équivalente coté MA 2.C.2 : « (…) soumettre des Offres d'Ajustement **Explicites** »	RTE remercie l'ADEeF pour cette remarque et a corrigé cet oubli.
ADEef	1.F.3	« *1. F.3 Évolution du Périmètre de Programmation* *Les EDP et EDP Soutirage sont déclarées par le Responsable de Programmation au moyen du modèle joint en Annexe 1.A3.* *Dans le cas d'une EDP ou EDP soutirage comprenant un ou plusieurs sites sur le RPD, le GRD doit être notifié à partir de la date PR14 de tout ajout, modification ou retrait d'un site de l'EDP ou EDP soutirage présent également dans une EDA et/ou une EDR.* *Cette notification au GRD se fait conformément aux processus décrits dans les chapitres 2 et 4 des présentes règles de marché. »* L'ADEeF souligne que les GRD ne connaissent pas formellement le Responsable de Programmation, uniquement l'Acteur d'Ajustement /Responsable de Réserve/ Opérateur d'Effacement	*« Cette notification au GRD est effectuée **par l'Acteur d'Ajustement et/ou le Responsable de Réserve** conformément aux processus décrits dans les chapitres 2 et 4 des présentes règles de marché. »*	Les obligations décrites dans le chapitre 1 ne sont applicables qu'aux responsables de programmation. Les acteurs d'ajustement et responsables de réserve sont contractuellement liés par les chapitres 2 et 4 respectivement, qui stipulent que l'acteur d'ajustement / responsable de réserve doit également être responsable de programmation des EDP entrant dans la composition des EDA/EDR de son périmètre. En pratique, les GRD traiteront donc bien avec les acteurs d'ajustement et responsables de réserve et ajouter la mention de ceux-ci dans les règles

		(désignés sous le terme générique d' « acteur de flexibilité » dans les conventions GRD-AF) : la déclaration des EDP via la gestion des périmètres MA/SSYf devra donc être effectuée par l'AA/RR (et non le RP), au titre des articles 2.F et 4.F		ajouterait, selon RTE, une complexité non nécessaire.
ADEef	1.R.1	Programmation des sites de production raccordés au RPD : Les règles « programmation » prévoient la remontée d'un programme d'appel de production agrégé par les GRD vers RTE à une date « PR1 », même si certains GRD ont d'ores et déjà mis en place ce flux de données. RTE émet le souhait de notifier cette date « PR1 » pour le 01/01/2025. Les GRD comprennent le besoin de RTE de disposer de la visibilité sur l'équilibre offre-demande dans un contexte de développement des énergies renouvelables, un enjeu similaire se posera d'ailleurs pour la maitrise des flux d'énergie sur les réseaux de distribution. Il faut cependant souligner que l'échéance de 2025 proposée par RTE ne pourra pas être tenue pour nombre de GRD, compte-tenu des nombreux impacts processus et SI (collecte des programmes auprès des producteurs, prévision de production ENR, transmission à RTE…). La trajectoire de mise en œuvre de la date « PR1 » devra être définie en coordination entre gestionnaires de réseau au cours de l'année 2024 dans le cadre des ateliers dédiés proposés par RTE, avec une montée progressive tenant compte du poids relatif de chaque GRD dans l'équilibre offre-demande national. Les GRD rappellent qu'il s'agit de transmettre à RTE un programme agrégé, construit à partir des programmes effectivement reçus des producteurs ou, en leur absence, des propres prévisions du GRD. Les GRD ne sauraient être responsables de la précision du programme prévisionnel agrégé transmis à RTE.		RTE remercie l'ADEeF pour ce retour. La date anoncée du 01/01/2025 est indicative, tel que cela est indiqué dans le rapport d'accompagnement, et elle peut être amenée à évoluer selon l'avancement des travaux de réflexion et d'implémentation. RTE rappelle sa volonté de travailler conjointement avec les GRD à l'élaboration d'une solution satisfaisante pour toutes les parties.
Alpiq Energie France	1.I.4.1	Alpiq souhaiterait que soit précisé le caractère "Significatif" d'un non respect de programme de marche. Par ailleurs, si RTE fait porter sur le Responsable de programmation la responsabilité financière de la gestion et la réparation qu'il a engendé, comment cela s'articule avec le calcul du Prix de réglement des écarts, et la valorisation, voire l'indemnisation des RE a posteriori, si ceux-ci ont pris des dispositions en temps réel ?	Alpiq souhaiterait que ces points soient concertés avant d'inscrire ce principe dans les règles. Une telle évolution peut avoir de gros impacts sur les calculs des écarts pour les RE et les actions en temps réél qui auraient pu être prises pour gérer le périmètre.	RTE propose pour cette version des règles de simplement rappeler qu'en cas d'écart répété par rapport au programme de marche, causant un préjudice à RTE, RTE pouvant engager la responsabilité contractuelle de l'acteur conformément aux modalités décrites dans les dispositions générales. De plus, RTE propose d'inscrire ce sujet à la liste des sujets à concerter lors du prochain cycle de concertation et de travailler à élaborer des critères objectifs sur des situations pouvant conduire à une pénalisation en cas de défaillance de programmation. RTE estime cependant qu'il n'y a pas d'articulation avec le PRE : il s'agit selon RTE d'une pénalisation, non pas du déséquilibre créé, mais d'une forme de défaillance de programmation.

Alpiq Energie France	1.S	La date PR4 est-elle la date de bascule à 96 Guichets ? Y-a t-il une date de début de la phase transitoire ?	Alpiq souhaite un engagement de RTE et la CRE sur la date PR4, la date de début de la phase transitoire et la durée maximale de cette phase.	La date PR4 correspond à l'atteinte des 96 guichets de programmation. Comme expliqué dans le projet de règles, à l'article 1.S.1 relatif à la phase d'augmentation des guichets de programmation, "Le début de cette phase d'augmentation des guichets de programmation est annoncé par une Notification de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation." L'inscription de cette modalité dans les règles vise à engager RTE dans la structuration de cette phase d'augmentation des guichets dans une logique d'accompagnement des acteurs. C'est d'ailleurs cet engagement qui est explicité dans le rapport d'accompagnement au projet de règles. RTE propose d'intégrer une date distincte pour le début de la phase d'augmentation des guichets avec un délai de notification. Il en sera fait de même pour les guichets d'ajustement. En revanche, et comme expliqué lors de la concertation, RTE s'emploie à minimiser les contraintes qui pourraient allonger cette phase transitoire. L'atteinte des 96 guichets représente un changement majeur du processus opérationnel de conduite du système électrique et RTE n'est pas en mesure de s'engager sur la durée de cette phase transitoire qui peut être impacter par des éléments que RTE ne pourrait pas contrôler. RTE réitère sa volonté de réduire au maximum la durée de cette phase transitoire.
CNR	1.I.2.3.2	Dans le paragraphe 1.I.2.3.1, lorsqu'un programme d'appel ne respecte pas l'ensemble des conditions, il est rejeté **pour l'EDP** qui pose souci. Dans le paragraphe 1.I.2.3.2, pour les redéclarations de programme d'appel en infra journalier, "le refus de la mise à jour d'un Programme d'Appel" est mentionné sans qu'il soit indiqué que le refus de la mise à jour du PA porte sur l'EDP concernée uniquement.	Comme dans le paragraphe 1.I.2.3.1, la précision «pour cette EDP » doit être rajoutée dans le paragrpahe 1.I.2.3.2.	RTE remercie la CNR pour cette remarque et a ajouté la mention citée
CNR	1.P.2.1	En cas d'indisponibilité du système d'information, un mode secours peut être mis en place dans certains cas pour l'envoi des PA mais ce mode secours ne semble pas décrit (ni dans les règles, ni dans les règles SI).	Décrire dans les règles ou dans les règles SI le mode secours qui pourrait être mis en place pour l'envoi des PA	Ceci n'a pas été discuté dans le cadre de la concertation ni dans le cadre des nombreux ateliers techniques concernant la mise à jour du guide d'implémentation TOPASE. RTE prend note de la remarque et va instruire le sujet.
EDF SA	1.I.2.3.1. Déclaration initiale en J-1	EDF réitère la vision donnée à l'occasion de l'appel à contribution de RTE concernant l'enchère IJ de 15h et la programmation. A savoir que l'engagement actuel des responsables de	~~Le Responsable de Programmation s''engage à faire ses meilleurs efforts pour que les valeurs prévisionnelles de puissance active transmises à l''Heure Limite d''Accès au~~	RTE souhaite rappeler l'importance que revêt la réception de programmes d'appel fiables à HLAR dans l'exercice de sa mission de service public

		programmation est bien de fournir à RTE la meilleure vision possible des programmes d'appel compte tenu des éléments connus à HLAR. EDF n'est donc pas en faveur de cette proposition d'amendement car : - Cet engagement viendrait, de fait, limiter la liquidité de l'enchère IJ : les acteurs, pour tenir leur engagement auprès de RTE, pourraient limiter leur participation à l'enchère. - L'engagement de cohérence entre la programmation et les RE existe déjà par l'incitation à être équilibré induite par le prix de règlement des écarts en temps réel.	~~Réseau tiennent compte de toutes les informations dont il dispose à ce moment-là de la Journée J-1, y compris des informations liées à la première Enchère Infra-journalière.~~	d'assurer la sécurité du réseau. HLAR résulte d'un compromis entre : (i) permettre à RTE de disposer de suffisamment de temps pour réaliser ses études nationales de sûreté réseau J-1, (ii) donner le temps aux acteurs d'envoyer des programmes d'appels les plus fiables possible, (iii) permettre à RTE de participer aux analyses de sécurité, réglementaires et coordonnées au niveau européen. Des incohérences entre les programmes d'appel reçus à HLAR et les positions prises sur les marchés peuvent fausser les études européennes et françaises. Ceci pourrait avoir des conséquences sur la sûreté du système et/ou conduire les GRT à mettre en œuvre des actions préventives inutiles, potentiellement coûteuses et non optimales. RTE entend la crainte d'EDF de ne pas être en mesure d'envoyer à HLAR des PA cohérents selon la liquidité de l'IDA 1 et souhaite anticiper les différents cas : 1. liquidité faible : tous les acteurs sont capables d'envoyer à HLAR des PA cohérents avec les positions prises sur les marchés par les RE --> le guichet optionnel de 18h n'est pas nécessaire 2. liquidité importante : certains acteurs ne parviennent pas, de manière récurrente, à envoyer à HLAR des PA cohérents --> l'ajout d'un guichet IJ de rattrapage à 18h est déjà prévue dans les règles L'incitation à la cohérence entre les programmes et les RE est focalisée sur le temps réel (entrée de fenêtre opérationnelle) mais ne constitue pas une incitation sur la cohérence des PA reçus à HLAR. C'est pourquoi RTE souhaite mentionner explicitement son besoin de recevoir autant que possible des PA à HLAR qui tiennent compte de toutes les informations à disposition des RP, y compris les échanges lors de l'enchère IDA 1.
EDF SA	1.I.2.3.2. Redéclaration des Programmes	cf. commentaire ci-dessus	~~En particulier, le Responsable de Programmation s'engage à faire ses meilleurs efforts pour que les Programmes d'Appel transmis lors du Guichet infra-journalier positionné deux heures après une Enchère~~	De la même manière, RTE souhaite disposer dès que possible de programmes d'appels actualisés tenant compte des résultats des enchères infra-

	d'Appel en infra-journalier		~~Infra-journalière tiennent compte des informations liées à cette Enchère Infra-journalière.~~	journalières afin d'alimenter ses études de sûreté réseau ainsi que les études européennes.
EDF SA	1.I.2.3.2. Redéclarations des Programmes d'Appel en infra-journalier	En cohérence avec le commentaire ci-dessus et la vision donnée à l'occasion de l'appel à contribution de RTE, la pertinence d'un guichet supplementaire à 18h dépend de la liquidité de l'enchère IJ : - Soit les volumes échangés sur l'enchère IJ sont importants et une optimisation globale sera nécessaire à l'image de celle réalisée actuellement à l'issue du couplage J-1. Cette optimisation globale prend environ 3h30 en cas nominal pour réaliser toutes les étapes essentielles. Dans ce cas, un guichet intermédiaire serait necessaire afin de fournir des PA cohérents avec les volumes échangés lors de l'IDA 1 à HLAR. - Soit les volumes échangés sur l'enchère IJ seront faibles et pourront être inclus à HLAR. Auquel cas, un guichet supplementaire à 18h ne semble pas necessaire.	-	RTE est d'accord avec EDF sur le fait que la pertinence du guichet de 18h dépend de la liquitidé de l'IDA 1. Ce guichet a pour vocation de donner à RTE une plus grande réactivité en cas de liquidté importante. RTE ne souhaite cependant pas que l'ajout d'un tel guichet ne conduise à un report effectif d'HLAR à 18h, ce qui aurait un effet très négatif sur les études de sûreté réseau nationales et européennes.
EDF SA	1.I.4.1. Respect du Programme de Marche par le Responsable de Programmation	Le règlement financier des écarts et des pénalités (RE et MA) constitue déjà une incitation pour le RP et une compensation financière pour RTE au regard des mécanismes de marché (Article L321-14 et Article L321-15 du code de l'énergie). De plus, il est necessaire de fixer des critères objectifs et non discriminatoires permettant de caractériser le ""non-respect significatif du Programme de Marche"" ainsi que de définir les coûts qui peuvent être inclus dans la gestion et la réparation d'un nouvel incident. Il est également essentiel d'exclure les évènements de caractère fortuit et de circonscrire aux événements "entraînant d'importants surcoûts de gestion". En outre, il est necessaire de qualifier par des critères précis les hypothèses visées, qui ne peuvent concerner que des agissements significatifs mais aussi "répétés." Il est aussi necessaire de définir plus précisement les jalons de la procédure pouvant conduire à l'application de la compensation financière. Une simple prise de contact ne peut suffire à régler ce type de situation. A minima et en premier lieu, RTE et le RP doivent pouvoir s'acorder sur un délais pour l'identification de l'anomalie et, a posteriori un delai pour le traitement de cette anomalie. En cas de divergence quant à l'analyse des causes de l'incident, des modalités de traitement des désaccords entre RTE et le RP doivent être envisagées.	**Hors cas de fortuits,** lorsqu'un non-respect significatif **et répété** du Programme de Marche est identifié comme étant la cause d'un incident dans la gestion du système électrique **entrainant d'importants surcoûts de gestion pour RTE, et si le rapprochement des Parties, à la demande de RTE,** ne permet pas d'aboutir à une résolution pérenne du problème, RTE peut prétendre**, sous réserve de le justifier dûment, à un préjudice auprès** du Responsable de Programmation **à hauteur des surcoûts importants engendrés par** la gestion d'un nouvel incident, **à l'exclusion des coûts déjà pris en compte dans le réglement des écarts.** **Pour l'application du présent article :** **- le terme "significatif" vise les hypothèses suivantes : XX** **- les coûts de gestion et de réparation d'un incident vise les coûts suivants : XX En cas de désaccord entre les Parties sur la qualification de l'événement, son mode de résolution le cas échéant, ou sur le chiffrage des surcoûts importants de gestion, la procédure suivante est suivie : XX**	RTE propose pour cette version des règles de simplement rappeler qu'en cas d'écart répété par rapport au programme de marche, causant un préjudice à RTE, RTE pouvant engager la responsabilité contractuelle de l'acteur conformément aux modalités décrites dans les dispositions générales. De plus, RTE propose d'inscrire ce sujet à la liste des sujets à concerter lors du prochain cycle de concertation, et de travailler à élaborer des critères objectifs sur des situations pouvant conduire à une pénalisation en cas de défaillance de programmation. RTE a cependant les remarques suivantes : - Il n'y pas d'articulation avec le PRE : il s'agit d'une pénalisation non pas du déséquilibre créé, mais d'une défaillance de programmation - Les cas de fortuit doivent bien entendu être exclus de ce cadre ; ils sont gérés dans l'article 1.I.3.2.4 - Les modalités de gestion des désaccords sont décrites à l'article 0.I des dispositions générales
EDF SA	1.D.2. Suspension	La qualification d'un "*comportement ou des actions affectant négativement ou menaçant le fonctionnement des applications SI de RTE*" n'est pas précisée par RTE, ni dans ce chapitre ni dans les dispostions générales du nouveau jeu de règles. Or il est nécessaire de disposer de critères objectifs pour qualifier un tel comportement ou, à minima, de prévoir que RTE doit adresser une demande motivée auprès du RP. Le terme "comportement"	L'Accord de Particpation en qualité de Responsable de programmation peut être suspendu par RTE dans les cas suivants : - Le Responsable de Programmation a ~~**un comportement ou**~~ des actions affectant négativement ou menaçant **manifestement** le fonctionnement des applications SI de RTE. Après avoir **informé~~pris contact avec~~** le Responsable de Programmation ~~**dans le**~~	RTE propose la formulation suivante : *L'Accord de Participation peut être suspendu dans les cas suivants :* *- Le Responsable de Programmation a un processus et/ou des actions menaçant manifestement le fonctionnement des applications SI de RTE.*

