Evolution de la
Documentation Technique de Référence de RTE

Trame-type de cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE d'une installation de production

Bilan de la concertation / consultation réalisée par RTE

Septembre 2020

1. Introduction

Dans la continuité de l'implémentation du code de réseau européen RfG, RTE a souhaité faire évoluer la DTR (Documentation Technique de Référence) sur le sujet concernant le raccordement d'une installation de production à son réseau de téléconduite, en rationalisant l'information liée au domaine téléconduite déjà présente en DTR, et en ajoutant dans le chapitre 8 une trame-type de cahier des charges.

Cette démarche a été engagée afin de gagner en transparence. En effet, si le cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production au système de téléconduite de RTE est bien annexé aux conditions particulières « Caractéristiques et performances de l'installation » de la convention de raccordement, sa trame n'était jusqu'alors pas publiée en DTR.

Ce cahier des charges précise les rôles et responsabilités respectifs de RTE et du producteur ainsi que les exigences à respecter en vue du raccordement d'une installation de production au système de téléconduite de RTE. Ainsi, pour le producteur, la possibilité de consulter cette trame en DTR lui permettra de mieux anticiper les attentes de RTE ainsi que les coûts d'infrastructure, de développement et de tests.

D'autres articles de la DTR ont également été modifiés en lien avec la création de cette trame de cahier des charges :

- les cahiers des charges des capacités constructives pour les unités synchrones (article 8.3.2) et les parcs non synchrones de générateurs (article 8.3.1), pour lesquelles les exigences de performance liées au domaine téléconduite ont été transférées vers la nouvelle trame de cahier des charges ;
- la trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production (article 8.3.3), dans laquelle les fiches de test liées au domaine téléconduite ont été mises à jour.

2. L'appel à contributions de RTE

RTE a présenté aux producteurs sa démarche ainsi que le contenu de la nouvelle trame de cahier des charges lors d'une réunion du GT Producteurs du CURTE le **23 avril 2020**.

La phase de concertation (« pré-consultation ») s'est déroulée ensuite jusqu'au **22 mai 2020**, sur la base des documents suivants :

1. Trame de cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE d'une installation de production ;
2. Cahier des charges des Capacités Constructives – Conditions générales (Unité Synchrone) ;
3. Cahier des charges des Capacités Constructives – Conditions générales (Parc non synchrone de générateurs y compris en mer) ;
4. Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production.

Durant cette phase, des échanges ont eu lieu avec différents acteurs (CNR, EDF, ENGIE) et ont entraîné plusieurs modifications du contenu de la trame de cahier des charges.

Ces documents ont ensuite fait l'objet d'une consultation sur le site internet de RTE concerte.fr **du 6 juillet au 7 août 2020**. La CNR et ENGIE ont envoyé en commun des contributions supplémentaires durant cette seconde phase (celles-ci sont fournies ci-après dans ce document, avec les réponses faites par RTE).

Les documents soumis à consultation et tenant compte des réponses faites par RTE suite aux observations formulées par les producteurs seront ensuite publiés dans la DTR de RTE, une fois la saisine pour information de la CRE réalisée.

