Règles SSYf v7.1 | Document de réponse à la consultation

Acteur	Article concerné	Type de commentaire (fond/forme)	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
EDF	1.2.2 Cadre juridique national	Fond	L'interprétation par RTE de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie ne nous semble **pas applicable aux unités raccordées avant 2000**. En effet, lors de leur raccordement, ces unités n'étaient pas soumises à des exigences de capacités constructives mais se sont engagées a posteriori à maintenir des aptitudes de réglage dans la durée. Ensuite, RTE utilise la périphrase "Entité de Réserve constituée uniquement de Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence" plusieurs fois dans les règles. Cette formulation ne couvre donc pas les unités raccordées avant 2000 pour les mêmes raisons.	Ainsi, les Titulaires de CART dont les Unités de Production disposent de Capacité Constructive de Réglage automatique de la Fréquence sont tenus de les mettre à disposition de RTE en application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie et selon les dispositions des présentes Règles.	RTE partage l'interprétation d'EDF sur l'applicabilité du code de l'énergie pour les unités raccordées avant 2000. RTE propose de revoir la rédaction pour être cohérent avec cela. Par ailleurs, RTE considère qu'il est important de bien identifier pour les capacités historiques les engagements de performances techniques. Pour ces engagements, un traitement similaire à celui qui est décrit dans les règles SSYf pour les capacités disposant de capacités constructives (et raccordées après 2000) est attendu. Aussi, RTE propose : - de revoir la rédaction autour des capacités constructives et du lien avec le code de l'énergie dans les règles SSYf ; - de bien distinguer la notion de "capacité constructive" au sens des règles SSYf de la notion de capacité constructive au sens du raccordement via les définitions. - identifier un terme pour les règles SSYf qui englobe les capacités constructives et/ou les engagements de performance technique pour les installations historiques
EDF	1.2.2 Cadre juridique national	Fond	EDF est favorable au fait que les capacités constructives d'une unité de stockage doivent également être mis à la disposition de RTE.		RTE acceuille favorablement ce retour.
EDF	2 Définitions	Fond/Forme	- Guichet : la notion n'est applicable qu'aux offres d'énergie (de RS) mais pas aux offres de capacités soumises aux AO. Hors, le mot "guichet" est utilisé à de multiples reprises dans l'article 6 (par exemple 6.4.3.4, 6.4.4.2, notion de guichet de secours et 6.4.6.1). Est-ce que la notion ne devrait pas être élargie aux offres de capacité ? Sinon il faudrait définir un autre terme pour les offres de capacité (par exemple Heure Limite de Dépôt des Offres de Capacité) - Site : RTE ajoute la contrainte d'avoir un unique RE, la définition en l'état n'est donc pas cohérente avec les Règles MA/RE. Il semblerait que cette condition relève plus d'une contrainte au titre des Règles SSYf que d'un élément de définition (par ailleurs déjà précisé au 13.3). EDF propose de retirer cette condition des 3 définitions de sites. - Indisponibilité Programmée : notion utilisée dans les Règles uniquement pour faire référence aux indisponibilités du réseau. EDF propose de restreindre le cadre de cette définition à ce cas (notion pas définie par ailleurs dans les règles MA/RE et pourrait sinon s'appliquer également au stockage)		L'utilisation du terme guichet dans le paragraphe relatif à la contractualisation par appel d'offres des capacités de réserve secondaire a été modifiée afin d'être cohérente avec la définition de guichet des règles SSYf. RTE partage la remarque d'EDF sur la définition de site. La demande d'avoir un unique RE par site est une contrainte relative à la participation aux SSYf. RTE accepte la proposition de retirer cette contrainte des définitions mais de la conserver comme existante à l'article 13.3. Sur la définition d'indisponibilité programmée RTE accepte la proposition de supprimer la mention à un groupe de production et de ne référer qu'à une indisponibilité réseau.
EDF	2 Définitions	Fond	Pour une Unité de Stockage Stationnaire : RTE propose de faire référence à la définition de la DTR. La définition présente au 8.3.4 de la DTR s'applique entre autres aux STEP. Hors, EDF comprend que RTE souhaite avant tout cibler les unités de stockage non synchrones. EDF propose donc de retenir "Unité de Stockage Non Synchrone" comme libellé de la définition et d'amender les libellés des autres définitions en conséquence (voir ci-contre). EDF propose également de rationnaliser les différentes appellations du stockage dans les règles (4 libellés différents). La compréhension d'EDF est qu'un Site, où sont installées une ou plusieurs Unités de Stockage non synchrones (bornes V2G par exemple) sans service de décompte, qui soutire exclusivement de l'énergie du réseau au global sera considéré comme un Site de Soutirage. En revanche, si le Site peut parfois injecter de l'énergie sur le réseau, alors il sera considéré comme Site de Stockage non synchrone. Le cas du stockage non stationnaire ne semble pas être explicitement prévu par la DTR. EDF souhaiterait que ce sujet soit abordé en concertation.	Installation de Stockage Stationnaire d'élctricité devient Installation de Stockage Non Synchrone Site de Stockage Stationnaire devient Site de Stockage Non Synchrone Unité de Stockage Stationnaire devient Unité de Stockage Non Synchrone	RTE confirme que le cas de stockage non stationnaire fera l'objet d'une concertation ultérieure. Concernant la dénomination du site de stockage, RTE préfère conserver un alignement avec la dénomination utilisée dans les règles MA-RE. RTE travaille à une harmonisation plus globale de l'ensemble des définitions utilisées dans l'ensemble des mécanismes de marché.
EDF	2 Définitions	Forme	- Offre en Energie de Réserve Secondaire : l'alternative au terme indiqué est Offre d'Energie mais la définition utilise la terminologie Offre en Energie qui est aussi celle la plus souvent utilisée dans le projet de règles		Le terme Offre d'Energie a été supprimé; seul le terme Offre en Energie est utilisé.
EDF	2 Définitions	Fond	EDF remercie RTE pour son travail de clarification concernant la définition des capacités constructives et le rôle de celles-ci dans les Règles SSY fréquence. EDF propose une formulation alternative dans un souci de clarification de la notion. La capacité constructive définie par RTE au sens des règles SSYf est la résultante des exigences applicables lors du raccordement de l'Unité et des lois de réglage/dynamique actuellement en vigueur. Ainsi, la valeur de capacité constructive SSYf des Unités de Production et de Stockage sera évolutive au gré des évolutions réglementaires impactant le dimensionnement de la réserve. EDF note que cette définition pourra entraîner une dérive entre la notion de capacités constructives au sens des Règles SSY ou au sens de la DTR et des conventions d'exploitation.	Volume de Réserve Primaire et/ou Réserve Secondaire déterminé par les exigences applicables lors du raccordement de l'Unité ou, à défaut, des engagements réciproques de performances préexistants. Le volume pris en considération au sens des Règles SSYf résulte d'une application des critères d'Aptitude définis à l'Article 5.2 au volume initial mentionné ci-avant. Ce dernier est indiqué dans l'Annexe 4.	RTE propose de revoir la définition de capacité constructive dans les règles SSYf afin de : - ne pas entrer en conflit avec la notion de capacité constructive au sens de la DTR ; - rester cohérent au sens du code de l'énergie (qui définit l'obligation d'offrir les capacités constructives) ; - prendre en compte "l'évolutivité" dans le temps des valeurs de capacités constructives déclinées dans le contexte des règles SSYf et indiquées dans l'annexe 4.
EDF	3.2.1 Modalités de participation	Fond	EDF partage l'analyse de RTE concernant la responsabilité du signataire de la Convention de raccordement disposant d'unités soumises à une obligation de capacités constructives et est favorable à la possibilité de délégation.		RTE acceuille favorablement ce retour
EDF	4.2.1 Composition d'une Entité de Réserve	Fond	EDF est favorable au fait de supprimer les notions de type injection ou soutirage pour la maille EDR. Cette distinction n'apparaît en effet plus adaptée à la généralisation de l'agrégation, ni très utile pour la lecture des règles.		RTE acceuille favorablement ce retour
EDF	4.2.1 Composition d'une Entité de Réserve	Fond	RTE propose une rationalisation des articles de dispositions transitoires concernant l'agrégation. EDF comprend cette intention mais souhaite souligner que les différents modes d'agrégation ne sont pas équivalent en termes de complexité ou de nouveauté pour RTE. Contrairement à ce que RTE a indiqué dans les règles v7 (début de l'expérimentation à partir de la date G), l'agrégation EDR multi-EDP a été introduite dès les règles SSY v3 et est en vigueur depuis le 1er janvier 2016. A ce titre, des certifications ont déjà été validées par RTE sur des EDR multi-EDP depuis plusieurs années, sans que RTE n'exprime de difficulté particulière quant au suivi de ces EDR. Il est donc étonnant que RTE maintienne un statut expérimental pour cette forme d'agrégation. Les EDR concernées par cette modalité d'agrégation représentent un volume non négligeable pour notre périmètre et un retour arrière aurait des conséquences très importantes. EDF demande donc à ce que le mode d'agrégation EDR multi-EDP soit pérennisé dans la prochaine version des règles et mentionnée à l'Article 4.2.1. EDF estime utile de citer l'Article 17.4 comme exception aux règles mentionnées dans l'article 4.2.1 pour rappeler la possibilité de l'agrégation.	Remplacer le 4.2.1 par : A l'exception des dispositions de l'Article 17.4, une Entité de Réserve est constituée - soit d'un ou plusieurs Sites d'Injection regroupés au sein d'une ou plusieurs EDP ; - soit d'un ou plusieurs Sites de Soutirage regroupés au sein d'une ou plusieurs EDP Soutirage ; - soit d'un ou plusieurs Sites de Stockage Stationnaires appartenant tous à une même et unique EDP. Les Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence derrière le même point de raccordement doivent appartenir à la même Entité de Réserve.	RTE a précisé dans l'article "4.2.1 Composition d'une Entité de Réserve" que les EDR multi EDP existantes restent bien valides. C'est toutefois une spécificité pour certaines EDR historiques, et ces configurations ne sont pas généralisables avant la date G.
EDF	4.2.4.1.2 Dispositions applicables uniquement aux Sites de Soutirage	Fond	EDF estime que la possibilité pour un responsable de réserve d'ajouter un site d'injection dans son périmètre devrait également être possible lorsqu'il n'est pas le titulaire du CART (ou autres contrats de raccordement). Pourquoi y a-t-il uniquement besoin de l'accord du RE dans le cas du rattachement d'un site d'injection ou de stockage, et pas de l'accord du titulaire du CART ? EDF recommande d'harmoniser le traitement des différents sites pour améliorer la lisibilité des règles et de faire évoluer les annexes en conséquence, le cas échéant.		RTE reconnait qu'il faut harmoniser les accords à demander pour les différents mécanismes et les différents types de sites. RTE propose de traiter ce sujet dans un chantier global transmécanisme lors du le prochain cycle de concertation.
EDF	4.3.2 Modification par RTE [du Périmètre de Réserve]	Fond	Il est indiqué que "RTE peut retirer du Périmètre de Réserve d'un Responsable de Réserve une Entité de Réserve non constituée de Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence." **EDF demande que les conditions d'application de ce paragraphe soient précisées**. Il n'y a en effet pas de mention à une quelconque défaillance ou à une mise en demeure. L'application du paragraphe en l'état est trop large.		C'est une erreur, RTE a apporté une correction dans la rédaction des règles.
EDF	4.3.2 Modification par RTE [du Périmètre de Réserve]		Afin de pouvoir assurer la continuité de la fourniture des SSY lorsque RTE retire des sites d'une EDR pour revenir à une EDR minimale, ce retrait ne devrait pas aller au-delà de la maille EDP. Par exemple, si une EDR contient un site associé à une unité sans capacités constructive (modélisé par une EDP) et un autre site associé à plusieurs unités avec capacités constructives (agrégés dans une seule EDP). Alors seulement le premier site devrait pouvoir être retiré, sans désagréger l'EDP pour revenir à un schéma une EDR par unité. EDF remarque que des cas de changements de statut LER / non-LER pourront également être constaté dans le cas d'un retrait de certains sites de l'EDR. Ces cas devraient être instruits.	RTE peut retirer du Périmètre de Réserve d'un Responsable de Réserve un ou plusieurs Sites constitutifs d'une Entité de Réserve non constituée uniquement de Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence dès qu'un des prérequis listés à l'Article 4.2 n'est plus rempli, ou conformément aux Articles 13.3.2 et 14.3.1. Ce retrait n'empêchera pas la Programmation des Réserves Automatiques en garantissant une cohérence entre la composition de l'Entité de Réserve et les Entités de Programmation ou les Entités de Programmation Soutirage associées, conformément à l'Article 7.3.	Afin que l'EDP ne soit pas désagrégée, il faut constituer ses EDP de façon à ne pas mélanger les sites avec et sans capacités constructives. Le seul cas qui amènerait RTE à désagréger l'EDP est si un site change de RE et que l'EDP n'est plus mono-RE.

EDF	5.2.1 Critères applicables à toutes les Entités de Réserve	Fond + Forme	EDF est favorable à la proposition de RTE pour intégrer les exigences des propriétés supplémentaires de la FCR concernant les plages exceptionnelles de fréquence dans les règles. Par souci de clarification, EDF propose une reformulation.	Pour tous les Sites raccordés sur le RPT, le Réglage Primaire doit pouvoir être fourni, conformément aux exigences du présent Article 5.2, sur la plage de fréquence 47,5 – 51,5 Hz pendant la durée de tenue inscrite dans la convention de raccordement (ou ses annexes) ou à défaut dans l'engagement de performance.	RTE confirme qu'il est attendu que le réglage primaire soit dégagé au moins à hauteur de ce qui programmé lors d'une excursion de fréquence sur la plage 47,5 - 51,5 Hz. RTE accepte de préciser que le réglage est attendu conformément à l'article 5.2. De plus conformément à ce qui est inscrit dans les règles, RTE rappelle que le comportement attendu en application des prescriptions réglementaires ou de dispositions contractuelles spécifiques lorsque le système électrique est en dehors de ses plages de fonctionnement normales ne constitue pas du réglage automatique de la fréquence au sens des règles SSYf. Les dispositions relatives aux comportements attendus en mode de fonctionnement dégradé du réseau sont définies dans la DTR.
EDF	5.2.2 Critères d'Aptitude	Forme	EDF propose de déplacer tout l'article au 5.3.1. Il est en effet question de certification et non pas d'exigences en termes de performances. Cela évitera une redondance et permettra d'ailleurs de clarifier le fait que la valeur de capacité constructive indiquée dans l'Annexe 4 pourra être inférieure à la valeur indiquée dans le PV de raccordement (en cas d'évolution postérieure des exigences).		RTE propose une simplification de la rédaction de cet article en ce sens: - les précisions concernant le processus ont été transférées au 5.3.1 - les références au PV de raccordement étape 3 (qui n'est pas applicable aux installations historiques) ont été supprimées, étant donné que cela est déjà précisé dans les définitions (suite à la révision des définitions liées aux capacités constructives)
EDF	5.2.2 Critères d'Aptitude	Fond	Le 1er paragraphe n'est pas applicable aux entités raccordées avant 2000 ou ne disposant pas de convention de raccordement.	Une Entité de Réserve constituée uniquement de Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence est considérée comme Apte à la participation symétrique à hauteur des Capacité Constructives de Réglage Automatique de la Fréquence de l'Unité telles que définies dans le cahier des charges capacité constructives, validées par le procès-verbal de raccordement étape 3 et formalisées par la signature de la convention d'exploitation définitive ou un Procès-Verbal de réception final de l'installation, ou dans des engagements réciproques de performances préexistants.	RTE a proposé une évolution plus globale de la notion de capacité constructive dans les règles pour englober les cas de raccordement avant 2000 (engagement de performances) et après (capacités constructives). Par ailleurs, RTE a allégé la rédaction du paragraphe 5.2.2 (suite à la nouvelle rédaction des définitions liées aux capacités constructives).
EDF	5.2.3 Critères d'Aptitude	Fond	Concernant le produit RS, la pente d'urgence est mentionnée au 3ème tiret. Nous proposons, conformément à ce que RTE a précisé dans sa feuille de route aFRR et dans un précédent rapport d'accompagnement à la consultation ainsi que dans la DTR en vigueur, pour clarifier ce point, d'ajouter une date pivot correspondant au retrait de l'exigence de la pente d'urgence des différents textes (et du retrait de ce mode du SCADA).		Il a été ajouté dans les règles qu'à partir du 18 décembre 2024, les entités de réserve devront toutes être certifiées en 300s et n'auront plus l'obligation de suivre la pente dite d'urgence.