		semble par ailleurs redondant avec celui d'"actions", il est donc proposé de le supprimer. De plus, il apparait necessaire d'introduire des modalités de traitement des désaccords entre RTE et l'acteur en cas de divergence quant à l'analyse de la qualification des faits survenus et des causes de l'anomalie. Enfin, l'identification et la résolution d'une anomalie "*affectant négativement ou menaçant le fonctionnement des applications SI de RTE*" peut prendre du temps. Un délai de traitement doit être prévu entre RTE et le RP avant d'envisager une éventuelle suspension du contrat de la part de RTE. Aussi, la suspension, si cette mesure était retenue dans les règles, ne devrait pas excéder la durée nécessaire à la remédiation de l'anomalie reconnue entre les parties.	~~**but de l'informer**~~ de sa situation **en lui founissant des élèments justificatifs**, ~~**et de**~~ **et lui avoir** demandé de régulariser sa situation **dans un délai raisonnable et suffisant,** et en l'absence ... au Participant. La suspension de l'Accord de Participation en qualité de Responsable de Programmation prend effet à compter de la date de Notification ar RTE **et prend fin à compter de la régularisation par le Responsable de Programmation.** **En cas de désaccord entre les Parties sur la qualification de l'événement ou son mode de résolution le cas échéant, la procédure suivante est suivie : XX**	*Après avoir informé le Responsable de Programmation de sa situation en lui fournissant des éléments justificatifs, et lui avoir demandé de régulariser sa situation dans un délai raisonnable et suffisant, et en l'absence ... au Participant. La suspension de l'Accord de Participation en qualité de Responsable de Programmation prend effet à compter de la date de notification par RTE et prend fin après réception et analyse par RTE d'une preuve ou d'un engagement tangible de régularisation par le Responsable de Programmation.* Note : les modalités de gestion des désaccords sont décrites à l'article 0.I des dispositions générales
EDF SA	1.R.1.1. Etablissement du Programme d'Appel Agrégé par le GRD	Dans le rapport d'accompagnement, une première indication situe en T1 2025 la date PR1 (Etablissement par le GRD de rang 1 d'un programme d'appel agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un poste source). Il est à noter que certains programmes d'appel d'installations non-marginales raccordées au RPD sont déjà communiqués directement à RTE sans transiter par les applications des GRD. Au vu du délais de prévenance et des chantiers SI prioritaires sur l'année 2024, EDF signale qu'il sera très difficile de modifier les canaux d'envoi ses programmes d'appel déjà transmis à RTE au 01/01/2025 (PR1)		RTE prend note de l'alerte d'EDF concernant le positionnement indicatif de la date de bascule et de la difficulté estimée de la respecter compte-tenu des autre chantiers SI. RTE rappelle l'importance que revêt la récupération de programmes d'appels fiables des moyens situés sur le RPD et réitère sa volonté de construire une solution et un calendrier qui soit tenable pour un maximum d'acteurs.
EDF SA	1.S Dispositions transitoires	Afin de maximiser la participation des acteurs à la phase transitoire, la notification de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation annonçant le début de la phase d'augmentation des guichets ainsi que la description des différentes configurations de guichets ouverts, doit être envoyée au plus tard 1 mois le début de la transition	Le début de cette phase d'augmentation des guichets de programmation est annoncé par une Notification de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation **avec un délai de prévenance de 1 Mois minimum.**	En cohérence avec la réponse de RTE aux retours d'autres acteurs, RTE est favorable à la proposition de EDF et propose également d'intégrer une nouvelle date qui correspond à la date de début de cette phase d'augmentation des guichets de programmation. La rédaction sera simplement structurée différemment en intégrant la date dans les articles 1.S.1 et 1.C.2. Il en sera fait de même pour les guichets d'ajustement.
EDF SA	1.S Dispositions transitoires	Afin de maximiser la participation des acteurs aux nouveaux guichets de programmation mis à disposition par RTE lors de la phase d'augmentation des guichets, la notifications de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation annonçant le début d'une nouvelle configuration doit être envoyée avec un délai minimum de 5 jours ouvrés.	Chaque nouvelle configuration de guichet est annoncée par une Notification de RTE adressée à l'ensemble des Responsables de Programmation avec un délai de prévenance de **5** Jours minimum.	Alors que les délais de prévenance avant le début de la phase transitoire d'augmentation des guichets et avant le passage définitif à 96 guichets permettent de maximiser la participation des acteurs en leur donnant la possibilité de se préparer à ces jalons importants, le délai de prévenance entre chaque configuration de guichets est moins contraignant pour la participation des acteurs.

				De fait, RTE devra éprouver chaque configuration un certain nombre de jours, qui pourraient être variable selon les configurations, avant d'envisager une autre configuration de guichets. Autrement dit, une certaine viabilité devra être assurée sur chaque configuration avant de passer à une autre configuration permettant une augmentation de guichets. RTE souhaite maximiser la participation des acteurs, mais il rappelle également que les acteurs n'ont pas l'obligation d'utiliser chaque guichet d'une nouvelle configuration. Ainsi, il n'est pas jugé nécessaire d'augmenter le délai de prévenance avant une configuration car un acteur pourra parfaitement utiliser davantage de guichets permis par la nouvelle configuration plusieurs jours après le passage à cette configuration par RTE. Enfin, RTE considère que l'allongement de ce délai de prévenance, faute de connaitre en avance le nombre de configurations qui sera nécessaire pour atteindre les 96 guichets, se trouve en contradiction avec l'objectif de minimiser la durée de la phase transitoire (durée entre la configuration 24 guichets et la configuration cible des 96 guichets). Par conséquent, RTE propose de rester sur un délai de 2 jours tout en ajoutant qu'il s'agirait de 2 jours ouvrés.
EDF SA	1.I.1.2.1. Limitations pour la programmation en Services Système fréquence	Les capacités de réglage V2G/V1G sont susceptibles d'être installées sur des Sites variés, notamment sur des Sites de Soutirage raccordés au RPD, ou sur des Sites de Soutirage raccordés au RPT. Les règles qui s'appliquent à la constitution des EDP Soutirage (qui ne peuvent comporter que des Sites raccordés au RPD ou que des Sites raccordés au RPT), ainsi que la règle imposant une seule EDP Soutirage ou EDP par EDR, couplées à la résolution de 1 MW de la programmation, sont de nature à freiner la contribution du V2G/V1G aux services système fréquence. EDF propose de changer la résolution de la programmation de 1 MW à 0,1 MW à partir de la date PR16, à définir par RTE, en complément de l'extension aux EDR Diffuses de l'expérimentation relative aux agrégations mixtes au sein des EDR, pour lever ces freins en attendant l'abaissement de la résolution des offres de Réglage Primaire et Secondaire de la fréquence proposée par	Ajouter avant la dernière phrase du § 1.I.1.2.1.: "A partir de la date PR16, la résolution de la programmation est de 0,1 MW. Les Chroniques de Participation à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire sont tronquées à la décimale la plus proche. Pour chaque Entité de Réserve, la réserve programmée (résolution 0,1 MW) doit être inférieure ou égale à la réserve maximale certifiée (résolution 0,1 MW)."	RTE fera évoluer les règles une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre RTE et la CRE.

		ailleurs par EDF en cohérence avec l'évolution prévue dans le futur code réseau européen sur la "Demand Response".		
EDF SA	1.I.2.1. Contenu du Programme d'Appel	Mettre à jour le paragraphe en accord avec l'évolution proposée concernant l'abaissement de la résolution de la programmation.	Ajouter après la phrase "RTE retient les valeurs tronquées au MW." la phrase "A partir de la date PR16, RTE retient les valeurs tronquées au dizième de MW."	RTE fera évoluer les règles une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre RTE et la CRE.
ENGIE	1.I.4.1	Concernant les incidents causés par le Responsable de Programmation, nous souhaitons préciser que la compensation financière ne concerne que les cas de négligence grave ou faute intentionnelle, répétées, assorties d'une volonté délibérée de l'acteur de ne pas remédier au problème alors que des mesures correctrices existent.	Le Responsable de Programmation est tenu de faire respecter le Programme de Marche des EDP et des ensembles de Sites non constitutifs d'une EDP et appartenant à une EDA. RTE effectue une surveillance, en temps réel lorsque c'est possible, du respect du Programme de Marche et peut contacter le Responsable de Programmation en cas d'écart. Lorsqu'un non-respect significatif du Programme de Marche est identifié comme étant la cause d'un incident dans la gestion du système électrique, et si cette prise de contact ne permet pas d'aboutir à une résolution pérenne du problème, RTE peut faire porter au Responsable de Programmation la responsabilité financière de la gestion et de la réparation d'un nouvel incident qu'il a engendré **uniquement dans le cas où ledit incident est la conséquence d'une faute intentionnelle ou d'une négligence grave et répétées, assorties d'une volonté délibérée de l'acteur de ne pas remédier au problème alors que des mesures correctrices existent.** Les modalités de surveillance des Participations Symétrique ou Dissymétrique aux Réserves Primaire et Secondaire et les actions entreprises par RTE en cas d'écart desdites Participations par rapport au Programme de Marche sont définies dans le Chapitre 4 des Règles.	RTE propose pour cette version des règles de simplement rappeler qu'en cas d'écart répété par rapport au programme de marche, causant un préjudice à RTE, RTE pouvant engager la responsabilité contractuelle de l'acteur conformément aux modalités décrites dans les dispositions générales. De plus, RTE propose d'inscrire ce sujet à la liste des sujets à concerter lors du prochain cycle de concertation, et de travailler à élaborer des critères objectifs sur des situations pouvant conduire à une pénalisation en cas de défaillance de programmation. L'objectif pour RTE est ici non pas de sanctionner un comportement malveillant, mais une défaillance de programmation.
ENGIE	PR.5	Périmètre de programmation RPD : nous sommes d'accords sur la proposition RTE qui a le mérite de pouvoir être mise en place rapidement en utilisant les échanges en place avec les GRD. La cible doit néanmoins être d'avoir un référentiel de Programmation dans GIPSE, avec contrôles de cohérence EDA/EDR/EDE etc...		RTE remercie ENGIE de son retour. L'application GIPSE réalise déjà des contrôles trans-mécanismes. Cependant, l'interface de gestion des EDP, à l'image de ce qui est fait pour les EDA, n'est en effet pas disponible à l'externe. RTE travaille actuellement sur ce sujet et reviendra vers les acteurs sur ce sujet lors d'un atelier technique courant 2024.

A3.4 Retours relatifs au Chapitre 2 « Mécanisme d'Ajustement »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE	MA8.2	Passage à 96 guichets : Processus d'augmentation progressive des guichets. Important de bien évaluer les impacts et contraintes côté Responsables de Programmation. On ne peut pas faire évoluer nos outils en continu. Inversement si les acteurs ne joent pas le jeu, le processus d'augmentation progressive peut ne servir à rien. Comme évoqué en GT (25/5/2023) et rappelé dans le document d'accompagnenemt, ce sujet est à concerter avec les acteurs.		RTE remercie ENGIE pour ce retour et confirme l'intérêt de procéder à des discussions techniques et un accompagnement dédié à cette évolution opérationnelle dans le cadre de la concertation qui aura lieu durant l'année 2024, conformément à ce qui a été indiqué dans la rapport d'accompagnement.
ADEef	2.F.2.4	Suggestion de reformulation pour clarifier le lien entre EDP et format d'offre explicite/implicite. Une EDP injection est composée : 1/ Soit uniquement de sites d'injection, dans ce cas : Avant la date MA2, une EDA injection n*on liée à une EDP* (ou plusieurs) formule des offres explicites uniquement. Une EDA injection liée à une EDP (ou plusieurs après la date MA7) formule des offres implicites uniquement. Après la date MA2 : l'EDA injection est obligatoirement liée à une EDP (ou plusieurs après la date MA7) et peut formuler, au choix de l'acteur, des offres implicites ou explicites 2/ soit uniquement de sites de stockage. Dans ce cas, l'EDA injection est obligatoirement liée à une ou plusieurs EDP et formule des offres explicites uniquement		RTE propose de laisser la rédaction existante dans les règles. Concernant la clarification du lien entre offres implicite/ explicite , et la présence d'EDP, RTE va initier du fiche dédiée à la gestion des périmètre trans-mécanismes et inclura cette précision.
ADEef	2.F.3.2.1	Prérequis d'existence d'une installation de comptage : applicable également aux sites de soutirage, faire le lien avec 2.E.3	Ajouter site de soutirage, ou mentionner « Site » sans distinction	La mention au Site de Soutirage a été ajouté dans le §2.F.3.2.1
ADEef	2.F.3.3.2. 2.F.3.3.2.1 2.F.3.3.2.4	Ajouter dans les données transmises par l'AA au GRD la déclaration de l'EDP de rattachement du site, à partir de la date MA14 (sans objet pour un site de soutirage, et optionnelle pour un site d'injection formulant des offres explicites jusqu'à la date MA7) (de façon symétrique à ce qui a bien été intégré en 2.F.3.3.3.2.1. et 4.F.3.1.3.2)	De façon similaire à 2.F.3.3.3.2.1, ajouter ***« le cas échéant et à partir de la date MA14, l'identifiant de l'EDP auquel le site est rattaché (selon la typologie définie au 2.F.2.4.) »***	RTE vous remercie pour cette lecture. La proposition de modification a été intégrée au 2.F.3.3.2.1.
ADEef	2.F.3.3.3.2.3 2.F.3.4.3.	Facteur d'influencement par poste-source : proposition de fusionner 2.F.3.4.3.avec 2.F.3.3.3.2.3		RTE vous remercie pour ce retour et ne modifiera pas ces paragraphes pour cette version v1.
ADEef	2.F.3.4.2.	Capacité d'ajustement de l'EDA : pourquoi un § dédié ? la capacité d'ajustement d'une EDA n'est-elle pas directement la somme des capacités d'ajustement des sites la constituant, communiquée au GR de raccordement dans le cadre de 2.F.3.3.2 ?		RTE remercie l'ADEeF pour cette remarque. Cette modification ne sera pas prise en compte dans ce projet de règles. Néanmoins, RTE le note pour un prochain cycle de concertation.
ADEef	2.J.1.1.3.2.	Suggestion : plutôt que par exception, lister « explicitement » quel type d'EDA peut formuler des offres explicites ?		RTE vous remercie pour cette proposition, et ne souhaite pas intégrer de changement de formulation.