3. Analyse des contributions reçues et réponses formulées par RTE

N°	Paragraphe concerné	Remarques des producteurs	Réponse de RTE	Texte modifié
1	Remarque préliminaire	ENGIE s'interroge concernant les échanges pour les groupes de production installés dans plusieurs régions au sens RTE et le centre de conduite localisé dans une région : Faut-il un SAS par régions RTE ? 7 SAS si le producteur exploite au moins un groupe dans chacune des différentes régions RTE ?	Dès lors où la présence d'un SAS est requise au sens des exigences mentionnées dans l'article 5.1.1 de la DTR relatif aux exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production, la solution technique actuellement utilisée par RTE nécessite un SAS par région RTE dans laquelle se trouve une unité de production vers laquelle des ordres de sauvegarde doivent pouvoir être émis (quelle que soit la localisation du centre de conduite). Un projet de refonte de cette architecture a été entrepris par RTE et permettra, à terme, de supprimer cette contrainte.	Non
2	Remarque préliminaire	ENGIE souhaite rappeler que certains moyens (pas tous) doivent être opérationnels sur des durées longues (autonomie de 24h voir plus...) en cas de black-out par exemple, nous faisons référence notamment aux travaux réalisés pour l'implémentation du code E&R. Sauf erreur de notre part, ce point n'est pas abordé dans ce CdC, est ce normal ? Dans quel document, ces exigences seront elles définies ? et quels seront les standards applicables dans ce cas ? règles de dimensionnements ? etc...	Le cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE n'aborde pas les exigences portées par le code E&R. Ces dernières (en particulier celle de la tenue au black-out d'au moins 24H pour la mise à disposition des outils et installations critiques) sont couvertes par l'article 4.5 de la DTR consacré à la reconstitution du réseau et au renvoi de tension.	Non
3	§1	ENGIE comprend bien l'obligation du producteur de s'assurer que la délégation de prérogative soit effective concernant la conduite d'une installation par un tiers. Néanmoins, ENGIE souhaite souligner que cela ne peut pas être sans le concours d'une manière ou d'une autre de RTE, qui doit in fine qualifier/vérifier le bon fonctionnement, cela ne peut pas être réalisé par une simple auto évaluation du producteur (si l'on est bien sur un sujet de sûreté du réseau).	RTE fera remonter vers le producteur les alertes qui lui sembleront nécessaires ou dysfonctionnements qu'il aura constatés. Pour autant, comme indiqué au §1, ce centre de conduite reste placé sous l'entière responsabilité du producteur qui doit donc s'engager au respect par celui-ci des exigences mentionnées par RTE dans le présent cahier des charges. L'article 18 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour	Non

			le raccordement aux réseaux d'électricité indique sur ce point que *"Lorsqu'il est juridiquement distinct du producteur [...], le centre de conduite est réputé placé sous la seule responsabilité de ce producteur"*.	
4	§2	ENGIE considère que ces annexes doivent être mises en consultation (ou y être associées a minima), puisque RTE renvoie explicitement dans le document à ces annexes en demandant au Producteur de s'engager à les respecter (ce qui pose problème aux producteurs car difficile de s'engager sans avoir au préalable eu connaissance de ces exigences).	RTE a recherché un équilibre en mettant en consultation, au travers de la trame de ce cahier des charges, les exigences liées au raccordement à son réseau de téléconduite. RTE n'a cependant pas abordé dans cette consultation les nombreux détails techniques rassemblés dans les annexes, qui, s'ils l'avaient été, auraient pu nécessiter ensuite de fréquentes mises à jour de la DTR. Ces annexes ont toutes été fournies à l'ensemble des producteurs lors de la phase de concertation afin de leur permettre d'en prendre connaissance. Au-delà de la présente concertation, elles resteront disponibles et fournies aux producteurs sur simple demande faite à RTE.	Non
5	§4.1	ENGIE comprend que la boucle locale est constituée par l'infrastructure télécom permettant le raccordement du site au répartiteur de l'opérateur propriétaire de la boucle locale. Dans le cas où un lien opéré est utilisé pour raccorder le site du producteur au réseau de téléconduite de RTE, alors le producteur devra effectivement fournir un raccordement à son installation télécom. ENGIE regrette que ces précisions ne soient pas intégrées dans le document.	Il est indiquée un peu plus loin dans ce même paragraphe (4.1) que *"Le producteur met à disposition […] si besoin un raccordement physique à la boucle locale indépendant de ses installations téléphoniques (raccordement du site à la boucle locale et raccordement du local où sont installés les équipements à fournir par le producteur au boîtier de répartition)"*. Cette mise à disposition est demandée dès lors où un lien opéré est mis en œuvre pour raccorder le site (cf. §5.2). Dans ce cas, il est nécessaire de se connecter à une (ou plusieurs) paires cuivre, mais en aucun cas à l'installation télécom active du producteur (à son installation téléphonique par exemple). RTE doit disposer d'une (ou plusieurs) paires cuivre pour assurer la continuité entre ses équipements télécom et de téléconduite, l'installation télécom	Non

