Articles 4.3 Stabilité, 4.6 Protections et Trame de cahier des charges Protections
Bilan de l'appel à contributions

Février 2020

1. Introduction

L'appel à contribution s'est déroulé du **24/10/2019 au 22/11/2019** dans le cadre du GT Producteur.

La consultation portait sur les documents suivants :

- L'article 4.3 Stabilité
- L'article 4.6 Système de protection contre les défauts
- La trame de cahier des charges Protections

Ces documents faisaient suite aux travaux de l'instance de concertation du code RfG, et notamment au besoin exprimé par les acteurs lors de la concertation RfG concernant les exigences en matière de protégeabilité.

2. Contributions

Engie, SER et EDF ont répondu à cet appel à contribution et indiqué que leurs réponses avaient un caractère non confidentiel. Ces réponses sont présentées au paragraphe suivant.

3. Analyse des contributions reçues

Documents soumis à consultation	
Article 4.3	Stabilité
Article 4.6	Système de protection contre les défauts
Trame CdC Protections	Trame de cahier des charges système de protection

Document concerné	Paragraphe concerné	Acteur	Commentaires	Réponse RTE	Texte modifié
Article 4.3 - Stabilité					
Article 4.3	2 ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS	ENGIE	ENGIE souhaite comprendre comment est géré le changement de consigne, et de quelle consigne s'agit-il ? Concrètement comment est définie la consigne de tension ? Qui transmet cette consigne ? Udim est utilisé pour dimensionner l'installation, est ce cette valeur ? A clarifier.	L'objectif de cet article est avant tout d'expliquer les principes relatifs à la stabilité. Le fonctionnement du réglage de tension est décrit à l'article 4.2 de la DTR. La consigne appliquée sur le régulateur de tension est calculée (par le contrôle-commande), elle dépend du point de fonctionnement de l'unité de production (P, Q, U au point de raccordement). La fiche I2 du contrôle de conformité explicite par exemple des événements simulés (échelon de +2% sur la consigne du régulateur primaire de tension, échelon de 1% sur la consigne RST Uref).	NON
Article 4.3	Remarque générale	SER	La notion de "groupe de production" est souvent utilisée dans le texte, est-elle réductible à la notion d'unité de production introduite par le RfG ou bien est-elle différenciée ? Il serait bon d'harmoniser dans la DTR autant que possible pour avoir systématiquement le dyptique unité/installation et éviter autant que possible les termes de "sites" ou	Le terme groupe de production n'apparait que dans le paragraphe "Les exigences ci-après s'appliquent aux gestionnaires de réseaux de distribution". Il est remplacé par "unité de production". Nota : ce paragraphe devra être mis à jour pour intégrer les références aux articles du nouvel arrêté raccordement.	OUI

			de "groupes". Si ces deux termes venaient à être conservées (à éviter), ils doivent être définis par rapport aux unités/installations pour éviter toute mauvaise compréhension.		
Article 4.6 – Système de protections contre les défauts					
Chapitre 4 Article 4.6	Remarque générale	SER	La notion de "groupe de production" est souvent utilisée dans le texte, est-elle réductible à la notion d'unité de production introduite par le RfG ou bien est-elle différenciée ? Il serait bon d'harmoniser dans la DTR autant que possible pour avoir systématiquement le dyptique unité/installation et éviter autant que possible les termes de "sites" ou de "groupes". Si ces deux termes venaient à être conservées (à éviter), ils doivent être définis par rapport aux unités/installations pour éviter toute mauvaise compréhension.	Le terme groupe de production est remplacé par "unité de production".	OUI
Article 4.6	3.2 Régime de neutre	ENGIE	ENGIE propose de rappeler ici, l'article 12 du projet d'arrêté Rfg qui prévoit la possibilité de définir la mise à la terre du neutre des ouvrages HTB du réseau public de transport par RTE pour des cas particulier.	Ce paragraphe 3.2 précise le principe de mise à la terre sur les ouvrages propres du RPT. Cet article de DTR a pour objectif d'expliquer dans un premier temps les principes appliqués sur le RPT en matière de protégeabilité, pour ensuite préciser quelles sont les exigences associées pour le raccordement des utilisateurs au réseau. Nous proposons donc d'ajouter un renvoi vers l'article correspondant pour les unités de production (article 5.1.1) dans le paragraphe	OUI

				"4. Mise en œuvre des exigences par les utilisateurs". En effet, les précisions relatives à l'article 12 du projet d'arrêté RfG y sont mentionnées.	
Article 4.6	3.2 Régime de neutre	ENGIE	ENGIE souhaiterait comprendre à quoi correspond *"de rester dans des plages maîtrisées."*. Généralement les plages sont connues, le réglage est adapté au dimensionnement des équipements. La notion de "maitrisé" est assez floue, cela doit être clarifié.	L'objectif de cet article est avant tout d'expliquer les principes de fonctionnement en matière de protégeabilité, la notion de "plage maitrisée" est donc bien le terme qui convient dans ce contexte. Il s'agit de garantir que les valeurs de tension et courant (permanent et transitoire) restent dans les plages définies dans la doctrine (cohérente avec les standards matériel)).	NON
Article 4.6	3.2 Régime de neutre	ENGIE	ENGIE souhaite préciser les exigences de RTE en termes d'impédance homopolaire soient existantes soient initialement dans la plage proposée, et dans le cas contraire prévoir de nouvelles exigences compatibles avec les équipements du producteur.	Cette question est à préciser.	NON
Article 4.6	3.4.2 Sûreté de fonctionnement et 3.4.3 Sélectivité 3.5 Plans de protection	ENGIE	ENGIE souhaite que soit clairement intégrée la possibilité de renforcer l'efficacité de ces exigences en autorisant l'inter déclenchement des disjoncteurs encadrant la liaison de raccordement (cas des protections différentielles par exemple qui doivent être installées de part et d'autres de liaison). Cela se traduit par l'échange de contact de déclenchement entre les systèmes de	Le principe général est de privilégier la mise en place de systèmes de protection non interdépendants. La notion d'interdéclenchement est une notion de moyens, et n'est donc pas dans le périmètre de CdC relatif à la performance. Une réflexion sur la coordination des	NON