Alpiq Energie France	2.I.2.2.3	Il est mentionné que "Pour une même Plage de Contrôle et un même Site, des activations concomitantes de Flexibilités Réseau RPD avec des activations sur le Mécanisme d’Ajustement et/ou sur NEBEF doivent avoir lieu dans le même Sens". Sous l'article "Dispositions particulières pour les EDA dont les Sites participent à l'activation de Flexibilités". la formulation suggère que "les Sites participent", et que c'est une volonté du Site de participer : Comment et sous quel moyen les Sites se manifestent-ils ? Qui chez les "Sites" doit se manfifester ? Le RP, le RE, l'AA du site ? Comment les informations sont-elles transmises au RE du site si le Site "participe" ? Y-a-t-il un mécanisme ou un appel d'offre associé ?	Pourriez vous préciser ce qu'il advient d'un site utilisé comme Flexibilité et qui fait partie d'une EDA ? Si une offre sur une EDA, prévue sur une plage de prix à venir, est utilisée par un gestionnaire de réseau, comment est dédommagé l'AA s'il ne peut plus voir son offre activable ?	Suite aux observations d'Alpiq RTE propose de modifier la formulation du titre de l'article pour remplacer les termes "participent à une activation de Flexibilité Réseau RPD" par "fournissent une Flexibilité Réseau RPD", afin d'englober les différentes modalités d'activations des flexibilités réseau RPD. En effet celles-ci peuvent varier selon le type de flexibilité. Par exemple, la participation à un appel au marché du GRD pour un service de flexibilités locales relève d’une démarche volontaire. Les modalités contractuelles des appels au marché d’Enedis prévoient, dans le cas d’une participation multi-mécanismes, qu’un Site participe avec le même acteur. Il incombe alors à cet acteur de s’assurer de la cohérence des offres déposées sur chacun des mécanismes, et dans le cas contraire d’en déclarer l’indisponibilité. Les règles actuelles prévoient la concomitance d’activation de flexibilités locales et d’offres d’ajustement. Si l’acteur rend bien les services attendus de part et d’autre (nécessairement dans le même sens), il sera rémunéré une seule fois et ne sera pas exposé à des pénalités. Ces dispositions ne traitant pas tous les cas, RTE et Enedis poursuivent leurs travaux sur les sujets de concomitance d'activation de flexibilité réseau et d'offre d'ajustement et prennent note des remarques et questions d'Alpiq.
Alpiq Energie France	2.S.1.1	Après la date MA10, est-ce qu'une limite d'un nombre de MW d'activations sera fixée aux EDA dites "normalisées " (avec DMO <=30 min et un DOmin <= 60 min) ?		Tout d'abord, RTE souhaite rappeler l'évolution sémantique proposée puisqu'il s'agit plus véritablement des petites offres "normalisées" que de petites EDA "normalisées". Ensuite, après la date MA10, les petites offres "normalisées" devront avoir un DMO ≤ 30min et un DOmin ≤ 30 min. La mise en place d'une limite d'un nombre de MW d'activations, telle qu'elle existait sur les petites EDA "non normalisées", n'est pas envisagée dans la proposition d'évolution de RTE. L'objectif est d'avoir des offres qui permettent d'éviter également ce type de limite sur le volume total des activations de petites offres "normalisées".
CNR	2.K.5	Lors de l'indisponibilité fortuite du réseau pour lesquelles le cadre contractuel d’accès au Réseau prévoit une responsabilité	Rajouter dans les règles une précision quant à la possibilité d'indemniser au-delà de la durée de	Ce dispositif d'activation d'une offre sur le MA en cas d'indisponibilité fortuite du réseau est décrit

		financière de RTE : le volume d'ajustement permettant de neutraliser l'impact sur la production est calculé entre le moment de "l'action automatique ou manuelle" et jusqu'à la "possibilité de retour de l'injection". Nous avons noté que, sur des installations hydrauliques, un délai s'écoule entre la fin de l'indisponibilité non programmée et la reprise à pleine charge de l'usine lié au temps de transfert hydraulique entre le barrage et l'usine. Ce délai peut aller jusqu'à 2h. La rédaction actuelle intègre-t-elle bien la possibilité de prendre en compte l'énergie non injectée sur sur ce pas de temps complémentaire ?	l'indisponibilité non programmée afin de bien prendre en compte l'impact réel de la remise en régime nominal effectif (cas par exemple pour les installations hydrauliques fil de l'eau avec temps de transfert hydraulique entre barrage et usine, si barrage non accolé à l'usine en particulier) Si cet ajout n'est pas possible, ce sujet doit être traité lors de la prochaine concertation.	plus en détail dans le CART-P. Pour mémoire la fin de limitation est définie à l'article 7.2.3.1 comme le "retour au Programme d'Appel déclaré après la fin de l'Indisponibilité Non Programmée. Le temps de reprise, qui permet de déterminer la fin de la limitation, est évalué en fonction des conditions d'exploitation du GDP connues au moment de l'incident". De plus, il est précisé que "le volume de l'ajustement correspondant à l'incident est calculé sur la base du dernier Programme d'Appel déclaré avant l'incident, correspondant à la différence entre ce Programme d'Appel et l'Injection réalisée sur la période définie à l'article 7.2.3.1". Selon RTE, cette rédaction permet de prendre en compte l'impact réel de l'indisponibilité fortuite, comprenant la remise en service du GDP concerné. RTE considère qu'il n'est pas nécessaire de modifier cet article.
EDF SA	2.P - Indicateurs et informations du MA RTE	RTE publie sur le Portail Service les indicateurs relatifs au MA avec une granularité 30min. Un fichier agrégeant ces données sur une journée est également téléchargeble à partir de la plateforme. Serait-il possible de laisser à l'acteur la possibilité de télécharger un fichier agrégeant des données sur une plage temporelle supérieure à la journée?		Il est possible de télécharger les données relatives à l'équilibrage sur une année entière sur la page https://www.services-rte.com/fr/telechargez-les-donnees-publiees-par-rte.html
EDF SA	2.M.4.2.2. Calcul de la rémunération des Offres d'Ajustement Standard Standard de RR dont l'Ordre d'Ajustement a été bloqué ou supplanté par un autre Ordre d'Ajustement	EDF accueille favorable la modification proposée par RTE. Aujourd'hui les ordres bloqués sont clairement identifiables dans le SI. Comment seront identifiés les ordres supplantés par un autre d'Ajustement dans le SI ?		Au vu des rares cas que cela représente, il n'est pas prévu de faire évoluer notre application interne pour identifier ce type de situation. En revanche, il est possible pour les acteurs de mettre en place un contrôle lorsque deux ajustements ont la même plage de contrôle ou lorsqu'un ajustement spécifique a un volume négatif.
EDF SA	2.Q.1.2. Surcoûts des ajustements	Dans le rapport d'accompagnement, RTE propose une clarification du portage des surcoûts sur les ajustements, objet des explications ajoutées en fin de paragraphe et renvoyant aux modalités du chapitre 3. En revanche, le rapport d'accompagnement ne précise pas le contexte et les raisons qui justifient le retrait des dispositions de calcul des surcoûts d'ajustement pour les offres		Avant juillet 2022, un ajustement standard activé pour satisfaire la contrôlabilité des flux était rémunéré au prix d'offre et générait un surcoût pour cause réseau égal à la différence entre le prix d'offre et le prix marginal. Depuis juillet 2022, ce type d'activation est rémunéré au prix marginal donc il n'y a plus de surcoût car il n'est

		d'ajustement standard. Quels sont le contexte et les raisons qui justifient le retrait de ces dispositions ?		plus possible d'avoir une différence entre le prix de rémunération de l'offre et le prix marginal. Cela a été précisé dans le rapport d'accompagnement.
EDF SA	MA5.1. Symétrisation de la formulation des prix sur les offres d'ajustement à la hausse	EDF accueille favorablement la modification proposée par RTE.		RTE remercie EDF pour ce retour et prend note de l'avis positif formulée pour cette proposition.
EDF SA	MA11. Valorisation des écarts d'ajustement	La proposition élaborée par RTE d'un nouveau calcul du PREA constitue une modification substantielle pour la valorisation des écarts d'ajustement. EDF regrette que les acteurs n'aient pas été consultés sur ce point. Au vu des implications d'un tel changement, EDF regrette de ne pas avoir eu accès à des analyses sur les volumes et montants résultant des cas identifiés comme problématiques par RTE. En effet, s'il s'agit de volumes et montants marginaux par rapport aux bilans de écarts d'ajustement, d'autres solutions « correctives » auraient pu être envisagées. De même, EDF regrette de ne pas avoir eu accès à des analyses de sensibilité expliquant la fixation du paramètre alpha à 20% et propose que, si la nouvelle formule du PREA est maintenue, ce paramètre soit défini ultérieurement. De plus, EDF remarque que la définition d'un PREA par EDA rend beaucoup plus complexe et moins fiable la mise en œuvre du contrôle du facturation réalisé par les services de back office. Enfin le changement de valorisation du PREA et le risque induit par la complexité de sa mise en œuvre pourraient avoir un impact sur la formulation du prix des offres ajustement se répercutant ainsi sur le coût global du mécanisme d'ajustement et sur le PRE.	EDF est ouvert à la reflexion qu'ouvre la proposition de RTE de reformuler le PREA. Cependant l'introduction de ces dispositions dans l'evolution consultée des règles semble prématurée. Au vu des impacts opérationnels et économiques potentiels, les problèmes pointés par RTE et parametrage de la formule mériteraient d'être mieux qualifiés et quantifiés. Pour cela, EDF propose qu'RTE mène un travail sur l'évolution du PREA lors du prochain cycle de concertation.	RTE remercie EDF pour ce retour constructif et prends note des demandes de précsion et d'échange sur le sujet. RTE va continuer les analyses sur 2024 de la cohérence permettant de vérifier la pertience de cette proposition. Cela sera également mis en regard des discussions actuelles sur le code Demand Response, pouvant nécessiter d'adapter la proposition actuelle. RTE n'inclura donc pas cette évolution dans ce projet de règles v1.
Energy Pool	Evolution du cadre relatif aux petites offres d'ajustement	Energy Pool accueille favorablement la proposition de RTE de supprimer la limitation à 3 petites offres standardisées par jour.		RTE remercie Energypool pour ce retour et prend note de l'avis positif formulée pour cette proposition.
Energy Pool	Valorisation des écarts d'ajustement	Energy Pool est favorable à la nouvelle méthode de calcul du prix des écarts d'ajustement proposée par RTE. Nous pensons que cette nouvelle méthode de calcul renvoie une bonne incitation aux acteurs d'ajustement.		RTE remercie Energypool pour ce retour et prend note de l'avis positif formulée pour cette proposition. RTE va continuer les analyses sur 2024 de la cohérence permettant de vérifier la pertience de cette proposition. Cela sera également mis en regard des discussions actuelles sur le code

				Demand Response, pouvant nécessiter d'adapter la proposition actuelle. RTE n'inclura donc pas cette évolution dans ce projet de règles v1.
Energy Pool	MARI : calcul du volume commercial (article 2.M.3.1.2.)	Le calcul de "n(t)" est détaillé dans le rapport d'accompagnement mais ne l'est pas du tout dans le projet de règles.	Ajout des détails du calcul de n(t) à l'article 2.M.3.1.2.	Les deux cas de figure présentés dans le rapport d'acommpagnement ont été ajoutés dans le projet de règles à l'article 2.M.3.1.2.
Energy Pool	MARI : calcul de la rémunération (article 2.M.4.1.2.)	Le prix de règlement pour une offre standard de mFRR activée de manière directe ("Prix settlement"), n'est pas détaillé dans les règles. Energy Pool souhaiterait voir apparaître dans les règles plus de détails sur ce à quoi correspond ce prix et comment il est construit.	Ajout explications sur le prix de règlement dans le cas d'une activation directe d'une offre standard de mFRR.	La détermination du prix de règlement pour une offre standard de mFRR activée de manière directe est détaillée dans l'article 6 de la "Methodology for pricing balancing energy ". RTE récupère uniquement le résultat final du calcul réalisé par l'algorithme de la plateforme MARI permettant de construire le "prix de settlement". Ainsi la méthodologie de calcul n'a pas vocation à être inscrite dans le projet de règles.
Energy Pool	Mise en œuvre du processus européen de l'analyse de sécurité coordonnée (CSA)	Energy Pool prend note des deux exceptions pour lesquelles l'envoi d'un ordre peut être anticipé et n'y est pas défavorable.	RTE remercie Enegy Pool pour ce retour positif sur cette évolution.	
Energy Pool	Passage à 96 guichets de programmation et d'offre	Le délai de prévenance de 2 jours pour une nouvelle configuration de guichets paraît court , nous serions favorable à le prolonger afin de promouvoir et développer la participation à ces nouveaux guichets.		Alors que les délais de prévenance avant le début de la phase transitoire d'augmentation des guichets et avant le passage définitif à 96 guichets permettent de maximiser la participation des acteurs en leur donnant la possibilité de se préparer à ces jalons importants, le délai de prévenance entre chaque configuration de guichets est moins contraignant pour la participation des acteurs. De fait, RTE devra éprouver chaque configuration un certain nombre de jours, qui pourraient être variable selon les configurations, avant d'envisager une autre configuration de guichets. Autrement dit, une certaine viabilité devra être assurée sur chaque configuration avant de passer à une autre configuration permettant une augmentation de guichets. RTE souhaite maximiser la participation des acteurs, mais il rappelle également que les acteurs n'ont pas

				l'obligation d'utiliser chaque guichet d'une nouvelle configuration. Ainsi, il n'est pas jugé nécessaire d'augmenter le délai de prévenance avant une configuration car un acteur pourra parfaitement utiliser davantage de guichets permis par la nouvelle configuration plusieurs jours après le passage à cette configuration par RTE. Enfin, RTE considère que l'allongement de ce délai de prévenance, faute de connaitre en avance le nombre de configurations qui sera nécessaire pour atteindre les 96 guichets, se trouve en contradiction avec l'objectif de minimiser la durée de la phase transitoire (durée entre la configuration 24 guichets et la configuration cible des 96 guichets). Par conséquent, RTE propose de rester sur un délai de 2 jours tout en ajoutant qu'il s'agirait de 2 jours ouvrés.
ENGIE		On ne parle plus du nouveau code de dialogue des ordres d'activation. Est-ce encore prévu ? Les développements SI sont clos pour 2024 et ce point ne figure pas. Son implémentation n'est pas négligeable. Pourrez-vous préciser ce point au prochain GT ?		RTE souhaite rappeler que le nouveau code de dialogue pour les ordres d'activations a été présenté lors de l'atelier technique du 13 octobre 2022, et partagé également lors de la session de travail du 10 novembre 2022. De plus, cette évolution a fait l'objet d'une notification le 10 février 2023 à l'ensemble des acteurs d'ajustement et receveurs d'ordre. Le document est intégré dans le corpus documentaire relatif à l'application SI de transmission des ordres d'ajustement TAO accessible sur le Portail Services. Cette évolution technique devrait être mise en oeuvre courant de l'année 2025 comme le précise la notification adressée par mail. L'évolution du code de dialogue n'a pas été intégrée dans le projet d'évolution des règles car il s'agit d'un sujet technique en lien avec les processus d'exploitation. Cette évolution est intégrée dans un document dédiée. Cependant, et parce que ce sujet est opérationnellement impactant, RTE a présenté l'évolution à deux reprises dans le cadre de la concertation et une notification formelle à été adressée à l'ensemble des acteurs.

ENGIE	2.M.7	ENGIE partage le fait que l'actuelle valorisation des écarts au PMP peut amener à des situations où il est économiquement plus intéressant pour l'acteur de ne pas réaliser l'ajustement attendu (ex : cas d'un sous-ajustement à la baisse, avec PMP supérieur au cout variable de l'asset, avec un effet d'autant plus marqué que le cout variable est faible, par exemple les assets RES). D'un point de vue incitation financière des BSP, il est effectivement pertinent de chercher à rapprocher le montant des écarts au cout variable de l'asset en se basant sur le prix de l'offre d'ajustement au MA (meilleur information disponible pour RTE). Le malus de 20% pose néanmoins question (cf. coefficient alpha). - Sur sa forme : pourquoi un malus en pourcentage plutôt qu'un malus en € ? En pourcentage, en fonction du cout variable de l'asset, l'incitation peut être colossale ou nulle. Ce n'est pas très juste. - Sur sa valeur : o Pour les BSP : les assets à cout variable élevé vont considérablement augmenter leur cout d'écart, même avec des écarts symétriques (120% -80% = 40% des couts variables). o Pour le CAE : les écarts valorisés au Prix Moyen Pondéré des ordres d'ajustement sont les plus pertinents pour équilibrer le compte. Le fait de basculer sur une valorisation au prix d'offre dégrade possiblement cet équilibre. Est-ce que les impacts ont été analysés ? Faut-il voir ce coefficient alpha comme un nouveau coefficient k ? Même si nous sommes d'accords sur le principe de l'évolution proposée, nous ne sommes pas en mesure, au vu des éléments, de valider fermement les formules proposées. Nous regrettons que ce sujet sensible n'ait pas été concertée avec les acteurs (sujet découvert au dernier GT, sans même diffusion préalable des slides, description très sommaires des formules dans le document d'accompagnement)		RTE remercie ENGIE pour ce retour constructif et prends note des demandes de précsion et d'échange sur le sujet. RTE va continuer les analyses sur 2024 de la cohérence permettant de vérifier la pertience de cette proposition. Cela sera également mis en regard des discussions actuelles sur le code Demand Response, pouvant nécessiter d'adapter la proposition actuelle. RTE n'inclura donc pas cette évolution dans ce projet de règles v1.
Voltalis	2.F.3.3.1.2 - Rattachement conjoint d'un Site de Soutirage à une EDE et à une EDA	Dans le cadre des règles actuelles, la participation d'un même site de soutirage rattaché à la fois à une Entité d'Ajustement (EDA) et à une Entité d'Effacement (EDE) n'est pas possible si l'Acteur d'Ajustement et l'Opérateur d'Effacement constituent des personnes morales différentes. Cette règle peut avoir de **nombreuses implications quant à l'évolution du parc d'un acteur** : Voltalis se tient à la disposition de RTE pour lui fournir des informations supplémentaires sur le nombre de sites de son parc qui ont été impactés par cette	Permettre le rattachement conjoint d'un Site de Soutirage à une EDE et à une EDA appartenant à des personnes morales différentes	Ce sujet ne fait pas partie des évolutions concertées. RTE prend toutefois note du retour de Voltalis qui viendra alimenter de futures réflexions.