EDF	5.3.2 Processus de Certification d'Aptitude	Forme/Fond	**EDF est défavorable au fait de généraliser l'application de l'Annexe 15** à toutes les certifications en RP alors que ce sujet n'a pas été concerté. Certaines exigences, relevant notamment de l'architecture industrielle et d'une modification du contrôle-commande, auront un impact significatif et nécessiteront des investissements lourds pour un intérêt qui paraît limité. Pour être compatible avec tous les processus, la trame devra être modifiée en plusieurs endroits. EDF est disponible pour échanger avec RTE à ce sujet. Par ailleurs, les règles prévoient "En cas de demande de Certificat d'Aptitude à la participation dissymétrique, ou à Gain dynamique les essais prévus doivent être complétés par le Responsable de Réserve afin de démontrer l'Aptitude demandée." EDF estime que 1. Les demandes de RTE en vue d'une certification à une aptitude dissymétrique ont été clarifiées dans les différentes trames (Annexe 15 et 16, essais DTR compatibles pour la RP). Il n'y a donc pas de raison de prévoir un traitement particulier dans les règles. 2. Pourquoi faire un cas particulier d'une certification avec un gain dynamique ? Quels types d'éléments peuvent être demandés ?		RTE partage le fait que le changement de nom de l'annexe 15 anciennement appelée "Trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence « Agrégats » ou « Stockage Seul »" en "Trame typde de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence" est prématuré car son adaptation à des entités conventionnelles qui utilisent aujourd'hui des fiches de certification de la DTR n'a pas été concertée avec les acteurs. RTE propose de revenir à l'ancienne dénomination de la trame. Cependant RTE considère important d'intégrer dans les règles SSYf une trame de certification "marché" adaptée pour tout type d'entité et propose d'aborder ce point en concertation avec les acteurs pour une évolution ultérieure. Concernant la certification à une participation dissymétrique ou à gain dynamique cette mention dans les règles permet à RTE de demander des éléments complémentaires en cas de demande de certification d'une EDR existante pour démontrer l'aptitude supplémentaire sans nécessairement demander tous les essais prévus dans les trames de certification. RTE propose une reformulation : "En cas de demande de Certificat d'Aptitude à la participation dissymétrique, ou à Gain dynamique, RTE peut demander des éléments complémentaires et le cas échéant des essais spécifiques tels que décrits dans l'Annexe 15 et l'Annexe 16 des présentes Règles ou conformément aux dispositions de la DTR au Responsable de Réserve afin de démontrer l'Aptitude demandée."
EDF	6.3.5 et 6.4.5 Mise à disposition des Capacités Constructives	Forme	EDF propose la reformulation suivante pour clarifier la dernière phrase du 1er paragraphe. La phrase du 6.3.5 serait à modifier également. EDF recommande d'ajouter un exemple numérique à cet article, les notions n'étant pas très bien définies. Un schéma avec des ensembles disposant d'un intersection pourra aussi être ajouté dans le rapport d'accompagnement à la saisine.	Le Responsable de Réserve doit déposer des offres ayant un volume cumulé au moins égal à la somme des Capacités Constructives de Réserve Secondaire, telles que décrites en Annexe 4, des Entités de Réserve (tronquées au MW près) de son Périmètre de Réserve. Dans le cas où les Capacités Constructives ne peuvent être offertes conjointement en Réserve Primaire et en Réserve Secondaire (par exemple si la somme des Capacités Constructives excède la Réserve Maximale), les volumes exclusifs l'un de l'autre devront être offerts à chacun des appels d'offres et le Responsable de Réserve devra déposer le volume commun à l'un ou l'autre des appels d'offres. Exemple : Un Responsable de Réserve a 2 EDR dans son Périmètre de Réserve - EDR 1 : 5 MW de Capacités Constructives de Réserve Primaire et 9 MW de Capacités Constructives de Réserve Secondaire avec une Réserve maximale de 14 MW (capacités ne sont pas exclusives) - EDR 2 : 10 MW de Capacités Constructives de Réserve Primaire et 15 MW de Capacités Constructives de Réserve Secondaire avec une Réserve maximale de 20 MW (capacités sont exclusives). Un volume de 5 MW de Réserve Automatique ne pourra donc pas être offert conjointement sur les deux appels d'offres. Le Responsable de Réserve pourra alors soumettre les volumes suivants pour respecter son obligation : - 10 (5 + 5) MW à l'appel d'offres de Réserve Primaire et 24 (9 + 15) MW à l'appel d'offres de Réserve Secondaire ; - ou 15 (5 + 10) MW à l'appel d'offres de Réserve Primaire et 19 (9 + 10) MW à l'appel d'offres de Réserve Secondaire.	RTE partage le besoin de clarifier la rédaction de ce paragraphe. Le seul cas pour lequel des capacités considérées comme constructives peuvent être exclusives correspond au cas des capacités historiques pour lesquelles la réserve maximale est strictement inférieure à la somme de la capacité constructive de réserve primaire et de la capacité constructive de réserve secondaire. RTE propose de préciser cette condition explicitement. RTE rappelle que pour toutes les capacités constructives soumises à un arrêté de raccordement les exigences de capacités constructives de réserve primaire et secondaire sont additionnelles et doivent donc être réalisables simultanément.
EDF	6.4.6.3 Procédure de relai de fonctionnement	Fond	EDF souhaite que la contractualisation de la réserve secondaire par appels d'offres reprenne au plus tôt. EDF invite RTE à donner un maximum de visibilité aux responsables de réserve sur ce sujet.		RTE prend note de la demande de visibilité de la date de reprise de la contractualisation de la réserve par appel d'offres.
EDF	6.4.7 Transparence	Fond	Conformément à ce qui a été exprimé en GT, EDF souhaite que la publication des offres non retenues (anonymisées) soit maintenue. Ces publications sont importantes à plusieurs titres - permettre aux acteurs de réaliser une analyse fine de la formation du prix, en particulier aux acteurs qui souhaitent investir dans de nouvelles capacités - permettre une compréhension du marché suffisante afin de soumettre des offres cohérentes entre les différents marchés, sans primes de risque importantes. La plupart des actifs d'EDF fournissent simultanément de la RP et de la RS mais cette fourniture peut aussi être exclusive - permettre une compréhension du marché suffisante afin de soumettre des volumes correspondant à la tension anticipée Par ailleurs, EDF estime que le nombre d'acteurs participants à l'AO RS est suffisant pour garantir la confidentialité de l'émetteur des offres anonymisées. A défaut,la publication d'une courbe prix-volume davantage agrégée garantirait la confidentialité des offres individuelles. On peut par exemple envisager de regrouper les offres par pas de 50 MW en indiquant un prix qui serait une pondération des prix de chacune des offres composant le bloc de 50 MW. Ainsi, il ne serait pas possible de retrouver les volumes ou les prixc initiaux mais le marché aurait tout de même accès à des informations utiles. EDF réitère sa demande que les offres de capacité de RP non retenues soient également publiées.		RTE a répondu en détail à ce retour dans le rapport d'accompagnement à la saisine.
EDF	6.5 Contractualisation par obligations	Fond	RTE propose de restreindre le champ d'application de cet article aux responsables de réserves ayant des EDR composées de sites d'injection dans leur périmètre. EDF en déduit que la prolongation de la procédure de relai de fonctionnement introduira donc une différence de traitement entre les responsables de réserve ayant des EDR composées de sites d'injection et ceux ayant des EDR composées de sites de stockage dans leur périmètre de réserve.		RTE partage la remarque d'EDF. Cependant étant donné le caractère non pérenne de la contractualisation des capacités de réserve secondaire selon la procédure de relai de fonctionnement et la particularité des sites de stockage n'ayant pas forcément de programme de production prévisionnel hors services système, la complexité opérationnelle à élargir la prescription au stockage ne parait pas justifiée.

EDF	6.5.4.1.1 Obligations de Réserves définitives	Forme	EDF souhaite que les obligations définitives soient envoyées le plus tôt possible, afin de gérer au mieux les éventuelles redéclarations de programmes d'appel.		Les obligations de réserves définitives continueront d'être envoyées au plus tôt et avant 17h lorsqu'elles sont non nulles. RTE a décalé l'heure limite d'envoi des prescriptions uniquement pour le cas nominal où la contractualisation de la réserve primaire et secondaire se fait par appel d'offres et que des obligations nulles à ne pas prendre en compte sont envoyées de manière automatique.
EDF		Forme	RTE a remplacé en plusieurs occurrences le terme Notifie par informe sans expliquer ce choix dans le rapport d'accompagnement (par exemple au 6.5.4.1.1). Est-ce que RTE pourrait expliciter ce que signifie "informer" dans ce contexte (appel des opérationnels, mail sur la liste de diffusion marché ?).		RTE a modifié par endroit le terme notifier par le terme informer par soucis de simplicité et d'adéquation avec les pratiques opérationnelles car la notification peut revêtir des exigences qui ne sont pas forcément adaptées lors d'échange opérationnel. Les informations sont soit faites par mail sans accusé de réception aux contacts de la liste des responsables de réserve tenue par le service commercial de RTE en cohérence avec les interlocuteurs identifiés dans les accord de participation ou dans d'autres cas aux interlocuteurs désignés par le responsable de réserve comme par exemple pour les mails automatiques de la plateforme RACOON. Certaines informations peuvent également être partagées par affichage dans l'application GIPSE.
EDF	7.2 Limitations de programmation	Fond	En cohérence avec: - la demande d'EDF de permettre l'expérimentation relative aux agrégations mixtes au sein des Entités de Réserve Diffuses, - et/ou la demande d'EDF d'abaisser le volume minimal et la résolution du produit FCR à 100 kW, EDF demande d'abaisser la résolution de la programmation à 100 kW.	La résolution de la programmation est de 0.1 MW. 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).	Conformément aux règles MA RE les valeurs des cinq chroniques de puissance d'une entité peuvent être établies au 1/1000ème de MW, cependant RTE retient les valeurs tronquées au MW. Le système d'information de RTE est au MW. De plus, RTE considère que dans la mesure où l'agrégation de plusieurs EDP ou EDP Soutirage dans une EDR va être permise et que le produit d'énergie d'aFRR est au MW près, conformément aux textes européens, la programmation de services système à 0,1 MW n'est pas justifiée. La prise en compte des services système à 0,1 MW près pourra être réinterrogée à horizon de quelques années dans le cadre du projet de refonte du SI de RTE.
EDF	7.2 Limitations de programmation	Forme	Les contrôles sur les volumes de SSY programmés ne sont mentionnés ni dans les règles SSYf ni dans les règles SI. Dans un souci de clarté, EDF propose d'indiquer précisément les règles de contrôle des SSY programmés et de mentionner que les valeurs de référence sont celles saisies dans l'outil de GIPSE.	Pour chaque Entité de Réserve de son Périmètre le Responsable de Réserve doit respecter les caractéristiques définies conformément à l'Article 4.2.2. Pour chaque pas horaire et pour chaque Entité de Réserve, la capacité de Réserve Automatique programmée doit respecter les conditions suivantes : (etc) Les valeurs de Capacités Marché de référence sont renseignées dans l'application GIPSE.	RTE partage l'intérêt de préciser les conditions de programmation des services système dans les règles. Cela a été ajouté à l'article 7.2. RTE propose de se référer aux capacités marché certifiées et non directement à l'application GIPSE qui est un outil SI.
EDF	7.3 Programmation des Entités de Réserve	Forme	EDF propose de clarifier ce que signifie la programmation à la maille EDR.	Le Responsable de Réserve programme, conformément à la section 1 des Règles MA-RE, les Réserves Primaires et Secondaires sur les EDP ou EDP Soutirage composées des mêmes Sites que ceux composant ses Entités de Réserves. La Réserve prise en compte à la maille de l'Entité de Réserve est la somme des Réserves programmées sur chaque EDP ou EDP Soutirage.	RTE partage l'intérêt de préciser à quoi correspond à la programmation d'une Entité de Réserve. RTE propose de le préciser à l'article 7.3.
EDF	7.4.2 Correction des programmes par RTE	Fond	EDF estime que ces absences de réglages, puisqu'elles sont ponctuelles d'après le cas d'usage défendu par RTE, ne correspondent pas à une défaillance durable qui nécessite une remise en conformité ou qui interférerent avec le contrôle de performances. **EDF est donc défavorable à la modification proposée par RTE**.		Cette évolution a bien pour but d'exclure du contrôle de performances les périodes pour lesquelles il y a eu une absence de réglage ponctuelle. En corrigeant les programmes manuellement, les périodes considérées ne seront plus observées lors du contrôle et le responsable de réserve paiera des indemnités liées à un bilan de réserve négatif plutôt que des abattements.
EDF	10.1 Prix Forfaitaire Capacité	Fond	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 en 2021, avec application rétroactive à partir du 1er janvier 2022. 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.		RTE prend note de cette demande mais considère que la procédure de relai de fonctionnement n'ayant pas vocation à être pérenne, les efforts doivent être concentrés sur les conditions de reprise de l'appel d'offres pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire.
EDF	12.2 Activation selon la préséance économique	Forme	En cohérence avec l'article précédent sur l'activation au prorata, préciser ce qu'il advient en mode nominal pour une programmation dissymétrique.	Dans le cadre de la déclinaison de l'article 21 du Règlement EBGL, RTE fera évoluer l'activation nominale de la Réserve Secondaire d'un mode « prorata » à un mode « préséance économique ». - Si la Réserve Secondaire au Programme de Marche à la hausse est nulle, alors les Entités de Réserve reçoivent un Niveau Ni négatif ou nul ; - Si la Réserve Secondaire au Programme de Marche à la baisse est nulle, alors les Entités de Réserve reçoivent un Niveau Ni positif ou nul.	RTE a précisé l'impact d'une programmation dissymétrique. Ces compléments ont été ajoutés dans l'article "12.2.3.4 Activation et Désactivation de la Réserve Secondaire : envoi d'un niveau individualisé Ni" qui traite plus particulièrement du niveau plutôt que dans l'introduction de l'article "12.2 Activation selon la préséance économique" qui est plus générale.
EDF	12.2.1.1.2 Constitution d'une Offre en Energie de Réserve Secondaire	Forme	EDF propose de mentionner l'implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation qui définit le produit standard d'activation, soit ici soit au 1.2.1 en tant que texte important du cadre juridique européen. EDF remarque que les contraintes sur la limite de volume (+/- 9 999 MW) et la limite de prix (+/- 15 000€/MWh) ne sont pas précisées ou à jour dans les règles SSY SI.	Les caractéristiques de base d'une Offre en Energie sont décrites dans le document Cadre de mise en oeuvre de la plateforme PICASSO. Le format exact des Offres en Energie doit être conforme au guide d'implémentation SI associé, sont transmises via l'application dédiée TOPNIVEAU et doivent nécessairement contenir les informations suivantes (...)	RTE a rajouté la mention à l'IF aFRR
EDF	12.2.3.3 Processus d'actualisation des Offres en Energie par RTE	Forme	EDF souhaiterait que RTE précise les modalités concernant la communication des motifs de modification des Offres d'aFFR après le guichet TSO conformément à l'article 9(3) et 9(8) de l'implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation.		Les motifs de modification des offres seront publiés sur la plateforme Transparence de l'ENTSO-E. Les publications effectuées sur la plateforme Transparence sur les offres en énergies de Réserve Secondaire ne sont pas décrites dans les règles SSYf. Vous pouvez vous référer au Manual Of Procedures (MOP) pour avoir le détail des publications sur la plateforme Transparence.
EDF	12.2.3.5 Utilisation des Offres en Energie de Réserve Secondaire par RTE	Forme	Remplacer "plateforme d'échange d'aFRR" par plateforme PICASSO. De nombreuses variantes sont encore présentes (plateforme Européenne, plateforme européenne PICASSO, plateforme de Réserve Secondaire Européenne PICASSO, plateforme de produits de Réserve Secondaire Européenne ou simpl.ement plateforme sans précision).		Seul le terme "plateforme PICASSO" a été conservé, en cohérence avec les définitions.
EDF	12.2.1.2.2 Mise à jour des Offres en Energie	Forme	Utilisation de "guichet" sans raison apparente	Le premier Guichet infrajournalier pour le jour J est le Guichet de 23h35 en J-1 et : les Offres en Energie IJ Soumises après le dernier Guichet (...)	"guichet" a été remplacé par "Guichet"
EDF	12.2.1.2.5 Prise en compte et refus	Forme	EDF propose de remplacer la notion d'Offre d'Energie Acceptée par Prise en Compte et d'harmoniser les usages dans les Règles. En effet, le terme Prise en Compte évite la confusion avec la notion d'accepted bids dans EBGL qui signifie offre activée (acceptée au sens de l'algorithme de sélection des offres PICASSO).	Conformément à l'Article 12.2.3.6, RTE se réserve le droit de passer en mode prorata, même si les Offres en Energie Soumises ont été Prises en Compte. Modification cohérente de la définition d'Offre d'Energie.	RTE a remplacé le statut d'une offre "Acceptée" en "Prise En Compte"
EDF	13.1.2 Détermination de l'énergie de Réglage Secondaire	Fond	RTE propose de modifier la fréquence d'échantillonnage du niveau N utilisée pour le calcul de l'énergie avant la date W, en la passant de 10 à 5 secondes. RTE n'a pas concerté cette évolution alors que l'impact n'est pas forcément négligeable sur la facturation (création d'écarts entre la vision des RR et celle de RTE qui compliquera les contestations). EDF est étonné de cette proposition alors que le délai entre la date d'entrée en vigueur des règles v7.1 et la date W est supposé être inférieur à deux mois. **EDF est donc défavorable à cette évolution**.		RTE va conserver la fréquence d'échantillonnage du niveau N utilisée pour le calcul de l'énergie avant la date W à 10 secondes, et rappelle qu'à partir de la date W, cette fréquence passera à 4 secondes.
