Trame de cahier des charges capacités constructives
Bilan de l'appel à contributions

Juillet 2019

Mise à jour Novembre 2019

1. Introduction

L'appel à contribution concernant la trame de cahier des charges des capacités constructives s'est déroulé du **24/04/2019 au 22/05/2019.**

Le cahier des charges est désormais différencié selon la technologie de l'unité de production, les fiches de contrôles ont été déplacées dans un document dédié.

La consultation portait sur les documents suivants :

- La trame de cahier des charges pour les unités synchrones
- La trame de cahier des charges pour les parcs non synchrones de générateurs (PPM)
- La trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production (incluant les fiches de contrôle : un jeu de fiche pour unité synchrone, un jeu de fiche pour parc non synchrone de générateur)

Ces documents faisaient suite aux travaux de l'instance de concertation du code RfG, et intégraient les éléments du bilan de concertation RfG, ainsi que les contributions des acteurs lors de la concertation RfG.

2. Contributions

Engie a répondu à cet appel à contribution et indiqué que sa réponse avait un caractère non confidentiel. Cette réponse est présentée au paragraphe suivant.

Une remarque transmise par EDF a également été prise en compte à cette occasion (remplacer « régleur à vide » par « régleur avec changement de prise hors tension ».

EDF a transmis une contribution supplémentaire en juillet 2019, qui a été analysée par RTE en septembre 2019. EDF a transmis son accord pour que les éléments échangés soient intégrés à ce bilan de concertation.

3. Analyse des contributions reçues

Documents soumis à consultation	
CdC PPM	CdC des capacités constructives PPM
CdC Synchrone	CdC des capacités constructies unité synchrone
Article 8.3.4	Trame de contrôle de conformité - contrôle initial

Document concerné	Paragraphe concerné	Acteur	Commentaires	Réponse RTE	Texte modifié
CdC PPM					
CdC PPM	Remarque générale	ENGIE	Renvois invalides : "Erreur : source du renvoi introuvable"	Les références ont été corrigées. (Les références ont également été corrigées dans le CdC Synchrone)	OUI
CdC PPM	2. DEFINITIONS	ENGIE	« Minimum technique : la puissance active minimale à laquelle l'unité de production peut fonctionner de manière stable sans limitation de durée. » Commentaire : Ajouter à cette définition « (jusqu'à laquelle l'unité de production d'électricité peut fournir du réglage de puissance active). »	La puissance jusqu'à laquelle l'unité de production peut fournir du réglage de puissance active est la Pmin unité et pour la Pmin unité la précision demandée est bien mentionnée. Le minimum technique peut être inférieur.	NON
CdC PPM	2. DEFINITIONS	ENGIE	Nota : ce minimum technique est délivré sans limitation de durée sous réserve de disponibilité de l'éner-gie primaire. Commentaire ENGIE : Ajouter à cette définition « Le maximum ou le minimum… ».	Ce nota est bien relatif au minimum technique. Il existe également un nota équivalent sur la Pmax unité.	NON

CdC PPM	2. DEFINITIONS	ENGIE	Insensibilité : La caractéristique intrinsèque du système de contrôle-commande spécifiée sous forme « de la grandeur minimale » de la variation de fréquence ou du signal d'entrée qui aboutit à une modification de la puissance ou du signal de sortie. Commentaire ENGIE : Ajouter au titre « Insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence ».	La définition est vraiment celle de l'insensibilité (et ne se limite pas à l'insensibilité de la réponse à une variation de fréquence). En effet, la définition proposée est : La caractéristique intrinsèque du système de contrôle-commande spécifiée sous forme « de la grandeur minimale » de la variation de fréquence **ou du signal d'entrée** qui aboutit à une modification de la puissance **ou du signal de sortie**.	NON
CdC PPM	3.2.2 Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U) 3.2.3 Réglage primaire de fréquence (mode FSM)	ENGIE	« …Le contrôle commande doit demander à l'unité d'augmenter la puissance active linéairement à par-tir de ce seuil f2 avec un statisme LFSM réglable dans la plage [3% ;12%]…. » Commentaire : La linéarité exigée peut être programmée dans le régulateur, cependant ENGIE rappelle que la mesure du réalisé en phase d'essai ne nous semble pas être totalement en accord avec le fonctionnement d'un PPM, car en toute rigueur la puissance n'est jamais constante, nous proposons d'inclure une note de type : « en mode quasi stationnaire » (en fait	Les spécifications précisées dans ces paragraphes concernent l'implémentation de la fonction de régulation, il n'y a donc pas lieu de préciser des éléments relatif à la réponse en réel. Les tolérances liées à la vérification de la conformité sont déjà mentionnées dans les fiches de contrôle.	NON

			identique à la note reprise dans le chapitre FSM). Ces remarques s'appliquent également au RSFP.		
CdC PPM	3.3 Comportement de l'unité pour la résolution des contraintes de transit	ENGIE	ENGIE s'interroge concernant ce chapitre, puisque les S3REnR qui couvrent l'en-semble du territoire sont dimensionnés en tenant compte de taux de démarrage définis par RTE, à terme tous les producteurs EnR seraient potentiellement concernés par ces limitations, sans qu'il n'y ait à ce jour d'engagement de la part du GRT sur un volume maximum annuel de limitations pour les seules EnR. ENGIE souhaiterait connaitre les engagements de RTE concernant le calendrier de déploiement et la performance des automates mis en oeuvre pour gérer ces limitations car la rapidité d'action des auto-mates devrait permettre un gain sur le temps de limitation, ces automates devraient également coor-donner les actions curatives ou préventives, de manière à optimiser les limitations au strict nécessaire. Par ailleurs, ENGIE comprend que le mécanisme d'ajustement prendra en charge l'indemnisation du producteur dont l'évacuation de la production serait limitée.	Il s'agit ici de définir la capacité de l'unité de production à répondre à un ordre de baisse de puissance ou d'arrêt de l'injection, et non de définir comment sera envoyé l'ordre. Il est vrai que cette capacité constructive pourra être utilisée dans le cadre du projet "Limitations", les remarques relatives à ce projet et aux performances des automates sont néanmoins hors du scope de cette concertation. A noter également, ce paragraphe n'est pas nouveau, il existe déjà dans les cahiers des charges actuels lorsqu'une limitation a été indiquée dans la PTF.	NON

