Documentation Technique de Référence

Chapitre 8 – Trames types

Article 8.3 – Cahier des charges des capacités constructives pour un système HVDC

Document valide pour la période du XXX à ce jour pages

2019

Ce document définit les capacités constructives demandées par RTE pour un système HVDC, en cohérence avec le règlement UE n° 2016/1447 de la Commission établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes à courant continu [1], l'arrêté [2] ainsi qu'avec la Documentation Technique de Référence [3].

Cahier des charges des Capacités Constructives

Système en courant continu à haute tension (HVDC) de [*Nom installation*]

Version septembre 2019

SOMMAIRE

SOMMAIRE 3
1. Objet du document 5
2. Définitions 5
3. Capacités constructives de la (chaque) liaison 6
3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension 6
3.1.1 Capacités constructives de modulation du réactif 6
3.1.2 STATCOM 7
3.1.3 Réglage de la puissance réactive 7
3.1.4 Réglage secondaire de tension : asservissement du régulateur primaire de tension de la (chaque) liaison au RST 8
3.2 Modulation de la puissance active 11
3.2.1 Modification du point de fonctionnement de la liaison 11
3.2.2 Modification du programme de la liaison 11
3.2.3 Comportement de la (des) liaisons pour la résolution des contraintes du réseau 12
3.2.4 Annulation ou inversion de l'injection ou du soutirage de la (chaque) liaison 12
3.2.5 Pente de modification de puissance 13
3.2.6 Blocage des modifications de puissance commandées par l'autre extrémité de la (chaque) liaison 13
3.2.7 Réglage Fréquence Puissance 14
3.3 Comportement de la (chaque) liaison lors des régimes exceptionnels 20
3.3.1 Exigences de fonctionnement de la (chaque) liaison lors des régimes exceptionnels 20
3.3.2 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau 21
3.4 Participation à la reconstitution du réseau 21
3.4.1 Manque de tension généralisé 21
3.4.2 Reconstitution du réseau et contribution au maintien à l'équilibre d'un réseau séparé 22
3.5 Comportement sur creux de tension et surtension 22
3.5.1 Comportement sur creux de tension 22
3.5.2 Rétablissement de la puissance active après défaut 23
3.5.3 Comportement en cas de surtension 23
3.5.4 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau 24
3.6 Perturbations 26
3.6.1 Liaison raccordée en HTB3 26
3.6.2 Liaison raccordée en HTB2 28
3.6.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées 29
3.7 Insertion dans le réseau existant 29
3.8 Gestion des priorités des protections et des modes de régulation 30
3.9 Echanges d'informations 31
3.9.1 Transmission d'ordres à exécution rapide 31
3.9.2 Nature des informations échangées 31
3.9.3 Performances attendues pour la mise à disposition des téléinformations et la prise en compte des ordres 39
3.9.4 Modalités et protocoles d'échange 40
3.10 Modèles de simulation 40
3.10.1 Modèle de type "phaseur" 41
3.10.2 Modèle détaillé sous EMT 41
3.10.3 Répliques du contrôle commande de la (chaque) liaison 42
4. Fiches de Contrôle avant l'accès définitif au réseau 44
5. Références 46
6. Liste des annexes 47
ANNEXE 1 : DESCRIPTION DU système DE TEST 48
ANNEXE 2 : Définitions des caractéristiques de la réponse à un échelon 51
ANNEXE 3 : Informations et simulations à fournir avant la première mise sous tension 53
(Etape 1) 53
Fiche E1 : Validation des modèles préliminaires 54

Fiche E2 : Oscillations torsionnelles hyposynchrones 56
Fiche E3 : Liste des données 60
Fiche E4 : Qualification des matériels électriques 64
Fiche E5 : Conformité du système de protection 65
Fiche E6 : Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information 66
Fiche E7 : Validation des modeles intermediaires 67
Fiche E8 : Validation du comportement des répliques du contrôle-commande 69
ANNEXE 4 : Simulations et essais usine à réaliser avant le premier transfert d'énergie 71
(Etape 2) 71
Fiche I1 : Capacité constructive en réactif 72
Fiche I2 : Tenue de la liaison aux creux de tension et surtensions 74
Fiche I3 : Performance dynamique de la liaison sur creux de tension et surtension 76
Fiche I4 : Reconstitution de reseau et contribution au maintien d'un reseau separe 78
Fiche I5 : Annulation et inversion du transit de puissance active 83
Fiche I6 : Resolution de contraintes de transit 85
Fiche I7 : Ordre de priorite 88
Fiche I8 : Blocage des modifications de puissance 89
Fiche I9 : Qualité de fourniture : harmonique 90
Fiche I11 : Performance de la régulation primaire de tension 95
Fiche I13 : Performance du POD face à des oscillations de puissance dans le reseau AC 98
ANNEXE 5 : Essais à valider avant l'accès au réseau définitif 100
(Etape 3) 100
Fiche F1 : Test des systèmes dédiés aux échanges d'information 101
Fiche F2 : Connexion au réseau *tripartite* 102
Fiche F3 : Qualité de fourniture 104
Fiche F4 : Modulation de puissance active *tripartite* 108
Fiche F5 : Contribution au réglage fréquence - FSM *tripartite* 110
Fiche F6 : Réglage primaire de tension et capacité en réactif 112
Fiche F7 : Réglage secondaire de tension commandé en U_{ref} 115
Fiche F8 : Reglage secondaire de tension commandé en U_{ref} - test de performance 117
Fiche F9 : Comportement en régimes exceptionnels de fréquence LFSM-O *tripartite* 118
Fiche F10 : Comportement en régimes exceptionnels de fréquence LFSM-U *tripartite* 119
Fiche F11 : Redémarrage rapide *tripartite* 120
Fiche F12 : Automate à manque de tension 121
Fiche F13 : Resolution de contraintes de transit 122

1. OBJET DU DOCUMENT

Ce document définit les capacités constructives demandées par RTE pour un **système HVDC**.
Il ne définit pas les capacités constructives d'un système HVDC connectant des parcs non synchrones de générateurs à un réseau de transport.

[nom Client] souhaite réaliser une interconnexion à courant continu entre la France et *[nom autre pays concerné]* dans le cadre des dispositions prévues par l'article 17 du règlement (CE) 718/2009 du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

[nom Client] a signé une proposition technique et financière (PTF) pour le raccordement d'une interconnexion entre la France et *[nom autre pays concerné]* pour une capacité de transit de [...] MW.

Cette interconnexion est composée de [nombre de liaison] liaison(s), de puissance(s) équivalente(s), raccordée(s) chacune à un point de raccordement au réseau de RTE. Il y a donc [nombre de point de raccordement] point(s) de raccordement.

Ce document a pour objet de définir les capacités constructives de la (chaque) liaison d'interconnexion de [nom Client] demandées par RTE et de décrire les simulations et essais à réaliser avant l'accès au réseau définitif de la (chaque) liaison.

Ces capacités constructives sont définies en cohérence avec le Code HVDC [1], l'Arrêté [2] et la Documentation Technique de Référence [3] référencés au §5 du présent document.