EDF	13.2 Calcul des énergies de réglage à la maille site	Forme	RTE mentionne la date pivot F dans l'article. Ne s'agit-il pas plutôt de la date G (début de l'autorisation de l'agrégation de sites autres que soutirage) ? Le détail par site n'est pas utile pour la rémunération de l'énergie de réglage, évènement associé à la date F. La possibilité d'envoyer des clefs de répartition pour des sites d'injection ou de stockage sera aussi un prérequis pour les dates Z et Z' mais elles sont postérieures à la date G d'après RTE.	Avant la date G Notifiée par RTE un (1) mois à l'avance aux Responsables de Réserve, un Responsable de Réserve peut envoyer des clés de répartition de l'énergie seulement pour les Entité de Réserve constituées uniquement de Sites de Soutirage. A partir de la date G, l'envoi de clés de répartition s'applique à toutes les Entités de Réserve.	En effet, il s'agit de la date pivot G. Les règles ont été mises à jour.

EDF	13.2.1 Définition des clefs de répartition de l'énergie	Fond	Les modalités liées à l'envoi des clefs de répartition n'ont pas été concertées en ces termes et le besoin de RTE d'avoir ces informations n'a pas été dûment justifié. EDF ne voit pas pourquoi l'envoi de clef de répartition devrait être obligatoire dans le cas où l'information associée n'est pas utile à RTE (sites agrégés situés sur un même lieu géographique et associés au même RE, EDR < EDA) ou bien est négligeable (énergie activée par certains sites presque toujours nulle ou négligeable). **EDF est donc défavorable à la proposition de RTE en l'état**. De plus, RTE précise bien dans son rapport d'accompagnement "Les responsables de réserve ont la possibilité d'envoyer des clés de répartition pour répartir l'énergie de réglage au sein des sites de leur EDR". Or, la formulation proposée implique une obligation. La possibilité pour RTE de mettre le Responsable de Réserve en demeure et d'enventuellement retirer l'agrément, avec une définition de "pertinentes" unilatérale ne paraît pas proportionné étant donné que RTE n'a pas justifié son besoin pour cette information.	Remplacer "Le Responsable de Réserve doit transmettre des clefs de répartition conformes à la réalité d'activation des énergies des Sites." par "RTE peut demander l'envoi des clefs de répartition lorsque les Sites ne sont pas géographiquement proches et que l'activation sur chacun des Sites est significative. Sinon, le Responsable de Réserve peut également choisir de transmettre des clefs de répartition. Les clefs de répartition seront représentatives de la réalité d'activation des énergies par les Sites." Retirer le tiret ~~Procéder au retrait de l'Entité de Réserve concernée conformément à l'Article 4.3.2, après une mise en demeure restée sans réponse de la part du Responsable de Réserve dans un délai de 10 (dix) Jours Ouvrés.~~ Si RTE estime que les clefs de répartition transmises par le Responsable de Réserve ne sont pas pertinentes, RTE peut Notifier au Responsable de Réserve une demande de correction des clefs de répartition.	RTE confirme que l'envoi des clés de répartition est facultatif. La répartition de l'énergie de l'EDR entre les sites qui la composent doit être conforme à la réalité d'activation. Par défaut, RTE effectue cette répartition en utilisant des clés de répartition égales à 1/n, n étant le nombre de sites de l'EDR. Si ces clés de répartition par défaut ne sont pas représentatives de l'activation réelle des sites, alors le responsable de réserve doit envoyer des clés de répartition.
EDF	13.2.1 Définition des clefs de répartition de l'énergie	Forme	Préciser que l'envoi des signaux de pilotage, à la demande de RTE, se fait a posteriori et préciser un délai (S+1 ?)	Pour chaque Entité de Réserve, si le Responsable de Réserve pilote la charge du Site au moyen de signaux différents du signal d'écart de fréquence pour le Réglage Primaire ou du signal de Téléréglage envoyé par RTE pour le Réglage Secondaire fréquence / puissance, alors le Responsable de Réserve doit être en capacité de transmettre, a posteriori et à la demande de RTE, une chronique au pas 10 secondes des signaux de pilotage envoyés par le Responsable de Réserve à chaque Site de l'Entité de Réserve, de la journée J.	RTE a précisé qu'il s'agit bien d'un envoi a posteriori.
EDF	13.2.2 Transmission des clefs de répartition de l'énergie	Fond	Conserver l'idée d'une option et pas d'une obligation.	Le Responsable de Réserve peut transmettre à RTE, pour chaque Entité de Réserve composée de strictement plus d'un Site, hormis pour les Entités De Réserve Diffuses, pour chaque Pas 5 minutes et pour chaque Type de Réserve, la clef de répartition de l'énergie de Réglage par Site de l'Entité de Réserve.	RTE a apporté la modification proposée.
EDF	13.4 Achat/vente de l'Energie de Réglage par RTE au RR	Forme	Les notions d'énergie de réglage fournie/économisée ne sont plus cohérentes avec une fourniture d'énergie de réglage par des sites de soutirage ou de stockage. RTE semble proposer une modification de la dénomination vers hausse/baisse après la date F (rémunération des EDR au modèle SANS) pour le Secondaire seulement. En cohérence avec la modification des libellés proposée par RTE, EDF suggère de tout harmoniser dès l'entrée en vigueur des règles à énergie de Réglage (Primaire ou Secondaire) à la Hausse si elle est positive et à la Baisse sinon.		Pour l'énergie de réserve primaire, le prix de rémunération de l'énergie à la hausse et à la baisse est identique. Il parait donc pertinent de garder un netting contrairement à l'énergie de réserve secondaire pour laquelle les prix de rémunération de l'énergie à la hausse et à la baisse seront distincts avec l'arrivée du Merit Order. RTE doit donc distinguer les deux. Cependant une harmonisation pourra être envisagée dans le cadre de la refonte de l'outil back office de RTE.
EDF	14.6 Conséquences financières des Défaillances de Réglage	Fond	**EDF est défavorable à l'évolution du montant de l'abattement entre T0+1 an et T0+3 ans**. En effet, cela entraîne un écart avec les jalons des Règles SSY tension et crée un risque de confusion. Par ailleurs, EDF estime que l'évolution des formules d'abattement (passage d'une référence au PFC à une référence au SPOT) sera suffisamment incitative pour une remise en conformité rapide des capacités. EDF précise que le délai d'un an proposé avant l'augmentation de l'abattement ou du volume abattu ne permet pas de mettre en conformité une EDR lorsqu'une modification de matériel est nécessaire, les délais de commande industrielle étant généralement plus longs.		RTE veut inciter les responsables de réserve à ne plus programmer d'EDR défaillante ou a minima à reconstituer le volume défaillant pour ne pas avoir de bilan de réserve négatif. Ce principe ne doit pas dépendre du délai de remise en conformité qui diffère selon les technologies, c'est pourquoi RTE propose de conserver un délai d'un an avant majoration. A noter que la majoration des abattements est également prévue dans les Règles SSY tension au moment de la visite de réparation. En contrepartie, RTE propose de diminuer le montant de l'abattement en supprimant l'indéxation au prix SPOT.
EDF	14.6.3 Montant de l'Abattement	Fond	EDF est favorable au fait de conserver la logique d'une facturation d'un abattement ou d'une pénalité uniquement lorsque le Bilan de Réserve avec Défaillance est impacté.		RTE remercie EDF pour ce retour favorable.
EDF	17.1 Participation expérimentale des Sites de Stockage Stationnaires à la Réserve Secondaire	Fond	La participation expérimentale des Sites de Soutirage, qui peuvent inclure entre autres des entités de type V2G, à la Réserve Secondaire n'est plus mentionnée dans la nouvelle version des règles. RTE considère-t-il que ces types de Sites peuvent contribuer à la réserve secondaire de manière nominale ? Sinon, la participation expérimentale de ces Sites à la Réserve Secondaire doit être maintenue dans la nouvelle version des règles. La question se pose également pour la participation à la réserve primaire.		RTE partage la remarque d'EDF. La participation des sites de soutirage RPD à la réserve secondaire n'a pas été expérimentée. RTE considère donc que la participation de ce type de site, comme pour les sites de stockage doit rester expérimentale. Concernant la réserve primaire, le retour d'expérience acquis sur les différents projets proposés par les acteurs sur les sites de soutirage RPD reste trop limité pour considérer que le retour d'expérience est suffisamment significatif. RTE propose donc de remettre en place une disposition transitoire pour les sites de soutirage RPD sur la réserve primaire également.
EDF	17.4 Expérimentation relative aux agrégations mixtes	Fond	EDF est favorable à la possibilité de faire de l'agrégation mixte. Cependant, EDF a les remarques ci-dessous 1. EDF souhaiterait que la condition "L'agrégation permet d'augmenter la fourniture de Réserve Primaire et/ou de Réserve Secondaire de plus de la somme des valeurs de fourniture de Réserve Primaire et/ou de Réserve Secondaire des EDP ou EDP Soutirage" soit levée. En effet, l'agrégation peut être utile pour atténuer les contraintes (lisser la sollicitation des actifs) ou améliorer la fiabilité du réglage sans nécessairement permettre de certifier un volume strictement plus important. 2. Rester sur un envoi optionnel des clefs de répartition 3. Est-ce que RTE pourrait clarifier la condition "Les performances et / ou contraintes techniques des EDP constitutives des EDR doivent refléter la fourniture des SSY" ? 4. EDF ne comprend pas les raisons qui conduisent RTE à exclure les EDR Diffuses de cette expérimentation. EDF propose de supprimer cette exclusion pour permettre à une EDR V2G d'être composée à la fois de Sites de Soutirage mais aussi de Sites de Stockage non synchrones. Par ailleurs, RTE n'a pas explicité en concertation pourquoi il souhaitait que l'ouverture de l'agrégation se fasse dans le cadre d'une expérimentation plutôt qu'une ouverture pérenne dans les règles.	- ~~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~~ - ~~L'agrégation permet d'augmenter la fourniture de Réserve Primaire et/ou de Réserve Secondaire de plus de la somme des valeurs de fourniture de Réserve Primaire et/ou de Réserve Secondaire des EDP ou EDP Soutirage ;~~ - Le Responsable de Réserve fournit les clefs de répartition de l'énergie par Site, lorsque cela est pertinent ; Supprimer le paragraphe "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 décrites dans l'Article 17.6.".	1. S'il n'y a pas de plus-value à l'agrégat et que les EDP sont capables de fournir des SSY seules, alors l'agrégation n'est pas autorisée. L'agrégation doit soit permettre de fournir des SSY (EDP seule incapable de fournir des EDP SSY) soit présenter un gain en MW suite à l'agrégation. Si l'expérimentation est concluante, alors RTE envisagera d'élargir les conditions à l'agrégation 2. L'envoi des clefs de répartition est bien optionnel, cf réponses précédentes 3. L'agrégation ne doit pas remettre la participation au MA des EDP constitutives de l'EDR, sans non plus dégrader les SSY de l'ensemble des EDP 4. Les EDR diffuses bénéficient des dispositions de l'article 17.6 leur permettant d'ajouter ou retirer 10% du nombre de sites initial sans recertification. Ceci n'est pas compatible avec l'agrégation avec d'autres sites au sein d'une même EDR. L'ouverture de l'agrégation se fait dans le cadre d'une expérimentation car RTE doit en évaluer les impacts, notamment sur la traçabilité des SSY, leur non dégradation et sur la reconstitution des SSY avant une ouverture pérenne dans les règles.
EDF	17.2 Expérimentation relative à l'observabilité statistique	Fond	L'observabilité statistique pourrait permettre de réduire les coûts de communication des EDR Diffuses comme les EDR V2G. Ces EDR peuvent contenir des Sites dont la puissance maximale est supérieure à 1MW, même si par construction les capacités maximales de réglage en Réserve Primaire et/ou en Réserve Secondaire installées sur ces Sites sont inférieures ou égales à 250 kW (cf. définition des EDR Diffuses). EDF propose de modifier le 1er alinea du §17.2 pour permettre l'application de cette disposition expérimentale aux EDR Diffuses en toutes circonstances. Par ailleurs, EDF souhaiterait que cette disposition puisse s'appliquer à des EDR existantes sans nécessiter une recertification, et propose donc un amendement en ce sens.	(1er paragraphe) Le Responsable de Réserve peut mettre en place l'observabilité statistique pour les Entités de Réserve composées de strictement plus de 70 Sites dont la puissance maximale de chacun est inférieure à 1 MW ou dont la capacité maximum de réglage en Réserve Primaire et/ou en Réserve Secondaire, à la Hausse et à la Baisse, est inférieure ou égale à 250 kW. (4ème paragraphe) Le choix de la méthode de détermination de la télémesure agrégée est laissé au Responsable de Réserve ; celle-ci doit faire l'objet d'une description à RTE au préalable à sa mise en place ~~lors du processus de certification de l'EDR~~ et doit être la méthode appliquée en temps réel.	RTE comprend la demande de définir un critère sur la capacité maximum de réglage plutôt que sur la puissance maximale du site. RTE considère que le seuil de 250 kW est trop élevé, RTE propose un seuil à 100kW. La télémesure de puissance active de l'EDR est utilisée par RTE pour contrôler en ex-post que le réglage a bien été réalisé mais également en temps réel pour faire le suivi des services systèmes. Sa fiabilité est donc essentielle pour RTE. Il est indispensable que la méthode d'observabilité statistique ait été démontrée à RTE lors de la certification. Cependant, dans le cas d'une EDR existante, les essais déjà réalisés sans être impactés par la mise en œuvre de l'observabilité statistiques ne seraient pas à refaire, un essai 8 heures sera cependant demandé.
EDF	Annexe 4	Fond	Il semble prématuré de retirer la possibilité de certifier une FAT différenciée à la hausse et à la baisse, d'autant plus que RTE permettra d'envoyer des Offres en Energie avec une FAT différente. De plus, dans un souci de cohérence avec la RP, il apparaît logique de maintenir cette possibilité. **EDF est défavorable à cette proposition de RTE**.		RTE propose de supprimer la notion de FAT certifiée à la hausse et à la baisse et de conserver une FAT certifiée unique pour la hausse et la baisse. Cependant, les responsables de réserve auront toujours la possibilité de proposer des offres en énergie avec des FAT distinctes pour la hausse et la baisse. RTE n'a pas connaissance actuellement de demande projet de certification d'acteur qui ne serait pas satisfait avec ces dispositions. La notion de FAT certifiée distincte à la hausse et à la baisse nécessite des évolutions dans le SI de RTE. Cela ne semble pas prioritaire de les mettre en œuvre sans projet connu d'acteur. Si dans le futur, une demande de certification d'acteur nécessite une FAT certifiée distincte à la hausse et à la baisse, alors RTE réétudiera cette possibilité
EDF	Article 14.4.2 et Annexe 13	Forme	Les règles et les trames de Fiches d'Ecart contiennent toujours une mention à la date prévisionnelle de mise en conformité. Quel usage RTE compte-t-il avoir de cette information ?		RTE souhaite conserver la mention de la date prévisionnelle de mise en conformité à titre indicatif pour avoir une estimation de la durée de défaillance.
EDF	Annexe 15 Gestion active du stock	Fond	Tout d'abord, EDF remercie RTE d'avoir apporté des éléments complémentaires concernant la recharge aux écarts en GT, suite à la demande d'acteurs en séance. Suite à l'étude complémentaire, RTE propose d'autoriser uniquement une stratégie de recharge aux écarts par palier. EDF remarque que RTE n'avait évoqué aucune réserve sur le mode de rechage en continu avant la présentation faite en GT. Davantage d'anticipation sur les évolutions d'exigences, par exemple sur le cyclage des batteries, permettrait de limiter l'impact sur des projets déjà engagés. EDF souhaite que le cadencement des paliers reste paramétrable individuellement (possibilité de paliers 15 minutes divergeant des quarts d'heures ronds) afin de ne pas trop contraindre la stratégie de recharge des actifs. Par ailleurs, les étiquettes Cas des unités de stockage non synchrones ne sont pas claires dans le paragraphe 5.2 : EDF propose d'écrire plutôt "Cas des Unités de Stockage non synchrone seulement" et "Applicable à toutes les entités LER".	EDF propose d'ajouter dans la partie 5.2 La variation de puissance de consigne doit être réalisée par palier, les durées de palier doivent être paramétrables avec une durée minimum de 15 min. Les paliers n'ont pas à être alignés avec les quarts d'heures ronds (.00, .15, .30 et .45).	Le choix du cadencement horaire des paliers est déjà laissé libre au responsable de réserve, il n'est pas demandé de les aligner sur les quarts d'heures ronds. RTE demande que ce cadencement soit indiqué lors de la certification et puisse rester paramétrable. RTE a revu les étiquettes de l'annexe 15.

EDF	Annexe 15 Nature des informations échangées	Fond	EDF souhaiterait que l'envoi des télémesures ou télésignalisations du responsable de réserve vers RTE puisse être adapté au cas par cas, afin que celui-ci ne soit **demandé que lorsque l'information est utile ou pertinente pour RTE**. Par exemple, la télémesure de puissance de consigne - qui est demandée pour tous les nouveaux dossiers - ne semble pas très intéressante dans le cas d'une EDR non-LER ou selon certains cas d'EDR LER (pas de recharge via le réseau électrique). De même, le gain de l'entité de réserve suivra toujours la même règle de calcul (soit gain fixe, soit gain dynamique donc rapport fixe avec la RP programmée) et la télémesure n'apportera pas d'information à RTE.		RTE comprend la remarque d'EDF sur la liste des téléinformations demandées dans l'annexe 15. La TM de puissance de consigne n'est pas pertinente seulement pour les EDR LER car elle peut être utilisée et pourra l'être dans le futur pour le contrôle fin de performance en ex post pour vérifier les résultats obtenus. Toutes les autres informations sont également utilisées par RTE à l'exception des deux TM de gain. RTE propose donc de supprimer de l'annexe 15 la demande des TMs de gain.