		disposition. En outre, cela crée de **l'entrave au développement de nouveaux usages**, en restreignant les possibilités pour un acteur distinct d'utiliser son savoir-faire pour équiper de nouveaux appareils. Ainsi, le **rattachement d'un même site à une EDE et à une EDA d'acteurs distincts devrait être possible dans le cas où ces derniers pilotent des appareils différents**, sous peine de **porter atteinte au principe de libre concurrence** et de **priver le réseau actuel d'une partie de sa flexibilité**.		
Voltalis	2.F.2.6 - Seuil de constitution des EDA Proflées	L'abaissement récent du seuil de constitution d'une EDA/EDE Profilée sur le seuil de profilage à 36 kVa, en se cumulant au seuil de 1 MW, entraîne un **défoisonnemen**t particulièrement préjudiciable à l'effacement dans les bâtiments qui repose sur l'agrégation du plus grand nombre de sites possible pour établir des prévisions fiables et précises. Cette fragmentation entraîne une **limitation de la capacité d'effacement mise à disposition du système électrique, via la création d'effets de seuil pour l'accès au marché** : avant de pouvoir réellement exploiter une EDA/EDE de manière fiable l'acteur doit en effet attendre d'obtenir une masse critique, conduisant à **l'impossibilité d'opérer certains sites installés et donc disponibles.** D'autant plus que la réduction de la taille de chaque EDA/EDE fragilise **l'éligibilité à la méthode de contrôle du réalisé du "rectangle algébrique site à site" (RAS)** qui requière un minimum de 3 000 sites d'après l'article 7.2.3.1 des règles NEBEF 3.5 alors même que c'est la seule méthode de contrôle du réalisé fiable pour l'effacement dans les bâtiments.	Voltalis réitère sa position de **redéfinir le seuil des EDA autour de 1 MW**, qui est le seuil reconnu par les autorités françaises et la Commission européenne pour la seule distinction qui demeure, entre les deux filières d'effacement, l'une de l'effacement industriel et l'autre de l'effacement dans les bâtiments, notamment dans les appels d'offres d'effacement mis en place pour atteindre les objectifs de la PPE. L'adoption d'un unique seuil à 1 MW permettrait d'éviter la limitation des capacités d'effacement pour le système électrique, tout en assurant une cohérence de seuil entre les mécanismes nationaux, en harmonie avec les discussions européennes sur le développement de l'effacement. A défaut, et afin d'éviter l'abandon de certains sites pourtant équipés et disponibles, il est à prévoir la possibilité d'**inclure des sites télérelevés, dont la Puissance Souscrite est supérieure au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage**, tel que cela était possible avant le 1er janvier 2023**, à hauteur de 25% du volume de l'EDA par exemple.**	RTE remercie Voltalis pour ce retour. Ce sujet ne fait pas partie des évoltions concertées. RTE rétitère le position évoquée lors des retours à la consultation des règles MA-RE v10, lors de laquelle le seuil a été placé à 36kVA en lieu avec l'abaissement du seuil du profilage.

A3.5 Retours relatifs au Chapitre 3 « Dispositif de Responsable d'équilibre »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ADEef	3.A	Passage au pas de règlement des écarts ISP15 : Les propositions inscrites dans le projet de règles sont conformes à ce qui a été convenu dans la concertation pilotée par RTE et Enedis. L'ADEeF se félicite de tout le travail accompli sur ce sujet complexe et particulièrement impactant pour l'ensemble des acteurs.		RTE remercie l'ADEef pour ce retour positif

ADEef	3.M.6 3.N.3.3 3.Q.5	Insertion des flexibilités locales dans l'économie du Système Électrique : L'ADEeF partage le principe que l'activation de flexibilités pour congestion réseau s'intègre bien dans l'économie du Système Électrique. Les dispositions insérées dans les règles de marché concourent à ce principe.		RTE remercie l'ADEef pour ce retour positif
Alpiq Energie France	3.L.1.3	Sur les décompte des énergies de réglage primaire et secondaire, est ce que dans ce paragraphe, les sites de stockage stationnaires sont considérés comme des Sites d'injection?	Peut on préciser le cas des sites de stockage stationnaire dans cet article ?	RTE précise que la notion de stockage n'est pas utilisée au titre des règles RE. Dans les règles RE, on ne distingue que 2 types de sites (injection ou soutirage). Les sites de stockage sont assimilés à un site d'injection ou un site de soutirage en fonction du type de contrat de raccordement associé.
Alpiq Energie France	3.L.5.1.3	"l'énergie correspondant aux volumes résultant des activations à la baisse de Flexibilités Distribuées Réseau RPD pour les Sites d'Injection du RE dans les cas où le cadre contractuel le prévoit ; – à partir de la date RE2, l'énergie correspondant aux volumes résultant des activations à la baisse des Flexibilités Réseau RPT pour les Sites d'Injection du RE dans les cas où le Contrat d'Accès au Réseau de Transport le prévoit et conformément à celui-ci ; " Alpiq souhaiterait avoir le détail par site des corrections apportées suite à l'activation des "Flexibilités".	Dans le cas ou des sites de production seraient utilisés pour des "flexibilités", le détail des volumes et demandes doit etre connu par l'entité qui rachete la production de facon à répercuter ces éléments sur les factures par site. Une information à la maille RE n'est pas suffisante. Comment sont prévus ces informations par site au RE ? il en va de même pour les sites de soutirage, une information à la maille RE n'est pas suffisante pour les facturation des sites en temps que Fournisseur.	Concernant les flexibilités raccordées au RPT, RTE a prévu d'informer les RE concernés du volume d'énergie limitée par site pour les limitations requérant une correction de périmètre d'équilibre. Les modalités d'information seront concertées en AT. Dans un souci de clarté, RTE propose d'ajouter « les volumes résultant des activations de Flexibilité Réseau RPT » dans la liste des données dont le site autorise l'accès à son RE, mentionnées dans l'accord de rattachement d'un site à un RE (annexe 3.A5). Concernant les flexibilités raccordées au RPD, merci de vous rapprocher du GRD concerné pour connaître ses modalités de d'information. Enedis précise qu'il est également prévu de leur côté de mettre à disposition du RE les volumes de limitations de production faisant l'objet d'une correction RE. Les RE sont invités à contacter Enedis pour la mise en place de ce flux de données.
Alpiq Energie France	3.P.2.1	Mise à disposition hebdomadaire des Courbes de Charges des Sites raccordés au RPT : Peut on préciser que cela englobe ou pas les Sites de Stockage Stationnaire et dans quel cas il se place ?		Dans les règles RE, les sites de stockage sont inclus dans les sites d'injection. A ce titre, les Courbes de charge publiées sont : - Les Courbe de Charge de Consommation des Auxiliaires appartenant à un Site d'Injection titulaire d'un CART ou d'un Contrat de Service de Décompte conclu avec RTE, ou des Installations de Production titulaire d'un Contrat de Service de Décompte conclu avec RTE ; - Les Courbe de Charge d'Injection, des GDP ou Site d'Injection raccordé au RPT, ou des Sites

				d'Injection titulaire d'un Contrat de Service de Décompte conclu avec RTE.
EDF SA	3.P.2. Mise à disposition du RE des données relatives au calcul de l'Ecart	Avec la fusion des processus écarts et Recotemp et l'harmonisation des règles (Harmonie), la numérotation des courbes (C0E, C02E, C03,…) utilisée par ailleurs dans les règles SI des applications de RTE, disparait du texte. Or, afin de pouvoir remplir ces obligations de vérification des données en vu d'éventuelles constestations (art 3.R.2., le RE du chapitre 3), il est necessaire de pouvoir identifier de manière précise les courbes referencées dans les règles et de vérifier la bonne application des celles-ci.	Afin de vérifier la bonne application des règles sur les publications effectives des données à tavers les plateformes ad'hoc de RTE, EDF propose (i) soit de conserver la numérotation des courbes de charge dans les règles en cohérence avec les règles SI, soit (ii) de faire mention explicite des articles des règles de marché où sont décrites les courbes dans les règles SI, soit (iii) de créer une fiche transversale ad'hoc dans les disposition générale afin de correler, à partir des données issues des GRD et des règles de correction appliquées par RTE, les publications de données RTE (API d'origine, flux, etc) aux courbes de charge décrites dans les règles	RTE indique que dans la version précédente des règles, la numérotation des courbes était présente dans certains cas et pas dans d'autres. Dans un souci d'homogénéisation, RTE a fait le choix de ne plus l'indiquer, d'autant que certains numéros sont déjà obsolètes (C0E). Certaines courbes vont disparaitre et d'autres vont être créées dans le cadre du processus unique écart donc autant ne plus préciser cette numérotation dans les règles. En revanche elles restent précisées dans les guides SI. RTE précise que la correspondance entre les anciens noms de courbes et les nouveaux noms est d'ores et déjà mise à disposition dans les GU SI et que les numérotations perdurent sur le Portail Client
EDF SA	3.P.2. Mise à disposition des données relatives à la recoflux, MA et Services Systèmes / 3.R.1.7 Données dynamiques nécessaires au calcul des Ecarts et du Soutirage Physique des RE	Pour quels motifs RTE souhaite supprimer la mention de la granularité des publications aux articles 3.P.2.3, 3.P.2.4, et 3.P.2.6? Le "pas de règlement des écarts" comme maille de publication apparait comme une notion assez large pour s'adapter aux évolutions à venir.	Laisser la mention "à la maille "pas de règlement des écarts"	Le principe de bascule progressive sur 2024 induit que le pas de règlement des écarts ne peut pas être pris comme référence dans cette version de règle. Il n'est en effet pas possible de faire référence au terme « pas de règlement des écarts » (qui sera encore au pas 30 jusqu'au 31/12/2024) quand on fait référence à des pas de temps qui basculeront à 15 avant cette échéance. Raison pour laquelle cette notion est soit supprimée, soit remplacée dans certains cas par les termes "Pas de Contrôle" ou "Pas de Temps".
EDF SA	3.L Contrôle des énergies	Dans le cas de délestage, il faudrait que les modalités de correction du déséquilibre et de valorisation des écarts RE soient précisées dans les règles MA-RE.		En l'absence de consensus lors d'une précédente concertation sur ce sujet et la difficulté à proposer un système simple et efficace, il avait été décidé de ne pas introduire de modalités liées au délestage dans les règles. Ce sujet étant couvert par une délibération ad hoc (n°2018-159). Le sujet n'ayant pas fait l'objet de nouveaux échanges avec les acteurs lors de ce cycle de concertation, il ne sera pas intégré à ce jeu de règles.

EDF SA	3.Q.6.1. Charges du compte « Ajustements-Ecarts »	Adaptation en cohérence avec les changements portés sur l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 2	"y compris les offres dont l'Ordre d'Ajustement a été bloqué **ou supplanté par un autre ordre d'ajustement**"	RTE accepte cette proposition d'adaptation, en cohérence avec les modifications apportées à l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 2.
EDF SA	3.Q.6.2. Produit du compte « Ajustements-Ecarts »	Adaptation en cohérence avec les changements portés sur l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 3	"y compris les offres dont l'Ordre d'Ajustement a été bloqué **ou supplanté par un autre ordre d'ajustement**"	RTE accepte cette proposition d'adaptation, en cohérence avec les modifications apportées à l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 2.
EDF SA	3.L Contrôle des énergies	Les modalités de déclaration par les GRD des volumes pour les consommations qui sont « sans fournisseur » (par exemple pour cause de discontinuité entre 2 contrats) ne sont pas décrites dans les règles. Serait-il possible de les expliciter à l'occasion cette révision des règles?		RTE précise que le fournisseur n'est pas un acteur de marché au sens des règles. De ce fait les modalités le concernant ne sont pas traitées dans les règles de marché mais dans une délibération ad hoc (n° 201-341)

A3.6 Retours relatifs au Chapitre 4 « Services système fréquence »

Acteur	Art.	Commentaire	Modification proposée par l'acteur	Réponse de RTE
ADEef	4.F.2.4.2 4.L.3.1.	Ajout au 4.F.2.4.2 : « Des données complémentaires (données de comptage...) pourront être demandées par RTE. » A noter, le 4.L.3.1 mentionnait déjà « données de comptage dont dispose RTE » Les GRD comprennent que RTE pourrait être amené à utiliser des données de comptage provenant des GRD pour un contrôle de cohérence des télémesures. Sur le fond, les GRD sont favorables au principe de s'appuyer sur les données de comptage des gestionnaires de réseau, acteurs neutres et indépendants. Dans une telle perspective, il sera nécessaire : - D'expliciter cette transmission de données par le GRD dans les règles SSYf - De recueillir le consentement explicite du client pour cette transmission dans les accords site SSYf - De mettre en place le processus/SI nécessaire (impliquant une date pivot ultérieure).	Proposition de modification au 4.F.2.4.2 en fin de paragraphe : « ~~Des données complémentaires (données de comptage...) pourront être demandées par RTE~~. **A partir d'une date ultérieure SYnn, RTE pourra demander aux GRD de lui transmettre des données de comptage du site pour effectuer des contrôles de cohérences**. » Proposition de modification au 4.L.3.1 : « Utilisation des informations mémorisées par RTE et obtenues à partir des données de comptage dont dispose RTE, des données échangées par les systèmes de téléréglage et de téléconduite (contrôle continu). **A partir d'une date ultérieure SYnn, RTE pourra demander au GRD de lui transmettre des données de comptage lorsque cela est nécessaire pour un contrôle de cohérence** » Proposition de modification au 4.F.2.4.1.1 : intégrer dans l'accord site les deux points suivants, similaires à ce qui existe sur MA(2.F.3.2.3.1) : **L'accord de l'Utilisateur formalise :** **- son accord pour la transmission entre le Responsable de Réserve, le GRD et RTE des différentes informations**	RTE est en accord avec ADEef pour mettre en place le processus nécessaire et une date pivot en cohérence. Néanmoins, le cadre actuel des règles SSYf ne permet pas de tels ajouts. En effet, aucun accord n'est prévu entre le site, dénommé "Utilisateur" dans la proposition de l'ADEef, et le responsable de réserve (hormis pour les sites de soutirage). Sans un tel accord, RTE ne peut pas accepter la demande. Le sujet sera ajouté à la prochaine concertation pour construire le cadre nécessaire.

			nécessaires à la bonne exécution des Services Système, y compris des informations commercialement sensibles ; **- son consentement à la transmission des courbes de charge par le Gestionnaire de Réseau concerné à RTE et au Responsable de Réserve**	
ADEef	4.F.2.4.2	Clarification de la terminologie « télémesure » : RTE souhaite préciser le terme utilisé dans les règles SSYf pour qualifier la récupération de données à une maille inférieure au site. L'ADEeF partage la nécessité de cette clarification : il s'agira désormais de parler exclusivement de « sous-télémesure ». Cette clarification permet de mieux appréhender la modélisation des sites en décompte. Des travaux complémentaires seront nécessaires (dans la perspective du prochain jeu de règles) pour clarifier la modélisation des sites hybrides raccordés au RPD (production et/ou stockage et/ou consommation).		
ADEef	4.F.3.1.3.2	Déclaration des liaisons EDA-EDP et EDR-EDP : La modélisation dans les règles des EDR multifilières a soulevé de nombreuses questions de mise en œuvre, dont celle des liaisons EDA-EDP et EDR-EDP. L'ADEeF souhaite souligner que de telles évolutions complexes nécessitent des instructions préalables approfondies pour identifier les impacts opérationnels et SI, à prendre en compte dans l'analyse coûts-bénéfices avant de décider de leur intégration dans les règles. Les GRD sont favorables à la proposition de RTE d'intégrer les EDP dans le processus de déclaration des périmètres par l'Acteur d'Ajustement/ le Responsable de Réserve vers le GR de raccordement de chaque site. Des travaux complémentaires seront nécessaires pour préciser le cadrage (réviser les guides d'implémentation SI, définir les éventuels contrôles croisés entre mécanismes (EDP/EDA/EDR) et confirmer la date de mise en œuvre). Les GRD notent que RTE prévoit que les périmètres SSYf seront désormais mis à jour pour le premier jour de chaque mois, de façon identique au MA. Comme évoqué dans la consultation de juillet sur les règles de marché harmonisées, les GRD proposent de travailler, pour une prochaine évolution des règles, à la mise en place d'une « Fiche technique transverse » traitant de la gestion des périmètres, commune aux règles MA, SSYf et NEBEF (sur le même modèle que celles proposées pour le versement fournisseur et pour le contrôle de réalisé). Disposer ainsi d'une vision d'ensemble permettrait de faciliter l'appropriation par tous et la mise en œuvre de la gestion des périmètres.		RTE va continuer à travailler avec les GRD sur 2024 pour la mise en place opérationnelle et SI de l'évolution de la déclaration des EDP. RTE prend note de ce besoin de pédagogie, et réfléchit à une fiche pédagogique transverse sur la gestion de périmètres et des sites.