Les prescriptions contenues dans les différents documents en référence [1] [2] [3] ne sont pas systématiquement toutes reprises dans ce document, mais sont néanmoins applicables et requises par RTE.

2. DEFINITIONS

Système HVDC : un système électrique qui transfère de l'énergie sous la forme de courant continu à haute tension (HVDC) entre deux ou plusieurs jeux de barres à courant alternatif, et qui comporte au minimum deux stations de conversion HVDC reliées par des lignes ou des câbles de transmission en courant continu.

Station de conversion HVDC : une partie d'un système HVDC comprenant une ou plusieurs unités de conversion HVDC installées dans un même lieu, avec les bâtiments, les bobines de réactance, les filtres, les équipements de compensation de puissance réactive, les équipements de contrôle-commande, de surveillance, de protection et de mesure, et les équipements auxiliaires.

Unité de conversion HVDC : une unité qui comprend un ou plusieurs ponts de conversion, avec un ou plusieurs transformateurs de convertisseur, des bobines de réactance, l'équipement de contrôle-commande de l'unité de conversion, les dispositifs essentiels de protection et de commutation et les systèmes auxiliaires, le cas échéant, utilisés pour la conversion.

Interconnexion : actif du réseau de transport d'électricité transfrontalier qui permet d'échanger de l'électricité incluant tous les équipements entre les points de raccordement en France et *[nom autre pays concerné].* Elle est composée de [nombre de liaison] liaison(s). Chaque liaison raccorde les unités de conversion de chaque extrémité.

Point de Raccordement (PDR) : point par lequel le système HVDC est raccordé à un réseau de transport, comme indiqué dans la convention de raccordement.

Protocole opérationnel tripartite : accord trilatéral entre [nom Client], RTE et *[nom GRT voisin]* définissant les règles d'exploitation pour la (chaque) liaison.

Puissance injectée ($P_{injectée}$) : puissance active injectée sans limitation de durée au point de raccordement de la (chaque) liaison (sens import vers la France).

Puissance soutirée ($P_{soutirée}$) : puissance active soutirée sans limitation de durée au point de raccordement de la (chaque) liaison (sens export depuis la France).

Puissance maximale en injection ($P_{max\ injection}$) : puissance active maximale en injection sans limitation de durée de la (chaque) liaison au point de raccordement (sens import vers la France).

Puissance maximale en soutirage ($P_{max\ soutirage}$) : puissance active maximale en soutirage sans limitation de durée de la (chaque) liaison au point de raccordement (sens export depuis la France).

Puissance minimum en injection ($P_{min\ injection}$) : puissance active minimale en injection de la (chaque) liaison au point de raccordement (sens import vers la France), sans limitation de durée.

Puissance minimum en soutirage ($P_{min\ soutirage}$) : puissance active minimale en soutirage de la (chaque) liaison au point de raccordement (sens export depuis la France), sans limitation de durée.

P_{max} : majorant de la puissance maximale d'injection et de la puissance maximale de soutirage de la (chaque) liaison au point de raccordement sans limitation de durée.

$$P_{max} = \text{Max}\ (|P_{max\ injection}|;|P_{max\ soutirage}|)$$

Blocage : cf. CEI 60633 A2 20015 « opération évitant la poursuite de la conversion par un convertisseur en inhibant les impulsions de commande des valves ».

Remarque : la définition du point 4 de l'article 25 du code HVDC [1] « Le blocage signifie rester connecté au réseau sans puissance active et réactive » n'est pas applicable pour le § 3.5.3 Comportement en cas de surtension.

Courant maximal de la liaison : cf. article 2.9 du code HVDC, courant maximal du système HVDC, le courant de phase le plus élevé, associé à un point de fonctionnement à l'intérieur du diagramme U-Q/Pmax de la station de conversion HVDC, à la puissance active maximale du système HVDC.

Déblocage : cf. CEI 60633 A2 20015 « opération permettant le commencement de la conversion dans un convertisseur par élimination de l'action de blocage ».

Tension nominale phase-phase : la tension du point de raccordement AC (400 kV dans le cas d'un raccordement en 400 kV et 220 kV dans le cas le cas d'un raccordement en 225 kV). La tension nominale est égale à 1 per unit.

Référence :

- Code HVDC [1] article 2 « Définitions ».
- DTR [3] – art. 1.1 cadre général du raccordement au RPT, article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3. CAPACITES CONSTRUCTIVES DE LA (CHAQUE) LIAISON

3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension

3.1.1 Capacités constructives de modulation du réactif

L'installation doit disposer d'une capacité de réglage de la puissance réactive qu'elle peut fournir ou absorber. Les capacités de fourniture et d'absorption de puissance réactive appliquées **à la (chaque) liaison** sont définies ci-dessous.

Dans le cas d'un raccordement en 400 kV (HTB3) :

Pour toute valeur de P comprise entre [$P_{max\ injection}$; $P_{max\ soutirage}$] :

- **380 kV ≤ U < 420 kV :**

  Q doit pouvoir prendre a minima toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,35 P_{max} + D = [...] MVar ; 0,32 P_{max} + D = [...] MVar]

- **420 kV ≤ U < 440 kV :**

  Q doit pouvoir prendre a minima toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,35 P_{max} + D = [...] MVar ; 0 MVar]

- **340 kV ≤ U < 380 kV :**

Q doit pouvoir prendre a minima toute valeur comprise dans l'intervalle [0 MVar ; 0,32 P_{max} + D = [...] MVar]

La valeur de P peut être limitée dans la moindre mesure afin de prioriser la puissance réactive (avec justification technique fournie dans la fiche E3)

Dans le cas d'un raccordement en 225 kV (HTB2) :

Pour toute valeur de P comprise entre [$P_{max\ injection}$; $P_{max\ soutirage}$] :

- **200 kV ≤ U < 245 kV :**

  Q doit pouvoir prendre a minima toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,35 P_{max} + D = [...] MVar ; 0,32 P_{max} + D = [...] MVar]

- **245 kV ≤ U < 253 kV :**

  Q doit pouvoir prendre a minima toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,35 P_{max} + D = [...] MVar ; 0 MVar]

- **187 kV ≤ U < 200 kV :**

  Q doit pouvoir prendre a minima toute valeur comprise dans l'intervalle [0 MVar ; 0,32 P_{max} + D = [...] MVar]

  La valeur de P peut être limitée dans la moindre mesure afin de prioriser la puissance réactive (avec justification technique fournie dans la fiche E3)

La valeur de D est fixée à [...] Mvar.

La valeur de D est définie en fonction de la zone géographique à laquelle le système HVDC est raccordé. La plage de puissance réactive Q, est forcément comprise dans l'intervalle [-0,5 P_{max} ; 0,65 P_{max}].

[nom Client] fournit à RTE les diagrammes [U,Q] de l'installation selon les spécifications de la fiche I1. [nom Client] doit fournir [nombre de point de raccordement +1] diagrammes [U,Q] :

- Un global pour l'ensemble de l'installation
- Un par point de raccordement

Références :

- Code HVDC [1] art. 20 et art. 23
- Arrêté [2] art. 97 et art. 98
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.1.2 STATCOM

Quand l'état de la liaison HVDC ne permet pas d'échanger de la puissance active entre les stations (problème câble DC,…), mais que les convertisseurs sont fonctionnels, la liaison HVDC doit permettre le réglage de la puissance réactive ou le réglage de la tension au PDR définis ci-dessous.