CdC PPM	3.4.3 Régimes exceptionnels en fréquence	ENGIE	« … L'unité de production est capable de maintenir une production constante de puissance active à sa valeur de consigne quelles que soient les variations de fréquence (dans les plages définies ci-dessus)…. » Nous proposons d'inclure une note de type : « en mode quasi stationnaire » (en fait identique à la note reprise dans le chapitre FSM).	Nous préférons ajouter la précision suivante « … L'unité de production est capable de maintenir une production constante de puissance active à sa valeur de consigne (sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire) quelles que soient les variations de fréquence (dans les plages définies ci-dessus)…. »	OUI
CdC PPM	3.4.5 Comportement de l'unité de production en réseau séparé	ENGIE	Comme nous l'avons plusieurs fois expliqué, sans scénarii préétablis (hypo-thèses) nous ne pouvons pas étudier et dimensionner un PPM, et par conséquent, aucun engagement de performance ne pourra être pris par le producteur. Cependant, nous avions compris lors d'un échange « code E&R », que vous aviez bien identifié le sujet et que vous aviez lancé une réflexion et des travaux sur le sujet. Nous vous demandons de nous préci-ser ou en sont ces travaux, y aura-t-il une consultation ? Seront-ils intégrés à la DTR ? A quel horizon ?	Sur la reconstitution de réseau, effectivement, suite à concertation E&R une réflexion et des travaux sont lancés. Les acteurs seront informés de l'avancée de ces travaux, et invités à participer aux échanges.	NON

CdC PPM	3.5.1 Reconstitution du réseau	ENGIE	Idem commentaire « réseau séparé ».	Sur la reconstitution de réseau, effectivement, suite à concertation E&R une réflexion et des travaux sont lancés. Les acteurs seront informés de l'avancée de ces travaux, et invités à participer aux échanges.	NON
CdC PPM	3.10 Données permettant de simuler le comportement de l'installation	ENGIE	3.10 Données permettant de simuler le comportement de l'installation Commentaire ENGIE : ENGIE souhaite s'assurer que les données concernant les systèmes seront bien transmises en 2 étapes : • A la FAT – données préliminaires (sans les machines, essais partiels…) • A la SAT – Données définitives (avec les machines, essais complets…) Quelques semaines (après la FAT ou la SAT) sont nécessaires pour établir les rapports et les dossiers, et les envoyer à RTE. ENGIE s'interroge au sujet de la demande du maintien de la similitude entre le contrôle-commande réel et le modèle fourni à RTE, en effet, il y a toujours des « patch », des évolutions et mises à jour des systèmes pendant la durée	Toute modification d'une installation doit être signalée à RTE. De manière générale, les modélisations doivent être fournies à RTE dès que possible. Les modélisations de type "phaseur" servant aux études de stabilité transitoire ou de stabilité en tension, peuvent être fournies avec des paramètres de régulation provisoires au démarrage du projet. Les paramètres définitifs devront être transmis au moment de la phase d'essais, RTE pouvant ainsi s'assurer qu'en simulation le comportement est bien représentatif du comportement réel de l'installation. Les modélisations EMT, sont demandées par RTE en fonction des besoins d'études dans la zone, elles peuvent notamment servir à	OUI (article 8.4.3 - ajout fiche modélisation EMT) A venir

			de vie de l’installation. Comment cela est-il traité par RTE ?	dimensionner des filtres nécessaires pour le raccordement de l'installation. La transmission de modèles fiables est donc nécessaire avant l'échéance de commande de ce matériel (dans le cas contraire, il y a un risque de surdimensionnement inutile du filtre et donc de surcoût ou un risque de retarder la mise en service de l'installation). Lorsque des évolutions des systèmes de contrôle-commande sont prévues, les modèles mis à jour doivent être transmis à RTE. La fiche relative aux modélisations EMT sera ajoutée à la trame de contrôle de conformité.	

CdC PPM	3.11.1 Transmission d'ordres à exécution rapide	ENGIE	ENGIE souhaiterait connaitre les critères utilisés par RTE pour inclure (ou pas) les type C.	Dans la réglementation actuelle, les ordres de sauvegardes étaient applicables aux installations raccordées en HTB2 ou HTB3 et aux installations de plus de 40 MW en HTB1. La concertation E&R a conclu que devront être joignables durant un incident de grande ampleur les unités de types C et D, et les installations de plus de 40 MW (E&R Chapitre 5, Article 41 : https://www.codesreseau-adeef.fr/dl/7EH2DLzb9e). Il est donc proposé pour les ordres de sauvegarde : unités de type C, D et PPM offshore ainsi que les unités de type B qui seraient raccordées sur une installation de plus de 40 MW de puissance installée. L'intitulé du CdC est erroné. Il est corrigé ainsi "type B sur demande RTE, type C, D et PPM offshore" (La modification a également été faite dans le CdC Synchrone)	OUI