			physique du producteur et son raccordement physique à la boucle locale cuivre de l'opérateur. Nota : RTE n'a pas ce besoin dans le cas d'un raccordement télécom privé puisque dans ce cas c'est RTE qui fournit le support télécom physique (via un câble optique ou un faisceau hertzien par exemple).	
6	§4.3	ENGIE suggère qu'une attestation RTE soit remise au producteur confirmant : - la réalisation des essais (coté RTE) - et la conformité des installations RTE pour mettre en œuvre les échanges d'informations (réciprocité et coordination des échanges). Cela revient à s'assurer que les essais ont bien été réalisés par les 2 parties (un PV de recette ou autres documents peuvent convenir).	Comme indiqué à l'article 5.3.1 de la DTR, relatif au contrôle initial de conformité des installations, c'est au producteur de démontrer la conformité de son installation en menant la procédure de notification opérationnelle. RTE ne fournit pas d'attestation de conformité de ses installations.	Non
7	§4.3	ENGIE souhaite que les non-conformités du système de téléconduite RTE qui conduiraient à reprogrammer des essais soient à la charge de RTE (réciprocité). En alternative, ENGIE propose que plusieurs périodes d'essais soient prises en compte jusqu'à la mise en service totale de l'installation du producteur (c'est ce qui se passe en réalité). Ce serait donc après ces différentes phases de mise en service et d'essais, que les éventuelles mises en conformité pourraient selon les causes identifiées par les parties être à la charge du producteur ou de RTE. ENGIE propose également de qualifier le niveau des intervenants, ce sont des sujets d'experts qui nécessitent une expertise dans le domaine.	RTE considère comme légitime le principe de réciprocité évoqué par ENGIE. Le cahier des charges est reformulé comme suit : *"Si la recette comporte des réserves imputables à l'une des parties (ou des tiers placés sous sa responsabilité), la levée de ces réserves ainsi que la réalisation des essais de recette complémentaires pourront être portées à la charge de cette partie"*. RTE partage également l'approche d'une mise en service par étapes, ce que prévoit d'ailleurs le processus de notification opérationnelle (EON, ION, FON). Il est ainsi prévu des tests basés sur l'échange de signaux fictifs avant la première injection, puis des tests réels de bout en bout avant l'accès au réseau définitif. En supplément, RTE propose désormais au producteur, s'il le souhaite, la possibilité de réaliser des tests d'interfonctionnement entre ses équipements et ceux de RTE, à réaliser sur les plateformes d'essai de RTE, dans les locaux de RTE ou via une liaison sécurisée (IP VPN) mise à	Oui