3.1.3 Réglage de la puissance réactive

3.1.3.1 Réglage de la puissance réactive

La (chaque) liaison doit être munie d'une régulation permettant de contrôler la puissance réactive au PDR.

La consigne de puissance réactive est définie en MVar avec une résolution de 1 MVar.

La plage de valeurs de consigne de puissance réactive doit permettre de parcourir l'ensemble des points de fonctionnement définis dans les diagrammes [U,Q], pour toute valeur de puissance active entre $P_{min\ injection}$ et $P_{max\ injection}$, et $P_{min\ soutirage}$ et $P_{max\ soutirage}$, sans dépasser les capacités constructives.

A la suite d'un échelon de puissance réactive, la liaison est capable :

- de réaliser 90% de la variation de la grandeur asservie par le réglage en réactif (notée Q) dans un temps t1 supérieur ou égal à 0.5 secondes.

- et de se stabiliser sur la valeur spécifiée à +/-5% (Qfinale –Qinitiale) dans un temps t2 de 2 secondes.

L'écart statique entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur de réactif et la consigne du régulateur doit être au plus égal à 0,2 % Qmax.

La réponse du réglage de puissance réactive est effectuée sans bande morte.

L'insensibilité de la réponse à une variation de puissance réactive doit être inférieure ou égale à 0,02% Qmax.

3.1.3.2 Réglage de la tension

La (chaque) liaison doit être munie d'un réglage primaire de tension permettant d'asservir automatiquement la fourniture ou l'absorption de puissance réactive à la tension au point de raccordement, du type suivant : $U_{PDR} + \lambda * Q_{PDR} = U_{cons}$

Dans le cas de la liaison [numéro liaison] : $U_{PDR\ [numéro\ liaison]} + \lambda_{[numéro\ liaison]} * Q_{PDR\ [numéro\ liaison]} = U_{cons\ [numéro\ liaison]}$

Pour les simulations préalables à l'accès au réseau définitif, la valeur de chaque λ est indiquée en annexe 1.
Pour les essais préalables à l'accès au réseau définitif, la valeur de chaque λ est indiquée dans la convention d'exploitation pour essais.
Pour l'exploitation définitive, la valeur de chaque λ est fixée en concertation avec [nom Client] dans la convention d'exploitation.
λ doit pouvoir prendre toute valeur dans la plage [3 V/MVar ; 100 V/MVar], par pas de 1 V/MVAr, et pourra être modifié sur demande de RTE au cours de la vie de l'installation.

La régulation doit être possible sur la totalité du domaine couvert par le diagramme [U ; Q] de la liaison. Le cas échéant, si une partie du diagramme se situe en dehors du domaine normal de tension du point de raccordement, la zone correspondante doit être accessible au régulateur pour des durées limitées (cf. §3.3.1.1).

A la suite d'un échelon de tension, la liaison est capable :

- de réaliser 90% de la variation de la grandeur asservie par le réglage de tension (notée V) dans un temps t1 supérieur ou égal à 0.5 secondes.
- et de se stabiliser sur la valeur spécifiée à ±5 % de la différence entre la valeur finale et la valeur initiale, dans un temps t2 de 2 secondes.

L'écart statique entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur de tension et la consigne du régulateur doit être au plus égal à 0,2 % de la consigne du régulateur.

Cet asservissement se fera sans bande morte sur la consigne de tension U_{cons}.

L'insensibilité de la réponse à une variation de tension doit être inférieure ou égale à 0,02% de la tension nominale.

Références :

- Code HVDC [1] art. 22
- Arrêté [2] art. 97
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.1.4 Réglage secondaire de tension : asservissement du régulateur primaire de tension de la (chaque) liaison au RST

La (chaque) liaison doit avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension.

Pour cela, la (chaque) liaison doit avoir des capacités constructives lui permettant de recevoir une consigne U_{ref}, émise par le centre de conduite de RTE par PDR, et d'élaborer à partir de U_{ref} la consigne U_{cons} à appliquer à son régulateur primaire de tension.

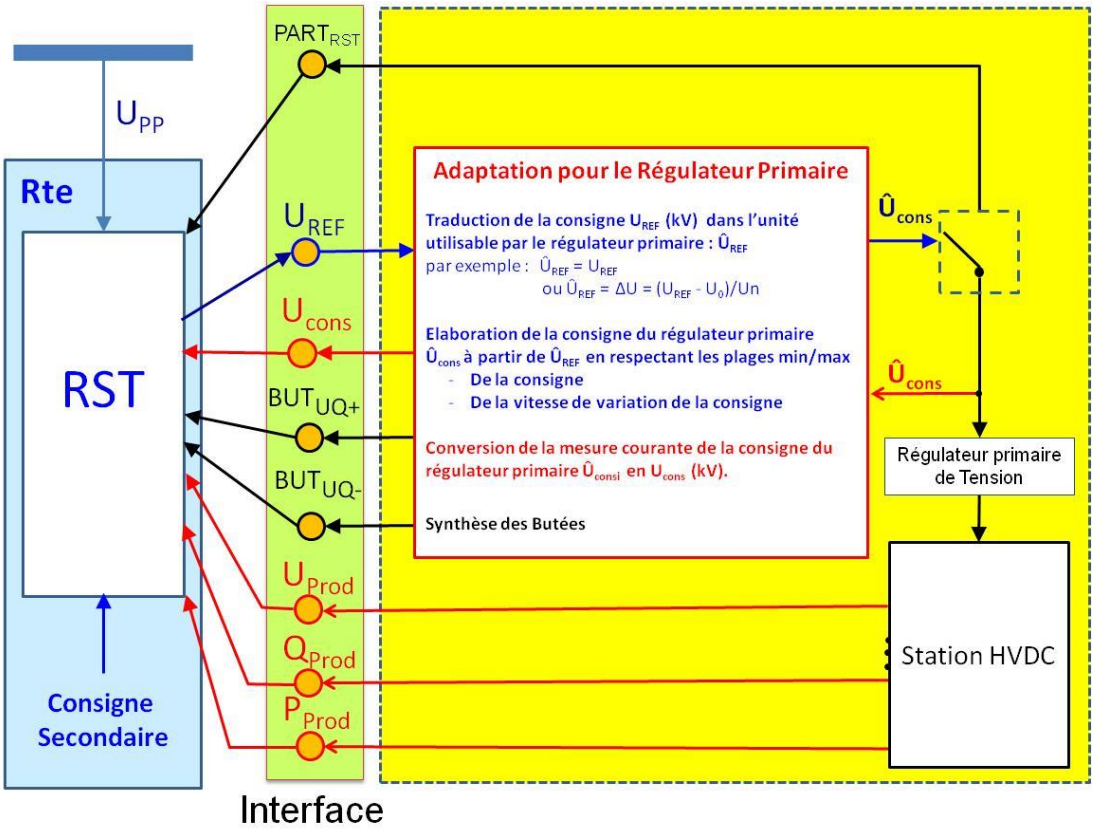
Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place sur la (chaque) liaison doit permettre :

- de fixer la tension de consigne U_{cons} du régulateur primaire,
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RST ou hors RST,
- via un Equipement de Téléconduite Locale (ETL) :
  - d'appliquer la commande U_{ref} du centre de conduite régional RTE dans un délai ≤ 1s (délai maximal entre le moment où l'information arrive sur l'interface avec la liaison et le moment où elle est prise en compte par le régulateur de tension).
  - d'acquérir simultanément les télémesures (TM) de la liaison (tension, puissance active et réactive, consigne appliquée au régulateur primaire), les TM étant obtenues à partir de mesures préalablement filtrées de façon à rejeter les fréquences supérieures à 0,05Hz.
  - d'acquérir les télésignalisations (TS) de la liaison et du mode de régulation (RST/hors RST), ainsi que les limitations du régulateur primaire de tension à la hausse ou à la baisse
  - de transmettre ces téléinformations vers le centre de conduite RTE.