CdC PPM	Bande morte	ENGIE	ENGIE souhaiterait connaitre la situation concernant la mise en oeuvre de la bande en morte dans les Etats Membres, car nous avions convenu que c'était une donnée pour laquelle il était nécessaire de s'assurer que les EM étaient alignés (position Paper des producteurs/GRs France).	La capacité constructive demandée est d'avoir une bande morte réglable entre 0 et le seuil du LFSM. C'est bien ce qui est indiqué dans le document. La bande morte fixée à 0 mHz est une condition pour participer au réglage de fréquence rémunéré (cf Règles Services Système fréquence). Les propositions faites dans les autres Etats Membres sont disponibles sur le site ENTSO-E : https://docstore.entsoe.eu/_layouts/download.aspx?SourceUrl=https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/CNC/CNC_Non_exhaustive_requirements.xlsm	NON
CdC Unité synchrone					
CdC Unité synchrone	3.1.2 Transformateur principal	EDF	Remplacer régleur « à vide » par régleur avec changement de prise hors tension	Cette proposition a été prise en compte. (La modification a également été intégrée dans le cahier des charges PPM)	OUI
CdC Unité Synchone	Remarque générale	ENGIE	Renvois invalides : "Erreur : source du renvoi introuvable"	Prise en compte de la remarque ENGIE sur le CdC PPM : Les références ont également été corrigées dans le CdC Synchrone.	OUI

CdC PPM	3.11.1 Transmission d'ordres à exécution rapide	ENGIE	ENGIE souhaiterait connaitre les critères utilisés par RTE pour inclure (ou pas) les type C.	Prise en compte de la remarque ENGIE sur le CdC PPM : La modification a également été faite dans le CdC Synchrone.	OUI
CdC Unité synchrone	Figure 1	EDF	Figure 1 : schémas de raccordement des unités synchrones. A minima mentionner que ce schéma simplifié est illustratif et autorise d'autres configurations. Ainsi : o Dans le cas avec transformateur dédié, les auxiliaires (représentés par une croix dans une case) ne sont pas systématiquement côté stator mais peuvent être côté HTB du transformateur, tout en étant dans la limite de propriété du producteur. C'est par exemple actuellement le cas pour les tranches nucléaires 1300. Cette possibilité ne doit pas être écartée dans le futur. Aussi, il est utile de compléter le schéma correspondant au transformateur dédié ; o Prévoir le cas de deux machines synchrones évacuant leur énergie via un même transformateur à trois enroulements.	L'objectif de ces schémas simplifiés est avant tout de permettre de comprendre les différentes définitions (par exemple montrer où se situe le point de raccordement et qu'il peut y avoir plusieurs unités synchrones). Nous préciserons qu'il s'agit de schémas simplifiés à titre d'exemple.	OUI lors de la mise à jour des références à l'arrêté.

CdC Unité synchrone	§3.1 :	EDF	§3.1 : concernant le transformateur principal, ce transformateur peut être équipé d'un régleur avec changement de prise en charge (ok) ou équipé d'un régleur avec changement de prise hors tension (et non « à vide »). Il s'agit d'une précision de langage car la réalité oblige pour des questions de sécurité à intervenir manuellement à proximité de transformateurs qui doivent impérativement être hors tension. La mention « changement de prise à vide » est à rectifier chaque fois qu'elle se présente dans le document ;	Cette remarque a déjà été prise en compte lors de la consultation (cf. bilans et documents mis à jour le 23/07 sur Concerte).	NON (la version diffusée le 23/07 a déjà pris en compte cette remarque)
CdC Unité synchrone	§3.1.3	EDF	§3.1.3 : point n°4 : « l'unité doit pouvoir moduler sa fourniture et son absorption de puissance réactive dans les limites du domaine de fonctionnement de l'unité » => « domaine de fonctionnement de l'unité » n'a pas de sens, préférer par exemple une formulation « dans les limites de fonctionnement définies sur la base d'éléments techniques réalistes »	L'expression « domaine de fonctionnement » est celle utilisée lorsque l'on parle des diagrammes U/Q (avec plusieurs zones : ZFE, ZFN et ZEC) dans la DTR et dans les règles services système tension. Lorsque l'on dit « dans les limites du domaine de fonctionnement de l'unité », cela signifie par exemple que si l'on est dans la ZFE, la durée de fonctionnement sera limitée par les contraintes relatives aux matériels (échauffements,…)	NON

CdC Unité synchrone	§3.1.4	EDF	§3.1.4 : RTE cite une trame de conditions particulières, par ex. pour le type C synchrone. => Nous souhaiterions avoir des exemples de trames type de conditions particulières pour chacune des catégories de groupes	Un exemple de trame de conditions particulières pour chaque type d'unité (synchrone et PPM) sera bien intégré dans la DTR. (Des exemples avaient déjà été mis sur la plateforme Adeef durant la concertation)	OUI les trames de Conditions particulières seront diffusées avec la mise à jour des références à l'arrêté.
CdC Unité synchrone	§3.2.1	EDF	§3.2.1. EDF redemande le maintien de l'alinéa : « Lorsque l'unité injecte de la puissance active, le mode de réglage restreint à la sur fréquence doit être disponible en permanence sauf si les conditions d'exploitation ne permettent pas de le mettre en oeuvre (exemple : exigence de sûreté hydraulique) ». En effet, il n'y a pas lieu de mélanger l'exigence constructive de son mode d'exploitation (d'autant que pour l'hydraulique a minima, certaines contraintes d'exploitation peuvent rendre le LFSM indisponible). Le CdC doit se focaliser sur des	La question de la sûreté est déjà couverte par le nota relatif à l'hydraulique. Le fait d'indiquer « sauf si les conditions d'exploitation ne permettent pas de le mettre en œuvre » est trop vague, c'est pour cela que nous ne pouvons accepter cet ajout. Il y a de plus les éléments qui sont dans la fiche d'essai LFSM qui couvrent ces aspects également.	NON

			exigences en capacité constructive et non à des règles d'exploitation ;		