			disposition par le producteur avec ses équipes techniques ou fournisseurs d'équipements.	
8	§4.4	ENGIE : Cette nouvelle proposition "en fonction des conséquences du dysfonctionnement [...] prennent toutes les mesures nécessaires..." doit être encadrée a minima. En effet, RTE pourrait le cas échéant s'appuyer sur cette clause pour justifier une demande "excessive" en regard du préjudice pour le système électrique... ENGIE souhaite que des modes dégradés soient prévus en cas de problème durant l'exploitation. En effet, dans le cas d'une TM défectueuse l'arrêt d'un site de production semble par exemple totalement disproportionné (mais pas exclu avec cette formulation). Quels sont les modes de replis prévus par RTE pour couvrir le cas de panne partielle ou totale du système ? ENGIE demande la mise en place d'une procédure de mise en conformité avec des délais de prévenance, mise en demeure de réparation avec un délai raisonnable. Le Producteur doit pouvoir justifier les problèmes rencontrés et doit pouvoir proposer un calendrier de mise en conformité compatible avec les enjeux (Réseau et production).	RTE a revu la formulation employée afin de tenir compte des observations faites lors de la phase de concertation. Pour autant, RTE est responsable de la sûreté du système électrique et garant du bon fonctionnement du RPT pour l'ensemble de ses clients. RTE réaffirme donc la possibilité qu'il puisse demander au producteur, lorsqu'un dysfonctionnement affecte ses équipements, de prendre les mesures nécessaires pour y remédier dans un délai compatible avec les enjeux du système électrique. Les mesures demandées seront en proportion des impacts identifiés sur le RPT.	Non
9	§4.4	ENGIE : Nous ne comprenons pas pourquoi RTE suggère maintenant 72H, sur quoi repose cette valeur ? Par exemple, CIRTEUS prévoit en général un délai d'intervention de 72h ouvrées pour les pannes nécessitant un diagnostic sur site, mais pas un délai de rétablissement du service ! Comme cela a été indiqué dans la concertation, nous proposons que cela soit repris dans une procédure ad-hoc. ENGIE considère qu'un problème nécessitant d'aller au-delà de cette durée pour rétablir le service doit être envisagé... par exemple, une position de repli (mode dégradé mais permettant la continuité de fonctionnement) pourrait être prévue car le Producteur ne peut pas s'engager à déployer des moyens "déraisonnables" pour rétablir le service dans le délai imposé (un risque pour son personnel, ou autres, pourrait ralentir les interventions... doit-on s'engager à prendre tous les risques ?). RTE pourrait également rencontrer des	L'exigence est reformulée de la manière suivante : *"Dans le cas particulier du système d'alerte et de sauvegarde, le délai maximum d'intervention en vue du rétablissement du service est fixé à 72H ouvrées pour un système non interfacé, et à 24H pour un système interfacé"*.	Oui

		problèmes de ce type, une mise en commun des efforts pourrait être pertinente, mais malheureusement sans procédure, rien ne sera prévu pour coordonner ce type de situation.		
10	§4.5	ENGIE souhaite comprendre à quoi fait référence le cas de la "modification" de l'installation évoqué dans cet article ? Par ailleurs, ENGIE souhaite s'assurer que le producteur ne peut pas être soumis à une mise en conformité au gré des changements de technologie et autres problèmes rencontrés par RTE pour maintenir et exploiter le système qualifié par ses soins. A clarifier.	La signification de l'expression "modification de l'installation" s'entend au sens où la convention de raccordement doit être substantiellement modifiée (chapitre 5 de la DTR et article 4.1 du code RfG).	Non
11	§4.6	ENGIE souhaite que ces obligations soient clairement définies dans ce cahier des charges. De quoi parle-t-on ici ? gestion de l'obsolescence ? renforcement des exigences au cours du temps...? Le producteur ne peut pas être raisonnablement redevable de tout sans avoir de critères pour encadrer a minima ces évolutions, à clarifier. Afin de donner une bonne visibilité au producteur sur ces enjeux et être rassuré sur les intentions de RTE, ENGIE propose de remplacer "concertation" par "avec l'accord du Producteur".	Cette exigence est reprise de l'article 4.7.1 de la DTR relatif aux échanges d'informations et système de téléconduite pour les installations de production. De telles modifications peuvent effectivement être liées par exemple à la gestion de l'obsolescence des équipements.	Non
12	§4.6	ENGIE observe que les obligations de RTE ne sont pas celles des producteurs, et ne peuvent pas être confondues. ENGIE comprend que RTE doit organiser les évolutions des systèmes dans le temps, mais cela ne doit pas conduire à déterminer a priori des obligations : sans limites/critères objectivables.	Afin de maintenir et garantir dans la durée un niveau de sûreté du système électrique satisfaisant, RTE peut être amené à faire évoluer ses dispositifs de téléconduite (gestion de l'obsolescence, prise en compte de nouvelles exigences réglementaires…). De telles évolutions peuvent avoir un impact sur les équipements du Producteur qui devra donc également les faire évoluer. La concertation avec le Producteur sera systématiquement recherchée dans la mise en œuvre de ces modifications.	Non
13	§5.1	ENGIE s'interroge concernant le déploiement des équipements STS/SAS, quels sont les critères retenus ? -Utilisateurs participants au plan de défense ? - Tous les utilisateurs raccordés ? - Par type (C, D...PPM, synchr ?) - Etc…	Les critères retenus pour le déploiement du dispositif de sauvegarde (SAS et STS) sont décrits dans l'article 5.1.1 "Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production" de la DTR. Le chapitre 5 de la DTR, comprenant l'article 5.1.1, a été concerté avec les Producteurs du 05/06/2019 au	Non