L'application de la consigne U_{ref} au régulateur primaire de tension de la (chaque) liaison peut nécessiter un traitement préliminaire à réaliser par [nom Client] (voir figure ci-dessous). En effet, selon les caractéristiques du régulateur primaire de tension, il peut être nécessaire de traduire la consigne U_{ref} (kV) dans une unité utilisable par le régulateur primaire. De plus, il faut prendre en compte l'atteinte des limitations (plages min/max de variation de la consigne, vitesse maximale de variation de la consigne) pour élaborer à partir de U_{ref}, la consigne à appliquer au régulateur primaire de tension.

De la même manière, l'émission par [nom Client] des informations nécessaires à RTE (retour de la consigne de tension effectivement appliquée au régulateur, limitations) peut aussi nécessiter un traitement préalable.



U_{REF} : consigne RST (kV) envoyée par RTE

$\hat{U}_{REF}$: U_{REF} traduit dans l'unité du régulateur de tension (kV, %)

$\hat{U}_{cons}$: consigne élaborée à partir de $\hat{U}_{REF}$, appliquée au régulateur primaire (kV, %)

$\hat{U}_{consi}$: mesure de la consigne appliquée au régulateur primaire (kV, %)

U_{cons} : $\hat{U}_{consi}$ exprimée en kV

BUT UQ + : TS d'atteinte de la limitation à la hausse (En/Hors)

BUT UQ - : TS d'atteinte de la limitation à la baisse (En/Hors)

PART $_{RST}$: TS de participation au RST (En/Hors)

U_{Prod} : mesure de la tension selon la loi de réglage primaire

P_{Prod} : mesure de la puissance active selon la loi de réglage primaire

Q_{Prod} : mesure de la puissance réactive selon la loi de réglage primaire Û

Figure 1 : Schéma de téléconduite du RST

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Le réglage primaire de tension est toujours actif, que la liaison soit ou non en RST, et la télémesure U_{cons} est toujours envoyée au système centralisé de RTE.

Lors du couplage de la liaison, la tension de consigne appliquée au régulateur primaire U_{cons} doit être égale à la valeur de tension $U_{prod.}$

La valeur U_{prod} transmise à RTE doit être l'image de celle utilisée par le régulateur primaire de tension.

Toute intervention de [nom Client] sur la tension de consigne du régulateur primaire doit faire sortir la liaison du RST et positionner la télésignalisation « PART.RST » à l'état « hors ». Au démarrage, le dispositif doit être en position hors RST.

Avant la première réception de U_{ref} émise par RTE, U_{ref} doit être considérée comme invalide par le contrôle commande de la liaison.

3.1.4.1 Limitation de la vitesse de variation de la consigne RST Uref

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

En cas d'écart important entre la consigne du régulateur primaire de tension et celle émise par le RST, l'écart doit être résorbé progressivement pour éviter une brusque variation du point de fonctionnement en limitant la variation à une valeur paramétrable, exprimée en ΔUn/min, comprise dans la plage [1kV/min ; 500kV/min], tout en limitant U_{cons} à la plage normale de fonctionnement.

Pour les simulations et les essais préalables à l'accès au réseau définitif, la valeur est fixée à 15 kV/min.

Pour l'exploitation définitive la valeur est fixée dans la convention d'exploitation, en concertation entre [nom Client] et RTE pour tenir compte du schéma de réseau.

3.1.4.2 Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement d'une liaison

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

L'atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement de la liaison doit faire l'objet d'un envoi d'information au RST.

L'atteinte d'une limite du domaine normal de fonctionnement (tension maximale, tension minimale, $U_{consmin}$, $U_{consmax}$ …)[1] doit bloquer toute évolution de la valeur de la consigne du régulateur primaire de tension U_{cons} qui tend à dépasser la limitation. La télésignalisation limitation correspondante, «butée UQ+» en cas de blocage à la hausse et «butée UQ-» en cas de blocage à la baisse, est alors positionnée à l'état « En » (cf. §3.9).

Dès que le réglage primaire de tension est en mesure de respecter la consigne RST U_{ref} sans dépasser la limitation, cette valeur de tension de consigne est à nouveau appliquée au régulateur primaire de tension. La télésignalisation limitation correspondante est alors positionnée à l'état « Hors ».

Un mécanisme d'hystérésis et de temporisation permettra d'éviter les phénomènes de battements des signalisations d'atteinte des limites du domaine.

L'atteinte d'une limite de fonctionnement de la liaison ne doit pas entraîner la sortie du RST.

[1] L'atteinte de la limitation de vitesse de variation en Ucons ne rentre pas dans les critères d'émission d'une Télésignalisation de limitation

3.1.4.3 Cas particulier où la liaison doit rester asservie au RST : perte de transmission de la consigne

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

En cas de perte de transmission prolongée de la consigne RST U_{ref}, le point de fonctionnement ne doit pas changer, le régulateur primaire de tension doit donc conserver la dernière valeur de consigne valide jusqu'à la réception d'une nouvelle valeur de consigne U_{ref}.

Le non renouvellement d'une consigne U_{ref} valide ne doit pas être considéré comme une anomalie de fonctionnement.

3.1.4.4 Cas où la liaison doit sortir du RST : anomalies de fonctionnement de l'asservissement au RST

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

En cas de réception d'une valeur de consigne RST U_{ref} invalide à l'interface entre RTE et la liaison, ou d'apparition d'un défaut ou de toute autre anomalie de fonctionnement du dispositif, le régulateur primaire de tension doit être automatiquement sorti du RST sans modifier sa consigne U_{cons}. La télésignalisation « PART.RST » doit alors être positionnée à l'état « Hors ».

La remise en service du RST après la disparition du défaut se fait en concertation entre RTE et [nom Client]. Dès que la liaison est remise en RST, la télésignalisation « PART.RST » passe donc à l'état « En ».

Un mécanisme d'hystérésis et de temporisation permettra d'éviter les phénomènes de battements des signalisations de participation au RST.

3.1.4.5 Disponibilité

Le MTBF[2] global du dispositif d'asservissement au RST ainsi que le délai moyen de remise en état (MTTR[3]) suite à une indisponibilité doivent garantir une performance équivalente à celle décrite dans le contrat de participation aux services système.