	§3.2.4.	EDF	§3.2.4. EDF maintient son opposition à une extension de 15 minutes à 30 minutes de la durée de tenue du RSFP. D'une part, cette augmentation n'est ni justifiée par le code RfG, ni justifiée par un nouveau besoin de RTE. La durée de tenue du RSFP de 15 minutes a tout son sens dans le cadre de la gestion du système électrique, puisque qu'elle a vocation à être remplacée, lorsqu'elle est consommée en tout ou partie, par la réserve rapide contractualisée par RTE, disponible en moins de 13 minutes. L'augmentation de cette durée à 30 minutes, non justifiée par un besoin système vu d'EDF, présenterait un surcoût pour un producteur ne disposant pas d'un stock d'énergie suffisant. D'autre part, il ne faut pas mélanger les exigences de disponibilité du service de RSFP et les exigences de tenue dans la durée de la valeur de RSFPmax programmée si elle sollicitée au maximum pendant plusieurs minutes par le gestionnaire de réseau. Effectivement le producteur s'engage à ce que son aménagement réalise du RSFP sur la durée correspondant au pas de programmation +DN, mais il ne s'engage pas à pouvoir tenir la fourniture de la réserve si elle est activée au maximum par le gestionnaire de réseau pendant plus de 15 minutes.	RTE doit compenser tout écart de réglage en moins de 15'. Pour couvrir la perte du plus gros groupe couplé, les volumes sont a minima 500 MW d'aFRR et 1000 MW de Réserve Rapide. Au bout de 15 minutes, les volumes libérés correspondent donc à l'aFRR + la réserve rapide. L'aFRR activée n'est donc pas remplacée par la réserve rapide, mais par la Réserve Complémentaire, elle est donc remplacée au bout de 30 minutes. L'arrêté précise que la puissance libérée au titre de l'aFRR doit pouvoir être maintenue au moins 15 minutes. Les règles services système fréquence précisent que : - Une Entité de Réserve composée de Groupes de Production faisant tous partie d'installations de production soumises aux dispositions des arrêtés relatifs aux conditions techniques de raccordement au RPT, du 4 juillet 2003 ou du 23 avril 2008 et disposant des capacités constructives de réglage prévues par ces arrêtés est considéré comme Apte à la participation symétrique, sans qu'aucune certification complémentaire ne soit nécessaire. (§5.2) - La réponse en puissance de l'Entité de Réserve, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue sans limitation de durée.(§5.2) - Pour chaque Entité de Réserve, la réserve	NON

				programmée (résolution 1 MW) doit être inférieure ou égale à réserve maximale certifiée (résolution 0.1 MW). (§7.2) - Les programmes de réserve des entités de réserve sont transmis au pas demi-horaire (§7.3 et règles RE-MA). Le producteur s'engage donc à ce que son entité de réglage puisse fournir la réserve programmée durant tout le pas demi-horaire. Si la capacité constructive ne traduit pas la possibilité de tenir la fourniture de réserve durant 30 min (=durant le pas de programmation), **l'unité de production ne pourra plus être considérée apte sans certification complémentaire. C'est la raison pour laquelle nous avons proposé de préciser dans le cahier des charges cette durée.**	

CdC Unité synchrone	§3.4.5	EDF	§3.4.5. EDF redemande que l'article 15.5b [iii] du code de réseau soit repris explicitement : « la méthode de détection du passage du fonctionnement sur le réseau interconnecté à un fonctionnement en réseau séparé est convenue entre le propriétaire de l'installation de production d'électricité et le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent. La méthode de détection convenue ne s'appuie pas uniquement sur les signaux de position de l'organe de coupure du gestionnaire de réseau; » . EDF est en désaccord avec les commentaires de RTE renvoyant uniquement à des § précédents sans décrire ce qu'est un réseau séparé, ses caractéristiques et les critères de « tenue » au réseau séparé.	Dans le cahier des charges, il est indiqué « La méthode de détection du réseau séparé sera convenue entre le producteur et le gestionnaire de réseau, elle ne s'appuiera pas uniquement sur les signaux de position de l'organe de coupure du gestionnaire de réseau. ». C'est la détection du fait que l'on se retrouve en réseau séparé qui peut induire un basculement du mode de fonctionnement du groupe. La détection du passage d'un mode de fonctionnement à l'autre (autrement dit la détection d'une bascule de paramètres) n'est pas le critère que l'on cherche à définir ici. Les renvois vers les chapitres précédents permettent de préciser les conditions relatives aux plages de tensions et plages de fréquence dans lesquelles l'unité doit pouvoir continuer à fonctionner (si l'on est hors de ces plages, peu importe la taille du réseau séparé, l'unité n'est plus dans l'obligation de fonctionner). RTE ne comprend pas le désaccord : Si l'on est dans des plages de tension/fréquence dans lesquelles l'unité doit pouvoir continuer à fonctionner en réseau interconnecté, pourquoi ne le ferait-elle pas en situation de réseau séparé ? D'ailleurs comment le groupe ferait-il la	NON