			protections RTE et du producteur, chacun étant responsable de l'utilisation de cette information. Ce sujet est souvent soumis à interprétation alors que l'intérêt des parties est pleinement partagé, faute de clarification dans la DTR, nous craignions que le problème subsiste.	systèmes interdépendants pourra être engagée hors de ce cadre.	
Article 4.6	3.5 Plans de protection	ENGIE	ENGIE souhaite que soit pris en compte le temps d'élimination d'un défaut barre en cas de déclenchement en secours, comme par exemple le débouclage de barre. Sauf erreur de notre part, RTE doit préciser au producteur raccordé sur un poste du RPT si cette protection existe et en combien de temps elle agit de sortes de l'intégrer dans l'élaboration de note de protegeabilité (en coordination avec le CdC Protections RTE, dans lequel nous devons retrouver toutes ces informations, les temps de ré-enclenchement de la zone, etc...). La défaillance disjoncteurs devrait également être prise en compte.	Le paragraphe 3.5 présente les généralités relatives au plan de protection mis en œuvre sur le RPT. Les questions mentionnées ici sont plutôt relatives au contenu du CdC Protections. Ces besoins sont couverts dans le contenu proposé pour le CdC Protections (condition temporelle à respecter prenant en compte les délais de fonctionnement des différentes protections).	NON
Article 4.6	3.5 Plans de protection	ENGIE	ENGIE souhaite comprendre la différence entre les gabarits de creux de tension d'origine contractuelle ou règlementaire ? A quoi RTE fait il référence (cas des raccordemetns prodhces des postes du RPT ?	Pour les producteurs, les gabarits de creux de tension sont réglementaires (ou contractuels pour les + anciennes installations). De plus, afin d'établir son plan de protection, RTE tient également compte des besoins en matière de qualité de l'électricité des clients (qui font également l'objet de gabarits de creux contractuels). La notion de "poste proche" est utilisée pour	NON

				faire référence à des postes HTB2 sur lesquels des unités de production de taille importantes sont raccordées, près desquels il est nécessaire d'éliminer les défauts en un temps plus court qu'habituellement rencontré en 225 kV afin de ne pas compromettre la stabilité des unités de production synchrones raccordés sur ces postes.	
Article 4.6	4. MISE EN OEUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS	ENGIE	ENGIE ne comprend pas le *"Nota : Par exemple, pour une production, les éventuels dispositifs d'effacement (protection de découplage,…) requis vis-à-vis des retours de tension liés aux réenclenchements sont hors du périmètre couvert par le CdC Protection."* Dans ce cas comment le client peut vérifier le comportement de son installation de production s'il n'a pas connaissance du fonctionnement des réenclencheurs de la zone de raccordement. ENGIE rappelle que certaines unités synchrones sont exposées à des risques de casses machines en cas de modification des temps de réenclenchement de la zone. ENGIE demande à RTE comment sera traité ce sujet directement lié au plan de protection.	L'objectif est de préciser ici que certaines exigences sont décrites non pas dans le CdC protections mais dans le CdC capacités constructives. Le lien entre les CdC a bien été fait dans les trames proposées pour le CdC capacités constructives et CdC Protections.	NON

Article 4.6	4.2 Périmètre de responsabilité	ENGIE	ENGIE souhaite comprendre la phrase "RTE n'intervient pas dans la conception des installations, mais spécifie et documente des performances compatibles avec les règles de l'art.", à quoi fait référence RTE au sujet des règles de l'art ? De plus RTE indique "RTE privilégie les systèmes sans interdépendances, ou les systèmes dont les interdépendances ne dé-fiabilisent pas le raccordement et sont motivées par des besoins importants pour le client et/ou pour le RPT.", ENGIE croit comprendre que le secours éloignés ne serait plus pris en compte dans le plan de protection ou relèverait du cas par cas, est bien cela ?	En faisant référence aux "règles de l'art", RTE souhaite préciser que les exigences de performance spécifiées doivent être atteignables avec l'utilisation de matériel normalisé. La deuxième question est à préciser.	NON
Article 4.6	4.2.1 Indépendance de fonctionnement entre réseaux	ENGIE	A propos d'interdépendance, RTE indique "Cependant, lors de l'étude du raccordement, il peut être détecté que l'élimination d'un défaut en propriété Client pourrait causer des creux de tension inacceptables sur le RPT, ou solliciter les protections du RPT. Ces situations sont instruites en concertation avec le Client.", ENGIE préfère remplacer le terme "en concertation" par "et convenu" puisque il ne s'agit plus de règle connues mais d'un accord bilatéral.	RTE souhaite attendre les retours des consommateurs et distributeurs sur le document avant de proposer une éventuelle modification sur ce point.	NON
Article 4.6	4.2.1 Indépendance de	ENGIE	au sujet de "Cette perte d'indépendance se produit notamment en cas de raccordement en piquage sur une ligne du réseau HTB1.	Les études de protégeabilité réalisées lors d'une étude exploratoire permettront d'établir si le raccordement en piquage peut	NON

	fonctionnement entre réseaux		Dans ce cas, RTE examine si l'interaction est acceptable du point de vue de la sécurité, avant de confirmer la faisabilité du raccordement." ENGIE avait compris que RTE réfléchissait à adapter les règles pour le raccordement en piquage et non de renvoyer à un examen dont les critères ne sont pas connus et pour lesquels le producteur peut certainement contribuer en apportant des solutions, encore faut-il connaitre les contraintes et les règles applicables. ENGIE souhaite une clarification concernant ce point important pour le développement des EnR.	être proposé ou non. Ces études ont pour but de vérifier des conditions dont la responsabilité incombe au GRT. En 2019, RTE a mené une expérimentation sur l'étude des raccordements en piquage au stade de l'étude exploratoire. Cela a imposé de mettre en place une méthodologie d'études de la qualité d'électricité et de la protégeabilité dans des délais d'instruction contraints (6 semaines). Ces méthodes sont en cours de finalisation. une concertation sera menée pour modifier en conséquence l'article 2.2 de la DTR sur les solutions de raccordement.	
Article 4.6	4.2.2 Application aux différents types d'utilisateurs du réseau	ENGIE	ENGIE souhaite comprendre : "RTE demande une performance de « secours ultime »", en quoi consiste cette protection s'agit-il d'une protection éloignée ? A clarifier.	Il s'agit d'une performance demandée : celle de garantir que l'installation n'alimente pas un défaut conformément à l'article 13 de la réglementation 2019 (+ article 10 de l'arrêté du 23 Avril 2008). Le moyen mis en œuvre pour assurer cette performance est au choix du client.	NON
Article 4.6	3.2 Régime de neutre	SER	L'article 12 du projet d'arrêté Rfg prévoit la possibilité de définir des dérogations à la mise à la terre du neutre des ouvrages HTB du réseau public de transport par RTE, il serait bon que cela soit préciser afin d'orienter les raccordements les plus complexes (parcs en mer) vers ces solutions.	Ce paragraphe 3.2 précise le principe de mise à la terre sur les ouvrages propres du RPT. Cet article de DTR a pour objectif d'expliquer dans un premier temps les principes appliqués sur le RPT en matière de protégeabilité, pour ensuite préciser quelles sont les exigences associées pour le raccordement des utilisateurs au réseau.	OUI