ADEef	4.F.3.1.3.2	« l'identifiant de l'EDP auquel le site est rattaché, à partir de la date SY14. » Les GRD comprennent qu'il s'agira, d'un seul champ, représentant selon le type de site (I ou S) « EDP » ou « EDP soutirage », et qu'il n'y aura aucune ambiguïté d'identifiants.		RTE confirme cette compréhension.
ADEef	4.F.3.3	« (…) le GRD Notifie à RTE la description de l'ensemble des Sites raccordés à son réseau et appartenant à une Entité de Réserve en tenant compte des demandes d'évolutions qui lui ont été transmises par les Responsables de Réserve au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin du Mois M et des retraits réalisés à l'initiative du Gestionnaire de Réseau au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin du Mois M.» -> Les retraits éventuels peuvent être détectés par le GRD entre J-10 et J-5, lors du traitement de la demande de l'acteur en J-10 : supprimer la fin de la phrase	*« (…) le GRD Notifie à RTE la description de l'ensemble des Sites raccordés à son réseau et appartenant à une Entité de Réserve en tenant compte des demandes d'évolutions qui lui ont été transmises par les Responsables de Réserve au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin du Mois M et des retraits réalisés à l'initiative du Gestionnaire de Réseau* ~~***au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin du Mois M***~~*.»*	RTE remercie l'ADEeF pour ce retour et a pris en compte en compte cette modification dans le projet de règles v1.
ADEef	4.M.5.2.2.2. 3.L.5.1.3	A noter, la date SY8 n'est pas précisée dans la prise en compte de l'énergie de réglage dans le calcul de l'écart coté règles RE (3.L.5.1.3.)		RTE précise que la date SY8 n'était pas non plus dans la partie dédiée aux Responsables d'Équilibre dans les règles MA-RE en vigueur.
ADEef	4.S.7	« *Participation expérimentale des sites soumis à limitation préventive aux services Système* » : Ne pas retreindre le titre aux seules limitations préventives	« Participation expérimentale des sites soumis à limitation ~~**préventive**~~ aux services Système »	RTE ne partage pas cette observation : les règles en vigueur traitent le cas des limitations curatives. En effet, l'article 4.M.3.1.2 précise qu'en cas d'aléa, le responsable de réserves n'est pas redevable d'une indemnité ; le bilan de réserves est insensibilisé à l'écart en résultant. La disposition étant énoncée en des termes génériques s'applique ainsi aux cas des utilisateurs soumis à une offre de raccordement avec limitations curatives à sa charge. Aussi, les dispositions expérimentales se limitent aux seuls cas des limitations préventives
ADEef	4.S.7	Certification SSYf des sites bénéficiant d'une Offre de Raccordement Alternative : Les GRD sont favorables à cette évolution qui favorisera l'insertion de nouvelles capacités sur le réseau. Les propositions vont dans le sens de responsabilisation des acteurs, en les autorisant à se certifier tout en garantissant le respect des conditions de raccordement et d'exploitation. La mise en œuvre pratique pour les sites raccordés au RPD nécessitera de préciser les modalités opérationnelles d'échange d'information entre GRD et RTE.		RTE partage l'observation de l'ADEef et lancera des travaux pour définir les modalités opérationnelles d'échanges d'informations entre le GRD et le GRT ».
ADEef	Annexe 4	Ajout d'un colonne « poste source » dans l'annexe 4 : Les GRD s'interrogent sur cet ajout : les GRD comprennent que l'annexe 4 est initiée par RTE puis soumise à signature du RR à partir des données dont RTE dispose, incluant les données de	Supprimer la colonne « poste source » dans l'annexe 4 Au 4.F.3.3, ajouter (avec date pivot ultérieure) le	RTE confirme que la donnée "poste source" de l'annexe 4 n'est pas une donnée transmise par le GRD. Il s'agit ici d'une donnée échangée entre le RR et RTE qui permet de définir la localisation du site.

		périmètre transmises par les GRD (4.F). Or le poste source ne fait pas partie de ces données. Les GRD comprennent que le besoin de RTE est de savoir à quelle maille géographique les flux sur le réseau vont évoluer. Ce besoin n'avait pas été évoqué pendant la concertation, et ne figure donc pas dans les trajectoires de développement des GRD. Dès lors, l'ADEeF propose d'instruire la faisabilité et le délai pour intégrer un fichier « Facteur d'Impact par Poste source » sur le même principe que celui existant sur MA et NEBEF, plutôt que d'ajouter une colonne site par site. Cette évolution pourra faire l'objet d'une date pivot.	principe d'un Fichier d'Impact par poste source (cf MA 2.F.3.3.3.2.3.)	RTE propose plutôt d'indiquer que ce champ n'est à renseigner que pour le RPT et par le RR.
Alpiq Energie France	4.F.2.4.2	Peut on définir "sous télémesure" et "Télémesure" ?		La « télémesures » est une téléinformation. Les téléinformations à installer lors du raccordement RPT ou de la mise en observabilité d'un Site sont définies dans le cahier des charges téléconduite. RTE n'intègrera pas les définitions de « télémesures » et « sous-télémesure » et invite à se référer aux exigences de raccordement (cahier des charges téléconduite pour le HTB)
Alpiq Energie France	4.F.2.4.2	D'après ce qui a été dit en concertation, le Site mentionné ici se réfère plutôt au Site de tête dans le cas ou il y aurait des Sites en décompte. Ces Sites en décompte ont un dispositif de comptage, au même titre que le site de tête. Que veut dire RTE par "Lorsque la Télémesure transmise à RTE ne couvre pas le périmètre du site" ?	Dans le jeu de règle en vigeur, la "sous-télémesure" concerne l'envoi de la réalisation du signal avec le régage pour un sous processus d'un site non équipé de compteur. Pour un sous processus d'un Site en Décompte, combien de Télémesure et téléinformation doit-on donner ? La plupart du temps il est possible que la donnée de comptage du Site de tête, qui servirait à l'envoi de la TM du Site de Tête, ne soit pas contractuellement liée avec le RR qui réalise le service à partir d'un site en décompte. Avant d'introduire ce point dans les règles, pourrait-on continuer l'instruction en concertation ?	La télémesure du site de tête est une exigence du raccordement dans le cas d'un raccordement HTB. L'acteur doit se référer aux exigences de mise en observabilité, où il saura s'il doit transmettre les télémesures du site de tête. Le cas échéant, il est de sa responsabilité d'établir un contrat pour avoir accès aux téléinformations du site de tête. RTE refuse la demande.
Alpiq Energie France	4.F.2.4.2	"Le dispositif de télémesure doit être conforme aux dispositions de l'article 4.7 de la DTR", qu'en est-il de cette sous télémesure ?		RTE confirme que la sous-télémesure, étant une télémesure, doit être conforme aux dispositions de l'article 4.7 de la DTR de RTE.
Alpiq Energie France	4.H.4.2.2.1	Alpiq est favorable à cette évolution	Alpiq souhaiterait une date de fin sur la possibilité de soumettre des offres symétriques, afin de lever cette cause qui é été présentée comme principale, dans l'atteinte des niveaux de prix atteints lors des AO aFRR de Novembre 2021.	RTE va instruire le sujet dans le cadre du prochain jeu de règles SSY.

Alpiq Energie France	4.M.4.2	Alpiq aimerait comprendre comment une EDR défaillante peut encore se programmer et avoir un PM. Un biais pourrait être introduit sur les AO FCR ou aFRR par la soumission d'offres qui sont défaillantes.	Alpiq souahite que soit étudier la possibilité d'interdire la programation en SSY d'EDP non conforme ou défaillante aux règles SSYf, quelque soit leur type.	Les Responsables de Réserve doivent offrir leurs capacités constructives sur les appels d'offre. L'accès aux appels d'offre ne peut alors pas leur être interdit. Il est de la responsabilité du responsable de réserve de programmer avec des EDR non défaillantes, si ce n'est pas le cas alors il paiera un abattement. Le pourcentage de défaillance d'une EDR dépend de plusieurs paramètres et est fonction du temps passé en écart, il représente un taux moyen mais ne correspond pas à la défaillance réelle constatée sur chaque pas demi horaire donc il n'est pas possible d'anticiper si l'EDR sera défaillante pour le jour d'après. De plus, si la contribution de l'EDR est inférieure à 20% alors sa programmation est annulée. Enfin, si au délà de 3 ans l'EDR n'est pas remise en conformité RTE applique un pourcentage de défaillance de 300% ce qui semble être assez dissuasif. Si à l'avenir RTE constate que ces EDR défaillantes continuent de programmer alors d'autres sanctions pourront être envisagées.
Alpiq Energie France	4.M.5.1	Alpiq souhaite que pour les Sites de stockage stationnaire, la courbe d'Injection du site et la courbe de soutirage du site soient corrigées des énergies de SSYf. La correction seule du périmètre RE n'est pas suffisante pour la bonne facturation des contrats de fourniture et de rachat. Les informations doivent être à la maille site. Un site de Stockage stationnaire a un CARD/T soutirage ou consommateur ou un CU, à ce titre c'est un site de soutirage. A minima les mêmes modalités doivent s'appliquer sur les courbes de charges de ces sites qui consomment de l'énergie.		RTE informe qu'un site de stockage raccordé directement au réseau de transport signe un CART de type producteur. RTE fera prochainement évoluer le CART producteur pour y intégrer explicitement les sites de stockage. Un site de stockage stationnaire n'est pas considéré comme un site de soutirage dans les règles SSYf. Ses énergies de réglages sont actuellement traitées de la même manière qu'un site d'injection. RTE note tout de même le point pour l'instruire dans un cadre transverse lors de la prochaine consultation.
Alpiq Energie France	4.P	Alpiq souhaiterait avoir le détail par offres déposées par volume et prix, et non uniquement les volumes agrégés. Ce point n'apparait pas dans la liste des indicateurs publiées, or il a été présenté en GT une API qui fournit ces informations.	La non Transparence des données, des offres et des capacités disponibles peuvent contribuer fortement au mauvais fonctionnement des AO. Ainsi, Alpiq souhaite la publication de l'ensemble des offres déposées anonymisées : volume et prix proposés, divisibilité ou non de l'offre, liens d'exclusivité s'il y en a. Alpiq considère que cela permettra aux acteurs de faire des analyses correctes et pertinentes, et permettra de positionner les offres sur chacun des AO FCR, aFRR et RR/RC et Spot sans devoir mettre dans chacun des AO des primes de risques importantes qui conduiront	RTE a intégré le détail des offres individuelles d'énergie d'aFRR et le prix marginal au pas 4 secondes dans la liste des indicateurs mais ne publiera pas le détail des offres de capacités non retenues à l'Appel d'Offre (cf consultation des règles SSY v7.1).

			potentiellement à faire monter les prix de résultats de enchères. Au regard des timings des enchères, les offres seront faites la veille ou en J-2, les risques associés doivent pouvoir être maîtrisés.	
Alpiq Energie France	4.S.7	"L’acteur redéclare son programme d’appel services système à 0 pour l’EDP concernée jusqu’à la fin de la limitation ;" Alpiq s'interroge sur l'intéret qu'aurait le RP du site à intégrer et à redéclarer un programme car la limitation peut s'arrêter dans le DN. RTE se priverait alors de SSY à la fin de la contrainte ayant généré la limitation. Par ailleurs, un seul sens de réserve pourrait être tracé à 0, soit la hausse, soit la baisse mais pas les 2, en fonction de la limitation, en injection ou en soutirage. Sur un risque de limitation en injection, la réserve peut être réalisée de façon asymétrique à la baisse.	Sauf à avoir un engagement de la part du gestionaire de réseau sur la durée de la contrainte (transmise par un automate ou un appel ?) alors le RP n'a pas d'intêret à redéclarer son PA. Seul le gestionnaire de réseau a une vision sur la contrainte et non le RP. Alpiq souhaiterait savoir ce que font les EDP qui sont, dans le fonctionnement actuel, limitées pour contrainte réseaux, et si elles redéclarent leur programme.	La durée de la limitation n'est pas connue quand celle-ci débute. Si l'acteur choisit de ne pas se redéclarer, à la fin de la limitation il devra immédiatement suivre son programme au risque d'être en défaillance. RTE préconise donc la redéclaration du Programme d'Appel. Concernant l'interdiction de participer aux SSyf pendant la limitation, la disposition transitoire modifie significativement les conditions d'exploitation pour RTE. Cela pose notamment des questions quant à la traçabilité (l'asset fournit-il encore ? Si oui combien ? Ou l'acteur a-t-il omis de rédéclarer ?). Cette traçabilité est jugée essentielle pour que RTE assure la sûreté système. Il n'a par ailleurs pour l'heure pas été démontré que contrôle de performance sera en mesure de vérifier que l'acteur tient ses engagements, ce qui accroît l'incertitude sur la traçabilité. Pour ces raisons, et dans le cadre expérimental qui est proposé ici, RTE maintient l'interdiction de participer aux SSyf pendant une limitation.
Alpiq Energie France	4.S.7.5	Retour d’expérience et étude d’extension de la participation : Alpiq souhaiterait un REX en GT SSY sous 3 mois après la mise en service et la certification d'un tel site, ainsi qu'un suivi du nombre de site concernés au cours des années.		RTE prend note de la demande de l'acteur. Néanmoins, proposer dans les règles une durée pour la réalisation du REX ne paraît pas pertinent. En effet : - la première limitation pour le site, objet du REX, peut survenir après cette durée, d'autant plus que les limitations peuvent être saisonnières ; - il est intéressant d'observer le comportement du site sur une période temporelle étendue pour identifier plusieurs situations types ;
Alpiq Energie France	Annexe 4	Que faut-il remplir pour les nouveaux champs : TM du site, TM EDR, Etat des TM ?		Pour "TM du site" et "TM EDR", il s'agit des libellés génériques qui s'appliqueront à toutes les TM resp. du site ou de l'EDR (P.PROD, SOC.EDR, TM PC, TM F.PROD...) ; ce libellé générique est défini entre le RR et RTE au travers de la fiche navette au moment de la configuration de l'EDR dans la téléconduite.