				différence entre les deux situations (sauf à avoir reçu un ordre émanant de RTE confirmant la situation de réseau séparé) ?	
CdC Unité synchrone	§3.4.6	EDF	§3.4.6. à mettre en cohérence avec le §3.5.2 sur l'utilité de stabiliser avant de se reconnecter. Proposition « A défaut de respecter ce délai maximal de 15 min, l'unité de production doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du réseau public de transport d'électricité suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse s'ilôter et se stabiliser afin	Il ne semble pas possible de parler d'un îlotage réussi s'il n'y a pas de stabilisation, et dans ce cas difficile de parler de capacité à s'ilôter. Si le groupe n'est pas stable, il ne pourra pas se reconnecter au réseau non plus. Cette précision relative à la stabilisation semble donc inutile (bien que mentionnée au 3.5.2).	A priori non

			de se reconnecter sans délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé. ». La notion de stabilisation est explicitement mentionnée dans le §3.5.2	Y-a-t-il une autre raison pour mentionner explicitement la stabilisation ?	
CdC Unité synchrone	§3.6.4	EDF	§3.6.4 EDF souscrit à la suggestion de rédaction de RTE « précision de 5 ms ». En page 29 dans le 3.6.4, cette étude complémentaire est demandée afin de communiquer le temps limite d'élimination des défauts, EDF comprend qu'il s'agit d'une information sans aucune imposition sur ce temps limite ;	Oui, l'objectif est que le producteur transmette cette information à RTE, il n'y a pas d'imposition associée (à partir du moment où le critère de conformité de la fiche est rempli bien entendu).	NON

CdC Unité synchrone		EDF	EDF réitère plusieurs points inscrits dans son courriel du 1er août 2018, et demande en l'occurrence : o la suppression dès à présent, dans la DTR, de la notion de pente d'urgence (133 s). NB : la notion de pente d'urgence va disparaître avec les produits en cours de calage dans balancing ; o la capacité de maintien d'un réseau séparé à tous les types C et D soit applicable à un nombre restreint de groupes (en cohérence avec ce qui est défini dans le code RfG) et non applicable à l'ensemble des groupes.	Il a été convenu que la suppression de la pente d'urgence serait mise en œuvre lorsque les entités fourniront de la RS en 5min (horizon 2025 au plus tard selon les propositions d'harmonisation Européenne en déclinaison de l'art 21 du code Electricity Balancing). Pour le moment, cette exigence reste donc en vigueur. RTE rappelle que cette exigence est une exigence au titre des capacités constructives, mais que le producteur est libre de certifier une capacité supérieure à la capacité constructive exigée pour le suivi de la pente normale (dans ce cas, il n'est pas exigé que la capacité supérieure certifiée pour la pente normale soit également activable en pente d'urgence). La capacité de maintien d'un réseau n'est pas demandée à l'ensemble des groupes. Le maintien d'un réseau séparé est assuré par le gestionnaire de réseau sur la base de l'utilisation des moyens disponibles sur ce réseau (groupes, délestage,….). Ce qui est demandé c'est la disponibilité des groupes pour du FSM ou du LFSM si les conditions de fonctionnement du réseau séparé (tension, fréquence) restent dans les plages acceptables. Il est clair que certains groupes, ceux qui ont	

				les capacités définies au 3.5.2, pourront aider plus longtemps, avoir des plages de réglage plus importantes…. Et ont donc un rôle plus important pour que le gestionnaire de réseau arrive à maintenir et stabiliser le réseau séparé.	
Article 8.3.4 Trame de contrôle de conformité - contrôle initial					
Article 8.3.4	FICHE E 1 : LISTE DES DONNEES	ENGIE	La fiche n'est pas accessible, ENGIE souhaite avoir la confirmation que cette fiche contient bien la donnée « deltaPmax_LFSM ». Nous demandons la diffusion de cette fiche.	Effectivement, lors de la conversion en PDF du document le lien vers le fichier excel a été perdu. RTE s'en excuse. Cette fiche sera ajoutée dans la version PDF de l'article 8.3.4. Pour la fiche E1 SPGM, RTE confirme que la donnée "deltaPmax_LFSM" figure bien dans les données (pour	OUI

				les groupes qui seraient contraints hydrauliquement).	
Article 8.3.4	Fiche F4 : Réglage primaire de fréquence (mode FSM)	EDF	Critère de conformité. Pour l'essai 6, EDF propose de remplacer : « L'essai doit démontrer l'absence de bande morte. L'essai doit démontrer une insensibilité de la régulation primaire de fréquence < 10 mHz » par « L'essai doit démontrer que : le total bande morte et insensibilité de la régulation primaire de fréquence < 10 mHz ». Les fiche spécifiques type CCG ont disparu (avec les facteurs de détarage Xrp) : pour quelle raison ?	La capacité constructive étant d'avoir une bande morte réglable entre 0 et 200 mHz, la fiche doit pouvoir confirmer l'absence de bande morte. Les fiches spécifiques type CCG ne sont pas valables pour des CCG récents : Le détarage n'est pas nécessaire pour démontrer la capacité réglementaire. En revanche, ce détarage peut être nécessaire en cas de volonté de certifier une réserve supérieure à la réserve réglementaire. Nous proposons donc d'associer les spécificités à la phase de certification. Dans un premier temps, nous aurons donc : une fiche capacités constructives avec pente rapide et une fiche spécifique CCG pour la certification incluant la problématique du detarage (puisqu'elle est liée au fait de vouloir certifier une réserve supérieure au réglementaire et acceptable uniquement dans ce cas). Lors de la suppression de la	NON

				pente rapide, nous pourrons garder la fiche "certification" uniquement.	

