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

Juillet 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 ».

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 modélisation 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 modélisation 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 en septembre 2019

			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 prévus, 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
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 les groupes qui seraient contraints hydrauliquement).	OUI

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

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.