				Nous proposons donc d'ajouter un renvoi vers l'article correspondant pour les unités de production (article 5.1.1) dans le paragraphe "4. Mise en œuvre des exigences par les utilisateurs". En effet, les précisions relatives à l'article 12 du projet d'arrêté RfG y sont mentionnées. (Etant entendu que toute solution proposée par un client en matière de protégeabilité et de régime de neutre doit permettre de garantir la sécurité des personnes et des biens).	
Article 4.6	3.2 Régime de neutre	SER	*A quelle plage est-il fait référence dans la phrase "de rester dans des plages maîtrisées."*. Généralement les plages sont connues, le réglage est adapté au dimensionnement des équipements.	L'objectif de cet article est avant tout d'expliquer les principes de fonctionnement en matière de protégeabilité, la notion de "plage maitrisée" est donc bien le terme qui convient dans ce contexte. Il s'agit de garantir que les valeurs de tension et courant (permanent et transitoire) restent dans les plages définies dans la doctrine (cohérente avec les standards matériel)).	NON
Article 4.6	3.2 Régime de neutre	SER	Les exigences de RTE en termes d'impédance homopolaire sont-elles connues et disponibles ?	Les plages pour l'impédance homopolaire résultante en tout point du réseau sont précisées dans ce paragraphe 3.2. Lors d'une demande de raccordement, l'exigence RTE dépendant donc de l'impédance homopolaire préexistante, et doit permettre que l'impédance homopolaire	NON

				résultante après raccordement reste dans la plage définie.	
Article 4.6	3.4.2 Sûreté de fonctionnement et 3.4.3 Sélectivité 3.5 Plans de protection	SER	Le SER souhaite que soit intégrée la possibilité de renforcer l'efficacité de ces exigences en autorisant l'inter déclenchement des disjoncteurs encadrant la liaison de raccordement (cas des protections différentielles par exemple qui doivent être installées de part et d'autres de liaison). Cela se traduit par l'échange de contact de déclenchement entre les systèmes de protections RTE et du producteur, chacun étant responsable de l'utilisation de cette information. Ce sujet est souvent soumis à interprétation alors que l'intérêt des parties est pleinement partagé, faute de clarification dans la DTR, nous craignions que le problème subsiste.	Le principe général est de privilégier la mise en place de systèmes de protection non interdépendants. La notion d'interdéclenchement est une notion de moyens, et n'est donc pas dans le périmètre du CdC relatif à la performance. Une réflexion sur la coordination des systèmes interdépendants pourra être engagée hors de ce cadre.	NON
Article 4.6	3.5 Plans de protection	SER	Le SER souhaite que soit pris en compte le temps d'élimination d'un défaut barre en cas de déclenchement en secours, comme par exemple le débouclage de barre. Sauf erreur de notre part, RTE doit préciser au producteur raccordé sur un poste du RPT si cette protection existe et en combien de temps elle agit de sorte à l'intégrer dans l'élaboration de note de protegeabilité (en coordination avec le CdC Protections RTE, dans lequel nous devons retrouver toutes ces informations, les temps de ré-enclenchement	Le paragraphe 3.5 présente les généralités relatives au plan de protection mis en œuvre sur le RPT. Les questions mentionnées ici sont plutôt relatives au contenu du CdC Protections. Ces besoins sont couverts dans le contenu proposé pour le CdC Protections (condition temporelle à respecter prenant en compte les délais de fonctionnement des différentes protections).	NON

			de la zone, etc...). La défaillance disjoncteurs devrait également être prise en compte.		
Article 4.6	3.5 Plans de protection	SER	Le SER souhaite comprendre la différence entre les gabarits de creux de tension d'origine contractuelle ou règlementaire ? A quoi RTE fait il référence (cas des raccordements producteurs des postes du RPT ?	Pour les producteurs, les gabarits de creux de tension sont réglementaires (ou contractuels pour les + anciennes installations). De plus, afin d'établir son plan de protection, RTE tient également compte des besoins en matière de qualité de l'électricité des clients (qui font également l'objet de gabarits de creux contractuels).	NON
Article 4.6	3.5 Plans de protection	SER	Dernier paragraphe sur le réenclenchement a de nombreuses coquilles, à reprendre.	La remarque est à préciser.	NON
Article 4.6	4. MISE EN OEUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS	SER	Le SER ne comprend pas le "Nota : Par exemple, pour une production, les éventuels dispositifs d'effacement (protection de découplage,…) requis vis-à-vis des retours de tension liés aux réenclenchements sont hors du périmètre couvert par le CdC Protection." Dans ce cas comment le client peut vérifier le comportement de son installation de production s'il n'a pas connaissance du fonctionnement des réenclencheurs de la zone de raccordement. Le SER rappelle que certaines unités synchrones sont exposées à des risques de casses machines en cas de modification des temps de réenclenchement de la zone. Le SER demande à RTE comment sera traité	L'objectif est de préciser ici que certaines exigences sont décrites non pas dans le CdC protections mais dans le CdC capacités constructives. Le lien entre les CdC a bien été fait dans les trames proposées pour le CdC capacités constructives et CdC Protections.	NON

			ce sujet directement lié au plan de protection.		
Article 4.6	4.2 Périmètre de responsabilité	SER	Le SER souhaite comprendre la phrase "RTE n'intervient pas dans la conception des installations, mais spécifie et documente des performances compatibles avec les règles de l'art.", à quoi fait référence RTE au sujet des règles de l'art ? De plus RTE indique "RTE privilégie les systèmes sans interdépendances, ou les systèmes dont les interdépendances ne dé-fiabilisent pas le raccordement et sont motivées par des besoins importants pour le client et/ou pour le RPT.", Le SER croit comprendre que le secours éloignés ne serait plus pris en compte dans le plan de protection ou relèverait du cas par cas, est bien cela ?	En faisant référence aux "règles de l'art", RTE souhaite préciser que les exigences de performance spécifiées doivent être atteignables avec l'utilisation de matériel normalisé. La deuxième question est à préciser.	NON
Article 4.6	4.2.1 Indépendance de fonctionnement entre réseaux	SER	A propos d'interdépendance, RTE indique "Cependant, lors de l'étude du raccordement, il peut être détecté que l'élimination d'un défaut en propriété Client pourrait causer des creux de tension inacceptables sur le RPT, ou solliciter les protections du RPT. Ces situations sont instruites en concertation avec le Client.", Le SER préfère remplacer le terme "en concertation" par "et convenu" puisque il ne s'agit plus de règle connues mais d'un accord bilatéral.	RTE souhaite attendre les retours des consommateurs et distributeurs sur le document avant de proposer une éventuelle modification sur ce point.	NON