				Techniquement, nous avons estimé que le délai d'activation n'a pas de raison d'être différent de celui pour le réglage primaire (il est bien question ici du début de la réaction lorsqu'un écart de fréquence est détecté). C'est la raison pour laquelle la valeur de 2s a été reprise ici. Ya-t-il une justification technique qui expliquerait une différence entre le délai d'activation entre réglage primaire et secondaire ? Si oui, pourriez-vous nous le préciser ?	
Article 8.3.4	Fiche F5 : Réglage secondaire de fréquence (RSFP)	EDF	Un délai d'activation supérieur à 2s devra être justifié par des éléments techniques : pour quelle raison un délai court serait nécessaire en réglage secondaire ? EDF demande la suppression de ce qui a trait à la pente d'urgence 133 secondes. Les fiche spécifiques type CCG ont disparu (avec les facteurs de détarage Xrp) : pour quelle raison ?	Il a été convenu que la suppression de la pente d'urgence serait mise en oeuvre lorsque les entités fourniront de la RS en 5min (horizon 2025 au plus tard selon les propositions d'harmonisation Européenne en déclinaison de l'art 21 du code Electricity Balacing). Pour le moment, cette exigence reste donc en vigueur. RTE rappelle que cette exigence est une exigence au titre des capacités constructives, mais que le producteur est libre de certifier une capacité supérieure à la capacité constructive exigée pour le suivi de la pente normale (dans ce cas, il n'est pas exigé que la capacité supérieure certifiée pour la pente normale soit également activable en pente d'urgence). Les fiches spécifiques type CCG ne sont pas valables pour des CCG récents. Le détarage n'est pas nécessaire pour démontrer la	NON

				capacité réglementaire. En revanche, ce détarage peut être nécessaire en cas de volonté de certifier une réserve supérieure à la réserve réglementaire. Nous proposons donc d'associer les spécificités à la phase de certification. Dans un premier temps, nous aurons donc : une fiche capacités constructives avec pente rapide et une fiche spécifique CCG pour la certification incluant la problématique du detarage (puisqu'elle est liée au fait de vouloir certifier une réserve supérieure au réglementaire et acceptable uniquement dans ce cas). Lors de la suppression de la pente rapide, nous pourrons garder la fiche "certification" uniquement.	

Article 8.3.4	Fiche F7 (Réglage primaire de tension et capacité en puissance réactive)	EDF	Le temps d'établissement à +/- 5% est difficile à respecter ; en effet les essais 1a et 1b correspondent à des échelons de consigne de tension de 2% sur lesquels ont doit s'établir à +/-5% (en référence à 2%), ce qui fait un tuyau de +/-0,1%, pendant lequel il y a des variations de tension réseau et des variations de puissance, sollicitant le stabilisateur de puissance. EDF propose soit un établissement à +/-10%, soit un établissement à +/- 5% pendant 80% du temps. Essais 2a 2b 3a 3b : Pour atteindre la limitation d'absorption de réactif et la limitation de fourniture de réactif. EDF demande que soit mentionné que dans, certaines conditions il sera possible d'être limité par une limitation en tension ou en surflux. Essais 2a 2b 3a 3b : EDF demande l'ajout de ce qui est souligné : « la durée de l'essai pourra être étendue à 1 heure sur demande de RTE, après concertation avec le producteur au moins 10 jours ouvrés avant la date des essais. » Essais 4 (4.a et 4.b) : EDF demande l'ajout de ce qui est souligné : « Sur demande de RTE, deux essais complémentaires à puissance intermédiaire pourront être réalisés après concertation avec le producteur au moins 10 jours ouvrés avant la date des essais. »	Essai 1a et 1b : les critères de conformité sont identiques à ceux qui existaient jusqu'à présent dans les CdC (arrêté 2008), et les producteurs arrivent jusqu'à présent à s'y conformer. Il n'y a donc pas de raison de remettre en cause ce critère. Essais 2a, 2b, 3a, 3b : Pour ces essais, les valeurs Qmin et Qmax définies réglementairement doivent être atteintes, pour quelle raison voudriez-vous intégrer une autre limitation ? Dans tous les cas, cette limitation en tension ou en surflux ne devra pas conduire à ne pas pouvoir atteindre les valeurs Qmin ou Qmax. Sinon, l'essai ne pourra pas être considéré comme conforme. La précision relative à concertation avec les producteur pour les essais 2 à 4 n'est pas nécessaire dans la fiche puisque le programme d'essais est toujours convenu au préalable entre RTE et le producteur. C'est d'ailleurs précisé en page 7 de l'article 8.3.4 : "Les essais sont réalisés selon un programme d'essai défini avec RTE, tel que convenu dans la Convention d'Exploitation en période d'essais pour l'installation de Production."	NON

Article 8.3.4	Fiche F8 : Réglage secondaire de tension commandé en UREF	EDF	Les tolérances respectivement de ±10 % et ±5 % sur les gains G et Grpt sont modifiées en ±1 % et ±0,5 % dans la dernière version. EDF considère que ces valeurs sont trop faibles car non représentatives des caractéristiques des matériels fournis par les constructeurs. Critère de conformité essai 5 : la mesure (dUref/dt)=(Ucons final-Ucons initial)/durée est conforme à la valeur (dUref/dt)max déclarée par le producteur et la mesure (dQ/dt)=(Q final-Q initial)/durée ≥ 12% Qn/min. EDF indique que compte tenu de l'influence de la Pcc au moment des essais, une tolérance est à spécifié (par exemple 0,5% Qn/min). NB : les critères de conformité de la fiche F8 ne sont pas cohérents avec ceux de la fiche F7 où la tolérance sur Grpt est de 5 % et pas 0,5 %. EDF propose la rédaction (voir ce qui est souligné) : « Le gain G est constant et égal à 1 (tolérance +/-10%) pendant au moins 80 % du temps, quand la vitesse de variation de la consigne RST UREF ne dépasse pas (dUcons/dt)max et hors limitation » et « Le gain GRPT est constant et égal à 1 (tolérance +/-0,5%), pendant au moins 80 % du temps et hors limitation ».	Effectivement, c'est une erreur, les valeurs sont bien de de ±10 % et ±5 % sur les gains G et Grpt, la fiche F8 est corrigée.	OUI lors de la mise à jour des références à l'arrêté.