Références :

- Code HVDC [1] art. 22.6
- Arrêté [2] art. 97
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC
- DTR [3] – article 4.2.1 Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive.

3.2 Modulation de la puissance active

La (chaque) liaison doit disposer des capacités de modulation de la puissance active décrites ci-dessous.

3.2.1 Modification du point de fonctionnement de la liaison

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

En fonctionnement normal, les équipements de contrôle – commande de la liaison doivent permettre à tout moment de modifier la consigne de puissance active de la liaison linéairement, en moins de **5** min à compter de la réception d'un ordre de RTE.

Références :

- Code HVDC [1] art. 13.1.a
- Arrêté [2] art. 93
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.2.2 Modification du programme de la liaison

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

[2] Mean Time Between Failure ou Moyenne des Temps de Bon Fonctionnement
[3] Mean Time To Repair ou Moyenne des Temps de Réparation

Les équipements de contrôle – commande de la liaison doivent permettre à tout moment de prendre en compte un nouveau programme en moins de **5** minutes à compter de la réception de ce nouveau programme.

L'erreur statique de la puissance active doit être inférieure à 0,2% de P_{max}.

Références :

- Code HVDC [1] art. 13.1.a
- Arrêté [2] art. 93
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.2.3 Comportement de la (des) liaisons pour la résolution des contraintes du réseau

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

En fonctionnement perturbé, la (chaque) liaison est capable de modifier sa puissance active en appliquant une consigne envoyée par RTE :

- RTE doit pouvoir paramétrer 10 automates (run up, run back) par liaison en associant à chacun :
  - une valeur de consigne
  - ou un ΔP : $P_{setpoint} = P_{actual} + \Delta P_i$ avec i = 1 to 10
  - ou une limitation de $P_{max\ injection}$ et/ou $P_{max\ soutirage}$
- Ces automates permettent d'annuler ou d'inverser le sens de l'échange de puissance, sans restriction sur le nombre d'inversions dans le temps.
- Le délai entre le début d'activation de la variation de puissance et la réception du signal de commande est inférieur à 10 ms.
- Chaque automate a une pente réglable et peut être mis « En » ou « Hors » service individuellement.
- La pente est variable entre 100 MW/min et P_{max} /100 ms et le ΔP doit pouvoir prendre toute valeur dans la plage [-2*P_{max} ; 2*P_{max}].
- Un ordre de priorité doit pouvoir être paramétré de 1 à 10 : un automate avec la priorité 1 a la priorité la plus élevée. Un automate avec la priorité 10 a la priorité la plus basse.
- L'envoi d'un ordre de baisse (run back) pendant un ordre de montée (run up) de même ordre de priorité entraîne le gel de la rampe.
- L'envoi d'un ordre de montée (run up) pendant un ordre de baisse (run back) de même ordre de priorité entraîne le gel de la rampe.
- La priorité des réglages des gestionnaires de réseau adjacent sera définie dans le protocole opérationnel tripartite.

Références :

- Code HVDC [1] art. 13.1.b
- Arrêté [2] art. 93
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.2.4 Annulation ou inversion de l'injection ou du soutirage de la (chaque) liaison

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Quelle que soit la puissance active injectée ou soutirée initiale, les équipements de contrôle-commande de la liaison doivent permettre d'annuler automatiquement l'injection ou le soutirage de puissance en moins de 2 secondes, suite à réception d'un ordre de RTE.

De plus, quelle que soit la puissance active injectée ou soutirée initiale, les équipements de contrôle-commande de la liaison doivent permettre d'inverser automatiquement le sens de l'échange de puissance en moins de 2 secondes, suite à réception d'un ordre de RTE.

Références :

- Code HVDC [1] art. 13.1.b et art. 13.1.c
- Arrêté [2] art. 93
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.2.5 Pente de modification de puissance

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Toute modification de la puissance active entre deux valeurs d'échange figurant au programme s'effectue selon une valeur de pente paramétrable, exprimée en MW/min et modifiable par [nom Client] sur ordre de RTE. Plusieurs valeurs de pentes (pente normale, pente rapide, pente d'urgence) doivent pouvoir être définies pour un même sens de transit et elles peuvent avoir une valeur différente selon le sens de transit dans la liaison.

Les valeurs de pentes doivent pouvoir prendre toute valeur entre 20 MW/min et 5000 MW/min, en import et en export, par pas de 1 MW.

Références :

- Code HVDC [1] art. 13.2
- Arrêté [2] art. 93
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.2.6 Blocage des modifications de puissance commandées par l'autre extrémité de la (chaque) liaison

3.2.6.1 Fonction de blocage des variations de puissance active (« Stop ramping »)

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

La (chaque) liaison doit avoir la capacité de bloquer dans un délai de 10 ms à réception de l'ordre toute modification de puissance active ainsi que tout mode de réglage de fréquence (télésignalisation "stop ramping en service") lorsque :

- Un ordre « *stop ramping* » est envoyé par RTE (les critères de blocage seront définis en coordination entre *[GRT concerné]* et RTE et décrits dans le protocole opérationnel tripartite)

Le retour au fonctionnement normal de la liaison (correspondant à la télésignalisation « *stop ramping* hors service »), suivant une pente de variation qui sera définie dans le protocole opérationnel tripartite, s'effectue lorsque :

- RTE n'active plus la télésignalisation « *stop ramping* » ou qu'un ordre de reprise de service est envoyé.

Cette fonction peut être activée manuellement par l'opérateur, ou de façon automatique lorsque la fréquence côté français est en dehors d'une plage prédéfinie paramétrable. Le « stop ramping » automatique ne doit s'activer que si le sens de la variation de puissance déteriore la fréquence côté français.

Par ailleurs :

- Lorsqu'un ordre de blocage est émis par *[GRT concerné]*, une télésignalisation « *stop ramping* côté [autre pays concerné] : en service » doit être envoyée à RTE.

La plage de fréquence prédéfinie côté français doit être paramétrable dans la plage [47,0 Hz ; 52,0 Hz] et sera définie dans le protocole opérationnel tripartite.

3.2.6.2 Fonction de gel (« Stop Frequency Controls »)

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

De plus, dans le cas où un mode de réglage de la fréquence activé côté [autre pays concerné] induit une variation de fréquence côté français en dehors d'une plage prédéfinie paramétrable, la (chaque) liaison doit être capable dans un délai de 10 ms de :

- Envoyer un ordre de gel au côté [autre pays concerné] de la liaison, qui va bloquer le mode de réglage en cours d'activation et inhiber tout autre mode lié au réglage de la fréquence

(contribution à l'échange de réserves (FSM) hors service, comportement en régime exceptionnel de fréquence (LFSM) désactivé, ou tout autre mode de réglage de fréquence désactivé).