Article 4.6	4.2.1 Indépendance de fonctionnement entre réseaux	SER	Au sujet de "Cette perte d'indépendance se produit notamment en cas de raccordement en piquage sur une ligne du réseau HTB1. Dans ce cas, RTE examine si l'interaction est acceptable du point de vue de la sécurité, avant de confirmer la faisabilité du raccordement." Le SER avait compris que RTE réfléchissait à adapter les règles pour le raccordement en piquage et non de renvoyer à un examen dont les critères ne sont pas connus et pour lesquels le producteur peut certainement contribuer en apportant des solutions, encore faut-il connaitre les contraintes et les règles applicables. Le SER souhaite une clarification concernant ce point important pour le développement des EnR.	Les études de protégeabilité réalisées lors d'une étude exploratoire permettront d'établir si le raccordement en piquage peut être proposé ou non. Ces études ont pour but de vérifier des conditions dont la responsabilité incombe au GRT. En 2019, RTE a mené une expérimentation sur l'étude des raccordements en piquage au stade de l'étude exploratoire. Cela a imposé de mettre en place une méthodologie d'études de la qualité d'électricité et de la protégeabilité dans des délais d'instruction contraints (6 semaines). Ces méthodes sont en cours de finalisation. une concertation sera menée pour modifier en conséquence l'article 2.2 de la DTR sur les solutions de raccordement.	NON
Article 4.6	4.2.2 Application aux différents types d'utilisateurs du réseau	SER	Le SER souhaite comprendre : "RTE demande une performance de « secours ultime »", en quoi consiste cette protection s'agit-il d'une protection éloignée ?	Il s'agit d'une performance demandée : celle de garantir que l'installation n'alimente pas un défaut conformément à l'article 13 de la réglementation 2019 (+ article 10 de l'arrêté du 23 Avril 2008). Le moyen mis en œuvre pour assurer cette performance est au choix du client.	NON

Trame de cahier des charges protections (à intégrer au chapitre 8 de la DTR)					
Trame CdC Protections		EDF	Serait-il possible de lever l'ambiguïté sur le périmètre d'application de cette nouvelle trame ? S'applique-t-elle exclusivement aux liaisons à 2 DJ ? Uniquement pour les futures liaisons ? Le document en projet ne mentionne pas « la gestion » par les contrôles commandes de la défaillance DJ et le temps d'élimination du court-circuit client lors d'un défaut barre pour les liaisons de raccordement à un disjoncteur. Ceci existait dans le cahier des charges des liaisons à 1 DJ. Est-ce que le document en projet est restreint aux liaisons à 2 DJ ?	Cette trame répond aux arrêtés actuels ainsi qu'au futur arrêté, et s'applique à tout type de Client et pour un raccordement à 1 ou 2 DJ. Cette trame générique sera utilisée comme base pour établir le cahier des charges spécifiques à chaque projet, qui contiendra donc toutes les précisions et détails liés au projet. L'un des objectifs de cette trame générique est de permettre au client d'apprécier, en amont de son projet, les exigences de RTE en matière de protégeabilité et ainsi de pouvoir estimer l'ordre de grandeur des travaux nécessaires en matière de protégeabilité pour son projet.	NON
Trame CdC Protections		EDF	A la lecture de la trame, nous comprenons que RTE prévoit déployer la nouvelle règle (non présente dans la DTR actuelle) suivante : Zotr + 3z > 75 ohms. Une telle règle aurait pour conséquence d'imposer l'installation d'une réactance (concerne les transformateurs de forte puissance Zotr < 75 ohms) et ce, même si les valeurs Zo, Zd restent conformes aux exigences actuelles (y compris avec nouvelle installation). EDF est dubitatif sur l'intérêt d'imposer cette règle complémentaire. En outre, nous comprenons que RTE souhaiterait imposer la valeur de la réactance	le GRT est responsable de la définition du régime de neutre. La règle proposée sur l'homopolaire est un assouplissement par rapport aux doctrines actuelles : Elle exprime sous la forme d'une performance ce qui est exprimé aujourd'hui sous la forme d'une exigence de moyens. Ainsi, la responsabilité de conception est mieux respectée. La règle a pour objectif de réguler les excès suivants : 1) imposition d'une réactance alors que la valeur homopolaire du transformateur est déjà élevée. Dans ce cas, elle peut donc	NON

			à installer et ce dans le cas où il serait impossibilité de « tenir » les valeurs de Zo Zd. Cette règle ne saurait être acceptée. Enfin, le document en projet ne mentionne pas « la gestion » par les contrôles commandes de la défaillance DJ et le temps d'élimination du court-circuit client lors d'un défaut barre pour les liaisons de raccordement à un disjoncteur. Ceci existait dans le cahier des charges des liaisons à 1 DJ. Est-ce que le document en projet est restreint aux liaisons à 2 DJ ?	conduire à des économies substantielles pour le Client. 2) effondrement de l'impédance homopolaire du réseau produit par un seul Client au détriment des autres Clients, voire au détriment de la sécurité (fonctionnement des PW, ICC trop élevées...). En dehors de ces situations, une instruction en demande de dérogation permettra d'objectiver la contrainte en transparence. Ce processus est une garantie d'équité vis à vis du Client. Plus généralement, RTE reste à l'écoute des Clients sur cette thématique.	
Trame CdC Protections		EDF	Ne pas oublier de prendre en compte la parution de l'arrêté « raccordement » (arrêté non paru à ce jour et la parution a été maintes fois reportée), arrêté consécutif à la déclinaison en France des codes de réseau RfG, DCC, HVDC (incidence en particulier sur les textes mentionnés en bas de page, dont certains deviennent caduques dès parution de l'arrêté « raccordement »).	Les références seront mises à jour lors de la publication de l'arrêté raccordement.	OUI

Trame CdC Protections	2.1 Schéma de raccordement	ENGIE	ENGIE souhaite que les limites soient clairement définies dans ce document entre le réseau d'évacuation le réseau amont. ENGIE ne souhaite pas l'introduction d'une nouvelle définition du réseau amont.	La terminologie '*Réseau "amont" '* a été utilisée ici car c'est une notion technique couramment utilisée par les experts protections qui auront à traiter ces documents (en interne RTE et chez les clients). C'est une terminologie qui a déjà été concertée et mise en DTR dans le cadre de la trame de rapport de contrôle de conformité (article 8.14.1). Nous trouvons important que toutes les trames (que ce soit pour un nouveau raccordement, ou pour un contrôle périodique) soient cohérentes sur la terminologie employée. Elle est de plus définie explicitement dans le document (au paragraphe 2.1 : "Dans ce document, l'expression 'Réseau « Amont »' désigne les ouvrages et postes RPT situés au-delà du poste RPT de raccordement)	NON
Trame CdC Protections	2.1.3 Impédances des ouvrages situés en amont du poste de raccordement	ENGIE	Dans la phrase : "Les impédances des ouvrages « amont » du réseau peuvent être fournies par RTE sur demande du client, ainsi que les valeurs de coordination jugées nécessaires par le Client à la vérification des sélectivités demandées par RTE.", ENGIE propose de remplacer "peuvent" par "doivent" (RTE s'oblige à la demande du client, cela semble plus clair).	Nous ne comprenons pas cette remarque, la phrase indique déjà que RTE répond à la demande du client.	NON