EDF	Annexe 15	Forme	Plusieurs remarques : - Typographie des mots définis dans les règles pas respectée - Certaines définitions dans le paragraphe 2 sont redondantes avec les définitions de l'Article 2 (Etats du réseau, EDR diffuse, Réservoir à Energie Limitée) - Au paragraphe 5.2, la phrase « Le processus de gestion active du stock ne doit pas avoir d'impact sur le service fourni au titre du réglage primaire (par exemple, le volume de réserve fourni ne doit pas être réduit du fait d'une modification de puissance de consigne). » est redondante avec « La puissance de consigne ne doit pas limiter la participation à la réserve primaire » et peut être supprimée -Serait intéressant de définir une durée Tmin au niveau du paragraphe 2 (ou dans l'Article 2 des règles)		RTE a apporté les corrections nécessaires.
EDF	Annexe 15 Fiche Essai n°2	Fond	- L'état initial demandé par les trames d'essais dynamiques réels est le suivant : "L'Entité de Réserve est à la puissance Pessai1 la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité (ex puissance de consigne à Pc maximum et état de charge le plus défavorable dans cette configuration en état normal de fréquence)". EDF propose de préciser cette formulation en indiquant que la configuration la plus défavorable sera réaliste. Par ailleurs, la notion de "défavorable" ne s'applique par réellement aux unités d'injection non LER. - essai 1bis : Lorsque l'offset de 300mHz doit être retiré après les 5 minutes en mode réserve, cela entraînera un changement brutal de la consigne qui n'est a priori pas représentatif des situations observées en exploitation. En effet, même s'il reste en mode réserve il devra suivre une échelon d'environ -20mHz – (-300mHz) en passant d'une fréquence centrée sur 49,7Hz à une fréquence centrée sur 50Hz. EDF suggère de retirer l'offset de la consigne avec une pente de 5 ou 10min. La remarque peut également être faite pour le test 3bis de la fiche de simulation, bien que dans ce cas il n'y aura pas d'impact sur le matériel. - essai 4 : coquille sur la définition du tr. Nous proposons d'aligner avec celle de l'essai 3 temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de min(RP ; -K.Δf) - essai 5 : L'essai ne permettra pas a priori de dissocier bande morte et insensibilité comme sous-entendu par la formulation des critères de conformité. EDF remarque par ailleurs que les durées de paliers de 30s proposées ne pemettront pas toujours d'atteindre le régime établi (donc la valeur min(RP ; -K.Δf)).	L'Entité de Réserve est à la puissance Pessai1 correspond à la puissance la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité, reflétant les conditions d'exploitation (elle pourra par exemple être déterminée à partir des simulations fournies).	- Sur les conditions initiales de l'essai 1, RTE considère que cela correspond déjà à une demande de situation réaliste mais a précisé en rajoutant comme proposé "reflétant les conditions d'exploitation". La notion de "défavorable" ne s'applique pas seulement aux entités LER, elle peut s'appliquer au diffus aussi par exemple par rapport à la situation initiale. - Sur l'essai 1 bis RTE souhaite conserver le déroulement de cet essai en l'état, même si il n'est pas réaliste afin de ne pas rallonger la durée de l'essai et du fait de la complexité à décrire et à réaliser une rampe superposée à un profil de fréquence. En outre, le comportement atypique pendant cet offset du comportement en réserve mode, permet de valider que le mode réserve est bien réalisé. Etant donné que le mode réserve ne s'applique qu'aux entités raccordées par onduleur cela ne devrait pas poser de problème matériel. - Sur l'essai 4, la correction a été apportée. - Sur l'essai 5 , RTE considère que cet essai permet bien de distinguer bande morte et insensibilité conformément aux définitions données de ces deux termes dans la trame de certification. RTE a précisé que, le cas échéant, les paliers pourront être rallongés au-delà de 30 sec afin de prendre en compte la dynamique de l'entité de réserve et le fait qu'elle soit en régime stabilisée avant la réalisation des différentes rampes.
EDF	Annexe 15 annexe 4	Forme	Préciser la fréquence d'échantillonnage des valeurs.		Il a été précisé que la chronique de fréquence est au pas 10s.
EDF	Annexe 16 / Trame de certification aFRR stockage non-synchrone	Fond	EDF souhaiterait avoir des clarifications sur l'interaction entre les obligations de capacités constructives LFSM et la fourniture de réserve secondaire. Si une EDR ne fournit, à un instant donné, que de la RS (programmation RP = 0), est-ce que le mode LFSM doit rester actif ? Est-ce qu'il est considéré comme prioritaire par rapport à la fourniture de réserve secondaire ?		Après dépassement d'un écart de fréquence supérieur à 200 mHz le système passe en état d'urgence et dans ce cas le LFSM est prioritaire sur les modes de réglage primaire et secondaire de la fréquence. La concertation en cours sur la prise en compte des propriétés supplémentaires de la FCR dans le cahier des charges des capacités constructives précisera ce point y compris sur le réglage secondaire .
EDF	Annexe 18	Forme	Remarques sur l'Annexe - coquille dans le titre (d'unités au lieu de unités) - La formulation "Le Titulaire souhaite déléguer cette obligation au Responsable de Réserve" est trompeuse. Ce n'est pas l'obligation qui est déléguée mais la mise à disposition de RTE - Par souci de clarification, il serait bon de préciser que le RR est libre dans ses échanges avec RTE - Est-ce qu'il sera bien possible de remplir un seul formulaire pour plusieurs unités à la fois ? En recopiant le paragraphe de description de l'unité ? En complément à cette Annexe 18, EDF souhaiterait que les règles permettent au responsable de réserve de **déléguer l'envoi des télémesures et télésignalisations de l'EDR (marché) au titulaire du CART** lorsque l'EDR contient une de ses unités. Cela pourra notamment être utile lorsque c'est l'exploitant de l'unité (le titulaire du CART) qui optimisera le réglage de l'EDR agrégée et qui disposera donc des informations pertinentes.	L'Unité (…) Va/vont être rattaché(e)/rattachés au Périmètre de Réserve du Responsable de Réserve à compter du …, A ce titre, le Titulaire autorise le Responsable de Réserve à échanger diverses informations avec RTE afin de remplir ses engagements en application des Règles Services Système fréquence. RTE pourra également transmettre des informations ou des factures concernant l'Unité au Responsable de Réserve.	RTE remercie EDF pour ce retour. RTE a corrigé la coquille dans le titre et la formulation pour éviter toute confusion sur l'objet de la délégation (qui porte bien sur la mise à disposition des capacités). Par ailleurs RTE confirme qu'il sera bien possible de remplir un seul formulaire pour plusieurs unités (dans la mesure où la délégation reste entre les mêmes personnes), en faisant une liste des unités (et en dupliquant la partie détaillant les caractéristiques de l'unité pour chaque unité). En revanche, RTE voudrait éviter une formulation trop large sur les échanges entre le responsable de réserve et RTE qui sont par ailleurs en principe déjà cadrés par le corps des règles (cette annexe n'étant que le cas très spécifique des unités avec capacité constructive, et ne concerne que l'obligation de les mettre à disposition de RTE) Enfin, RTE considère que l'annexe 18 a bien été prévue pour que le responsable de réserve puisse utiliser les TM et TS du titulaire du CART. RTE rappelle que le responsable de réserve reste bien le responsable du bon fonctionnement de la remontée des TM/TS.
EDF	Rapport d'accompagnement 3.5.1.1	Fond	RTE ne précise pas si les certificats d'aptitude à durée limitée, accordés dans le cadre de dispositions transitoires (fourniture de RP par du stockage ou du soutirage RPD), seront automatiquement convertis en certificats d'aptitude (sans limitation de durée) à l'entrée en vigueur des v7.1. Avec quelles modalités la bascule se fera-t-elle ?		Toutes les EDR étant conformes aux exigences de certification de l'annexe 15 (hors mode réserve) actuelle, c'est-à-dire les EDR ayant été certifiées avec une stratégie de gestion de la charge par palier après le 1er Septembre 2020 verront leur certificat d'aptitude converti en certificat d'aptitude sans limite de validité. Les EDR déjà certifiées avec l'annexe 15 après le 1er Septembre 2020 mais ayant une stratégie de recharge en continu doivent être recertifiées avec une stratégie de recharge en palier pour obtenir un certificat d'aptitude sans limite de validité. Les EDR certifiées avant la version de l'annexe 15 du 1er Septembre 2020 doivent démontrer leur aptitude à la trame de certification des règles SSY v7.1.
EDF	Rapport d'accompagnement 4.3.5.1	Forme	EDF rappelle que, contrairement à ce qui est sous-entendu par la phrase "De plus, il est précisé dans la section 1 des règles MA-RE les dispositions suivantes : - Pour un site d'injection ou de stockage raccordé au RPT : "programmation obligatoire à RTE via une EDP (relativement au code de l'énergie pour les sites d'injection et via les règles MA-RE et le CART pour le stockage).", un site de stockage raccordé au RPT ne doit rejoindre un périmètre de programmation que s'il participe au mécanisme d'ajustement ou aux réserves automatiques d'après les règles MA/RE. Le CART ne prévoit pas de dispositions particulières.		Le CART applicable au stockage est le CART applicable au producteur (CART-P) qui prévoit explicitement que le titulaire désigne un Responsable de Programmation, en remettant à RTE un Accord de Rattachement conforme aux Règles relatives au dispositif de Responsable de Programmation. En obligeant à désigner un Responsable de Programmation, il est pour RTE évident que celui-ci doive envoyer un programme pour le stockage, comme rappelé dans les définitions du CART relatives au "Responsable de programmation" et à la "Programmation". Pour RTE, le fait que le stockage raccordé au RPT doive programmer au titre du CART n'est donc pas sujet à interprétation.
EDF	Rapport d'accompagnement 5.3.2	Fond	RTE a précisé, à l'occasion du GT SSYf du 09/07/2021, que les entités de réserve qui sont des LER et dont les unités sont raccordées via onduleur ne devraient pas mettre en œuvre le mode réserve si ces unités ont des capacités constructives et que le cahier des charges 8.3.4 de la DTR n'était pas encore applicable au moment de la signature de la PTF. Cependant RTE ne reprécise pas ce point dans le rapport.		Le cahier des charges capacités constructives applicable lors d'un raccordement est celui en vigueur lors de la signature de la PTF. Ainsi pour la partie capacité constructive le mode réserve ne sera applicable qu'après la mise à jour du cahier des charges (concertation en cours) et pour les projets ayant signé leur PTF après son entrée en vigueur (prévue le 1er Septembre 2022). Cependant tout dossier de certification de capacité marché est soumis à l'application du mode réserve à partir de l'entrée en vigueur des règles SSY v7.1. Ainsi dans le cas d'une demande de certification pour des capacités marchés supérieures aux capacités constructives le mode réserve sera exigé.
EDF	Rapport d'accompagnement 6.5	Fond	EDF souhaiterait profiter de cette opportunité de discussion avec la FCR Cooperation pour proposer d'autres évolutions du marché aux membres : - abaisser le volume minimal et la granularité du produit à 0,1 MW - abaisser la Période de Livraison du produit à 1h, en cohérence avec la granularité du produit de Réserve Secondaire et des échanges sur les marchés IJ - publier le détail des offres non retenues anonymisées - demander au gestionnaire de la plateforme de mieux inclure les pays de la coopération et les responsables de réserve dans le cas d'évolutions SI qui peuvent parfois impacter les processus de soumission des offres (contraintes sur les API et le nombre d'offres, fonctionnalités de l'IHM). EDF salue la mise en place du portail JIRA mais souhaiterait avoir davantage de renseignements sur la façon dont les signalement seront traités.		RTE prend note des évolutions souhaitées sur la granularité et la période de livraison afin de les prendre en compte dans le cadre d'une consultation future sur le design de marché de FCR. En revanche, RTE rappelle que les GRT et les régulateurs de la FCR cooperation se sont déjà opposés à la publication des offres non retenues anonymisées. Concernant les évolutions SI de Regelleistung, RTE va demander au gestionnaire de la plateforme (50 Hz) d'améliorer sa communication. Le nouveau portail JIRA est le canal privilégié pour faire part de toute demande qui n'est pas liée à un incident en temps réel. RTE invite EDF à remonter toute question/demande qui n'aurait pas été correctement traitée par ce nouveau portail.

SGE	12.2.2	fond	Cette disposition pose des difficultés d'ordre opérationnel. Comment peut-on obliger un RR à déposer une offre en énergie pour une capacité qui ne serait contractualisée en capacité ? et donc pas programmée ? (hors cas de la puissance requise en cas de délagation d'obligation constructives)	Spécifier qu'une obligation s'applique à hauteur de la puissance contractualisée en aFRR, tout en laissant la possibilité de déposer jusqu'à hauteur de la puissance certifiée apte	Cette disposition a été introduite dans les règles SSYf v6 et n'est pas propre aux règles SSYv7.1. RTE rappelle que si l'acteur n'est pas en capacité de soumettre des offres en énergie, alors RTE en dépose à la place de l'acteur, avec les dispositions décrites dans les règles. Si l'acteur ne programme pas ou programme un volume à zéro, alors le matching sera bien de 0 MW et l'entité de réserve ne sera pas activée.
ZE Energy	Projet de Règles 4.2.1	fond	Le projet de Règles propose d'imposer l'agrégation au sein d'une EDR unique, donc sous la responsabilité d'un RR unique, des unités raccordées sur le même point RPT. Cette proposition est extrêmement pénalisante pour les RR, en particulier dans le cadre de groupements multi-producteurs sur un même poste source, puisqu'alors des opérateurs potentiellement concurrents devraient s'entendre sur l'agrégation et l'exploitation commune de leurs actifs. Une telle entente est impossible à sécuriser sur le long terme et exposerait donc les projets à un risque inacceptable ; par conséquent, elle restreindrait l'accès des opérateurs de marché à des capacités de raccordement, pourtant déjà insuffisantes.	Cette disposition a un impact trop significatif pour être entérinée en l'état, sans une instruction approfondie dans le cadre du GT. Les acteurs n'ont disposé que d'un mois pour en évaluer la portée, une période bien trop courte pour instruire les différents cas d'usages et sécuriser son entrée en vigueur. ZE Energy recommande donc la suppression de cette évolution dans le jeu de Règles en consultation et de prioriser une instruction détaillée par les parties penantes dans la perspective d'une intégration dans un prochain jeu de Règles.	Comme explicité dans le CART-P, l'option GMP suppose par définition une forme d'entente et de coopération entre les différents producteurs appartenant à ce GMP pour lequel le titulaire du CART reste l'unique interlocuteur de RTE. Il semble y avoir une incompréhension sur la proposition de RTE dans la mesure où cette proposition consiste à ce qu'il ne soit pas possible de découper au travers de plusieurs EDR des sites appartenant à une même unité si cette unité a des obligations de capacités constructives de réglage de fréquence. Ainsi, il sera possible d'avoir dans le cas d'un GMP associant du stockage et des ENR non synchrones, 2 EDR : l'une regroupant les sites de stockage (le cas échéant) de l'unité de stockage, et l'autre regroupant les sites ENR non synchrones (le cas échéant) de l'unité de production non synchrone (ou PPM). La contrainte sera donc d'avoir un unique RP/RR au niveau de chacune de ces EDR.
ZE Energy	Projet de Règles 4.2.4.1.3	fond	Le projet de Règles propose d'imposer, au RR qui souhaite intégrer un Site de Stockage dans son EDR, de formaliser l'accord du RE du Site pour cette intégration. Une telle disposition déséquilibre structurellement la discussion commerciale entre l'opérateur du Site de Stockage et le RE, qui aurait alors la possibilité de facturer une prestation supplémentaire à laquelle l'opérateur ne pourrait se soustraire. Or, puisque le jeu de Règles en consultation prévoit également un traitement explicite de l'énergie de réglage, le RE est automatiquement désensibilisé des flux d'énergie associés à la fourniture de SSy. La modalité proposée confère donc un pouvoir de marché indû aux RE vis-à-vis des opérateurs de Sites de Stockage ; à ce titre, elle est discriminatoire et doit donc être supprimée.	Restriction de l'article 4.2.4.1.3 et de l'Annexe 5 associée aux seuls Sites d'Injection.	RTE considère que, dès lors qu'un acteur agit sur le site d'un autre acteur, il convient que ceux-ci en soient mutuellement informés et l'aient accepté pour éviter tout conflit ultérieur. En raison des similitudes en termes d'impact sur le réseau et de fonctionnement, RTE a proposé dans l'ensemble de ses mécanismes d'appliquer au stockage un cadre similaire à celui de l'injection. Celui-ci prévoit aujourd'hui l'égalité RP=RR=AA et un accord entre le RE et l'AA à travers les règles MA-RE. Le pendant de cette disposition côté SSYf est donc d'avoir l'accord entre le RR et le RE pour le stockage et l'injection. Revenir sur cette disposition pour l'injection et le stockage doit se faire dans le cadre d'une concertation plus large et transmécanismes. Concernant la consommation, une mention spéciale a été ajoutée dans le code de l'énergie pour explicitement ne pas avoir d'accord avec le RE. Il n'existe rien en ce sens pour la production ou le stockage. Cette disposition pour la consommation engendre en outre des complexités comme le versement fournisseur qui nous semblent peu souhaitable d'étendre au stockage à date. Par ailleurs, bien que le RE soit insensibilisé des ajustements et des SSYf, il reste des impacts sur le RE comme ceux engendrés par l'autorisation de la recharge aux écarts sur la réserve primaire pour le stockage.