- Envoyer à RTE une télésignalisation « ordre de gel envoyé côté [autre pays concerné] (en service/hors service) »

Au contraire, dans le cas où un mode de réglage activé côté français induit une variation de fréquence côté [autre pays concerné] en dehors d'une plage prédéfinie paramétrable, la (chaque) liaison doit être capable de :

- Envoyer un ordre de gel au côté français de la liaison, qui va bloquer le mode de réglage en cours d'activation et inhiber tout autre mode lié au réglage de la fréquence (contribution à l'échange de réserves (FSM) hors service, comportement en régime exceptionnel de fréquence (LFSM) désactivé, ou tout autre mode de réglage de fréquence désactivé).
- Envoyer à RTE une télésignalisation « ordre de gel envoyé côté français (en service/hors service) »

La désactivation de tout ordre de gel sera effectuée après réception d'une demande venant de RTE et de *[GRT concerné]*.
La plage de fréquence prédéfinie côté français doit être paramétrable dans la plage [47,0 Hz ; 52,0 Hz] et sera définie dans le protocole opérationnel tripartite.

Références :

- Code HVDC [1] art. 13.3
- Arrêté [2] art. 93
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.2.7 Réglage Fréquence Puissance

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

La liaison doit disposer d'un équipement permettant, lorsque la capacité restante de la liaison après l'échéance infra-J le permet, la mise en œuvre d'un échange de réserves de réglage, à partir de tout point de fonctionnement compris entre $P_{max\ injection}$ et $P_{max\ soutirage}$, y compris lors des pentes de variation.

Le pas de résolution de la mesure de la fréquence doit être inférieur à 1 mHz pour chaque réglage.
La précision de la mesure de fréquence doit être la meilleure possible et dans tous les cas inférieure à 10 mHz pour chaque réglage.

3.2.7.1 Mode de sensibilité à la fréquence (mode FSM)

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

La liaison doit être capable de contribuer au réglage primaire de fréquence. Pour cela, les équipements de la liaison doivent permettre de :

- Mesurer la fréquence sur le réseau au point de raccordement en France
- Mettre en œuvre une demande du centre de conduite de RTE imposant le côté français de la liaison comme pilote de la fréquence
- Recevoir la bande de puissance active réservée par RTE pour contribuer au réglage de la fréquence
- Ajuster sa puissance active dans la plage de réglage réservée autour de sa puissance de consigne, en fonction des variations de fréquence mesurées au point de raccordement.
- Transmettre à RTE en temps réel l'écart de puissance par rapport au programme physique induit par la fonction FSM activée côté français, vu du PDR français.
- Transmettre à RTE le statut de la fonction « Réglage primaire de fréquence » côté français (« Réglage primaire de fréquence côté français » En service/Hors service)
- Transmettre à RTE le statut de la fonction « Réglage primaire de fréquence » côté [autre pays concerné] (« Réglage primaire de fréquence côté [autre pays concerné] » En service/Hors service)
- Transmettre à RTE en temps réel l'écart de puissance par rapport au programme physique induit par la fonction FSM activée côté [autre pays concerné], vu du PDR français.

La fonction de réglage primaire de fréquence ne doit pouvoir être active que d'un seul côté à la fois. Lorsque la fonction de réglage primaire de fréquence est « en service » côté français, elle

doit être « hors service » côté [autre pays concerné]. Lorsque la fonction réglage primaire de fréquence est « en service » côté [autre le pays concerné], alors elle doit être « hors service » côté français.

La modulation de puissance active sera effectuée dans les limites suivantes :

- la puissance de consigne $P_{consigne}$ est comprise entre $P_{max\ injection}$ et $P_{max\ soutirage}$, dans la plage de fonctionnement de la liaison.
- la bande de réglage réservée par RTE doit être programmable dans cette plage de fonctionnement, et peut prendre toute valeur entre la $P_{min\ injection}$ et la $P_{max\ injection}$ lorsque le sens de transit dans la liaison est en import, et toute valeur entre $P_{min\ soutirage}$ et la $P_{max\ soutirage}$ lorsque le sens de transit dans la liaison est en export.

Cette bande est définie par les valeurs suivantes, exprimées en MW :

- Rp_{baisse} : volume de MW réservés par RTE à la baisse (en import et/ou en export) sur la capacité disponible après le bouclage des programmes commerciaux en infrajournalier, pour un pas de temps défini.
- Rp_{hausse} : volume de MW réservés par RTE à la hausse (en import et/ou en export) sur la capacité disponible après le bouclage des programmes commerciaux en infrajournalier pour un pas de temps défini.

Si le sens de transit va de [autre pays concerné] vers la France (sens import) :

- en cas de hausse de fréquence, la liaison doit pouvoir réduire sa puissance injectée d'un volume maximum de Rp_{baisse} dans la limite de $P_{min\ injection}$.
- en cas de baisse de fréquence, la liaison doit pouvoir augmenter sa puissance injectée d'un volume maximum de Rp_{hausse}, dans la limite de la $P_{max\ injection}$.

Si le sens de transit va de la France vers [autre pays concerné] (sens export) :

- en cas de hausse de fréquence, la liaison doit pouvoir augmenter sa puissance soutirée d'un volume maximum de Rp_{baisse}, dans la limite de la $P_{max\ soutirage}$.
- en cas de baisse de fréquence, la liaison doit pouvoir réduire sa puissance soutirée d'un volume maximum de Rp_{hausse}, dans la limite de $P_{min\ soutirage}$.

La variation de puissance en fonction de la fréquence doit suivre la loi suivante :