Trame CdC Protections	3. Régime de neutre des installations HTB du client	ENGIE	Le renvoi à l'arrêté du 4 juillet 2003 doit être modifié.	Les mises à jour des références aux textes réglementaires seront intégrées dès sa publication	OUI
Trame CdC Protections	4.2 Principes généraux	ENGIE	ENGIE souhaite s'assurer de bien comprendre la phrase : "Ce dispositif doit aussi être capable d'éliminer tout apport de courant de court-circuit émanant de l'installation lors de l'occurrence d'un défaut d'isolement sur la liaison de raccordement **et sur le jeu de barres du poste RTE auquel elle est raccordée**, ou, en l'absence d'un apport de courant, éviter le maintien ou le retour d'une tension au point de livraison.". En effet ENGIE comprend que le producteur doit déclencher sur défaut barre du poste RTE, alors que la protection barre du poste RTE doit agir avant la protection du producteur (plus rapide). Par conséquent la barre saine sur laquelle le producteur serait potentiellement raccordé verrait la production se découpler automatiquement, est ce bien le but d'un plan de protection sélectif ? à clarifier.	Le texte est un extrait de l'arrêté raccordement (arrêté 2008 et projet d'arrêté). La phrase s'applique indépendamment de la présence d'une protection de barre coté RPT : il est ici question de la "capacité d'éliminer" et non nécessairement de l'élimination effective. En d'autres termes, un défaut barres ne doit pas pouvoir être alimenté par le producteur. La sélectivité sera assurée par le respect du temps prescrit par RTE.	NON

Trame CdC Protections	4.2 Principes généraux	ENGIE	De plus RTE n'appliquerait pas de réciprocité pour les défauts internes du client "Le système de protection du RPT n'assure pas de déclenchement en secours vis-à-vis d'un défaut situé en zone 5. RTE ne spécifie généralement pas de temps d'élimination pour cette zone." ENGIE souhaite une clarification concernant le secours des protections notamment en cas de défaillance disjoncteur (client ou RTE).	La protégeabilité (et donc le secours) dans cette zone (réseau interne du client) est de la responsabilité du client. Elle doit donc être assurée par le système de protection du client. Il n'est pas demandé au Client de déclencher en secours pour un défaut sur le RPT en cas de défaillance du Dj du RPT (notamment parce que cette éventualité est couverte par la fonction ADD). Indépendamment des prescriptions réglementaires, il n'est pas faisable pour RTE de garantir un tel secours vis à vis d'un défaut en zone 5.	NON
Trame CdC Protections	5. Performances requises par le système de protection du client	ENGIE	Outre les spécifications et performances attendues listées dans ce chapitre, ENGIE souhaite qu'une phrase soit ajoutée afin de préciser que toutes les informations nécessaires aux Clients pour respecter les performances attendues seront fournies par RTE. En effet suivant la topologie du réseau local, le palier technique, le type d'équipement, etc... certaines informations non listées sont parfois nécessaires, cela permettrait de prévoir un cadre dans la DTR pour traiter les cas particuliers.	Le schéma de raccordement est précisé dans le CdC. Les informations relatives au matériel RTE n'interviennent pas dans la conception du système de protection du client. RTE rappelle que le principe général est de privilégier la mise en place de systèmes de protection non interdépendants, la trame générique est donc conforme à ce principe. Un échange d'informations peut être envisagé dans le cadre d'une coordination, notamment lorsque des systèmes interdépendants sont mis en œuvre.	NON

Trame CdC Protections	6.2 Reprise de service côté RTE	ENGIE	ENGIE souhaite s'assurer que les cycles de réenclenchement seront précisés pour chaque ligne par RTE (avec les temps, mono, tri, etc..), notamment en amont du poste RTE (plus ou moins éloignés de l'installation du Client suivant la longueur des lignes). ENGIE rappelle que certaines situations nécessitent une coordination des réglages pouvant parfois impliquer une modification des réglages des ré-enclencheurs RTE.	Le périmètre de cette question dépasse le cahier des charges système de protection. Concernant la ligne de raccordement, les cycles de réenclenchement sont précisés dans la convention de raccordement, dans ce cas les modifications des positions d'automates sont notifiées au producteur. Concernant les lignes du réseau amont, il nous semble plus difficile d'identifier une zone amont dans laquelle toute position d'automate sera notifiée. Nous avons bien noté ce point qui ne se limite pas aux clients producteurs. RTE souhaite attendre les retours des consommateurs et des distributeurs sur le document avant de proposer une éventuelle modification.	NON
Trame CdC Protections	6.2 Reprise de service côté RTE	ENGIE	ENGIE souhaite comprendre la phrase *"Lorsque la séparation du réseau a pour origine un défaut d'isolement, cette protection complète l'action éventuelle de la protection prévue au titre du secours ultime pour la protection de la liaison."* -Défaut d'isolement coté Client ? RTE ? -L'action "éventuelle" de la prot de secours : à clarifier.	Par exemple : dans le cas d'une file, en cas de défaut sur le réseau "amont", éliminé par les protections de RTE, le producteur reste accroché à la liaison de raccordement mais ne peut plus compter sur une protection contre les défauts d'isolement. Il ne reste donc que la protection de "découplage" pour détecter la situation anormale de réseau. Il est également communément admis que certaines fonctions de "découplage" peuvent détecter des situations de défauts.	NON

Trame CdC Protections	7.1 Enregistrement des informations	ENGIE	ENGIE ne comprend pas à quoi correspond :*"Les renseignements concernant le fonctionnement et la conduite des installations en régimes normal et exceptionnel doivent être tenus à la disposition de RTE et communiqués sur simple demande"* - Est-ce la note de protégeabilité ? - Est ce le carnet de réglage des protestions ? - etc... ENGIE demande une clarification concernant le document demandé par RTE afin d'être en capacité de répondre à cette exigence.	Ces informations sont décrites dans le paragraphe 7.1. Nous avons Ajouté une précision dans la trame "tel que précisé ci-après".	OUI
Trame CdC Protections	7.1 Enregistrement des informations	ENGIE	ENGIE ne comprend pas pourquoi RTE exige la synchronisation horaire de tous les équipements du poste. Certains équipements ont des fonctions internes (synchro horaire, perturbo….), d'autres n'en sont pas équipés car inutile et onéreux. ENGIE demande une clarification concernant les informations essentielles à horodater à 10ms. Est ce la liste des infos listées en 7.1.1 et 7.1.2. ?	RTE exige la synchronisation horaire des équipements "correspondants" aux informations enregistrées, ce qui est indispensable pour analyser à postériori dans quel ordre se sont déroulé les événements. RTE souhaite attendre les retours des consommateurs et distributeurs sur le document avant de proposer une éventuelle modification sur ce point.	NON

Trame CdC Protections	7.1.1 Journal d'évènements 7.1.2 Perturbographie des évènements	ENGIE	ENGIE souhaite comprendre :"Recommandations sur les performances des dispositifs d'enregistrements :" Uen recommandation est elle obligatoire ? Ou devons nous comprendre que seules les informations dites "requises" seront exigées ?	Seules les informations requises sont exigées. En cas de comportement non conforme aux performances, les informations recommandées peuvent permettre de justifier que le comportement observé est lié à la défaillance d'un matériel, et non le résultat d'une conception non conforme de son système.	NON
Trame CdC Protections	Remarque générale :	ENGIE	La référence au format COMTRADE (IEC 60255-24), et autres échantillonnages ou performances sont relatifs aux systèmes de protections actuels. ENGIE demande de prévoir pour les sites existants la possibilité d'analyser la nécessité de remplacer ou pas du matériel existant pour respecter ces nouvelles exigences.	Nous proposons la reformulation suivante : "format de référence pour les échanges de données de perturbographie, à ce jour COMTRADE IEC 60255-24"	OUI
Trame CdC Protections	Remarque générale :	ENGIE	Nous souhaiterions comprendre comment la gestion des modifications du réseau ayant un impact sur le fonctionnement des protections de l'installation du client est gérée ? Par exemple : mise en place d'un transformateur déphaseur, et autres modifications.	C'est une étude de protégeabilité RTE, comme lors de tout changement de matériel RTE, prenant en compte les réglages et performances des installations raccordées (d'où l'importance de transmettre ces informations et leurs mises à jour).	NON