		En effet, la DTR a été concertée par morceaux, sauf erreur de notre part, nous n'avons pas revu ensemble l'article 5.1.1 "Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production", est ce correct ? De plus les textes mis en consultation "Implémentation du code RfG : Consultation sur le chapitre 5 et le chapitre 4 de la DTR" du 05/06/2019 au 05/07/2019, ne prévoient pas d'indiquer précisément ces éléments, est ce correct ? Contrairement au 5.1.1 de la DTR actuelle qui renvoie bien aux articles de l'arrêté de 2008 concernés.	05/07/2019. Les éléments auxquels fait référence ENGIE sont indiqués au §4.10.1 de cet article et apparaissent bien dans le projet de texte qui avait été mis en consultation.	
14	§5.2	ENGIE comprend que l'emplacement à prévoir par le producteur doit permettre installer une box (2m2 semble convenir), est ce correct ? A préciser. ENGIE souhaite que le niveau de tension (230VAC ?) et le nombre de prises de courant soient précisés, ce sont des exigences fixées par RTE.	L'emplacement doit permettre d'accueillir une box opérateur (cas d'un lien opéré) ou un équipement équivalent fourni par RTE (cas d'un lien privé). Lorsque le lien télécom est doublé, un second équipement de dimension équivalente au premier est installé. Les détails techniques sont fournis dans l'annexe [5] du cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE intitulée "Spécifications techniques des équipements d'extrémité pour le raccordement d'un site client au réseau de téléconduite de RTE".	Non
15	§5.2	ENGIE demande s'il s'agit bien des autorisations dont la responsabilité incombe au producteur (e.g. autorisations d'accès au site), si tel est le cas, merci de le préciser pour éviter tout malentendu.	RTE confirme qu'il s'agit bien des autorisations dont la responsabilité incombe au producteur (e.g. autorisations d'accès au site). Cette précision a été apportée au document.	Oui
16	§5.4	ENGIE : Voir commentaire précédent concernant les Annexes.	Voir réponse apportée précédemment (ligne 4)	Non
17	§6.1	ENGIE s'interroge concernant les modes dégradés de fonctionnement de ces systèmes de sécurité, y a-t-il des moyens de replis en cas de panne ou d'indisponibilité (STS/SAS) ? Doit-on systématiquement redonder les installations et comment ? Quelles sont les préconisations RTE ? Que se passe-t-il en cas de black-out ? A noter, la résilience des systèmes de communication en dehors du champ des responsabilités du producteur est difficilement maîtrisable, existe-t-il une doctrine, exigences RTE ?	Le STS est utilisé en cas de défaillance du SAS. Plus généralement, RTE émet des exigences en terme de disponibilité des informations échangées. Il appartient ensuite au producteur d'examiner la nécessité de redonder ou non tout ou partie de ses équipements pour y satisfaire. Le point concernant la résilience au black-out est abordé dans l'article 4.5 de la DTR consacré à la reconstitution du réseau et au renvoi de tension.	Non

		A clarifier.	Enfin, RTE rappelle que, comme indiqué au paragraphe 4.1, les liaisons de télécommunication acheminant les différentes informations entre le dispatching de RTE et les sites du producteur identifiés dans ce cahier des charges sont mises en œuvre par RTE ou par un opérateur de télécommunication placé sous la responsabilité de RTE.	
18	§6.2.1	Un : 225 kV cf. article 44 de l'arrêté du 9 juin 2020.	Les grandeurs nominales sont celles utilisées par RTE pour définir les valeurs réduites (pu) de celles-ci. Ainsi, la tension nominale Un doit correspondre à 1 pu. En revanche, dans l'article 44 de l'arrêté du 9 juin 2020, c'est la tension dite « de référence » qui est utilisée pour cela et qui est donc utilisée pour définir les plages exceptionnelles de variation de la tension.	Non