				"Etat des TM": permet de connaître le statut d'avancement de la configuration des TM dans le circuit téléconduite, les valeurs renseignées sont définies en lien avec le commercial, les valeurs possibles sont [demande de création envoyée / fiche navette envoyée / essais programmés / demande non initiée / TM créée].
Alpiq Energie France	20231006_RM_Chap4_SSY_v1_Projet_Trame_type_aFRR_AGREGAT_consultation	Le 20231006_RM_Chap4_SSY_v1_Projet_Trame_type_aFRR_AGREGAT_consultation étant en consulation, Alpiq considere alors qu'elle va faire partie des règles.	Alpiq propose que cette trame soit annexée aux régles et qu'elle soit renommée Annexe 14	RTE refuse la proposition. La certification des moyens de stockages et des agrégats pour la réserve secondaire n'a pas obtenu un retour d'expérience suffisant. RTE intégrera cette trame quand le processus aura été validé par un nombre suffisant de certifications. La trame a été intégrée à cette consultation dans le but de regrouper les actions de relecture de chaque acteur. En comparaison, le stockage est sorti du cadre transitoire pour la réserve primaire en 2022. Il y avait alors 200 MW certifiés en janvier 2022 contre moins de 50 MW certifiés aujourd'hui pour le réglage secondaire.
CNR	4.H.5.3.2	Dans ce paragraphe, un renvoi est indiqué vers le paragraphe 4.H.5.3.4 et inversement. Ne manquerait-il pas une information relative à la transmission des chroniques par RTE lors d'une indisponibilité du SI ?		Cela est précisé en fin de paragraphe; "Dans le cas contraire, RTE répartit le besoin de Réserve au prorata des valeurs de Capacités Constructives Certifiées des Entités de Réserve concernées Aptes à fournir le Type de Réserve symétrique concerné, indépendamment de la production qu'ils prévoient d'injecter et sans prise en compte des inaptitudes temporaires." En mode fallback FCR avec un mode AO la veille (prescriptions nulles): - s'il y a une indisponibilité SI lors du calcul des prescriptions indicatives alors RTE calcule les prescriptions au porata des capcités constructives - s'il y a une indisponibilité SI lors du calcul des prescriptions définitives alors RTE renvoie les prescriptions indicatives du jour, indépendamment de savoir comment elles ont été calculées (avec ou sans indisponibilité du SI)
CNR	4.H.5.3.2 4.H.5.3.4	En cas d'inaptitude hydraulique (crue) et en cas de défaillance du SI, il avait été validé en GT RTE que les écarts dus au calcul de l'obligation basé sur les obligations des jours précédents seraient neutralisés en back Office (niveau facturation). Nous ne retrouvons pas cette précision dans ce chapitre.	Précision à apporter	RTE a ajouté cette précision au paragraphe 4.H.5.2.1
EDF SA	4.2.4	Est-ce que RTE peut clarifier l'intérêt d'utiliser la notion de GDP en plus de celle de Site ? Un GDP est forcément rattaché à un Site ou à		RTE remercie EDF pour ce retour. La notion de groupe de production est différente de la notion de

		une EDP, pourquoi ne pas utiliser ces notions plutôt ? Exemple au 4.F.2.4.1.1 « Un GDP ou Site ne peut appartenir qu'à une seule Entité de Réserve. » Quelle est la valeur ajoutée sachant qu'un GDP est forcément rattaché via un Site à une EDR ? Cette formulation paraît redondante.		site. En effet, un site d'injection peut contenir plusieurs groupes de production. Si le site contient 4 groupes de productions. Ces 4 groupes de production peuvent apartenir à 4 EDA différentes. Cela permet donc de prendre en compte ce cas.
EDF SA	4.F.2.4.2	Le 4ème paragraphe de cet article permet à RTE de demander au Responsable de Réserve la transmission de l'ensemble des télémesures individuelles de chaque GDP ou Site, après avoir fait le choix de transmettre une télémesure agrégée à la maille de l'EDR. Cette possibilité est à encadrer. EDF propose de préciser que la transmission de ces télémesures individuelles ne seraient dans ce cas que ponctuelles, sans exigence d'envoi en temps réel. Par ailleurs, EDF propose quelques changements rédactionnels visant à clarifier les dispositions s'appliquant aux sous-télémesures.	Le Responsable de Réserve doit transmettre à RTE en temps réel les télémesures de chaque GDP ou Site composant son Entité de Réserve ou une télémesure agrégée à la maille de l'Entité de Réserve. En cas de fourniture en temps réel d'une télémesure agrégée, le Responsable de Réserve doit être en capacité de fournir ~~à la demande de RTE~~ les télémesures individuelles de chaque GDP ou Site **de l'EDR à la suite d'une demande ponctuelle de RTE**. **La transmission de ces télémesures individuelles à RTE n'a pas à être réalisée en temps réel.** ~~La télémesure doit~~ **Les télémesures individuelles** doi**vent** couvrir l'intégralité des départs ~~du~~ **de chaque** Site**, lorsque c'est possible et pertinent**. Lorsque ~~la télémesure transmise à RTE~~ **les télémesures individuelles** ne couvre**nt** pas le périmètre intégral ~~du~~ **d'un** Site, une sous-télémesure doit être mise en place pour ne couvrir que le ou les processus à partir desquels les Services Système sont fournis. Cette sous-télémesure sera utilisée à des fins de vérification de la mesure de la fourniture du service au **niveau** Point de Livraison et comme remontée de données nominales des données de télémesures. Dans ce cas, RTE souhaitera avoir une confirmation du bon fonctionnement du réglage sur le réseau lors de la procédure de certification, avec une justification de non contre-réglage au sein du Site. Le Responsable de Réserve doit alors fournir à RTE une description des processus de tout le Site, une description de l'asservissement mis en œuvre au niveau de chaque processus à partir desquels les Services Système sont fournis, et une justification de l'absence de contre-réglage (régulation d'effet contraire annulant la fourniture de Services Système au niveau du Site) et **de** corrélation avec les autres processus du~~/des~~ Site~~s~~ non télémesurés. Des données complémentaires (données de comptage...) pourront être demandées par RTE.	RTE souhaite conserver la possibilité d'avoir les TM individuelles en temps réel pour assurer le contrôle. Dans le cas des entités raccordées au RPD au-delà d'un seuil autours du MW et celles raccordées au RPT, RTE surveille les flux avec cette observabilité. Par exemple, RTE a besoin de contrôler que la puissance programmée d'un agrégat de batteries est en cohérence avec son nombre de site en service (panne de matériel, limitation réseau, ...). RTE refuse donc de supprimer l'exigence d'envoi en temps-réel. Toutefois, cette demande de RTE est ponctuelle et est plutôt rare dans la plupart des cas. RTE accepte d'ajouter l'adjectif "ponctuelle" pour qualifier la demande afin de préciser l'usage. RTE accepte une partie des modifications proposées aux dispositions s'appliquant à la sous-télémesure.
EDF SA	4.F.3.1.3.3	La rédaction de l'article ne reprend pas les précisions apportées par RTE pendant la concertation. Il serait utile de préciser les différentes modalités résumées dans le tableau au SY3.2.1 du	Conserver le 1er paragraphe tel quel mais indiquer les contraintes sur les jours de prise en compte. Ensuite ajouter par exemple la précision : "Lorsque la	RTE va réaliser une fiche pédagogique multi-mécanismes reprenant les éléments de la gestion de périmètre, et y intégrera ces précisions.

		rapport d'accompagnement pour qu'il soit aisé de les retrouver. Le plus simple serait certainement d'ajouter ce tableau dans le corps des règles, en distinguant le cas de la création d'une EDR et celui d'une évolution du périmètre d'une EDR existante.	demande de modification du Périmètre de Réserve correspond à l'évolution de la composition d'une Entité de Réserve, elle doit être transmise à RTE 5 Jours Ouvrés avant la fin du mois M pour pouvoir être prise en compte le premier Jour du Mois M+1.	
EDF SA	4.H.3.2.	Le projet de code réseau européen "Demand Response" prévoit dans son article 29 que les GRT proposent au plus tard 12 mois après l'entrée en vigueur du code, une feuille de route sur le passage à 0,1 MW de la granularité des produits standard d'équilibrage. En vue d'encourager la participation des flexibilités diffuses à la FCR, EDF propose que RTE porte l'abaissement de la granularité des offres de capacités de Réserve Primaire à 0,1 MW et de la durée du produit de 4h à 1h auprès de la FCR Cooperation. Par ailleurs, EDF souhaite que RTE permette la programmation des réserves à une granularité de 0,1 MW.		RTE fera évoluer les règles SSYf une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre les GRT de la FCR Cooperation. La réduction de la durée du produit de 4h à 1h pourra être de nouveau concertée au niveau européen lors de l'amendemant de l'article 33 du code EBGL.
EDF SA	4.H.4.2.1.	Le projet de code réseau européen "Demand Response" prévoit dans son article 29 que les TSO proposent au plus tard 12 mois après l'entrée en vigueur du code, une feuille de route sur le passage à 0,1 MW des bids relatifs aux offres standard de balancing, de façon à faciliter la contribution des capacités de réglage diffuses à ces services. En vue d'encourager la participation des flexibilités diffuses à l'aFRR, EDF propose que RTE inscrive dans les règles la perspective de l'abaissement de la résolution du produit de Capacité de Réserve Secondaire à 0,1 MW, à partir d'une date pivot à définir.	Ajouter le paragraphe suivant à la fin du § 4.H.4.2.1.: "A partir de la date SYXX, les Offres de Capacité de Réserve Secondaire sont remises au pas de 0,1 MW.". Modifier le § 4.H.4.4.1 en ajoutant après "Les offres partiellement retenues le sont par incréments de 1 MW." la phrase "A partir de la date SYXX, les offres partiellement retenues le sont par incréments de 0,1 MW.".	RTE fera évoluer les règles SSYf une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre RTE et la CRE.
EDF SA	4.H.5	EDF ne comprend pas très bien pourquoi les sites d'injection non synchrones ne sont pas concernés par la prescription. Les raisons n'ayant pas été développées en GT ou dans le rapport d'accompagnement. Pourtant, certains parcs sont tenus de programmer leur puissance active.		De nombreux acteurs EnR se sont opposés aux prescriptions et étant donné le manque de recul sur la certification de ces actifs, RTE a été décidé de ne pas les inclure dans le calcul des obligations de réserves (cf GT SSYf du 22/09/2022). En revanche, l'obligation de déposer aux appels d'offres s'appliquent aux sites d'injection non synchrones.
EDF SA	4.H.5.2.1	Forme : La 1ère phrase est incomplète.	Remplacer par : « Le Responsable de Réserve peut tenir compte des inaptitudes temporaires liées à l'exploitation des EDP qui constituent ses Entités de Réserves et peut traiter... »	RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.H.6.1	Forme : Il serait utile de préciser que la solution facilitant l'échange d'information est décrite dans les Règles SSY SI.	RTE met à disposition des Responsables de Réserve une solution facilitant l'échange d'informations entre eux, **décrite dans les Règles SI**. L'échange d'information porte les potentiels volumes et prix d'achat et de vente de Services Système entre Responsables de Réserve.	RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.H.4.6.3	La retour à une contractualisation par obligations doit résulter, selon la réglementation européenne, de l'octroi par le régulateur national d'une dérogation prise en application du Règlement	Suppression de l'article	RTE considère que pour la sécurité de l'exploitation il faut maintenir cet article. Lors de la courte ouverture de l'appel d'offres en 2021, le

		Electricité. Ainsi, un article seul des Règles SSY fréquence ne devrait pas permettre de suspendre la contractualisation par appel d'offres. Par ailleurs, la reprise de l'AO s'effectuera plus d'un an après la mise en service initiale du SI. Les incidents SI ponctuels seront donc déjà couverts par les situations de repli décrites au chapitre 4.H.4.6, de manière analogue à ceux impactant la contractualisation de la Réserve Primaire. Ainsi, EDF propose de supprimer cet article qui est caduc.		fonctionnement des modes dégradés (l'activation de guichets de secours et appel à un jour similaire) n'a pas été éprouvé.
EDF SA	4.L.3.2.3.2	Numérotation : le numéro de cet article ne devrait-il pas être 4.L.3.2.3.1.3 ?		RTE valide que le numéro de l'article devrait être 4.L.3.2.3.1.3 et a modifié le texte en ce sens
EDF SA	4.L.3.2.3.1 et 4.L.3.2.3.2	EDF souhaiterait qu'une précision soit ajoutée afin de clarifier que les écarts élémentaires positifs détectés sur des pas de temps où l'EDR n'a pas reçu un niveau N valide ne sont pas pris en compte, lorsque ce niveau invalide est imputable à RTE.	Ajouter un avant-dernier paragraphe dans les articles Critères de contrôle : "L'écart élémentaire sur un transitoire sera considéré invalide s'il est imputable à un niveau d'activation N invalide, imputable à RTE".	RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.M.1.1	La valeur de base du Prix Forfaitaire de Capacité ne reflète plus les fondamentaux ni les conditions actuelles des marchés de l'énergie. Cette valeur est issue d'une estimation des coûts de sourcing datant du début des années 2000, alors que les contraintes techniques et le paysage réglementaire s'appliquant aux acteurs obligés ont sensiblement évolué depuis. EDF propose une revalorisation du PFC, sur la base des coûts de programmation observés. EDF se tient à la disposition de RTE pour échanger sur le sujet. EDF remarque par ailleurs que le coefficient Kt est complètement décorrélé des fondamentaux des marchés de l'énergie et ne semble donc pas être l'indexation la plus appropriée. EDF regrette par ailleurs que RTE n'ait proposé aucune concertation sur ce sujet depuis l'annonce du retour à la prescription.		RTE prend note des remarques d'EDF mais rappelle qu'il a été convenu avec la CRE de concentrer les efforts sur les conditions de reprise de l'appel d'offres pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire plutôt que sur la révision du PFC.
EDF SA	4.M.3.1.3 et 4.M.4.2.2	EDF suggère de remettre les formules en entier pour le cas d'une contractualisation par obligation. En effet, la rédaction proposée pour le dernier paragraphe est ambigue avec « par deux fois le Prix Forfaitaire Capacité ». On pourrait croire qu'il faut remplacer par 2 x PFC. En profiter pour faire référence à l'article qui décrit la situation de repli 4.H.3.6		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.M.3.1.4	La formule d'indemnité dans le cas d'une contractualisation par obligations n'est pas que valable avant la date SY2. Même si EDF souhaite supprimer cet article, cette formule sera également applicable en cas de recours au 4.H.4.6.3, après la date SY2.		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.M.3.2.1	Forme : Conformément aux disposition Harmonie, mettre en valeur la formule du volume V en l'encadrant.		RTE a harmonisé la mise en forme
EDF SA	4.M.3.2.1	Pourquoi ne pas proposer un nom différent pour ces deux indemnités ? Il y aura bien 2 lignes distinctes dans les bilans de facturation.	Il y aura bien 2 lignes distinctes (une pour la baisse et une pour la hausse) mais concernant la même	

			indemnité. La distinction hausse/baisse étant présente dans la rédaction, RTE la conserve ainsi.	
EDF SA	4.M.3.3	EDF suggère d'ajouter au motif réseau les cas de défaillances d'envoi du niveau N, imputable à RTE.	Ajouter une phrase après le paragraphe : « aucune Indemnité, au titre du réglage de la fréquence, n'est appliquée lorsqu'elle est liée directement à l'absence de l'envoi d'un niveau d'activation N à un Site appartenant à cette Entité de Réserve, imputable à RTE. »	RTE est en phase avec la suggestion de l'acteur et va proposer un ajout pour couvrir le cas d'un problème de transmission du Niveau.
EDF SA	4.M.4.1	Ajouter les contrôles F7 et F8 dans la liste des critères non statistiques au 4ème paragraphe.		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.S.1	La date de validité des Certificats d'Aptitude, telle que proposée au 1er juillet 2024, est extrêmement proche et ne permettra pas d'établir le retour d'expérience attendu par RTE. EDF propose de considérer une durée de validité de 12 mois à partir de la date d'attribution des Certificats d'Aptitude, plutôt que la date fixe du 1er juillet 2024.	Remplacer le 3ème alinea du § 4.S.1.2 par "Les Certificats d'Aptitude attribués par RTE pour ces Entités de Réserve ont une validité limitée **à 12 mois à partir de la date d'attribution du Certificat d'Aptitude** ~~au 1er Juillet 2024~~. A l'issue de cette période, les Entités de Réserve non conformes ou dont le fonctionnement a été jugé non satisfaisant par RTE ne verront pas leur Certificat d'Aptitude reconduit."	RTE propose de repousser la date de validité des certificats d'aptitude au 1er janvier 2026.
EDF SA	4.S.2.2	La date de validité des Certificats d'Aptitude, telle que proposée au 1er juillet 2024, est extrêmement proche et ne permettra pas d'établir le retour d'expérience attendu par RTE. Elle devrait être mise à jour. EDF propose de considérer une durée de validité de 12 mois à partir de la date d'attribution des Certificats d'Aptitude, plutôt qu'une date fixe.	"Les Certificats d'Aptitude attribués par RTE pour ces Entités de Réserve ont une validité limitée ~~au 1er Juillet 2024~~ à un an à compter de leur attribution."	RTE propose de repousser la date de validité des certificats d'aptitude au 1er janvier 2026.
EDF SA	4.S.4	Forme : Oubli de supprimer le paragraphe avec la date G qui a été remplacé par le paragraphe avec la date SY1.		RTE est d'accord pour supprimer la mention à la date G
EDF SA	4.S.4	Les capacités de réglage V2G/V1G sont susceptibles d'être installées sur des Sites variés: Sites de Soutirage raccordés au RPD ou RPT. Les règles qui s'appliquent à la constitution des EDP Soutirage (qui ne peuvent comporter que des Sites raccordés au RPD ou que des Sites raccordés au RPT) sont de nature à freiner la contribution du V2G/V1G aux services système fréquence s'il n'est pas possible de constituer des EDR agrégeant plusieurs EDP Soutirage par exemple. EDF propose d'étendre aux EDR Diffuses l'expérimentation relative aux agrégations mixtes au sein des EDR.	- Supprimer la phrase "Les EDP ne sont pas composées exclusivement de Sites dont la capacité maximum de réglage en Réserve Primaire ou Réserve Secondaire, à la Hausse et à la baisse, est inférieure à 250 kW;". - Supprimer la phrase "Une Entité de Réserve avec ce type d'agrégation ne peut pas bénéficier des dispositions relatives à l'expérimentation sur l'évolution de la composition d'une Entité de Réserve Diffuse décrites dans l'Article 4.S.6."	RTE n'a pas un REX suffisant sur les EDR mixtes pour y intégrer les sites diffus. RTE note toutefois le point pour les prochaines règles SSYf.
EDF SA	4.S.6	Concernant la nouvelle disposition transitoire sur la recertification des EDR diffuses, EDF souhaiterait que la condition imposant ou non le besoin de recertification puisse également reposer sur un critère d'évolution de la capacité certifiée. EDF propose donc un nouveau critère complémentaire à l'existant (10% du nombre de site). Les seuils en puissance proposés sont ceux proposés actuellement pour le texte du futur Règlement "Demand Response".	"Le Responsable de Réserve peut ajouter ou retirer des Sites de son Entité de Réserve, sans qu'un nouvel examen de l'Aptitude puisse être exigé par RTE : - si le nombre total des Sites ajoutés et/ou retirés est inférieur à 10% du nombre de Sites initial en cumulé, - **ou si l'évolution de la Capacité Marché est inférieure ou égale à 10% de la Capacité Marché initiale et est inférieure ou égale à 3 MW**. RTE examinera alors au cas par cas les éventuels besoins de recertification, conformément à l'article 4.G."	RTE a proposé un cadre de recertification pour les EDR diffuses : elles peuvent valoriser jusqu'au maximum entre + 5 MW ou + 2 fois leur capacité certifiée en ne réalisant qu'une demande de recertification. L'EDR peut alors valoriser les MW dont elle dispose au jour le jour dès la validation du dossier étape 1 (détails sur l'installation et simulations). L'EDR finalise sa certification quand elle est en capacité de programmer les MW à certifier