Trame CdC Protections	2.1 Schéma de raccordement	SER	Le SER souhaite que les limites soient clairement définies dans ce document entre le réseau d'évacuation et le réseau amont. La définition actuelle du réseau amont convient.	La terminologie réseau "amont" a été utilisée ici car c'est une notion technique couramment utilisée par les experts protections qui auront à traiter ces documents (en interne RTE et chez les clients). C'est une terminologie qui a déjà été concertée et mise en DTR dans le cadre de la trame de rapport de contrôle de conformité (article 8.14.1). Nous trouvons important que toutes les trames (que ce soit pour un nouveau raccordement, ou pour un contrôle périodique) soient cohérentes sur la terminologie employée. Elle est de plus définie explicitement dans le document (au paragraphe 2.1 : "Dans ce document, l'expression 'Réseau « Amont »' désigne les ouvrages et postes RPT situés au-delà du poste RPT de raccordement).	NON
Trame CdC Protections	2.1.3 Impédances des ouvrages situés en amont du poste de raccordement	SER	Dans la phrase : "Les impédances des ouvrages « amont » du réseau peuvent être fournies par RTE sur demande du client, ainsi que les valeurs de coordination jugées nécessaires par le Client à la vérification des sélectivités demandées par RTE.", Le SER propose de remplacer "peuvent" par "doivent".	Nous ne comprenons pas cette remarque, la phrase indique déjà que RTE répond à la demande du client.	NON

Trame CdC Protections	3. Régime de neutre des installations HTB du client	SER	Le renvoi à l'arrêté du 4 juillet 2003 doit être modifié.	Les mises à jour des références aux textes réglementaires seront intégrées dès sa publication	OUI
Trame CdC Protections	4.2 Principes généraux	SER	Le SER souhaite s'assurer de bien comprendre la phrase : "Ce dispositif doit aussi être capable d'éliminer tout apport de courant de court-circuit émanant de l'installation lors de l'occurrence d'un défaut d'isolement sur la liaison de raccordement et sur le jeu de barres du poste RTE auquel elle est raccordée, ou, en l'absence d'un apport de courant, éviter le maintien ou le retour d'une tension au point de livraison.". En effet le SER comprend que le producteur doit déclencher sur défaut barre du poste RTE, alors que la protection barre du poste RTE doit agir avant la protection du producteur (plus rapide). Par conséquent la barre saine sur laquelle le producteur serait potentiellement raccordé verrait la production se découpler automatiquement, est ce bien le but d'un plan de protection sélectif ? à clarifier.	Le texte est un extrait de l'arrêté raccordement (arrêté 2008 et projet d'arrêté). La phrase s'applique indépendamment de la présence d'une protection de barre coté RPT : il est ici question de la "capacité d'éliminer" et non nécessairement de l'élimination effective. En d'autres termes, un défaut barres ne doit pas pouvoir être alimenté par le producteur. La sélectivité sera assurée par le respect du temps prescrit par RTE.	NON

Trame CdC Protections	4.2 Principes généraux	SER	De plus RTE n'appliquerait pas de réciprocité pour les défauts internes du client "Le système de protection du RPT n'assure pas de déclenchement en secours vis-à-vis d'un défaut situé en zone 5. RTE ne spécifie généralement pas de temps d'élimination pour cette zone." Le SER souhaite une clarification concernant le secours des protections notamment en cas de défaillance disjoncteur (client ou RTE).	Le texte est un extrait de l'arrêté raccordement (arrêté 2008 et projet d'arrêté). La phrase s'applique indépendamment de la présence d'une protection de barre coté RPT : il est ici question de la "capacité d'éliminer" et non nécessairement de l'élimination effective. En d'autres termes, un défaut barres ne doit pas pouvoir être alimenté par le producteur. La sélectivité sera assurée par le respect du temps prescrit par RTE.	NON
Trame CdC Protections	5. Performances requises par le système de protection du client	SER	Outre les spécifications et performances attendues listées dans ce chapitre, Le SER souhaite qu'une phrase soit ajoutée afin de préciser que toutes les informations nécessaires aux Clients pour respecter les performances attendues seront fournies par RTE. En effet suivant la topologie du réseau local, le palier technique, le type d'équipement, etc... certaines informations non listées sont parfois nécessaires, cela permettrait de prévoir un cadre dans la DTR pour traiter les cas particuliers.	Le schéma de raccordement est précisé dans le CdC. Les informations relatives au matériel RTE n'interviennent pas dans la conception du système de protection du client. RTE rappelle que le principe général est de privilégier la mise en place de systèmes de protection non interdépendants, la trame générique est donc conforme à ce principe. Un échange d'informations peut être envisagé dans le cadre d'une coordination, notamment lorsque des systèmes interdépendants sont mis en œuvre.	NON

Trame CdC Protections	6.2 Reprise de service côté RTE	SER	Le SER souhaite s'assurer que les cycles de réenclenchement seront précisés pour chaque ligne par RTE (avec les temps, mono, tri, etc..), notamment en amont du poste RTE (plus ou moins éloignés de l'installation du Client suivant la longueur des lignes). Le SER rappelle que certaines situations nécessitent une coordination des réglages pouvant parfois impliquer une modification des réglages des ré-enclencheurs RTE.	Le périmètre de cette question dépasse le cahier des charges système de protection. Concernant la ligne de raccordement, les cycles de réenclenchèrent sont précisés dans la convention de raccordement, dans ce cas les modifications des positions d'automates sont notifiées au producteur. Concernant les lignes du réseau amont, il nous semble plus difficile d'identifier une zone amont dans laquelle toute position d'automate sera notifiée. Nous avons bien noté ce point qui ne se limite pas aux clients producteurs. RTE souhaite attendre les retours des consommateurs et des distributeurs sur le document avant de proposer une éventuelle modification.	
Trame CdC Protections	6.2 Reprise de service côté RTE	SER	Le SER souhaite comprendre la phrase "Lorsque la séparation du réseau a pour origine un défaut d'isolement, cette protection complète l'action éventuelle de la protection prévue au titre du secours ultime pour la protection de la liaison." - Defaut d'isolement coté Client ? RTE ? - L'action "éventuelle" de la prot de secours : à clarifier.	Par exemple : dans le cas d'une file, en cas de défaut sur le réseau "amont", éliminé par les protections de RTE, le producteur reste accroché à la liaison de raccordement mais ne peut plus compter sur une protection contre les défauts d'isolement. Il ne reste donc que la protection de "découplage" pour détecter la situation anormale de réseau. Il est également communément admis que certaines fonctions de "découplage" peuvent détecter des situations de défauts.	NON