ZE Energy	Rapport 5.3.2	forme	Le projet de Règles prévoit l'applicabilité du mode réserve pour les capacités certifiées ou "recertifiées" à partir son l'entrée en vigueur ; or, le terme de recertification n'est pas défini explicitement dans les Règles, notamment dans le cadre de la "réévaluation périodique" de RTE (Projet de Règles 5.4).	Clarifier les notions de "recertification" et de "réévaluation" des certificats d'aptitude pour expliciter les critères les justifiant.	Une recertification correspond pour une EDR existante à une demande de modification de la capacité certifiée à la hausse ou à une modification de périmètre de l'EDR (ajout ou retrait d'un site par exemple).
ATEE	2 Définitions	Fond	Le Club Stockage salue la clarification apportée par RTE dans les règles SSYf en proposant une définition des sites de stockage stationnaire, permettant de les distinguer des sites de soutirage et d'injection et d'harmoniser leur traitement dans les différents jeux de règles. Néanmoins, cette avancée souligne le manque d'une définition des sites de stockage mobiles que sont les véhicules électriques lorsqu'ils sont capables de piloter leur recharge de manière bidirectionnelle. L'ajout d'une définition des capacités V1G et V2G dans les différents jeux de règles de marché de RTE serait appréciable pour accompagner le développement du véhicule électrique et sa contribution à la flexibilité du système. La suppression du paragraphe 7.1 des Règles SSY fait en effet disparaître le cadre expérimental pour les sites de soutirage RPD auxquels les véhicules électriques en V1G pouvaient être rattachés et nous interroge sur les modalités qui leur seront désormais appliquées.		RTE ne juge pas nécessaire d'introduire une définition du stockage non stationnaire. La maille élémentaire de participation au marché est le site. Un VE piloté soit directement soit via le pilotage d'une borne de recharge doit toujours être associé à un site car RTE doit connaitre le point d'injection sur le réseau, le responsable d'équilibre ... RTE se base sur la topologie de site remonté par le GRD. Ainsi un ensemble de VE pilotés sera vu de RTE comme un ensemble de sites de soutirage ou de site de stockage. Les règles actuelles et notamment la trame de certification FCR (annexe 15) sont adaptées à la participation d'agrégats de sites de ce type. Concernant les sites de soutirage RPD, RTE modifiera sa proposition afin de conserver la disposition transitoire pour ce type de site.
ATEE	Rapport d'accompagnement 3.4.4	Fond	En ce qui concerne l'extension de la notion de capacité constructive aux installations de stockage, le Club note que RTE propose de suivre les recommandations de l'Expert Group européen publiées en juillet 2020 et d'appliquer une exigence de contribution aux réserves primaire et secondaire de, respectivement, 2,5 % et 4,5% de la Pmax de l'unité. Il paraît cependant paradoxal d'appliquer cette exigence de contribution à la réserve secondaire alors même que le cadre expérimental de participation du stockage à cette réserve est maintenu. Le Club Stockage demande donc que, par souci de cohérence, la mise en œuvre de cette exigence pour la aFRR soit décalée à la sortie du cadre expérimental. Enfin, RTE précise que cette exigence qui aurait dû se traduire dans un premier temps par l'envoi d'une prescription ne sera pas appliquée avant le retour à l'appel d'offres de capacité de réserve secondaire, le Club Stockage apprécierait que les perspectives de retour à une contractualisation marché soient clarifiées.		RTE prend note de la demande de visibilité de la date de reprise de la contractualisation de la réserve par appel d'offres. Les caractéristiques des capacités constructives sur le réglage primaire et secondaire de fréquence sont d'ores et déjà spécifiées dans le cahier des charges capacités constructives qui a été concerté en 2020/2021 et publié dans la DTR de RTE en août 2021. Ces caractéristiques ne font donc pas l'objet de la présente consultation, qui porte plutôt sur la mise à disposition de ces capacités constructives.
ATEE	Rapport d'accompagnement 3.4.6	Fond	Concernant la proposition de RTE d'ajouter dans le cas du stockage l'obtention de l'accord du RE du site, le Club Stockage s'étonne que le sujet n'ait pas été abordé lors de la concertation et souhaite que l'ensemble des implications d'un tel choix puissent être discutées avec les acteurs de marché. En effet, nous comprenons que l'ajout de la définition des sites de stockage permettant de distinguer les EDR stockage des EDR soutirage ne permet plus aux sites de stockage de s'inscrire dans le cadre garantissant l'indépendance entre le RE et l'utilisateur du site prévu pour les sites de soutirage. En outre, le Club Stockage soutient la définition d'un modèle garantissant la neutralisation physique et financière des RE. Cependant, l'obligation pour les opérateurs voulant valoriser une installation de stockage de demander l'accord du RE pourra représenter une barrière significative à l'accès aux marchés des réserves primaire et secondaire. Le Club Stockage demande donc la prolongation de la concertation sur ce sujet dans le but d'envisager une alternative qui permette de garantir à la fois une facilité d'accès au marché pour les opérateurs des EDR stockage et une insensibilisation physique et financière des RE sur leur périmètre d'équilibre.		RTE considère que dès lors qu'un acteur agit sur le site d'un autre acteur, il convient que ceux-ci en soient mutuellement informés et l'aient accepté pour éviter tout conflit ultérieur. En raison des similitudes en termes d'impact sur le réseau et de fonctionnement, RTE a proposé dans l'ensemble de ses mécanismes d'appliquer au stockage un cadre similaire à celui de l'injection. Celui-ci prévoit aujourd'hui l'égalité RP=RR=AA et un accord entre le RE et l'AA à travers les règles MA-RE. Le pendant de cette disposition côté SSYf est donc d'avoir l'accord entre le RR et le RE pour le stockage et l'injection. Revenir sur cette disposition pour l'injection et le stockage doit se faire dans le cadre d'une concertation plus large et transmécanismes. Concernant la consommation, une mention spéciale a été ajoutée dans le code de l'énergie pour explicitement ne pas avoir d'accord avec le RE. Cette disposition engendre notamment des complexités comme le versement fournisseur qui nous semblent peu souhaitable d'étendre au stockage. Par ailleurs, bien que le RE soit insensibilisé des ajustements et des SSYf, il reste des impacts sur le RE comme ceux engendrés par l'autorisation de la recharge aux écarts sur la réserve primaire pour le stockage.
ATEE	Rapport d'accompagnement 3.5.1.1	Fond	La reconnaissance par RTE de la capacité et la pertinence des installations de stockage à contribuer au réglage primaire de la fréquence, qui se traduit par la sortie du régime expérimental, est une avancée notable que le Club Stockage accueille très favorablement. Il serait néanmoins nécessaire de clarifier de quelle manière sont reconduits les certificats d'aptitude délivrés dans le cadre expérimental. En outre, en ce qui concerne l'implémentation du mode réserve, il conviendrait de clarifier les cas qui exigeront une re-certification des installations, puisqu'il est précisé par RTE que le mode réserve ne sera pas exigé des installations déjà certifiées mais seulement pour les demandes de certification ou re-certification déposées après le 1er septembre 2022.		Toutes les EDR étant conformes aux exigences de certification de l'annexe 15 (hors mode réserve) actuelle, c'est-à-dire les EDR ayant été certifiées avec une stratégie de gestion de la charge par palier après le 1er Septembre 2020 verront leur certificat d'aptitude converti en certificat d'aptitude sans limite de validité. Les EDR déjà certifiées avec l'annexe 15 après le 1er Septembre 2020 mais ayant une stratégie de recharge en continu doivent être recertifiées avec une stratégie de recharge en palier pour obtenir un certificat d'aptitude sans limite de validité. Les EDR certifiées avant la version de l'annexe 15 du 1er Septembre 2020 doivent démontrer leur aptitude à la trame de certification des règles SSY v7.1. Une recertification correspond pour une EDR existante à une demande de modification de la capacité certifiée ou de sa dynamique de réponse pour le secondaire ou à une modification de périmètre de l'EDR (ajout ou retrait d'un site par exemple).

TotalEnergies	3.4.5 du rapport d'accompagnement	fond et forme	Pour un une installation non-synchrone, même configuration que dans l'exemple du 2.4.2.3, est-il possible de préciser les configurations concernant la Programmation? EDP=EDR? Ou EDP=1Site et donc nécessité d'avoir 2 EDP sous l'EDR?	Ajouter un schéma au même format que 2.4.2.3 explicitant les options d'EDP réalistes.	Les modalités de constitution des périmètres de programmation sont décrites dans la section 1 des règles MA-RE. Dans le cas des installations non-synchrones, (et notamment du stockage), une EDP doit être dans le cas général "mono-site". Dans le cas décrit au 2.4.2.3 du rapport d'accompagnement, on serait donc dans le cas général EDP=1 site. La section 1 des règles MA-RE précise également qu'il est possible (par dérogation accordée par RTE) d'avoir des EDP "multi-site" notamment si les sites sont géographiquement proches. Donc dans ce cas comme tous les sites sont sur le même point de raccordement, il est possible d'avoir une EDP "multi-site" et donc EDP=EDR. A noter que dans le cadre du MA, les EDA doivent être (dans le cas général, hors cas particulier du stockage) mono EDP.
TotalEnergies	7.10 du projet de régle suivi modif	fond	Il est dommage qu'RTE retire la mise à diposition des données d'offres anonymysées, qui permette au acteurs de mieux comprendre le fonctionnement, du marché et de mieux comprendre la formation du prix et le profondeur de marché. Il apparait sain dans un contexte de marché libéralisé que ces informations soient le plus transparentes possibles.		RTE a répondu en détail à ce retour dans le rapport d'accompagnement à la saisine.
Adeef	Remarque générale	fond	Les GRD remercient RTE pour l'organisation des Ateliers Techniques (comme celui du 25/02) entre gestionnaires de réseau. Ils permettent d'instruire les modalités opérationnelles et de préparer les expressions de besoin pour les évolutions SI afin de mettre en oeuvre dans les meilleurs délais les évolutions. La réponse ci-après s'attache à mettre en lumière les évolutions qui impacteront les GRD au niveau processus opérationnel et SI.		RTE prend note de ce retour
Adeef	2	fond	L'ADEeF note l'évolution de la définition d'un Site, qui permet de mieux distinguer les caractéristiques de chaque type de Site.		RTE prend note de ce retour
Adeef	4.2	fond	L'ADeF note la disparition de la distinction EDR injection/EDR soutirage et la confirmation par RTE en AT le 25/02 que cette évolution est sans impact pour les GRD.		RTE prend note de ce retour
Adeef	4.2.4.1.3	fond	L'ADEeF note que le Responsable de Réserve doit disposer de l'accord du Responsable d'Equilibre de tous les sites de Stockage Stationnaires constitutifs de l'EDR, établi conformément à l'annexe 5.		RTE prend note de ce retour
Adeef	14.1	fond	Dans le cadre du contrôle de performance, qui prévoit l' "utilisation [...] des données de comptage dont dispose RTE", RTE a sollicité un acteur, qui a lui-même demandé des données aux GRD. Les GRD soulignent que la communication de données par les GRD est à encadrer, et qu'il convient de mettre en place un processus adéquat.		RTE prend note et partage la nécessité de mettre en place un processus adéquat pour le partage de ce type d'informations.
Adeef	14.6.5 Indisponibilité d'une Entité de Réserve pour motif réseau	Forme	Placer "en dehors des Indisponibilités Programmées," à la fin du paragraphe aide à la compréhension.	Une limitation de l'injection ou du soutirage d'un Site appartenant à cette Entité de Réserve en raison d'une contrainte sur le Réseau Public de Transport ou de Distribution, pour laquelle le Contrat d'Accès au Réseau prévoit une responsabilité du gestionnaire de réseau des préjudices réels, directs, actuels et certains ; en dehors des Indisponibilités Programmées.	RTE est d'accord avec la formulation proposée.
Adeef	17.4	Fond	Les GRD considèrent que la tenue d'Ateliers Techniques (comme celui du 25/02) entre gestionnaires de réseau est une bonne pratique à pérenniser.		RTE prend note de ce retour
Adeef	17.4	fond	L'ADEeF comprend ce paragraphe de la manière suivante. A partir de la date C : • les nouveaux sites de stockage voulant participer aux SSYf devront être rattachés par l'acteur comme site de stockage obligatoirement. • Les sites de stockage participant actuellement aux SSY en tant que site de soutirage, devront à partir de la date C, basculer en tant que site de stockage sur demande de l'acteur. Si cette action n'est pas réalisée par l'acteur et conformément à l'application des règles V7.1, les sites seront retirés par les GRD. Il sera nécessaire que RTE confirme cette lecture auprès des GRD et de l'ensemble des acteurs.		RTE voudrait préciser la compréhension relative au traitement du stockage et de la bascule prévue à la date C : - les nouveaux sites de stockage voulant participer aux SSYf devront être rattachés par l'acteur comme site de stockage obligatoirement : oui, dès lors que l'acteur veut que son site soit identifié sur nos mécanismes comme du stockage. A noter également que si ce n'est pas le cas, le site sera référencé "définitivement" chez nous comme injection ou soutirage, mais pas stockage. - Si un site de stockage (et identifié par RTE comme tel, ie avec une certification en SSYf identifiée comme stockage) participe aux SSYf (et a fortiori également aux autres mécanismes comme le MA), une remontée d'information "incohérente" d'un point de vue GRD (c'est à dire une information provenant des GRD comme quoi le site ne serait pas du stockage) engendrerait chez nous une impossibilité de le prendre en compte dans notre référentiel (et donc de l'utiliser sur les SSYf et/ou le MA). Le fait que les GRD le retirent de leur côté évitera l'incohérence technique côté GRT et le site ne pourra pas participer au mécanisme en question . A noter tout de même : Au regard des difficultés opérationnelles rencontrées pendant l'étape 1 du stockage sur le mécanisme d'ajustement, notamment en lien avec la collecte pour le mécanisme de capacité et afin d'assurer une meilleure cohérence inter-mécanismes, RTE a proposé de supprimer la possibilité de se déclarer en site de soutirage sur le MA. En conséquence, si un site (de stockage) est identifié comme soutirage "pur" d'un point de vue GRD, cela va poser des problèmes de cohérence entre le mécanisme de capacité et le MA/SSYf côté RTE, et le site ne pourra pas être utilisable sur nos mécanismes.
Voltalis	Art 17.2	Fond	Il n'est pas acceptable que le retour d'expérience de l'Observabilité Statistique (OS) n'ait pas été réalisé pour le présent jeu règles (alors que demandé par la CRE à RTE dans sa délibération N°2021-165 du 10 juin 2021). Cela aurait pu permettre d'augmenter le seuil au-delà de 20 MW et ainsi répondre aux besoins de la France alors que les acteurs sont prêts à rendre ce service. Cela aurait également permis de sortir du cadre de dispositions transitoires, dans un contexte où le developpement de l'agrégation sur le diffus combiné à la granularité fine des données en temps réel, rend dimmensionnant le coût de la transmission de la donnée. Cette méthode est la seule permettant l'emergence de nouveaux acteurs du diffus sur les services systèmes (ou à l'augmentation du niveau de participation d'acteurs existants sur les services systèmes), ce qui est nécessaire par rapport au besoin à venir de la France. Enfin, il faut créer un cadre simplifié pour les demandes d'augmentation en volume de certification aux services systèmes (quand les actifs restent les mêmes), qui prévoierait un test allégé afin de ne pas repartir de zéro (aujourd'hui ces certifications trainent sur de nombreux mois).	Cadre simplifié de certification pour les augmentations en volume sans changement de type d'actifs	RTE a lancé en lien avec la CRE et les acteurs concernés un travail de REX sur la disposition concernant l'observabilité statistique. Le travail mené n'a pas permis d'aboutir à la finalisation de ce REX et à des échanges en GT sur les conclusions dans le planning à respecter pour la prochaine version de règles concernant la déclinaison des propriétés supplémentaires de la FCR. De plus, RTE considère que les données à sa disposition (nombre d'acteur mettant en oeuvre l'observabilité statistique, échantillon de données de réglage avec observabilité statistique..) sont insuffisantes pour en tirer des conclusions générales et propose donc des modifications de la disposition expérimentale afin de s'assurer de collecter assez de données pour faire un REX par l'envoi systématique par le responsable de réserve de la TM agrégée en observabilité complète en ex post. Lors d'une demande d'augmentation de la puissance certifiée, le processus de certification peut être plus rapide que lors d'une certification initiale car il est demandé en plus des essais (échelon / rampes et essai 8 heures) seulement une mise à jour du dossier déjà analysé par RTE. De plus, nous sommes toujours dans un dispositif expérimental concernant la certification du diffus, et des précisions peuvent être demandées par RTE pour s'assurer que le comportement de l'entité est conforme aux exigences et besoin de RTE.