			En conséquence, supprimer l'avant-dernier paragraphe de l'article 4.S.6.	pendant un test 8h. RTE considère que ce cadre répond au besoin tout en assurant un contrôle nécessaire en cas de défaillance.
EDF SA	4.S.7.3	Forme : reprendre les termes définis en majuscule		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.A12.3 Dynamique temporelle	La modification ajoutant l'exigence que la durée d'activation complète ne doit pas être volontairement retardée n'a pas été concertée. EDF estime qu'il s'agit d'une sur-exigence par rapport à l'article 154.7(a) de SOGL, dont l'esprit est de ne pas retarder le début du réglage par rapport à l'occurrence d'une déviation de fréquence. La dynamique exigée pour le produit est une réponse au moins linéaire en moins de 30s. EDF estime qu'il est légitime de pouvoir allonger la durée d'activation complète, dans le respect des exigences de dynamique SOGL, afin de préserver les équipements, par exemple en limitant le cyclage des batteries. EDF estime qu'un exploitant a le droit de conserver une maîtrise de la dynamique des variations de ses équipements. Si RTE souhaite disposer d'un réglage plus rapide que la FCR, il est libre de contractualiser un nouveau produit de réserve, comme le font déjà d'autres GRTs.	"Pour toute variation de fréquence Δf = f – fn comprise entre 0 et +/- 200 mHz à partir de 50 Hz, l'activation de la réponse de l'Entité de Réserve (délai d'activation (t1) ~~et durée d'activation complète (t2)~~) ne doit pas être volontairement retardée : le délai d'activation (t1) est à préciser dans la fiche 1"	RTE refuse la proposition, car la mofidication relève d'une uniformisation de la trame FCR avec le cahier des charges des capacités constructives, déjà concerté. La phrase « l'activation de la réponse de l'unité (délai d'activation t1 et durée d'activation complète t2) ne doit pas être volontairement retardée » existe donc déjà dans la trame des capacités constructives actuelle. Cela n'implique pas un nouveau réglage de fréquence, c'est-à-dire que ce n'est pas du réglage de fréquence rapide comme il est demandé en GB.
EDF SA	4.A12.5.1	Forme : dans le tableau RTE définit les variables avec des termes incohérents par rapport à ceux définis pour la formule juste au-dessus pour Eutile et E. EDF suggère de conserver le terme énergie plutôt que capacité, afin d'éviter toute confusion avec des capacités de réserve, à la fois dans le tableau et dans le texte situé en-dessous.		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.A12.5.1	EDF propose de laisser une certaine souplesse dans la définition des indicateurs de tenue du délai de 15min. L'Annexe pourrait laisser la possibilité à RTE de réaliser un REX suite à l'utilisation de ces nouveaux indicateurs, et de pouvoir les adapter si nécessaire sans attendre une prochaine évolution des règles.	Ajouter à la fin du paragraphe 4.A12.5.1 la phrase "L'adaptation des indicateurs TtenueFCR_inf(t) et TtenueFCR_sup(t) sera évaluée par RTE. En cas d'inadaptation, une mise à jour de la formule des indicateurs pourra être proposée en concertation par RTE."	RTE est d'accord pour apporter les modifications proposées.
EDF SA	4.A12.5.2	Est-ce que RTE peut clarifier la signification de la phrase ajoutée "La gestion active du stock doit être construite à partir de critères électrotechniques seulement." ?		RTE propose la formulation suivante : "La gestion active du stock doit être construite à partir de critères électrotechniques internes à l'EDR seulement, tels que la puissance, la fréquence, le SoC, … Par exemple, les critères marchés ne sont pas acceptés."
EDF SA	4.A12.5.2	En Etat Normal, le processus de gestion active du stock doit modifier la puissance de consigne autant que nécessaire pour maintenir la capacité de l'EDR à fournir RP pendant au moins 15 minutes. Il n'y a pas lieu de modifier la puissance de consigne si l'état de charge ne le nécessite pas. Proposition de reformulation pour clarifier ce point.	Remplacer la phrase "Le processus de gestion active du stock devra modifier la puissance de consigne Pc de façon à maintenir $T_{tenueFCR_inf}(t)$ et $T_{tenueFCR_sup}(t)$ supérieurs à 15 minutes en Etat Normal." par la phrase "En Etat Normal, le processus de gestion active du stock devra modifier la puissance de consigne Pc, **si l'état de charge**	RTE ne trouve pas pertinent d'ajouter cette précision. L'obligation porte sur le respect de tenue des indicateurs au-dessus de 15min et non sur la modification de la puissance de consigne.

			le nécessite, de façon à maintenir $T_{tenueFCR_inf}(t)$ et $T_{tenueFCR_sup}(t)$ supérieurs ou égaux à 15 minutes**."**	
EDF SA	4.A12.5.3.1	Quel est le rapport entre le mode réserve et l'activation complète de l'aFRR ?		RTE a décliné les propriétés supplémentaires de la FCR délibérées par la CRE le 21 janvier 2021 en intégrant les nouveaux indicateurs
EDF SA	4.A12.8	Forme : Oubli de majuscules pour plusieurs termes définis.		RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	4.A13.2.4 (Projet de trame aFRR)	Mettre en cohérence la définition d'EDR Diffuse avec celle utilisée dans le chapitre 0 (Dispositions Générales) et conserver uniquement le terme "Sites".	Modifier la définition d'Entité de Réserve Diffuse comme suit: "Entité de Réserve constituée exclusivement de Sites dont les capacités maximum de réglage en Réserve Primaire et/ou en Réserve Secondaire, à la Hausse et à la Baisse, sont inférieures ou égales à 250 kW."	RTE a pris en compte le retour d'EDF.
EDF SA	Transverse	Forme : EDF regrette que RTE propose de supprimer des schémas ou des exemples des jeux de règles qui permettent d'illustrer les formules de valorisations (4.M.3.1.2 et 4.M.4.2.1 notamment). Cela semble contraire aux objectifs d'harmonie qui était de rendre les règles plus lisibles et autoportantes. Plutôt que de supprimer ces illustrations au nom de l'harmonisation, il serait plus pertinent de les généraliser comme évoqué à l'occasion du GT Harmonie du 09/11/2022.	Conserver les schémas et les exemples des articles 4.M.3.1.2 et 4.M.4.2.1.	Compte-tenu de la volumétrie des règles de marché et par cohérence entre les différents chapitres, RTE a privilégié la lisibilité des formules en détaillant chaque composante plutôt que l'ajout d'exemples et schémas qui pourront faire l'objet de notes pédagogiques ou guides complémentaires.
Energy Pool	SY3. Processus d'évolution des entités de réserves (EDR)	Nous souhaitons interpeller RTE sur les difficultés opérationnelles pour les acteurs des contraintes liées à la constitution des périmètres et notamment sur la nécessité qu'une EDP injection incluse dans une EDR soit strictement égale à l'EDA. Cette contrainte empêche les acteurs de pouvoir constituer deux EDR distinctes avec des sites qu'ils souhaiteraient regrouper dans une même EDA.	Nous avons compris que la contrainte relevée provenait du SI de RTE et souhaiterions que RTE puisse modifier celui-ci en ce sens.	RTE a planifié deux simplifications à venir afin de réduire les contraintes sur les périmètres : - Une EDA injection RPD pourra être constituée de plusieurs EDP à partir de la date MA7. - Une EDR mixte pourra être composée de plusieurs EDP RPD par type (injection, soutirage, stockage) à partir de la date SY1 .
Energy Pool	SY4. Contractualisation de la réserve secondaire par l'appel d'offres journalier national	Nous sommes favorables à la proposition d'un rapport normatif de 1 entre le prix hausse et le prix baisse		RTE accepte d'intégrer ce rapport normatif dans les règles.
Energy Pool	SY8. Evolution des modalités de certification des EDR diffuses	Nous sommes favorables aux élements présentés concernant les modalités de certification des EDR diffuses	Nous souhaiterions que les modalités proposées puissent s'appliquer aux autres types d'EDR	RTE a communiqué en GT que cette évolution était restreinte aux EDR diffuses car l'évolution de leur composition est particulière par rapport aux EDR non diffuses. RTE note néanmoins le point pour l'étudier après un REX.
ENGIE	4.F	Le chapitre 4.F est un peu indigeste et devrait être simplifié. Ne peut-on pas mettre en annexe ou Fiche transverse les paragraphes sur l'identification des sites par exemple ? (ex : § 4.F.3.1.1).	Bonne identification des sites et GDP en annexe.	RTE va continuer les analyses sur 2024 de la cohérence permettant de vérifier la pertience de cette proposition. Cela sera également mis en regard des discussions actuelles sur le code

				Demand Response, pouvant nécessiter d'adapter la proposition actuelle.
ENGIE	4.F	Le tableau de synthèse §SY3.2.1 du doc d'accompagnement est trop compliqué. *Ex : en fonction de sa composition, une EDR est créee (initialisée ? ce terme d'existe pas dans les règles) soit n'importe quand en M, soit n'importe quel jour mais en M+1, soit le 1er jour de M+1.* Pourquoi ne pas imposer comme délai, pour création et évolution : 1er jour de M+1, avec délai de 5 JO pour RTE et 10 JO pour GRD ? Si pour certaines raisons, vous souhaitez maintenir ces règles, alors mettez ce tableau quelque part dans les règles, cela évitera que l'on se pose la question à chaque fois.	Création EDR ou évolution de périmètre : - prend effet au 1er jour de M+1 - si demandé avec délai de 5 JO pour RTE et 10 JO pour GRD	RTE remercie ENGIE pour sa proposition de simplication. Cette évolution ne sera pas inclus dans ce projet de règles v1. Néanmoins, cela pourra faire l'objet d'un sujet pour le futur cycle de concertation.
ENGIE	SY4	Concernant le rapport normatif normatif hausse/baisse sur les prix des offres symétriques, il est important que dans tous les cas, un rapport fixe entre les prix hausse et baisse est nécessairement non représentatif de la réalité économique et représente donc un signal biaisé pour les participants et investisseurs. En effet, la réalité économique est que le rapport hausse/baisse du coût de fourniture du service dépend du prix et varie donc pour chaque heure. Cependant, Engie ne s'oppose pas à cette proposition dans la mesure où la CRE a confirmé que les impacts de cette décision sur les prix/coûts de contractualisation ne peuvent plus être un motif suffisant à une suspension future de l'AO aFRR.		
ENGIE	4.K.2.1	*Création de la liste des Offres en Energie de Réserve Secondaire Activables par RTE* : le cas d'une programmation au pas 5' de la RS dans le PM n'est pas clairement expliqué ici : il y a potentiellement plusieurs listes successives (3) par période de validité.		RTE a pris en compte le retour d'ENGIE.
ENGIE	4.K.2.5	*En cas de défaillance avérée d'une EDR, RTE peut être amené à exclure des offres en énergie de RS :* Dans les règles, une défaillance EDR donne lieu à plusieurs types de traitements (correction du PM, abattement, filtrage d'offres) et l'on voit mal comment tout cela s'articule.		Il y a deux échéances de temps: - En temps réel: si l'EDR est défaillante et que sa contribution est inférieure à 20% alors RTE peut mettre le programme de marche de l'EDR à 0 (article 4.L.1.1) et de fait exclure l'offre de l'interclassement (article 2.K.5) - A posteriori: si l'EDR est défaillante et que sa contribution est ponctuellement inférieure à 20%, RTE peut mettre le programme à 0 (article 4.L.1.2) et ainsi annuler la rémunération en énergie, ou bien si la défaillance est pérenne RTE peut déclarer une fiche écart et appliquer une contribution défaillante (article 4.L.3.7.2) pouvant mener à un abattement (4.M.4.2).

ENGIE	4.L.1.2	Correction des Programmes par RTE : *Si RTE analyse a posteriori qu'une EDR n'a pas contribué ou que très partiellement (inférieure à 20%) aux réglages programmés ... , RTE peut ... corriger les programmes de Réserve* -> Normalement ce cas est traité par les abattement sur défaillance calculés a posteriori, sans que RTE n'ait à modifier le programme. Comment les deux process s'articulent ? A quoi sert ce paragraphe ?		La pénalisation de l'EDR sous forme d'abattement est faite dans le cas où la défaillance est pérenne. Ces paragraphes permettent de traiter les cas où la contribution est ponctuelle ou détectée en temps réel. La pénalisation se fait alors avec l'annulation de la rémunération en énergie et le processus d'indemnités. (Cf réponse sur la partie 4.K.2.5)
ENGIE	4.L.2.3	*Bilan retraité : somme des derniers PA … et pour lesquelles une offre d'ajustement standard ou spécifique pour motif reconstitution des Services Système a été activée.* On ne comprend pas la référence aux offres standards (TERRE ?).	"Somme des derniers Programmes d'Appel symétriques ou du Sens de Réserve concerné pour toutes les EDP ou EDP soutirage constituant les Entités de Réserve du Périmètre du Responsable de Réserve et pour lesquelles une offre d'ajustement ~~standard ou~~ spécifique pour motif reconstitution des Services Système a été activée, établis conformément à l'Article 4.I."	RTE a supprimé la mention aux ajustements standards qui n'existe pas pour la reconstitution des services système. RTE rappelle néanmoins que le bilan de réserve est basé sur le programme de marche et ce dernier prend en compte les activations standards. Ainsi, en cas d'erreur de saisie ou de dégradation volontaire des services système lors du renvoi de programme de marche standard par le receveur d'ordre, le responsable de réserve versera une indemnité à RTE si le bilan de réserve résultant est négatif.
ENGIE	4.L.2.3	*Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités* : le libellé n'est pas très clair. Ne peut-on pas être plus explicite ? Si il est exclusivement destiné à calculer les indemnités S suite à une dégradation des SSY sur appel MA, ne peut-on pas plutôt l'appeler *Bilan Dégradation SSy sur activation MA* ?	"Bilan Dégradation SSy sur activatio MA " plutôt que "Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités"	RTE propose de conserver la notion d'indemnité pour être cohérent avec les libellés utilisés dans le futur outil Back-Office ("Bilan pour indemnité PM"). RTE modifie alors le titre en "Bilan de Réserve pour l'indemnité de dégradation des SSYf sur activation MA" RTE simplifie aussi la partie 4.L.2.3 en supprimant les mentions "basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités" quand cela n'est pas nécessaire.
ENGIE	4.L.3.2.3	Les articles relatifs au contrôle du réalisé sont encore totalement orientés aFRR symétrique. A terme (dans un prochain jeu de règle), il serait pertinent de se poser la question de traiter les parties hausses et baisses indépendemment. En effet, dans une EDR, il peut s'agir de 2 PDL différents avec des dynamiques propres, répondant l'un à la hausse et l'autre à la baisse. Dans ce cas, s'il l'un fait défaut les 2 directions sont pénalisées avec des conséquences potentiellement lourdes.		RTE a prévu un affichage dissymétrisé dans la refonte de l'outil des calculs back-office SSYf, mis en service à partir du go-live ISP15. RTE précise aussi que les défaillances sont établies à la maille EDR et ne sont pas proportionnelles à l'écart réel. Le pourcentage de défaillance d'une EDR dépend de plusieurs paramètres et est fonction du temps passé en écart. Il représente un taux moyen mais ne correspond pas à la défaillance réelle constatée sur chaque pas demi horaire.
ENGIE	4.L.3.7.3	Bilan de réserve avec Défaillances : est-ce normal de se baser sur le Bilan au PM ? (on déduit la contribution défaillante au Bilan PM). Ce bilan au PM peut être négatif pour une raison qui échappe à l'acteur (dégradation SSY par RTE), sans lien avec une défaillance de réglage, et ce bilan va pourtant être pris en compte dans le	N'aurait-il pas fallu introduire la notion de BR "retraité pour défaillance" neutralisant la dégradation SSY demandée par RTE ?	L'utilisation du PM et non d'un PM retraité est bien justifiée. Cela n'inclut pas une double peine pour l'acteur car l'abattement est ensuite calculé sur le volume abattu et non le Bilan de Réserve avec Défaillance. Le volume abattu est calculé pour ne considérer que la part du réglage en défaillance