Trame CdC Protections	7.1 Enregistrement des informations	SER	Le SER ne comprend pas à quoi correspond :"Les renseignements concernant le fonctionnement et la conduite des installations en régimes normal et exceptionnel doivent être tenus à la disposition de RTE et communiqués sur simple demande" - Est-ce la note de protégeabilité ? - Est ce le carnet de réglage des protestions ? - etc... Le SER demande une clarification concernant le document demandé par RTE afin d'être en capacité de répondre à cette exigence.	Ces informations sont décrites dans le paragraphe 7.1	OUI
Trame CdC Protections	7.1 Enregistrement des informations	SER	Le SER ne comprend pas pourquoi RTE exige la synchronisation horaire de tous les équipements du poste. Certains équipements ont des fonctions internes (synchro horaire, perturbo….), d'autres n'en sont pas équipés car inutile et onéreux. Le SER demande une clarification concernant les informations essentielles à horodater à 10ms. Est ce la liste des infos listées en 7.1.1 et 7.1.2. ?	RTE exige la synchronisation horaire des équipements "correspondants" aux informations enregistrées, ce qui est indispensable pour analyser à postériori dans quel ordre se sont déroulé les événements. RTE souhaite attendre les retours des consommateurs et distributeurs sur le document avant de proposer une éventuelle modification sur ce point.	NON (En attente du retour de la concertation avec les consommateurs et distributeurs)

Trame CdC Protections	7.1.1 Journal d'évènements 7.1.2 Perturbographie des évènements	SER	Le SER souhaite comprendre :"Recommandations sur les performances des dispositifs d'enregistrements :" Uen recommandation est-elle obligatoire ? Ou devons nous comprendre que seuls les informations dites "requises" seront exigées ?	Seules les informations requises sont exigées. En cas de comportement non conforme aux performances, les informations recommandées peuvent permettre de justifier que le comportement observé est lié à la défaillance d'un matériel, et non le résultat d'une conception non conforme de son système.	NON
Trame CdC Protections	Remarque générale :	SER	La référence au format COMTRADE (IEC 60255-24), et autres echantilonages ou performances sont relatifs aux systèmes de protections actuels. Le SER demande de prévoir pour les installations existantes la possibilité d'analyser la nécessité de remplacer ou pas du materiel existant pour respecter ces nouvelles exigences.	déjà traitée	OUI
Trame CdC Protections	1. Objet du document	EDF	EDF propose de remplacer la formulation : "Il précise également les systèmes d'informations nécessaires pour suivre et contrôler ses performances, ainsi que les exigences permettant de les garantir dans le temps." par "Il précise également les systèmes d'informations nécessaires pour suivre et contrôler ses performances , performances qu'il convient d'identifier explicitement et	Ce paragraphe présente l'organisation du document. La formulation initiale a pour objectif de préciser le contenu du chapitre 7 : exigences en matière d'enregistrement des événements et les exigences en matière de contrôle de conformité.	NON

			d’encadrer avec une plage d’incertitude. L’exigence est de maintenir dans le temps les performances à l’intérieur des plages d’incertitude. "		
Trame CdC Protections	2.1 Schéma de raccordement	EDF	Même si ce schéma ne figure à titre d’exemple, faire apparaître la limite de propriété entre les D2 et le jeu de barre situé entre les D2 et D1. Ce jeu de barre fait partie du réseau amont	La réglementation précise : "Toute liaison de raccordement doit comporter deux dispositifs permettant d'assurer de façon fiable la coupure en charge de l'ouvrage à chacune de ses extrémités en cas de défaut. L'un de ces dispositifs est réputé faire partie de l'installation de production et être exploité par le producteur et l'autre est réputé faire partie du poste du réseau public de transport d'électricité auquel cette installation est raccordée." La limite de propriété est donc bien placée sur le schéma proposé par RTE d'un point de vue Protections. La notion de réseau amont est définie explicitement dans le document (au paragraphe 2.1 : "Dans ce document, l’expression ‘Réseau « Amont »’ désigne les ouvrages et postes RPT situés au-delà du poste RPT de raccordement).	OUI

				La définition du réseau "amont" dans le CDC Protection est différente de la définition du "réseau amont" de la convention de raccordement pour plus de clarté, RTE complète les schémas d'illustration avec le cas d'une liaison 1 DJ	
Trame CdC Protections	3. Régime de neutre des installations HTB du client	EDF	Préciser les niveaux de tension concernés par la notion HTB1, HTB2 ou HTB3 dans le tableau.	c'est fait.	OUI
Trame CdC Protections	3. Régime de neutre des installations HTB du client	EDF	Lorsque le respect de ces valeurs est impossible , RTE évalue les conséquences, et précise la valeur de l'impédance homopolaire à respecter par l'installation, ou à défaut celle du courant homopolaire, en cohérence avec le plan de protection local, et avec la tenue aux courts-circuits des ouvrages du RPT. EDF pose la question suivante : s'agit-il de cas où les valeurs réseau étaient non conformes avant le raccordement des nouvelles installations du client ? faudrait-il alors	" s'agit-il de cas où les valeurs réseau étaient non conformes avant le raccordement des nouvelles installations du client ?" ==> OUI "faudrait-il alors appliquer la règle supplémentaire ZhTR + 3 ZMALT > 75 Ω dans ce cas ?" ==> OUI pour tous les cas Le texte proposé dans le CDC conduit RTE à objectiver le depassement des plages de valeur lorsque ce dépassement ne peut être évité. La règle supplémentaire s'applique	NON

			appliquer la règle supplémentaire ZhTR + 3 ZMALT > 75 Ω dans ce cas ?	toujours, mais sa publication en DTR permet à RTE d'examiner des demandes de dérogations.	
Trame CdC Protections	3. Régime de neutre des installations HTB du client	EDF	Attention, cette règle supplémentaire implique la mise en place systématique d'une réactance de neutre enroulement primaire des transformateurs si l'impédance homopolaire du transfo (forte puissance) est inférieure à 75 ohms sans tenir compte du critère 1<z0/zd<3 pour HTB2 et HTB3. RTE devrait clarifier ce point. En revanche si l'impédance du transformateur (faible puissance) est supérieure à 75 ohms, nous comprenons qu'il n'y a pas obligation d'installer une réactance de neutre. Si les valeurs sont conformes (nouvelles installations neutre direct à la terre), cette règle impliquerait l'installation d'une réactance de neutre (coût supplémentaire). Que précisera la DTR sur ce sujet ?	"Attention, cette règle supplémentaire implique la mise en place systématique d'une réactance de neutre enroulement primaire des transformateurs si l'impédance homopolaire du transfo (forte puissance) est inférieure à 75 ohms sans tenir compte du critère 1<z0/zd<3 pour HTB2 et HTB3. RTE devrait clarifier ce point." ==> OUI "En revanche si l'impédance du transformateur (faible puissance) est supérieure à 75 ohms, nous comprenons qu'il n'y a pas obligation d'installer une réactance de neutre. "==> OUI "Si les valeurs sont conformes (nouvelles installations neutre direct à la terre), cette règle impliquerait l'installation d'une réactance de neutre (coût supplémentaire). Que précisera la DTR sur ce sujet ?" ==> l'installation d'une réactance n'est pas forcément nécessaire. Mais le cas échéant certes il y aurait un coût supplémentaire.	NON