Voltalis	Article 17.2	Fond & Forme	Il est important de garantir un cadre souple permettant à l'acteur d'une part de décider du moment opportun de lancer le processsus de validation de la méthode OS (simultanément ou après le processus de certification de l'EDR), et d'autre part de pouvoir affiner et adapter certains paramètres de pilotage au fil de la pratique de l'OS afin d'améliorer sa performance (sans pour autant remettre en question la méthodologie de l'OS validée préalablement par Rte).	Le choix de la méthode de détermination de la télémesure agrégée est laissé au Responsable de Réserve ; celle-ci doit faire l'objet d'une description à RTE au préalable à sa mise en place qui suivant le choix de l'acteur est, soit lors du processus de certification de l'EDR, soit après la certification à condition d'avoir déclaré le possible recours à l'OS lors de la certification. Celle-ci doit être la méthode appliquée en temps réel. Seules les modifications structurelles de la méthode ayant des impacts sur la performance de l'OS doivent être systèmatiquement décrites à Rte.	La télémesure de puissance active de l'EDR est utilisée par RTE pour contrôler en ex-post que le réglage a bien été réalisé mais également en temps réel pour faire le suivi des services système. Sa fiabilité est donc essentielle pour RTE et il est donc indispensable que la méthode d'observabilité statistique ait été démontrée à RTE lors de la certification. Une fois la méthode validée, l'acteur peut l'utiliser ou pas en exploitation en le déclarant à RTE. De plus, RTE devant s'assurer en tout instant que la donnée de télémesure remontée est bien conforme au réalisé sur le réseau, toute modification de la méthode de construction de l'observabilité statistique y compris de son paramétrage doit être signalée à RTE et la certification de l'EDR peut être remise en cause si la nouvelle méthode ou les nouveaux paramètres appliqués ne garantissent plus la fiabilité de la donnée remontée. RTE précisera cependant dans les règles qu'il est possible de déclarer un paramétrage variable selon des critères explicites à condition que ce soit décrit et validé lors de la certification.
Voltalis	Article 17.2	Fond & Forme	La sanction irreversible de ne plus bénéficier du recours à l'OS apparait disportionnée au regard du manquement et trop pénalisante pour l'acteur. De plus, la notion de "plus de 3 fois" et non d'un nombre précis de non-respect parait vague pour être appliquée. Enfin, la transmission des données agrégées en J+1 est requise pour vérifier la qualité des données transmises en OS et non la performance du service rendu au système. Un problème de transmission n'a donc pas d'impact sur la capacité d'un acteur à rendre le service pour le système Ainsi, alternativement à une sanction remettant en question la participation de l'acteur à la FCR (qui économiquement à besoin de l'OS), il est proposé que l'acteur fournisse un plan d'actions pour résoudre les problemes de transmission rencontrés et garantir que la situation ne se reproduise pas. Par ailleurs, dans la trame type de restitution des données de l'annexe 15, il est à rappeler que bien qu'optionnelles, les colonnes E (puissance sans règlage en MW) et F (puissance totale en installation en MW) ne sont pas adaptées aux sites de soutirage ou redondantes avec la colonne D (puissance en MW). En tant que non LER, la colonne L (SoC (State of Charge) en %) n'est pas à renseigner pour les sites de soutirage. Enfin, si la colonne B indique la déviation de la fréquence (soit le sens de la participation), quel est l'intérêt de remplir les colonnes H (Réponse hausse) et I (Réponse baisse) ? Est-ce pour des questions de contôle que l'acteur ait bien agi dans le sens du signal de déviation de la fréquence ou bien est-ce pour savoir la stratégie générale de la participation de l'acteur (ex: participation à la hausse et à la baisse ou uniquement à la hausse....)? Si dans le cadre transitoire, le rapport d'accompagnement de Rte prévoit que les envois en J+ 1 se réalisent par email, il sera nécessaire d'anticiper à l'issue du REX, une transmission des données via une plateforme pour des questions d'efficacité, de suivi et de fiabilité.	En cas de non-respect de cette obligation 5 fois d'affiliées, le Responsable de Réserve transmet à Rte, sous 3 semaines, un plan d'actions d'amélioration à mettre en oeuvre pour garantir le rétablissement et le bon respect de la tranmission des données en J+1	La transmission à J+1 des données ne servira pas seulement à valider les données de l'observabilité statistique mais aussi au contrôle de l'entité ex post. Ainsi, ces données seront essentielles au contrôle continu fin réalisé par les outils de RTE. De plus, RTE rappelle que ces données sont nécessaires également pour la réalisation d'un retour d'expérience significatif. RTE souhaite donc une incitation forte pour les acteurs afin de fiabiliser l'envoi systématique des données d'observabilité complète en J+1. RTE propose donc une modification des règles proposées afin d'assurer une incitation raisonnable : - en cas de non envoi des données d'observabilité complète la réserve est abattue et le taux de réglage considéré comme indisponible correspond au ratio entre le nombre d'heures pour lesquelles la donnée est manquante et le nombre d'heures de programmation de l'EDR - en cas de non-respect répété plus de 5 fois, la possibilité de recourir à l'observabilité statistique est suspendue pour le responsable de réserve pendant 6 mois De plus il est primordial que le fichier envoyé soit conforme et au bon format afin d'éviter un traitement manuel côté RTE. Il est demandé d'utiliser la trame de l'annexe 15. Si les données sont optionnelles elles ne rentreront pas dans le contrôle de la conformité du fichier. Par ailleurs la trame de fichier n'indique pas réponse hausse ou baisse mais RP (réserve primaire) ou gain hausse et baisse, ce qui correspond à la réserve programmée hausse ou baisse et gain hausse ou baisse. Si l'entité est non LER le SOC n'a pas à être restitué. RTE a besoin de la puissance totale de l'entité et de sa puissance de consigne (puissance P0 à 50 Hz) A l'issue du REX RTE envisagera une industrialisation du processus.
Alpiq	6.4.7 Transparence	fond	Alpiq est opposé à la suppression de 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. Comme expliqué en GT, 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 potentiellement à faire monter les prix de résultats de enchères. Vu les timings des enchères, les offres seront faites la veille ou en J-2, les risques associés doivent pouvoir être maitrisés.	Alpiq ne souhaite pas la suppression de la publication et demande l'avis de la direction juridique de la CRE sur ce sujet, et la publication de l'avis de la direction juridique de RTE qui, au jeu de règles précédent, considéraient que cela était possible. Alpiq ne souhaite pas que cette décision soit uniquement éclairée par des impacts sur des application SI mais bien par des besoins métiers. Alpiq considère que les informations ne rentrent pas dans la liste des informations de l'art R111-26. Si RTE considère quand même que cela s'applique, l'Article R111-28 mentionne :" Les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution sont autorisés à communiquer à des tiers et à publier des informations mentionnées à l'article R. 111-26, sous une forme agrégée respectant le secret statistique, et ne portant pas atteinte aux règles de concurrence libre et loyale, lorsque cette publication est de nature à assurer la bonne exécution de leurs missions ou à rendre compte de cette exécution." Une des mission étant d'assurer la contractualisation à bas cout des réserves, la publication des informations demandées contribue à cela. Au titre de l'Article R111-30, la diffusion de ces informations ne portent pas atteintes à la sécurité des biens et des personnes. Par ailleurs, le secret statistique est respecté car il y a plus de 3 fournisseurs d'aFRR et au vu de l'obligation de déposer à minima les capacités constructives et si un acteur a plus que le besoin France, alors la combinaison des 2 devrait assurer que une entreprise n'a, par AO, pas 85% des valeurs. A défaut si cela était le cas, il convient alors de publier les volumes certifiés en aFRR par sens et par technologie mensuellement pour éviter l'abus de position dominante d'un acteur.	RTE a répondu en détail à ce retour dans le rapport d'accompagnement à la saisine.
Alpiq	6.5	fond	Alpiq est favorable à cette rédaction		RTE note l'accord d'Alpiq sur cette rédaction.
Alpiq	7.4.2	fond	En lien avec l'article "contrôle de performance", quels sont les critères et tolérances pris en compte pour décider que la "contribution est inférieure à 20% de la contribution attendue" ?	Alpiq propose de lier à un critère ou simplifier les critères à l'article "Contrôle de performance" car en l'état la contribution attendue et n'est pas claire. De plus, cette partie étant "a posteriori", elle rentre dans le cadre du contrôle continu. Ce paragraphe " a posteriori" et ces conséquences seraient plus légitimes dans la partie "Contrôle de Performance". La discussion entre RTE et le RR pour savoir c'est un problème SI ou un problème de l'EDR étant long à apprécier, il n'est pas souhaitable de corriger à la hâte des programmes pour revenir en contestation. Le temps réel étant passé, il n'y a pas d'urgence à gérer et changer les programmes immédiatement.	La contribution est évaluée selon les critères F3 pour la réserve primaire et F5 pour la réserve secondaire tels que définis aux articles 14.2.2.3 et 14.2.3.1. Cela a été précisé dans les règles. De plus, la correction des programmes s'effectue a posteriori et suite à un échange avec l'exploitant donc cela ne sera pas fait dans l'urgence.
Alpiq	11.2.2	fond	Alpiq propose que, dans le cas où l'on est passé en contractualisation par jour similaire ou retour la prescription, un RR ne pouvant pas assurer le volume des engagements qui lui sont attribués, soit éligible à la réduction de l'indemnité, qu'il ait un fortuit ou non. 2 exemples : - une EDR n'est pas disponible ce mercredi mais elle l'était mardi et en mode dégradé, le RR a récupéré les engagements du mardi pour le mercredi. - une EDR a soumis ses volumes sur l'AO FCR, mais sur l'AO aFRR sur le jour dit "similaire", il n'y a pas de fortuit et le RR se retrouve à devoir respecter 2 engagements en FCR et aFRR sans pouvoir le faire. Les règles actuelles indiquent que l'heure du fortuit influe sur la réduction de l'indemnité. S'il survient avant HLAR, alors la réduction cours sur la journée, et si c'est après HLAR, cela court jusqu'à la fin du J+1. Ces règles étaient mises lorsque les prescriptions étaient calées sur les prévisions de production des groupes via les fichiers PAP qui pouvaient être renvoyés jusque 15h. Or ce principe n'existant plus, pour la FCR et bientôt pour l'aFRR, pensez-vous que la deadline maintenant pour faire courir l'indemnité ne devrait pas être la GCT des enchères (respectivement FCR et aFRR) ? La notion de HLAR n'a plus trop de sens car elle était liée aux envois des fichiers PAP et recalcul à partir des PA reçus. De plus, le risque dans ce cas, est que le RR ne déclare son problème toujours après HLAR, alors qu'il le sait depuis 9h du matin. Ainsi en cas de contractualisation par mode dégradé, l'indemnité réduite pourrait courir jusque fin de J+1 si l'information est connue après la GCT des enchères. De plus, en cas de droit à indemnité réduite sur la journée en compléments de l'exemple de l'article 11.2.3.3 en page 80 des règles actuelles, pour le « Cas de la contractualisation de la Réserve Secondaire par recours à un jour similaire » : Si l'engagement à faire est de 15 MW H et B, mais qu'il ne peut pas le faire car les offres qu'il a soumis à l'AO ne sont que de 7 MW Hausse, Quel PA HF doit-on mettre ? Met-on le même que le jour similaire 13 H et 6 B ? ou met on les 15 MW H et B ? Si on suit les règles, il y a un intérêt à envoyer au PA : 15 / 15 et laisser le PAHF à 13 / 6 : RTE partage t il ce constat ? Dans ce cas il ne s'agit pas d'un fortuit mais d'une non-disponibilité prévue des offres de FCR ou aFRR. Ce cas peut survenir d'ailleurs suite au choix entre soumettre une offre sur l'AO FCR ou l'AO aFRR : si on doit choisir entre les AO pour la même capacité et que il y en a un qui passe en mode dégradé, il y a un risque que un des engagements puisse être tenu, et il n'y a pas eu de fortuit. : la programmation sera alors sur celui qui a la pénalité la plus forte. Tout le calcul de l'indemnité réduite (qui ne réduit pas vraiment en fait car elle s'ajoute) dépend de la façon de tracer le PAHF, or la il n'y a pas de fortuit.	En cas de recours au jour similaire, Alpiq propose de calculer de bilan de réserve à partir des volumes soumis à l'AO et non les volumes issus du recours au jour similaire. Alpiq propose que le ce soit la GCT des AO qui soient pris en compte plutôt que HLAR pour l'application des modalités de "réduction d'indemnité" jusqu'au J+1.	Le mécanisme de réduction de l'indemnité s'applique uniquement dans le cas de la survenue d'un fortuit couplé à une contractualisation par obligations ou par recours à un jour similaire, il n'est pas prévu de réduire l'indemnité lorsque ce n'est pas une indisponibilité fortuite. Le responsable de réserve doit programmer au maximum de ce qu'il est capable de fournir et proposer des NER si son engagement découlant du jour similaire ne peut être tenu. Concernant la durée de la réduction de l'indemnité, RTE propose de supprimer ce processus car il n'est plus adapté aux processus actuels et futurs. Ce sujet sera concerté dans une prochaine version des règles.

Alpiq	11.4		Alpiq considère qu'il faut garder le cas indisponibilité fortuite du réseau et pas seulement programmée. Il n'est pas normal de pénaliser un RR suite à un fortuit non programmé du réseau. Un fortuit peut toujours arriver et ce n'est pas de la responsabilité du RR. Le PM devrait être intégralement le PA.	Par ailleurs, il sera intéressant de distinguer le cas, ou il y a un fortuit et le cas ou il y a une limitation par automate, et le cas où le raccordement est ORO ou non. Cependant, le contrat ORO n'est pas lié au RR donc il ne doit pas subir des pénalités.	Dans le cas d'une indisponibilité réseau du RPD, c'est le GRD qui est responsable du fortuit et non RTE. Il appartient alors au responsable de réserve de demander un dédommagement pour les pénalités facturées au titre de la non fourniture des SSYf s'il est légitime à le faire. L'ORO est un choix du stockeur qu'il fait en connaissance de cause quant aux impacts marchés que cela peut représenter compte-tenu des limitations que ce type d'offres prévoit. Le responsable de réserve, lorsqu'il n'est pas directement le stockeur, choisit les sites qu'il veut valoriser et n'est donc pas obligé de contractualiser avec le stockeur. Dans l'ensemble des mécanismes de RTE, les défaillances d'un site, auxquelles une limitation ORO sera assimilée, sont imputées à l'acteur qui offre le service, en l'occurrence le responsable de réserve pour les SSYf. Il appartient ensuite au responsable de réserve de se retourner vers l'acteur en fonction des accords bilatéraux qui peuvent exister entre eux et dont RTE n'a pas connaissance.
Alpiq	12,2,1,1,2	fond	RTE a modifié la définition du temps FAT des offres. Un temps d'activation (FAT)(en secondes) : durée maximale pour passer de 0 au volume programmé et non offert. Dans le cas ou, pour un volume Max à 25MW, une offre est à 25MW en 300s et que le PA est à 25 MW, l'activation sur un Ni = 1 aura une rampe à 5 MW/min. Si un ajustement passe le programme à 5 MW, la rampe sera alors à 1 MW/min, alors que l'EDR peut aller à 5 MW/min. RTE perd la dynamique de la RS en cas de réduction des volumes programmés par rapport à la valeur certifiée. Cela peut être vrai pour les EDR ayant des groupes en On/off pour la RS mais pour ceux qui peuvent moduler leur point de consigne cela génère des réactions plus lentes, et ne respecte pas les offres soumises par les acteurs ; dans le cas contrainte il faudrait que les offres puissent avoir une rampe au MW près. De plus il convient de préciser de quel programme on parle, les offres étant faites en connaissance du PA et non du PM.	Un temps d'activation (FAT)(en secondes) : durée maximale pour passer de 0 au volume offert.	RTE a précisé dans les règles SSY v7.1 qu'il s'agit du volume du programme de marche. RTE certifie une durée d'activation et non une vitesse d'activation. En effet, dans l'exemple donné, certaines EDR sont certifiées à 25MW en 300 secondes, mais elles ne sont pas capables de s'activer à 5MW en 60 secondes.
Alpiq	14,3,1	fond	Retrait du certificat d'aptitude : Alpiq souhaite réduire l'asymétrie de traitement entre les EDR constituées de sites ayant des capacités constructives et le autres EDR. Pour les 2, en cas de défaillance reconnue par RTE et le RR, ou l'exploitant, une EDR non apte devrait ne plus pouvoir soumettre ces volumes sur les Appels d'Offre. En l'état, avec le principe des abattements, un RR peut soumettre des volumes non conformes sur le MA et sur les appels d'offres de FCR et aFRR, faussant ainsi la formation des prix, et mettant en péril l'état du système électriques si un ajustement est passé sur une telle unité pour reconstituer les services systèmes. Le certificat devrait etre suspendu pour les capacités Marchés et constructives et les volumes obligés de capacité constructives devraient faire l'objet de penalités de remises en conformités. Le RR doit s'engager à remettre a minima sa capacité marché à hauteur de sa capacité construitive obligatoire.	Alpiq regrette qu'il n'y ait pas eu de GT pour poser des questions et aller au bout du sujets de l'intégration de la proposition de modifications des règles changeant le traitement des capacités constructives. RTE a présenté et a mis dans les règles, alors qu'il n'y a aucune urgence particulière pour ce jeu de règles.	Il n'est pas possible pour un responsable de réserve ayant une entité disposant de capacité constructive de ne pas l'offrir aux appels d'offres car c'est une obligation du code de l'énergie et des règles SSYf. Afin de limiter la différence de traitement avec les entités ne disposant pas de capacités constructives, RTE propose de doubler le montant de l'abattement au-delà d'un an incitant ainsi les acteurs à reconstituer leurs réserves défaillantes et à mettre en conformité plus rapidement. Sur l'urgence du traitement du sujet, RTE a fait une proposition afin de permettre au mieux des flexibilités d'agrégation, y compris avec des capacités constructives, à la demande des acteurs.