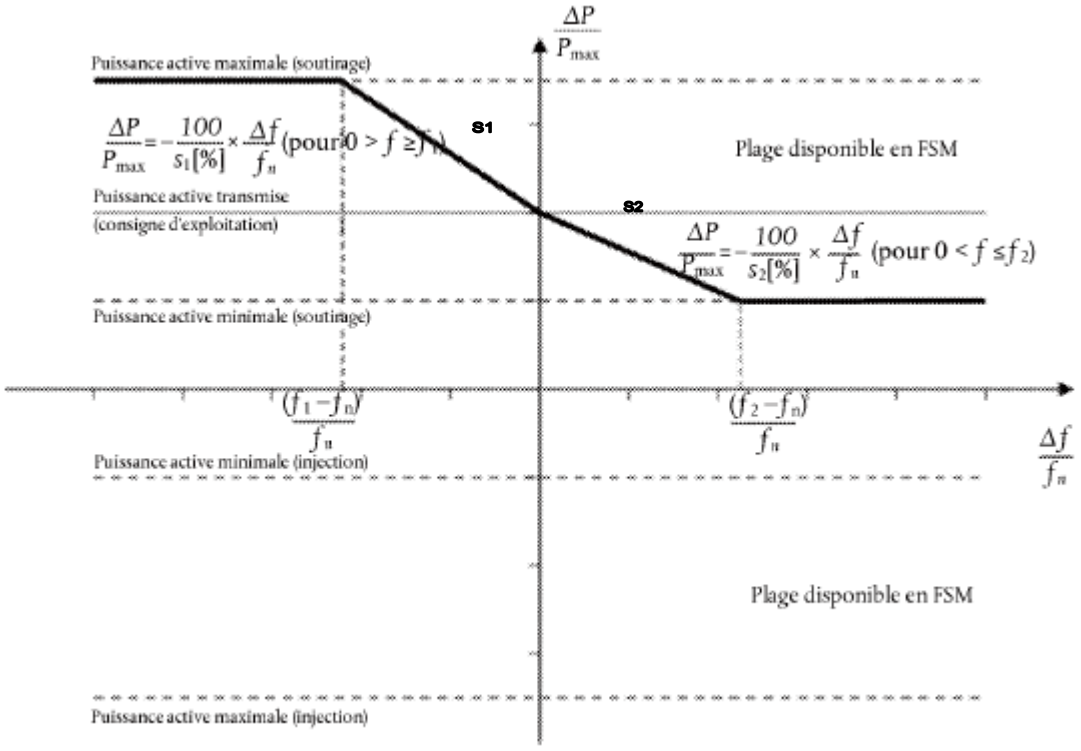


Figure 2 : Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode FSM

Où :
- P_{max} est tel que défini au paragraphe « Définitions »
- ΔP est la variation de puissance active
- fn est une fréquence de consigne paramétrable entre 49,9 Hz et 50,1 Hz, par pas de 0,01 Hz. La valeur par défaut est de 50 Hz.
- f1 est fixé à 50,2 Hz, par défaut
- f2 est fixé à 49,8 Hz, par défaut
- Δf est la variation de fréquence par rapport à fn mesurée sur le réseau.
- s1 est la pente de variation à la hausse (ratio de la variation de fréquence par rapport à fn et de la variation de puissance par rapport à la P_{max}). Elle doit être paramétrable entre 3% et 12%. Elle est fixée par RTE dans la convention d'exploitation.
- s2 est la pente de variation à la baisse (ratio de la variation de fréquence par rapport à fn et de la variation de puissance par rapport à la P_{max}). Elle doit être paramétrable entre 3% et 12%. Elle est fixée par RTE dans la convention d'exploitation.

La bande morte de réponse en fréquence est de 0 mHz.
L'insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence doit être inférieure ou égale à 10 mHz.

A la suite d'un échelon de fréquence, la liaison est capable d'ajuster la puissance active de telle manière que la réponse en puissance active aux variations de fréquence définie en figure 1 soit :

- aussi rapide que techniquement possible intrinsèquement : le délai d'activation t1 de la variation de puissance doit être inférieur ou égal à 0,5s et la liaison doit être capable d'effectuer la totalité de la variation de puissance attendue dans un temps t2 inférieur ou égal à 30s
- sur ou au-dessus de la ligne pleine de la figure ci-dessous

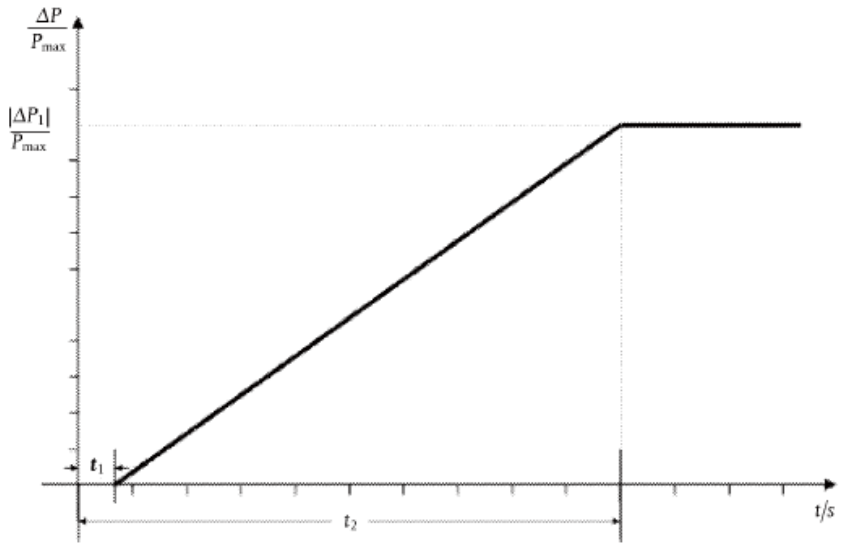


Figure 3 : Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode FSM

La variation de puissance attendue ΔP_1 doit être maintenue jusqu'à réception d'une nouvelle instruction ou nouvelle variation de fréquence.

Références :

- Code HVDC [1] art. 15
- Arrêté [2] art. 94
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.2.7.2 LFSM

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

En plus de sa capacité à contribuer aux échanges de réserves pour le réglage de la fréquence, la liaison doit être capable de moduler sa puissance active lorsque la fréquence atteint les plages exceptionnelles définies ci-dessous. Pour cela, la (chaque) liaison doit être capable de :

- mesurer la fréquence sur le réseau à son point de raccordement en France
- Mettre en œuvre une demande du centre de conduite de RTE demandant la mise en veille de la fonction de modulation de puissance en régime exceptionnel (LFSM), pour les cas de sur et de sous fréquence
- confirmer à RTE le statut de la fonction de modulation de puissance en régime exceptionnel du côté français (télésignalisation " LFSM côté français" en veille/pas en veille)
- informer RTE du statut de la fonction de modulation de puissance en régime exceptionnel du côté [autre pays concerné] (télésignalisation " LFSM côté [autre pays concerné]" en veille/pas en veille)
- ajuster sa puissance active lorsque la fréquence dépasse un seuil paramétrable en sur et en sous fréquence, dans ses limites de fonctionnement
- transmettre à RTE en temps réel l'écart de puissance par rapport au programme physique induit par la fonction LFSM activée côté français, vu du PDR français
- informer RTE de l'activation de la fonction de modulation de puissance en régime exceptionnel du côté français ("LFSM côté français" activé/non activé)
- informer RTE de l'activation de la fonction de modulation de puissance en régime exceptionnel du côté [autre pays concerné] ("LFSM côté [autre pays concerné]" activé/non activé)
- transmettre à RTE en temps réel l'écart de puissance par rapport au programme physique induit par la fonction LFSM activée côté [autre pays concerné], vu du PDR français
- bloquer la fonction de modulation de puissance en régime exceptionnel du côté [autre pays concerné], lorsque la même fonction est activée côté français (que ce soit pour un cas de sur ou de sous fréquence)
- bloquer la fonction de modulation de puissance en régime exceptionnel du côté français, lorsque la même fonction est activée côté [autre pays concerné] (que ce soit pour un cas de sur ou de sous fréquence)

La fonction de modulation de puissance en régime exceptionnel doit pouvoir fonctionner dans les deux sens de transit, indépendamment de l'activation de la fonction de réglage primaire de fréquence.

3.2.7.2.1 Mode de réglage restreint à la surfréquence (mode LFSM-O)

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

La liaison doit pouvoir moduler sa puissance lorsque la fréquence dépasse un seuil f1 réglable entre 50,2 Hz et 50,5 Hz, dans ses limites de fonctionnement. Ce seuil est réglé par défaut à 50,2 Hz et sera indiqué dans le protocole opérationnel tripartite.