Article 8.3.4	Fiche F 9 : Réglage secondaire de tension commandé en UREF	EDF	Il serait judicieux de mettre en autre nom que celui-ci qui est déjà celui de la F8.	Effectivement : cette fiche peut être renommée en "Observation du réglage secondaire de tension " .	OUI lors de la mise à jour des référen ces à l'arrêté.
Article 8.3.4	Fiche F10 (LFSM-0) et F11 (LFSM-U)	EDF	Pour cet essai une simulation suffit, et c'est au producteur d'apprécier s'il faut ou non essai. En outre, si un essai devait être réalisé, il devrait tenir compte des contraintes de sûreté (par exemple, échelon de +20%Préf. non autorisé) et de disponibilité de l'énergie primaire. Critères de conformité : Variation DeltaP = DeltaP attendu : prévoir une tolérance Pente pour rejoindre la nouvelle Pref après passage en dessous de f1 inférieure à 10 % Pmax unité / min. Quelle est la finalité de cette exigence ?	C'est bien le producteur qui choisit de faire une simulation, de fournir une attestation ou de réaliser un essai réel. Dans le cas où le producteur choisit de faire un essai réel, cet essai doit montrer la conformité de la fonctionnalité. Il est proposé d'ajouter la précision suivante dans la partie "Critères de conformité" comme cela a été fait pour la fiche I6 : "Les résultats de simulation (ou d'essai) doivent permettre de respecter ces critères : (...)". Et d'ajouter ensuite : "Dans le cas d'une attestation, le document doit spécifier que les critères de conformité précédent sont remplis." La pente pour rejoindre la nouvelle Pref a été introduite pour gérer le cas de la production éolienne ou PV où la puissance disponible une fois l'incident terminée peut être très différente de la puissance initiale (dépendant des conditions météorologique). Ainsi on évitera des variations trop brusques de puissance pour ces technologies.	OUI

Article 8.3.4	Fiche I3 : Stabilité sur report de charge	EDF	Critère de conformité : Le nouveau critère « temps d'établissement de la puissance électrique au point de raccordement à +-10% de sa valeur finale doit être inférieur à 5 secondes » s'ajoute au critère déjà existant dans la Fiche 7 (+/-5% en moins de 10sec). Quel est le besoin d'ajouter ce deuxième critère ?	Lors de la concertation RfG, les acteurs ont demandé que le critère de précision permettant d'établir la conformité de l'unité à cette exigence (qui sera utilisé dans la norme de test) soit explicité par les gestionnaires de réseau. C'est la raison pour laquelle ce critère a été précisé.	NON
Article 8.3.4	Fiche I4 : Stabilité sur court-circuit	EDF	Critères de conformité : Même remarque que Fiche I3 concernant le nouveau critère de temps d'établissement de la puissance électrique. Pertinence d'ajouter un second critère sur le temps d'établissement de la puissance active ?	Lors de la concertation RfG, les acteurs ont demandé que le critère de précision permettant d'établir la conformité de l'unité à cette exigence (qui sera utilisé dans la norme de test) soit explicité par les gestionnaires de réseau. C'est la raison pour laquelle ce critère a été précisé.	NON

Article 8.3.4	Fiche I6 : Tenue aux creux de tension	EDF	Il y a incohérence entre le graphe du creux de tension qui démarre à 1pu et les « Conditions initiales de l'étude » qui indiquent U = [Udim]. (Udim potentiellement différente de 1pu) La manière de réaliser la simulation comme décrite dans la Fiches I6 n'est pas réaliste. EDF s'interroge sur la finalité de la "Tenue au creux de tension" et plus encore sur l'exigence qui lui serait associée. Concernant le gabarit, nous nous interrogeons sur sa réalité physique en particulier de l'impédance variable (à quels défauts cela correspondrait ?). Si toutefois cette fiche devait perdurer, nous souhaiterions avoir un échange technique sur le réel besoin. En outre, il conviendrait de dissocier d'une part la finalité d'une tenue des auxiliaires à un gabarit de tension n'entraînant pas la perte de l'unité de production, et d'autre part apprécier la stabilité du groupe suite à un défaut éliminé en au plus tard Tclear.	Les graphes sont ceux de la réglementation européenne (et de la déclinaison française) et représentent la limite inférieure du gabarit. La manière de réaliser la simulation n'est pas réaliste effectivement, c'est une manière rapide (1 simulation) de montrer que tant que le profil du creux observé reste sur ou au dessus de la limite définie par le gabarit, le groupe reste connecté au réseau et continue à fonctionner de manière stable. La formulation du code est explicite : " le groupe doit rester connecté au réseau et continue à fonctionner de manière stable", il n'est donc pas possible de dissocier la stabilité des auxiliaires de la stabilité du groupe. Les deux critères ne peuvent donc être dissociés. Dans la fiche, certaines précisions ont été apportées pour pouvoir établir la conformité en cas de perte de synchronisme. Si vous avez des exemples concrets à nous présenter pour préciser la fiche, nous sommes bien évidemment intéressés. RTE précise également que la modélisation proposée ici est la même que celle proposée par les instances de normalisation.	NON