Alpiq	12,2,3,4	fond	Alpiq souhaiterait des précisions sur l'utilisation de la pente urgence et le fonctionnement en Merit order avec partage Picasso. D'après la DTR, la pente d'urgence se déclenche en fonction de la demande aFRR adressée au SCADA RTE. Il est possible que la demande d'aFRR arrivant à Stanway soit au-delà du critère de déclenchent de la pente d'urgence du fait de l'activation pour d'autres GRT. Est-ce que le passage de la rampe à la frontière qui est de 5 min, ca générera un écart entre la frontière et la réalité livrée par les EDR. Alpiq souhaite que la pente d'urgence ne soit pas activée en merit order, même pour les EDR éligibles, car RTE ne respecterait pas les caractéristiques des offres déposées et cela pourrait induire des détériorations des unités réagissant trop brutalement. Par ailleurs Alpiq aimerait la confirmation que la pente d'urgence n'est obligatoire et ne concerne que les entités qui sont en FAT 400s (donc aucune après Déc. 2024).		RTE confirme que la pente d'urgence est obligatoire uniquement pour les EDR certifiées en 400s, comme cela est précisé dans l'article 5.2.3 des règles SSY. A partir du 18 décembre 2024, toutes les EDR devront être certifiées en 300s, elles ne pourront donc plus être activées selon la pente d'urgence. La pente d'urgence ne pourra pas être activée pour les besoin d'un autre GRT, mais uniquement en cas de fort déséquilibre français. Dans ces situations très tendues, il ne sera pas forcément possible de passer du mode merit order au mode prorata, la pente d'urgence pourra donc être activée en mode merit order.
Alpiq	17.4	fond	Alpiq souhaiterait que dans les règles MA RE soient documentées les modalités de participation d'un site sous une EDA ayant des obligations de capacités constructives de SSYf, faisant partie d'une EDR agrégée avec d'autres sites, pour fournir plus de RP/RS, pour la formalisation des CUO de l'EDA, notamment les valeurs de Pmax et Min (qui doivent être celles de l'entités ayant les CC), les valeurs de RP et RS à indiquer dans les CUO, et les modalités de traçabilité et de programmation des ajustements sur les EDP associées et l'attribution du coefficient S le cas échéant. Les indemnités "liées au Coef S" sont à la charge de l'AA, il devient maintenant à la charge du RR. L'articulation entre l'obligation d'offrir le disponible et l'agrégation dans les EDR semble prématurée avant que les règles MARE n'aient traité ces cas. Si cette possibilité est uniquement offerte si le RP = RR = AA, cela favorise de façon inappropriée les acteurs ayant des unités soumises aux capacités constructives et est un frein au développement des agrégateurs.	Apiq regrette qu'il n'y ait pas eu de GT pour poser des questions et aller au bout du sujets de l'intégration de la proposition importante et impactantes de modifications des règles changeant le traitement des capacités constructives. RTE a présenté et a mis dans les règles, alors qu'il n'y a aucune urgence particulière pour ce jeu de règles.	Il y a toujours RP=RR =AA pour l'injection et le stockage. Concernant le lien avec les CUO, RTE travaille à la clarification de la formulation des CUO dans les cas d'agrégation au sein d'une EDR.
Alpiq	12,1	fond	Par soucis de simplification des règles, Alpiq ne voit pas d'intérêt de distinguer les cas Prorata individualisé et généralisé. Vu du responsable de Réserve, cela ne fait pas de différence pour l'activation, le traitement des offres et la valorisation.	Alpiq propose de ne pas distinguer Prorata individualisé et généralisé.	Le niveau envoyé n'est pas le même en cas de prorata individualisé et généralisé. RTE considère donc qu'il est important de les décrire dans les règles afin que l'impact soit connu des acteurs.
Alpiq	13,3,1	fond	Alpiq s'interroge sur les impacts de la proposition à traiter complétement les sites de stockage comme des sites d'injection. Avec cette évolution, seul le périmètre RE serait corrigé des énergies de SSYf, mais plus les courbes de charges de sites. L'impact au-delà des modifications de contrats existants pour les différents acteurs ainsi que les impacts SI associées serait que les courbes GRT / GRD de consommation ne soient plus corrigés des énergies de SSYf. Ces courbes corrigées des ajustements et SSY, servent aux calculs des obligations PP1. Cette non correction ne serait alors plus cohérente avec les corrections effectuées sur les autres mécanismes. Comme il y a une courbe injection et une courbe soutirage, seule la courbe soutirage est prise en compte. Pour un site fournissant des SSYf, sans correction des courbes de charges, les obligations PP1 augmentent alors que c'est un service demandé par RTE. Pour le calcul du TURPE et de la TICFE, la question pourra aussi être posée, car elles sont calculées à partir des courbes de consommation corrigées ou brutes.	Alpiq souhaite que soit clarifié avant application des règles les impacts sur les obligations de capacité des sites concernés. Alpiq propose pour limiter les impacts que la correction des SSYf se fasse sur les courbes de charges de consommation et non comme les sites d'injection via le périmètre RE, et de garder la correction en énergie sur le périmètre RE pour la partie injection, afin de ne pas augmenter les obligations de capacité et probablement les couts des taxes associées. Par ailleurs, RTE pourrait-il rappeler en GT la pratique actuelle et les dispositions prévues par les règles, de façon à préparer une éventuelle la transition ?	La facturation du TURPE et de la TICFE est toujours faite à partir de la courbe de charge brute au niveau d'un CART donc à ce titre, les modalités de correction du périmètre RE pour les énergies de SSYf sont sans impacts. De même, les courbes de charge soutirage prises en compte pour le calcul des obligations liées au mécanisme de capacité sur les jours PP1 sont les courbes de charge issues des compteurs et il n'est pas prévu de prise en compte des SSYf. Les modalités de neutralisation des responsables d'équilibre (via la correction de la courbe de charge ou via correction de son périmètre) pour les SSYf sont donc sans impacts sur le mécanisme de capacité.
CNR	Annexe 15	Fond	Cette annexe a été concertée pour le « stockage seul » ou « agrégat avec stockage ». 1-Il n'y a eu aucune concertation particulière nouvelle avec RTE pour les LER qui ne sont pas stockageonduleur. Cette annexe ne peut pas être généralisée à tout actif juste en supprimant « agrégats » ou «stockage seul » du titre. 2-Des anciennes installations par exemple hydraulique qui pourraient être LER sont assujettis à d'autres fiches réglementaires (concertation effectuée dans d'autres instances : liste de données, communication et simulations) 3-Idem pour les nouvelles installations par exemple hydraulique qui pourraient être LER (concertation effectuée dans d'autres instances : liste de données, communication et simulations) 4-Au-delà du LER si ce document devait être généralisé, il devra également être pleinement revérifié-concerté pour vérifier d'éventuel incohérence dans les généralités envers les autres actifs	Remettre, comme prévu lors de la concertation, le terme « agrégats avec stockage» ou «stockage seul » dans le titre pour bien assujettir les spécifications aux seuls actifs « stockage seul » ou « agrégat avec stockage ». Si besoin pour tout actif, remettre des généralités dans les règles comme auparavant. Attention de ne pas employer « agrégat » mais « agrégats avec stockage » car un éventuel « agrégats » de machine synchrone n'est pas assujettis à ce type d'exigence concerté ailleurs.	RTE partage le fait que le changement de nom de l'annexe 15 anciennement appelée "Trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence « Agrégats » ou « Stockage Seul » " en "Trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence" est prématuré car son adaptation à des entités conventionnelles qui utilisent aujourd'hui des fiches de certification de la DTR n'a pas été concertée avec les acteurs. RTE propose de revenir à l'ancienne dénomination de la trame. Cependant RTE considère important d'intégrer dans les règles SSYf une trame de certification "marché" adaptée pour tout type d'entité et propose d'aborder ce point en concertation avec les acteurs pour une évolution ultérieure.
CNR	Ensemble des § des règles ou l'annexe 15 est référencé comme unique document décrivant les essais	Fond	Cf commentaire de la ligne au-dessus. Pour les installations synchrones, c'est la DTR qui fait fois. L'annexe 15 et ses fiches ne sont des exigences que pour « stockage seul » ou « agrégat avec stockage ».	Ajouter « et la DTR » à la suite de chaque rappel à l'annexe 15 si l'objectif est de parler d'exigences d'essais/données.	RTE a ajouté une mention à la DTR aux endroits pertinents.

CNR	§2	Fond	La définition de « capacités constructives » en §2, dont les valeurs seront mises en annexe 4, porte à confusion et n'est pas réglementaire pour les anciennes installations si RTE souhaite obliger pour ces anciennes installations utiliser sous ces mêmes termes la colonne « capacité constructive ». En effet : 1-Les anciennes installations n'ont pas « d'obligation capacité constructive » - terme qui a été employé seulement post2000 dans les décrets, etc..pour les « nouvelles installations ». Il a été seulement demandé par RTE de maintenir le niveau de performance dans le temps d'anciennes installations 2-Si modification de règles avec impacts (cas SOGL, etc....), le niveau de performance des anciennes installations peut ne plus être réalisable et les groupes peuvent alors arrêter contractuellement leurs performances 3-Si une ancienne installation qui n'a pas la performance mais qui peut par le changement de règles marchés être en capacité de réaliser une capacité marché (par agrégat, etc...) ne doit pas posséder une obligation de « capacité constructive » prédéfinie sous les termes des nouveaux règlements de raccordements	Nous demandons : -que le terme « capacité constructive » ne soit pas utilisé pour la prise en compte de performances d'anciennes installations car d'une part ce n'est pas réglementaire et d'autre part porterait fortement à confusion par rapport à l'emploi de ce même terme en réglementation CAR pour des exigences qui ne sont pas liées aux anciennes installations -pour ces anciennes installations seule la colonne « capacité marché » devrait être rempli et « capacité constructive » vide. Si pour RTE un « niveau » de performance doit être formalisé alors il serait par,exemple, nécessaire de remplacer le libellé de la colonne « capacités constructives... » par « capacités constructives ou niveau de performance* (par exemple) » en explicitant *ce que signifie « niveau de performance » au sens DTR pour les anciennes installations (et qui doit explicitement intégrer les 3 points que nous avons repréciés dans la colonne commentaire) -de poursuite début avril la concertation que nous avions débuté en début de mois sur le sujet par rapport à notre alerte lors du dernier GT lors de la présentation RTE de la modification globale dans les règles et avant la consultation. Merci	RTE prend note du retour de la CNR et propose de distinguer dans les règles la notion de "capacité constructive" et d'obligation associées aux installations raccordées après 2000 d'une part, et la notion "d'engagement de performance" pour les capacités historiques raccordées après 2000 d'autre part. RTE a revu la rédaction des règles en ce sens, en clarifiant cette distinction au niveau des définitions. RTE tient néanmoins à préciser que bien que les "engagements de performance" n'entrent pas directement dans le cadre des capacités constructives définies par RFG, les exigences applicables d'un point de vue des règles SSYf sont considérées comme identiques.
CNR	§5.2	Fond	L'article est à reprendre car les modifications ont été faites sous l'angle « nouvelles installations nouvellement raccordées » ainsi que pour les seuls LER « stockage-onduleur ». Cette nouvelle écriture des règles n'est pas conforme pour les anciennes installations ou peut porter à confusion suivant l'interprétation. En lien avec la remarque du §2 ci-dessus.	Le §5.2.3 « Entités de Réserve non constituées uniquement de Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence» qui était précédemment intitulé « Entités de Réserve ne disposant de Capacités Constructives » doit être intitulé « Entités de Réserve ne disposant pas ou non constituées uniquement de Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence ». Cette remarque n'est pas à tenir compte si à la fois « non constitué uniquement » signifie également « ne disposant pas » ET si les remarques du §2 ci-dessus sont prises en compte (ancienne installation ne sont pas dans la catégorie et définition « capacité constructive »)	RTE a proposé une nouvelle rédaction des règles permettant de prendre en compte la distinction des capacités raccordées avant ou après 2000
CNR	§5.1	Fond	Identiquement à la remarque précédente	Remplacer « Pour les Entités de Réserve non constituées uniquement de Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence » par « Pour les Entités de Réserve ne disposant pas ou non constituées uniquement de Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence ». Cette remarque n'est pas à tenir compte si à la fois « non constitué uniquement » signifie également « ne disposant pas » ET si les remarques du §2 ci-dessus sont prises en compte (ancienne installation ne sont pas dans la catégorie et définition « capacité constructive »).	RTE a proposé une nouvelle rédaction des règles permettant de prendre en compte la distinction des capacités raccordées avant ou après 2000
CNR	§6.5	Fond	La modification apportée n'est pas conforme pour les installations existantes.	Auparavant il était écrit « Cet Article ne s'applique qu'aux Responsables de Réserve disposant d'Entité de Réserve de type injection apte ». La nouvelle proposition est « Cet Article ne s'applique qu'aux Responsables de Réserve disposant d'Entités de Réserve constituées d'au moins un Site d'Injection associé à une ou plusieurs Unités de Production Synchrone soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence ». Comme décrit plus haut, cette nouvelle écriture n'est pas correcte pour les anciennes installations qui n'ont pas « obligation de capacité constructive ». Il est nécessaire pour éviter tout amalgame de modifier l'écriture.	RTE a proposé une nouvelle rédaction des règles permettant de prendre en compte la distinction des capacités raccordées avant ou après 2000
CNR	§14.4.1 et §14.4 et §14.4.5, §14.6, annexe 1	Fond	La modification apportée n'est pas conforme pour les installations existantes.	Comme décrit plus haut, cette nouvelle écriture n'est pas correcte pour les anciennes installations qui n'ont pas « obligation de capacité constructive ». Il est nécessaire pour éviter tout amalgame de modifier cette formalisation	RTE a proposé une nouvelle rédaction des règles permettant de prendre en compte la distinction des capacités raccordées avant ou après 2000
CNR	§annexe 4	Fond	Cf. commentaire sur §2	Pour ces anciennes installations seule la colonne « capacité marché » devrait être rempli et « capacité constructive » vide. Si pour RTE un « niveau » de performance doit être formalisé alors remplacer, par exemple, le libellé de la colonne « capacités constructives... » par « capacités constructives ou niveau de performance* (exemple)» en explicitant *ce que signifie niveau de performance au sens DTR pour les anciennes installations (et qui doit explicitement intégrer les 3 points que nous avons repréciés dans la colonne commentaire du §2)	RTE a proposé une nouvelle rédaction des règles permettant de prendre en compte la distinction des capacités raccordées avant ou après 2000
CNR	§4.2	Fond	Une entité de Réserve doit pouvoir être un agrégat d'EDP	Une entité de Réserve doit pouvoir être un agrégat d'EDP	RTE a précisé dans l'article "4.2.1 Composition d'une Entité de Réserve" que les EDR multi EDP existantes restent bien valides. C'est toutefois une spécifité pour certaines EDR historiques, et ces configurations ne sont pas généralisables avant la date G.
CNR	§17.5	Fond	En relation avec le commentaire décrit au-dessus. Nous ne comprenons pas pourquoi la disposition transitoire de pourvoir effectuer des Entités de Réserve de type injection multi EDP n'est pas reconduite ou pourquoi l'existence de pouvoir faire une EDR via un agrégat d'EDP n'est pas possible (§4.2) dans les règles. Si c'est le cas les EDR de type soutirage semblerait être mieux lotis du point de vue des règles.	Une entité de Réserve doit pouvoir être un agrégat d'EDP	Dans les règles SSYf v7, il y avait deux articles concernant l'expérimentation sur l'agrégation : l'article 17.4 portant sur l'agrégation des sites d'injection avec des capacités constructives, et l'article 17.8 sur l'agrégation des sites d'injection, soutirage et stockage, sans capacités constructives. Comme la contrainte d'agrégation sur les unités avec capacités constructives a été levée, RTE a souhaité rassembler ces deux dispositions dans un même article 17.4 qui permet l'agrégation de sites d'injection soutirage et stockage au sein d'une même EDR. L'agrégat au sein d'une EDR d'EDP d'injection sera possible, tout comme l'agrégat d'EDP de soutirage.
CNR	§7.4.2	Fond	En accord avec le principe. Par contre nous ne sommes pas d'accord que RTE puisse passer le programme à zéro sachant que la contribution pourrait être tout de même proche de 20% de la contribution attendue et non pas de 0%. Rte va au-delà de son rôle et pénalise l'acteur au-delà du besoin. Il est à noter de plus que le contexte des prix de pénalités exceptionnel va rester présent pendant un certain temps.	« De plus, si RTE analyse a posteriori qu'une Entité de Réserve n'a pas contribué ou que très partiellement (contribution inférieure à 20% de la contribution attendue) aux réglages programmés pendant une période supérieure ou égale à 30 minutes, RTE peut Notifier cette absence de réglage ponctuelle au Responsable de Réserve et corriger les Programmes de Réserve de l'Entité de Réserve concernée en les passant à leur valeur observée. Suite à la réception de cette Notification par RTE, le Responsable de Réserve peut, dans un délai d'un Mois à compter de la réception, contester la nature de l'écart détecté par RTE. »	RTE considère que le seuil de 20% est suffisamment bas et se construit par symétrie avec le seuil de 80% au-delà duquel RTE considère qu'une entité règle correctement. A noter que la correction des programmes se fera manuellement et a pour but de détecter les absences de réglage avérés sur plusieurs pas demi-horaire.