		calcul du volume abattu. N'est-ce pas une double peine pour l'acteur dégradé en SSYf ?		due à l'acteur et non à RTE. RTE ajoute un exemple dans le rapport d'accompagnement.
ENGIE	4.L.3.7.3	En terme de bilans calculés, le bilan PM n'apporte pas grand-chose. Ne peut-on pas plutôt calculer les 3 bilans suivants avec les libellés proposés qui sont auto-porteur. - Bilan de réserve programmée (sous-entendu au PA) -> Indemnités - Bilan "retraité pour Dégradation SSYf sur activation MA "-> indemnité S - Bilan "retraité pour Défaillance de réglage" -> Abattement		RTE renvoie à son autre réponse concernant la partie 4.L.3.7.3. Le bilan de réserve basé sur le PM brut est bien utile. RTE conserve alors les 3 bilans mentionnés dans les règles.
ENGIE	4.L.3.3.5	Impact sur la Programmation de Réserve d'une Défaillance de Réglage : *Suite à une Notification de Défaillance ..., si le Responsable de Réserve choisit de programmer les EDP ou EDP soutirage de cette Entité de Réserve, alors il déclare la contribution au Réglage Primaire et Secondaire ... sans tenir compte de la part de réglage indisponible, pendant toute la période comprise entre la Notification, et la Mise en Conformité du réglage concerné.* Comme déjà remonté en GT, nous ne comprenons pas cette consigne. Nous faisons toujours en sorte que notre programmation soit réalisable. Mais peut-être ne comprenons-nous pas la tournure de la phrase.		RTE incite bien les responsables de réserves à ne pas programmer leurs EDP si celles-ci sont défaillantes. Ce paragraphe précise les conditions à respecter si toutefois un RR décidait de programmer une EDP défaillante. Il ne doit alors pas la programmer avec des valeurs inférieures à la programmation souhaitée si l'entité n'était pas défaillante. C'est-à-dire qu'il ne peut pas "compenser" la défaillance en réglant moins. La défaillance sera toujours présente car la part de réglage indisponible est un pourcentage appliqué sur la programmation. Par exemple, si RTE notifie une défaillance de 50% sur une entité et que le RR décide de continuer à la programmer, il ne doit pas réduire sa programmation de 50%.
ENGIE	4.M	Ne faudrait-il pas préciser que le PFC est en €/MWsym/HH ou QH par soucis de clareté mais que les règles ont été ajustées pour l'asymétrique. (dans le passé, le fait que ce soit symétrique était évident)		RTE refuse la proposition pour les deux raisons suivantes : - Le MW symétrique n'est pas une unité du système international - le PFC est utilisé uniquement pour la contractualisation par obligation qui est par définition symétrique. La précision n'est donc pas nécessaire.
ENGIE	4.M.4.2.2	Dans le cas d'une situation de repli menant à la contractualisation de la Réserve Primaire par obligations, la formule précédente s'applique en remplaçant le Prix marginal FCR par deux fois le Prix Forfaitaire Capacité par Pas Demi-Horaire jusqu'à la date SY23 puis au Pas Quart d'Heure à partir de la date SY23 (unité : €/MW).	Dans le cas d'une situation de repli menant à la contractualisation de la Réserve Primaire par obligations, la formule précédente s'applique en remplaçant le "Prix marginal FCR/n" par PFC.	RTE a reintégré la formule en cas de contactualisation par obligations pour plus de clarté.
ENGIE	4.M.1.3	Rémunération en cas de contractualisation par appel d'offres: (voir image au-dessus du tableau en colonne I) le prix de l'offre étant exprimé en €/MWh sous Racoon, ne serait-ce pas plus simple d'enlever N du dénominateur	(voir image au-dessus du tableau en colonne J)	La formule de rémunération s'applique aussi bien pour l'AO aFRR que l'AO FCR. Or, le prix marginal de rémunération de la réserve primaire est en EUR/MW/4h donc il n'est donc pas possible de supprimer le paramètre N du dénominateur.

ENGIE	4.M.2.1.1	Erreur ! Source du renvoi introuvable		Le renvoi est au Chapitre 1. RTE a supprimé la numérotation obsolèthe.
ENGIE	4.S.4	La date G est passée. Peut-être peut-on la supprimer.		RTE est d'accord pour supprimer la mention à la date G
ENGIE	4.S.6	EDR diffuse : Le Responsable de Réserve peut ajouter ou retirer des Sites de son Entité de Réserve, sans qu'un nouvel examen de l'Aptitude puisse être exigé par RTE, si le nombre total des Sites ajoutés et/ou retirés est inférieur à 10% du nombre de Sites initial en cumulé. RTE examinera alors au cas par cas les éventuels besoins de recertification -> le "et/ou" n'est pas précis (on prend le plus avantageux entre "et" et "ou" ?)		RTE convient que la formulation n'est pas assez précise. L'option "et" est conservée.
ENGIE	4.S.6	Après validation des données déclaratives, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude sous réserve de réalisation des essais. Ce procès-verbal peut être retiré par RTE en cas de Défaillances de Réglage. Le Responsable de Réserve a ensuite un délai de 2 Mois à partir du moment où il programme, en sa qualité de Responsable de Programmation, un volume supérieur à sa certification initiale pour réaliser les essais. Si le Responsable de Réserve programme, en sa qualité de Responsable de programmation, un volume permettant de réaliser les essais, il a alors 2 Semaines pour les réaliser et 2 Semaines pour fournir les données à RTE. Après validation des essais, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude de l'EDR au Responsable de Réserve.	Après validation des données déclaratives, RTE délivre, **dans un délai maximum de 2 semaines**, le procès-verbal d'Aptitude sous réserve de réalisation des essais. **A réception de ce PV, l'EDR peut participer au marché et programmer au-delà de sa capacité initialement certifiée, dans la limite du volume de la certification sous réserve.** Ce procès-verbal peut être retiré par RTE en cas de Défaillances de Réglage. **A partir du moment où** le Responsable de Réserve programme un volume supérieur à sa certification initiale, **il aura 2 Mois maximum** pour réaliser l'ensemble de ses essais. De plus, à partir du moment où le volume programmé lui permet de réaliser **l'essai 8 heures**, le délai est réduit à 2 Semaines. Après validation des essais, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude de l'EDR au Responsable de Réserve **sous 1 semaine maximum**, **à hauteur des MW validés** pendant les essais **(majorée si l'EDR est thermosensible)**.	RTE propose la formulation suivante : "Après validation des données déclaratives, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude sous réserve de réalisation des essais. Ce procès-verbal peut être retiré par RTE en cas de Défaillances de Réglage. **A réception de ce PV, l'EDR peut participer au marché et programmer au-delà de sa capacité initialement certifiée, dans la limite du volume de la certification sous réserve**. Le Responsable de Réserve a ensuite un délai de 2 Mois **pour réaliser les essais**, à partir du moment où il programme, en sa qualité de Responsable de Programmation, un volume supérieur à sa certification initiale ~~pour réaliser les essais~~. **De plus**, si le Responsable de Réserve programme, en sa qualité de Responsable de programmation, un volume permettant de réaliser les essais, ~~il a alors~~ **le délais est réduit à** 2 Semaines ~~pour les réaliser et~~. **Il a ensuite** 2 Semaines pour fournir les données à RTE. Après validation des essais, RTE délivre le procès-verbal d'Aptitude de l'EDR au Responsable de Réserve **à hauteur des MW validés pendant les essais**." RTE ne s'engage pas sur des délais de traitement car les dossiers de certifications des EDR diffuses ne sont pas prioritaires par rapport aux autres dossiers en cas de forte demande. RTE n'ajoute pas les notions de test 8h ni le caractère thermosensible car elles sont déjà intégrées dans le processus avec les trames de certification.
ENGIE	4.S.7.3	ORO : *L'acteur redéclare son programme d'appel services système à 0 pour l'EDP concernée jusqu'à la fin de la limitation ;*		Concernant l'interdiction de participer aux SSyf pendant la limitation, la disposition transitoire

		RTE a en tête que la programmation hausse et baisse soit remise à 0, quel que soit le sens de la contrainte. Ils partent du principe que si on est limité dans un sens, on arrivera difficilement à gérer le stock. Un peu dommage non, surtout que ça ne les regarde pas. On aurait procéder inversement (PA à 0 dans le sens de la contrainte, et REX pour voir si gestion du stock impacté)		modifie significativement les conditions d'exploitation pour RTE. Cela pose notamment des questions quant à la traçabilité (l'asset fournit-il encore ? Si oui combien ? Ou l'acteur a-t-il omis de rédéclarer ?). Cette traçabilité est jugée essentielle pour que RTE assure la sûreté système. Il n'a par ailleurs pour l'heure pas été démontré que contrôle de performance sera en mesure de vérifier que l'acteur tient ses engagements, ce qui accroît l'incertitude sur la traçabilité. Pour ces raisons, et dans le cadre expérimental qui est proposé ici, RTE maintient l'interdiction de participer aux SSyf pendant une limitation.
ENGIE	4.A4	Les nouvelles informations de l'annexe 4 figurent en annexe mais ne sont pas expliquées. Ex : Poste source : que faut-il mettre ? Est-ce bien au RR de remplir cette info ? En l'état, il ne nous parait pas simple de renseigner cette annexe enrichie.		Pour "TM du site" et "TM EDR", il s'agit des libellés génériques qui s'appliqueront à toutes les TM resp. du site ou de l'EDR (P.PROD, SOC.EDR, TM PC, TM F.PROD...) ; ce libellé générique est défini entre le RR et RTE au travers de la fiche navette au moment de la configuration de l'EDR dans la téléconduite. "Etat des TM": permet de connaître le statut d'avancement de la configuration des TM dans le circuit téléconduite, les valeurs renseignées sont définies en lien avec le commercial, les valeurs possibles sont demande de création envoyée / fiche navette envoyée / essais programmés / demande non initiée / TM créée. Code EIC GR: Code EIC du GRD de raccordement, Code SITE (DECOMPTES ou PRM): intitulé explicite, Type: injection/soutirage/stockage, Filière: intitulé explicite, Puissance installée (MW): intitulé explicite, Adresse: intitulé explicite, Code POSTAL: intitulé explicite, Poste source: à n'utiliser que si l'EDR est raccordée au RPT
ENGIE	4.A12.5.1	Ces indicateurs doivent être supérieurs à 15mn "en chaque instant" en état normal (Alternative : Ces indicateurs doivent être supérieurs à 15mn à l'entrée en état d'Alerte)		RTE a pris en compte la remarque d'ENGIE
ENGIE	4.A12.5.1	"Les niveaux de stock sont exprimés en % d'une capacité qui sera précisée" -> pas clair. Il faut décider, la convention choisie dans le projet de règles (0% = vide) n'est pas la même que dans le rapport d'accompagnement (0% = SoCMinFullPower).		RTE choisit de conserver la conventions du nouveau schéma de niveau de stocks. RTE met alors en cohérence le jeu de règles et le rapport d'accompagnement. Toutefois, RTE laisse aussi la liberté à chaque acteur de choisir eux-mêmes leurs conventions. Ils devront alors adapter les formules.

ENGIE	4.A12.5.1	Légende de la formule : "E : énergie en MWh" -> n'apporte aucune information. Préciser et rendre cohérent par rapport à la convention choisie pourle % de SoC (cf. rmq ci-dessus)		L'énergie de la formule a été fixée sur l'énergie totale de la batterie. Les acteurs ont néamoins la possibilité de l'adaptée à leurs conventions. Par exemple, si l'acteur décide d'établir ses pourcentages de stock en fonction de l'énergie "admise" par la batterie, l'énergie renverra à l'énergie entre SoCmax et SoCmin, et SoCmin/maxfullpower seront différents de 0% et 100%) Si l'acteur décide d'établir ses pourcentages de stock en fonction de l'énergie utile de la batterie, l'énergie renverra à l'énergie utile et SoCmin/maxfullpower seront égaux à 0% et 100%. Toutefois, une cohérence sera apportée entre le jeu de règles et le rapport d'accompagnement.
ENGIE	4.A13	*"Le niveau N doit être injecté au plus proche de l'endroit de réception du niveau N de RTE. Les délais de transmissions du niveau N au sein du SI de l'acteur doivent être pris en compte dans l'analyse de la dynamique"* -> La bonne dynamique est validée pendant les tests de certification. Cette dynamique comprend notamment la transmission (et le potentiel délai occasionné) via le SI de l'acteur. Si la certification est accordée, c'est que cette dynamique est conforme à ce qu'attend RTE. Cela devrait suffire. Nous ne voyons pas l'intérêt (ni la justification) de rajouter cette phrase qui n'a 1) pas été concertée et 2) qui est très subjective dans son interprétation (comment juger ce qui est "au plus proche").	"~~Le niveau N doit être injecté au plus proche de l'endroit de réception du niveau N de RTE.~~ Les délais de transmissions du niveau N au sein du SI de l'acteur doivent être pris en compte dans l'analyse de la dynamique"	RTE propose la formulation suivante : "Le niveau N doit être injecté au plus proche de l'endroit de réception du niveau N de RTE. **Le cas échéant,** les délais de transmissions du niveau N au sein du SI de l'acteur doivent être pris en compte dans l'analyse de la dynamique"
SMART GRID ENERGY	4.M.5.1 et 3.P.2.6	Pour les Sites de Stockage Stationnaires, il est mentionné que le RE est neutralisé conformément au chapitre 3. Bien que le 3.P.2.6 traite de la mise à disposition des données relatives aux volumes d'énergie de réglages SSYf pour les Sites de Stockage constitutifs d'une EDR, il n'est pas fait mention de ces mêmes volumes au 3.L.5.1.3 dans la correction du déséquilibre pour le RE		Dans l'article 3.L.5.1.3, on retrouve les notions d'«énergie économisée par les GDP » ou d'« énergie produite par les GDP ». Les sites de stockage stationnaires étant considérés comme des sites d'injection au titre des règles RE, le périmètre du RE est donc bien corrigé. En complément, RTE va corriger une coquille et supprimer la notion de "stockage" (compris dans les sites d'injection au titre des règles RE) qui ne doit pas figurer au chapitre 3.P.2.6.
SMART GRID ENERGY	4.F.2.4.1.1	La formulation de la phrase ajoutée en fin de paragraphe semble ambigue	En lieu et place de : Chaque Site entrant dans la composition d'une Entité de Réserve ne peut avoir qu'un seul et unique Responsable d'Equilibre. Proposition Tous les Sites entrant dans la composition d'une Entité de Réserve doivent avoir le même Responsable d'Equilibre.	RTE remercie SMART GRID ENERGY pour ce retour. Cette formulation fait référence au cas des sites RPD qui peuvent avoir un RE soutirage différent du RE injection. Il est donc nécessaire pour ces sites que le RE soit identique pour ces deux composantes.

SMART GRID ENERGY	4.H.4.4.2.1	Dans la version mark-up le rapport normatif semble etre égal à -1 (il est bien égal à 1 dans la version sans mark-up, mais cela porte à confusion)		
SMART GRID ENERGY	4.5.4	Il est fait référence à la date G qui a été notifiée par le passé	Supprimer la mention "A partir de la date G"	RTE est d'accord pour supprimer la mention à la date G