Article 8.3.4	Fiche I7 : Tenue aux surtensions	EDF	Plusieurs incohérences apparaissent sur cette nouvelle exigence RTE. Quelle en est la finalité de cette fiche ? Pour quel besoin ? Gabarit de surtension : Le graphe du gabarit démarre à 1pu, hors la condition initiale est Udim (donc potentiellement différente de 1pu). Ceci n'est pas cohérent. Conditions initiales de l'étude : Pour les conditions initiales de l'étude, il est indiqué que la consigne initiale du réglage de tension est déterminée pour atteindre le point de fonctionnement spécifié (Updr = Udim, P = Pmax, Q = Qmin ou Qmax). Il conviendrait de faire préciser les limites de réglage de la Page 6/6 tension stator, et a minima que la tension stator ne pourra pas dépasser ses valeurs de butées alternateur ou de butées du RST (selon le cas) pour atteindre le point de fonctionnement (si une butée est atteinte il faut pouvoir déroger sur un des paramètres). Modélisation : la source de tension pilotée est raccordée sur le noeud infini, ce qui n'est pas cohérent.	Comme pour la fiche précédente, le graphe représente la limite supérieure du gabarit. L'objectif est de s'assurer que tant qu'une surtension transitoire reste inférieure à cette limite, le groupe ne déclenchera pas (et donc qu'il ne règle pas ses protections en instantanée avec les valeurs précisées dans la réglementation pour le régime permanent). Cette exigence a surtout pour objectif de garantir le bon réglage des protections pour les installations à base d'électronique de puissance qui pourraient implémenter des réglages trop restrictifs (en l'absence d'information disponible). Comme indiqué en concertation, cette exigence fait suite aux différents REX d'incidents survenus en Allemagne ou en Australie où des parcs éoliens ont déclenché sur surtension transitoire à l'élimination d'un défaut. Les 2 points de fonctionnement proposés font partie du domaine de fonctionnement de l'unité. Ces points de fonctionnement doivent pouvoir être atteints, il ne devrait pas y avoir besoin de spécifier de butée supplémentaire. Si vous avez des exemples concrets à nous présenter pour préciser la fiche, nous sommes bien évidemment intéressés. Modélisation : Il y a effectivement une erreur, soit l'on place une source de tension pilotée seule, soit l'on garde le noeud infini	OUI lors de la mise à jour des références à l'arrêté.

				avec une impédance variable permettant de simuler la surtension. Nous corrigeons le schéma en conservant le noeud infini et en mettant une impédance variable en parallèle. La partie importante sur ce schéma est la partie de gauche, précisant ce que l'on souhaite voir modélisé de l'installation, la méthodologie utilisée pour simuler la surtension nous importe peu, elle est simplement mentionnée à titre d'exemple.	

Article 8.3.4	Bande morte	EDF	Concernant l'éventualité d'une limitation de l'amplitude de la bande morte en cas de participation au réglage de fréquence, une cohérence avec les choix retenus par les autres Etats Membres est indispensable. Les producteurs français ne doivent pas être soumis à une telle contrainte (par exemple, bande morte imposée à 0 mHz) si certains états membres n'imposent pas de fixation de la bande morte à 0 mHz. Aucune contrainte locale additionnelle ne doit pénaliser les acteurs français par rapport à leurs concurrents européens.	L'harmonisation demandée ici, ne relève pas de la problématique des capacités constructives, mais de l'utilisation en exploitation. Comme déjà indiqué lors de la concertation RfG, les gestionnaires de réseau partagent la vision des producteurs quant à l'harmonisation des paramètres utilisés en exploitation dans le cadre d'un marché global européen. Cette vision ne relève cependant pas de la concertation RfG, elle devra être portée dans les instances ad-hoc au niveau européen relatives aux règles d'exploitation du réseau et de fonctionnement des marchés. RTE souhaite également rappeler qu'en réponse à la consultation sur les IGD fréquence, l'effet bénéfique de la suppression de la bande morte sur le stress mécanique des groupes a été signalé par un acteur : https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/ENTSO-E_IGD_consultation_response.pdf?Web=1 (page 12). L'harmonisation vers une plus grande amplitude de bande morte pourrait donc être une contrainte pour les acteurs disposant de machines synchrones.	NON

4. Mise à jour des documents suite à l'appel à contribution

Les documents ont été mis à jour suite aux contributions reçues.

Afin de faciliter la lecture des modifications apportées aux documents, une version en mode révision (vdiff) est également mise à disposition pour les deux trames de cahier des charges.

A l'issue de cette consultation, les références au futur arrêté relatif au raccordement au réseau (non publié à ce jour) seront intégrées aux documents puis ces nouvelles trames seront publiées dans la Documentation Technique de Référence (DTR) disponible sur le site internet de RTE : http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/mediatheque_client/offre.jsp.
Les remarques transmises à l'aide de la contribution supplémentaire d'EDF en juillet 2019 qui font l'objet d'une proposition de modification de texte seront intégrées à cette occasion.

RTE tiendra informés les acteurs ayant répondu à cette consultation ainsi que l'ensemble des membres du Groupe de Travail « Raccordement et Accès au réseau des producteurs » du CURTE de la publication de ces nouvelles trames dans la DTR et de la date de leur entrée en vigueur.