ENGIE	Définitions		La définition « EDR diffuse » apparaît légèrement ambiguë. La limite à 250 kW pour un site correspond-elle à la somme de RP et RS ou au maximum entre RP et RS ?		La limite à 250 kW pour la capacité de réglage maximale du site s'applique aux quatre attributs : Rpmax hausse, Rpmax baisse, Rsmax hausse et Rsmax baisse de façon indépendante.
ENGIE	Définitions		La définition de LER fait spécifiquement référence à la RP. Est-ce volontaire ? Il nous semble que la notion de LER intervient dans la proposition de trame aFRR pour le stockage/agrégat.		Le terme LER est en effet un terme spécifique à la réserve primaire lié au règlement SOGL. RTE partage le besoin de définir un autre terme pour la trame de certification à la réserve secondaire afin d'éviter les confusions.
ENGIE	Doc Acc. §2.3.1		il aurait été utile de présenter le schéma de catégorisation des unités de type stockage.		RTE a proposé un schéma complémentaire pour la classification des unités de stockage et l'a intégré au rapport d'accompagnement. Pour rappel, les installations de stockage constituent une unité différente des autres types d'installations non synchrones (éolien et PV) derrière le même point de raccordement.
ENGIE	Doc Acc. §2.4.1.1.		Il est possible d'avoir, derrière un même point de raccordement, une association d'unités synchrones et non synchrones. Concernant le non synchrone, nous comprenons que nous pouvons avoir au maximum : une unité de Production PV non synchrone, une unité de Production éolienne non synchrone et une unité de stockage non synchrone. Est-ce le cas ? dans ce cas, ne faut-il pas le préciser plus clairement en typant par exemple les unités non synchrones ?		Ce n'est pas tout à fait exact, toute la production non-synchrone est dans la même unité. Le stockage ne faisant pas directement partie de la production, il fait partie d'une unité différente de la production synchrone. Dans l'exemple proposé, derrière un même point de raccordement, il y aura une unité de production synchrone (regroupant le PV et l'éolien), et une deuxième unité de stockage synchrone. RTE a complété le rapport d'accompagnement avec un exemple de ce type.
ENGIE	Doc Acc. §2.7.2.2.		En cas de défaillance d'une EDR que le RR ne peut pas rapidement corriger, nous comprenons que RTE peut décider de réduire les valeurs de capacité marché, revenir à l'EDR « minimale » ou retirer le certificat de l'EDR. Le processus conduisant à une telle décision n'est cependant pas décrit. Les impacts pouvant être significatifs pour l'acteur concerné, nous souhaitons que RTE décrive plus précisément les étapes pouvant conduire à une telle sanction, les notifications préalables ainsi que les délais associés.		RTE a proposé d'ouvrir l'agrégation, sous la forme d'un cadre expérimental, y compris aux capacités disposant de capacité constructives afin de permettre plus de flexibilité aux acteurs. D'un point de vue opérationnel, cette ouverture ne doit pas se traduire par un risque de ne plus pouvoir disposer des capacités ayant des obligations de capacités constructives dans des conditions similaires à aujourd'hui. En conséquence, RTE n'envisage pas de détailler les modalités opérationnelles liées à la possibilité de revenir à "l'EDR minimale" : cela laisse plus de flexibilité entre l'acteur et RTE pour "évaluer" le problème et décider s'il est nécessaire de revenir à l'EDR minimale ou si une correction des problèmes est envisageable. RTE considère que cette proposition est plus favorable que de revenir systématiquement à l'EDR minimale.

ENGIE	Règles §4.2.1		la phrase ci-après n'est-elle pas vérifiée que pour les installations non synchrones ? Les Sites associés à une ou plusieurs Unités soumises à une obligation de Capacité Constructive de Réglage Automatique de la Fréquence derrière le même point de raccordement doivent appartenir à la même Entité de Réserve »		Effectivement, la rédaction actuelle n'est pas compatible avec les configurations de certaines EDR actuelles, notamment les capacités "classiques" sur le RPT disposant de plusieurs groupes de production (tranches) sur un même site. Dans ce cas, pour les installations synchrones, il est possible d'avoir un même site dans des EDR différentes, à partir du moment où un PPE/compteur est identifié dans le contrat d'accès au réseau pour les Groupes de Productions. RTE a présenté ce cas de figure en GT et a mis à jour la rédaction des règles et le rapport d'accompagnement en ce sens
ENGIE	17.4		A partir de la date G, tous les sites d'injection RPD doivent être dans une même EDP.Or, les règles MA/RE ne l'autorisent pas : une EDP doit être constituée de groupes de production localisés sur le même site d'injection. Ne faut-il pas introduire la notion d'EDP RPT (1 seul site) et EDP RPD (N sites) ?		Les règles MA-RE autorisent l'agrégation de plusieurs sites au sein d'une même EDP, sur dérogation. RTE étudiera au cas par cas les demandes de dérogation pour qu'une EDP (injection) soit composée de plusieurs sites d'injection ou de stockage. Plusieurs critères rentreront en considération (liste non exhaustive) : - L'EDP est-elle mono RE? - Les sites sont-ils proches géographiquement ? - Quelles sont les filières des sites? - Les sites sont-ils sur le RPT ou le RPD? - Quels sont les impacts sur le réseau ?
ENGIE	17.4		Tous les Sites d'Injection sur le RPD de l'EDR doivent être regroupés au sein d'une même EDP » : non consistance avec les règles MARE		Cf réponse précedente
ENGIE	4.2.2		« Les noms des EDP ou EDP soutirage constituant l'Entité de Réserve » : dans le mode normal (non expérimental), il ne peut y avoir qu'une EDP.		Les règles ont été modifiées en ce sens.
ENGIE	Rapport d'accompagnement		Nous nous interrogeons sur la pertinence des tests batterie 30' sur aFRR (si l'on avait pris 4 heures, les résultats seraient peut-être différents ?)		RTE reconnait que le dimensionnement étudié et présenté n'était pas forcément le plus pertinent. Cependant des sensibilités ont été faites avec des niveaux de stock supérieurs et cela ne remet pas en cause les résultats obtenus.
ENGIE	Annexe 15		Cas Battgrid : la recharge étant déjà réalisée par palier et non en continu, nous comprenons que la seule contrainte de notre batterie sera de passer sur une EDP (au lieu d'une EDP soutirage). L'implémentation du mode Réserve ne nous sera pas demandée. Est-ce que vous confirmez ? D'autre part, pourriez-vous nous faire un retour sur les besoins de re-certification suite à l'utilisation de l'ancienne trame de certification ?		Les batteries qui ont été certifiées avant l'intégration de l'annexe 15 dans les règles doivent réaliser les simulations demandées dans l'étape 1 du dossier de certification afin de démontrer leur aptitude aux critères de certification actuels. En complément, le dossier technique devra être mis à jour par rapport à la fiche 1 et les TI mises en conformité. Le cas échéant un essai 8 heures pourra être demandé.
ENGIE	Trame aFRR non dans les règles		Pour la gestion de stock, le délai de neutralisation est réellement pénalisant, impliquant une non utilisation d'une grande partie de la plage de fonctionnement en énergie de la batterie. Ne pourrait-on pas envisager une recharge par palier de 15' avec préavis de 15-30', de sorte que RTE ait une certaine visibilité et puisse au besoin compenser via l'activation de mFRR par exemple ?		Le respect du délai de neutralisation d'une heure est nécessaire pour la gestion de l'équilibrage du système électrique par RTE y compris pour les batteries. Le passage à 48 puis 96 guichets de programmation permettra de diminuer la durée de la fenêtre opérationnelle de 1h à 2h aujourd'hui à 1h à 1h15 lors du passage à 96 guichets.
ENGIE	Annexe 15, §5.2		« Le cadencement horaire des paliers doit être paramétrable » : qu'appellet- on « cadencement » ?		Le cadencement correspond au calage temporel des paliers par exemple pour des paliers de 15 min de 0h à 0h15, 0h15 à 0h30 ect....
ENGIE			Nous sommes surpris de l'ajout de la composante Spot dans la formule d'abattement.Si nous sommes retenus en FCR, c'est que p est plus intéressant que la marge manquée sur le marché Spot. Donc une pénalisation au prix p semble être la meilleure incitation, quitte à intégrer un facteur pénalisant additionnel (si tant est que la notion d'arbitrage ait ici un sens puisqu'on ne parle pas de programmation à la main du responsable de réserve avec arbitrage potentiel mais de défaillance technique de réglage généralement subie par l'acteur). L'ajout de la composante Spot a par contre un effet très négatif : lorsque les prix Spot sont très élevés comme actuellement, on atteint une disproportion complète entre la rémunération et la pénalité. L'ajout de cette composante ne sert donc à rien et a par contre des effets pervers sur l'attractivité de ce marché et l'appétence des acteurs pour y participer. Selon nous, aussi bien pour les indemnités que les abattements et les pénalités, il faut que les pénalités soient proportionnées aux revenus associés à la livraison du service. Il ne faut pas que ces éléments soient un frein à la participation au marché, ce qui le cas lorsqu'un soucis technique ou opérationnel entraine une perte de revenus plusieurs dizaines de fois supérieure aux revenus. Par contre, s'il y a suspicion de comportement abusif, il appartient, selon nous, au régulateur de prendre les mesures adéquates		RTE propose de ne plus faire référence au prix Spot et d'introduire une pénalisation à hauteur de 120% du prix marginal de l'appel d'offre de capacité. Cette formule pourra être révisée si RTE n'observe pas d'inflexion sur le nombre de bilans de réserve défaillants et sur les durées de remise en conformité.
ENGIE			En cas de défaillance de réglage, on peut s'attendre à avoir des limitations techniques à la hausse et à la baisse. On ne pilote pas nos défaillances, l'acteur ne va pas volontairement orienter ses défauts de réglages dans un sens ou dans l'autre. Pour autant, les formules proposées pénalisent 2 fois plus une défaillance symétrique en RS qu'en RP. Imaginons queVHa = VBa = Va, alors en RP, l'abattement est de Va x Spot, alors qu'en RS l'abattement vaut 2 x Va x Spot. Quelle est la raison ? Ne pourrait-on pas modifier la formule de sorte que, si le défaut est symétrique, une seule composante SPOT soit appliquée. Avec une formule du type : VHa * ph/2 + VBa * pb/2 + max(VHa*(abs(SPOT)/2 – ph/2), VBa*(abs(SPOT/2)-pb/2),0)		RTE propose de modifier la formule pour ne plus l'indexer au prix Spot donc il n'y a plus de différence de traitement entre réserve primaire et réserve secondaire pour une défaillance symétrique.
ENGIE			Concernant l'incitation à corriger la défaillance, nous comprenons que : - Pour le sites avec capacités constructives : abattement croissant les 2 premières années (x1, puis x2) , puis pénalités à partir de la 3ième année si la mise en conformité n'a pas été résolue. - Sites sans capacités constructives : abattement croissant les 2 premières années, mais pas de notion de pénalités (donc on reste sur Abattement x 2) Est-ce bien le cas ? Pourriez-vous préciser dans les règles car ce n'est pas précisé clairement		Pour les entités ne possédant pas de capacités constructives, les pénalités ne s'appliquent pas car le certificat sera retiré au plus tard au bout d'une durée de défaillance de trois ans. En revanche, les abattements sont bien doublés au-delà d'un an si le certificat n'est pas retiré avant. Les règles ont été précisées en ce sens.
ENGIE			Suite à la proposition d'ajustement de la formule du calcul de l'énergie de réglage pour la RS, nous nous interrogeons sur l'équité de ne pas prendre en compte l'énergie de désactivation lorsqu'une EDR ne programme plus sur la pas de programmation suivant. Si tel est bien le cas : o Quand une EDR arrive en fin de programmation RS, en conditions normales de fonctionnement, y-a-t-il un retour du signal Ni à 0 avec rampe? o Si le retour à 0 se fait sur la période sans RS programmée, alors l'énergie de désactivation est non rémunérée, ce qui nous semble anormal : cela créerait des conditions moins favorables pour les entités de réserve avec une programmation non continue en RS. o On pourrait imaginer une modification de la formule référant à la programmation sur le dernier pas de temps avec programmation non nulle à inclure dans la formule de l'énergie de RS un composant si pour un t dans un ISP, Ni(t) est non-nul et RSHPM(ISP) nul, alors Ni(t)*RSHPM(ISP-1)		Quand le programme d'une EDR passe à 0, en conditions normales de fonctionnement,il y a bien un retour du signal Ni à 0 avec rampe. RTE précise que la formule de calcul de l'énergie a été revue sur la forme, mais pas sur le fond. Les modalités de rémunération de l'énergie de RS sont inchangées par rapport à la version SSY v6. RTE confirme que l'énergie de désactivation n'est pas rémunérée en cas de non programmation. Pour compenser cette perte, l'acteur peut inclure les coûts de désactivation dans le prix de ses offres en énergie. Enfin, les responsables de réserves n'auront non plus à rémunérer RTE pour l'énergie de désactivation pour les offres à la baisse en cas de non programmation. Cela devrait donc s'équilibrer avec la non rémunération de la désactivation des offres à la hausse.
ENGIE	Annexe 4		Annexe 4, on fait référence à la 'FAT maximum certifiée' : est-ce que cela ne devrait pas être FAT minimale certifiée?		En effet, il s'agit d'une FAT minimale certifiée et non d'une FAT maximale, la correction a été apportée dans les règles.
ENGIE			Concernant la mise à jour du processus de repli de l'appel d'offres de réserve primaire (Cf ce qu'il s'est passé avec l'aFRR le 6 Novembre), ne serait-il pas justifié de spécifier une situation par défaut ? Tel que décrit, la marche à suivre n'est pas claire (ex : lorsque regelleistung ne nous informe pas avant 9h ou si RTE ne nous informe pas avant 13h). De plus, tel que c'est formulé, il pourrait y avoir confusion sur la marche à suivre dans le cas où il n'y qu'une période (sur les 6) pour laquelle une solution n'a pas pu être trouvée		RTE a précisé les règles pour spécifier qu'il suffit d'avoir un pas 4h de la journée où l'appel d'offres échoue pour que la France se découple sur toute la journée. La situation de repli par défaut est la contractualisation par obligation et advient en cas d'annulation du guichet ou de découplage de la France. Ces situations se manifestent par une absence de résultats pour les responsables de réserve français ainsi qu'une communication de Regelleistung avant 9h et une confirmation de la part de RTE avant 13h.

ENGIE			Transparence : ENGIE comprend que du fait du faible nombre d'acteurs, la publication de l'ensemble des offres individuelles pose un problème de confidentialité (bien que cela se fasse dans d'autres pays, comme en Belgique). Nous avons pour autant besoin d'un minimum d'information pour apprécier l'élasticité de ce marché. Une solution ne pourrait-elle pas de publier des simulations de prix d'enchère sur chacun des pas horaires en augmentant ou réduisant le volume contracté par pas de 50 MW ? (par exemple + 50/100/150/200 MW et -50/100/150/200 MW). Cela permettrait de répondre au besoin tout en garantissant un haut degré d'anonymisation.		RTE a répondu en détail à ce retour dans le rapport d'accompagnement à la saisine.
ENGIE	5.2.3		Suite à participation à un atelier sur la mise à jour de la DTR, il nous semble que la contrainte d'activation R1 est plus exigeante dans la DTR (réaction au moins linéaire) que dans les règles SSYf (profil au moins linéaire uniquement entre 15s et 30s). ne faut-il pas aligner la manière dont les contraintes sont formulées ?		Pour toute nouvelle certification d'aptitude à la réserve primaire, conformément à l'annexe 15 et en cohérence avec la DTR, il est exigé que le profil de réponse de la réserve primaire soit bien au moins linéaire (figure 4 de l'annexe 15). De plus, conformément au règlement SOGL pour les entités de réserve existantes il est demandé dans les règles SSYf à l'article 5.2.3 que la réponse de la réserve primaire entre 15s et 30s soit toujours supérieure ou égale à la droite constituée des points (15 sec ; 50 % de la variation attendue de puissance] et [30 sec ; 100 % de la variation attendue de puissance].
ENGIE			Nous remercions RTE de faire évoluer les règles SSYf et notamment clarifier l'accès au marché des capacités constructives, faciliter l'intégration du stockage aux marchés des réserves primaire et secondaire, ou encore décrire les propriétés supplémentaires de la FCR. Certains sujets, assez complexes, ont néanmoins été découverts tardivement, avec trop peu de concertation (ex : capacités constructives lors du GT du 17/02, soit quelques jours avant l'ouverture de la consultation, avec diffusion du support la veille de l'atelier).		RTE prend note de la demande d'anticipation pour permettre des temps d'échange et d'analyse des sujets et s'efforcera de faire au mieux lors des prochaines concertations. Le sujet des capacités constructives a été intégré tardivement pour répondre à la demande des acteurs de lever la contrainte sur l'agrégation de ce type de capacité. RTE a pris le parti d'analyser et de traiter ce sujet dans un délai de temps contraint pour éviter aux acteurs de devoir attendre la prochaine version des règles.