				le GRT est responsable de la définition du régime de neutre. La règle proposée sur l'homopolaire est un assouplissement par rapport aux doctrines actuelles : Elle exprime sous la forme d'une performance ce qui est exprimé aujourd'hui sous la forme d'une exigence de moyens. Ainsi, la responsabilité de conception est mieux respectée. La règle a pour objectif de réguler les excès suivants : 1) imposition d'une réactance alors que la valeur homopolaire du transformateur est déjà élevée. Dans ce cas, elle peut donc conduire à des économies substantielles pour le Client. 2) effondrement de l'impédance homopolaire du réseau produit par un seul Client au détriment des autres Clients, voire au détriment de la sécurité (fonctionnement des PW, ICC trop élevées...). En dehors de ces situations, une instruction en demande de dérogation permettra d'objectiver la contrainte en transparence. ce processus est une garantie d'équité vis à vis du Client. Plus généralement, RTE reste à l'écoute des Clients sur cette thématique.	

	4.2.1 Rapidité d'élimination & Sélectivité	EDF	"1. Pour tout défaut affectant le RPT, la sélectivité, c'est à dire le déclenchement des seuls disjoncteurs délimitant l'ouvrage en défaut, doit être assurée. " Préciser que pour les liaisons de raccordement de type à deux disjoncteurs, la protection de la liaison de raccordement réalisée par des protections avec sélectivité relative nécessite la mise en place de schéma spécifique pour réaliser la protection de l'ouvrage de raccordement RTE (schéma téléaction par exemple)	La phrase de la DTR est correcte. Le site Client est exclu du RPT. On parle de la sélectivité pour un défaut sur le RPT.	NON
	4.2.1 Rapidité d'élimination & Sélectivité	EDF	2. Liaisons de raccordement sièges de réenclenchement automatique (ex : piquages) : Pour tout défaut affectant les installations HTB du client, l'élimination de l'apport de courant de court-circuit en provenance du RPT doit être réalisée par une protection et un disjoncteur appartenant au Client, en tenant compte du fait que les protections du RPT peuvent être très rapides, et sont susceptibles d'initialiser un réenclenchement automatique. Réenclenchement automatique : Dans tous les cas aucun recouplage des groupes par les réenclencheurs RTE ne doit pouvoir se produire pas de rebouclage pour départ client).	Dans ce cas, le risque à couvrir est celui du renvoi depuis le RPT. Remplacer la dernière phrase du paragraphe 2 par " **et sont susceptibles d'initialiser un renvoi de tension via la fonction de réenclenchement automatiqu**e." à la place de " et sont susceptibles d'initialiser un réenclenchement automatique."	OUI

	4.2.1 Rapidité d'élimination & Sélectivité	EDF	Ajout d'un cas : d. Défaut barre ou défaillance disjoncteur RPT ou défaillance disjoncteur producteur. (il n'est pas fait état du traitement du comportement du système de protection du client attendu en cas de défaut barre (liaison de raccordement à un disjoncteur). Ce point à est à préciser.	Les cas sont calés sur l'énoncé réglementaire. Le temps spécifié dans la trame tient compte des temps de défaillance DJ sur le RPT.	NON
	4.2.1 Rapidité d'élimination & Sélectivité	EDF	Dans ce document, il n'est pas fait état des protections (ANSI 32N) pour défaut résistant. Est-ce volontaire ? Nota : Le réglage des protections 51 G (neutre homopolaire transformateur) devrait être coordonné avec la protection RTE contre les défauts résistant du réseau. A voir s'il convient d'intégrer dans ce document : La possibilité de déclenchement séquentiel (dans le cas d'un défaut en zon1 non éliminé par RTE) après les protections RTE il pourrait être impossible de respecter le Tclient Deux conditions : coefficient injection élevé et équipement réalisant secours RTE HS L'apport en Icc du groupe à un défaut RPT pourrait être faible (coefficient injection élevé). De fait les protections clients	Le secours ultime est défini en tant qu'exigence d'élimination après séparation coté RPT, ce qui limite les risques de non sélectivité du Client. Un fonctionnement séquentiel serait admis, mais le temps à considérer est toujours compté à partir de l'occurrence du défaut. Un défaut résistant sur le RPT doit être considéré comme un défaut exceptionnel. Une coordination est toujours possible si le producteur souhaite conforter son Référentiel.	NON

			pourraient démarrer après la suppression des sources réseau.		
Trame CdC Protections	4.2.2 Sûreté de fonctionnement des protections	EDF	Les liaisons de raccordement de type à un disjoncteur (pour les niveaux de tension HTB2/HTB3/HTB1) et le traitement de la défaillance des disjoncteurs (RTE et client) ne figurent plus dans ce nouveau document. Pourquoi ?	La trame s'applique pour les liaisons à 1 ou 2 DJ. La défaillance DJ est mentionnée avec la même granularité que dans les plans de protection. La question posée relève d'une coordination de moyen qui pourra être traitée dans un cadre dédié à la coordination, et n'est pas l'objet de ce cdc qui est calé sur l'énoncé réglementaire.	NON
Trame CdC Protections	7.2 Contrôle de conformité	EDF	EDF propose de remplacer : "Le contrôle à effectuer périodiquement au cours de la vie de l'installation pour vérifier le maintien dans le temps des performances initiales ; par convention, ce contrôle périodique inclut le contrôle qui intervient de façon continue par l'enregistrement de grandeurs caractéristiques des performances de l'installation" par "Le contrôle à effectuer périodiquement au	Il n'y a pas de plage d'incertitude autour de la performance demandée et spécifiée. La notion de tolérance (et de plage d'incertitude) est liée au contrôle de conformité, et non à la définition de l'exigence.	NON

			cours de la vie de l'installation pour vérifier le maintien dans le temps des performances initiales performances qu'il convient d'identifier explicitement et d'encadrer avec une plage d'incertitude. L'exigence est de maintenir dans le temps les performances à l'intérieur des plages d'incertitude"		

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

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

Les trois documents modifiés à l'issue de cette présente consultation seront mis en consultation dans le cadre du GT Distributeur et du GT Consommateur. De plus, les références au futur arrêté relatif au raccordement au réseau (non publié à ce jour) seront intégrées aux documents puis ces nouveaux articles et cette nouvelle trame seront publiés 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 documents dans la DTR et de la date de leur entrée en vigueur.