- **Si le sens de transit va de [autre pays concerné] vers la France (sens import) :**

Lorsque la fréquence dépasse le seuil ci-dessus, la (chaque) liaison doit réduire sa puissance injectée dans la limite de sa $P_{min\ injection}$ selon la loi de réglage suivante :

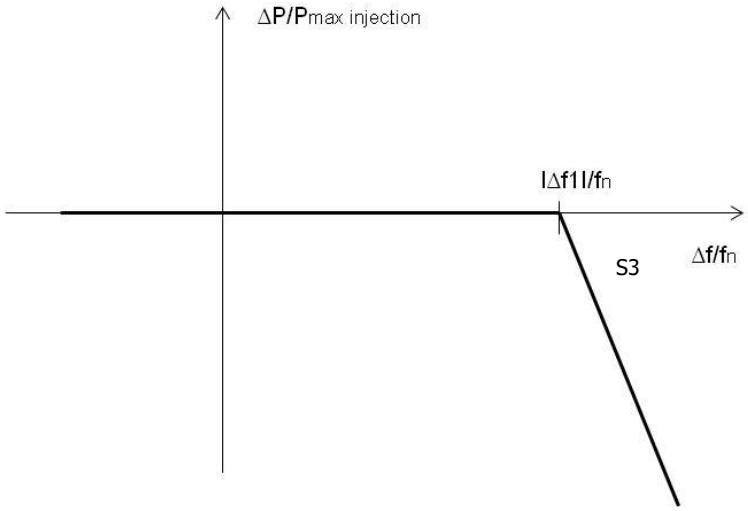


Figure 4 : Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode LFSM-O

Où
- fn =50Hz
- Δf est la variation de fréquence mesurée sur le réseau..
- s3 est la pente de variation. Elle doit être paramétrable et sa valeur minimum est de 0,1%. Elle est fixée par RTE dans le protocole opérationnel tripartite.

L'insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence doit être inférieure ou égale à 10 mHz.

La (chaque) liaison doit être capable de réduire sa puissance à partir de n'importe quel point de fonctionnement aussi vite que possible techniquement, avec un délai d'activation t_a de la variation de puissance inférieur ou égal à 0,5s et la liaison doit être capable d'effectuer la totalité de la variation de puissance attendue dans un temps t_r inférieur ou égal à 30s.

- **Si le sens de transit va de la France vers** [autre pays concerné] **(sens export)**

Lorsque la fréquence dépasse le seuil ci-dessus, la (chaque) liaison doit augmenter sa puissance de soutirage dans la limite de sa $P_{max\ soutirage}$ selon la loi de réglage suivante :

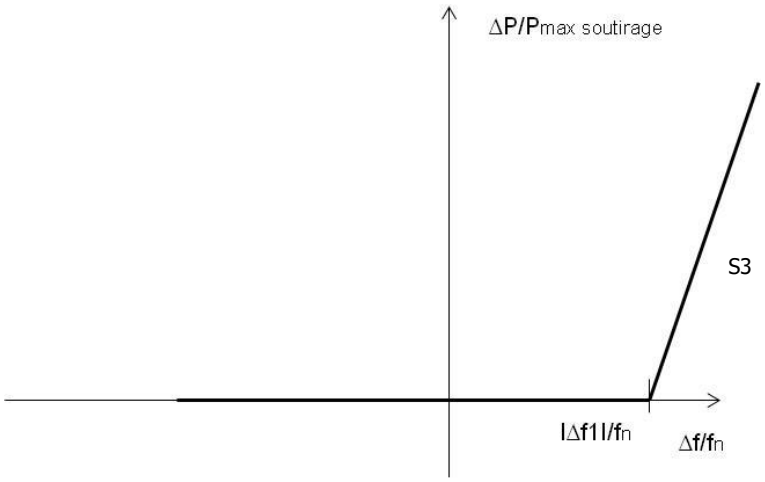


Figure 5 : Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode LFSM-O

Où
- fn =50 Hz
- Δf est la variation de fréquence mesurée sur le réseau.
- s3 est la pente de variation. Elle doit être paramétrable et sa valeur minimum est de 0,1%. Elle est fixée par RTE dans le protocole opérationnel tripartite.

L'insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence doit être inférieure ou égale à 10 mHz.

La (chaque) liaison doit être capable d'augmenter sa puissance à partir de n'importe quel point de fonctionnement aussi vite que possible techniquement, avec un délai d'activation t_a de la variation de puissance inférieur ou égal à 0,5s et la liaison doit être capable d'effectuer la totalité de la variation de puissance attendue dans un temps t_r inférieur ou égal à 30s.

Références :

- Code HVDC [1] art. 15
- Arrêté [2] art. 94
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.2.7.2.2 Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U)

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

La liaison doit pouvoir moduler sa puissance lorsque la fréquence dépasse un seuil f2 réglable entre 48,5 Hz et 49,9 Hz, dans ses limites de fonctionnement. Ce seuil est réglé par défaut à 49,8 Hz et sera indiqué dans le protocole opérationnel tripartite.

- **Si le sens de transit va de [autre pays concerné] vers la France (sens import) :**

Lorsque la fréquence dépasse le seuil ci-dessus, la (chaque) liaison doit augmenter sa puissance injectée dans la limite de sa $P_{max\ injection}$ selon la loi de réglage suivante :

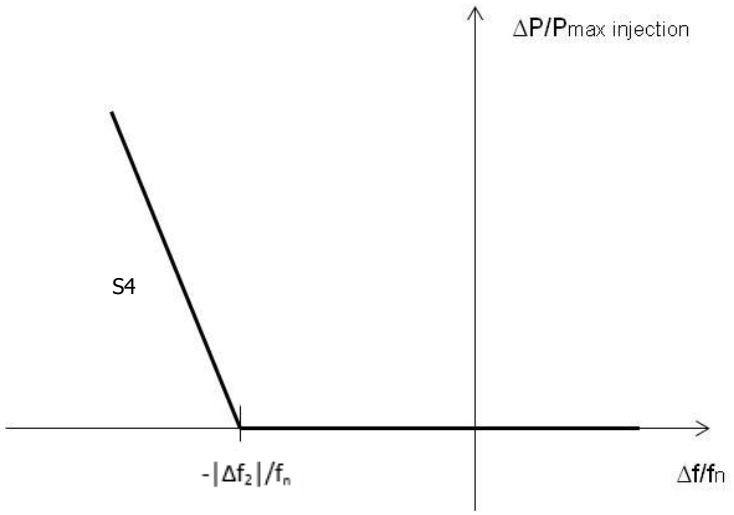


Figure 6 : Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode LFSM-U

Où
- fn =50 Hz
- Δf est la variation de fréquence mesurée sur le réseau.
- s4 est la pente de variation. Elle doit être paramétrable et sa valeur minimum est de 0,1%. Elle est fixée par RTE dans le protocole opérationnel tripartite.

L'insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence doit être inférieure ou égale à 10 mHz.

La (chaque) liaison doit être capable d'augmenter sa puissance à partir de n'importe quel point de fonctionnement aussi vite que possible techniquement, avec un délai d'activation t_a de la variation de puissance inférieur ou égal à 0,5s et la liaison doit être capable d'effectuer la totalité de la variation de puissance attendue dans un temps t_r inférieur ou égal à 30s.

- **Si le sens de transit va de la France vers [autre pays concerné] (sens export)**

Lorsque la fréquence dépasse le seuil ci-dessus, la (chaque) liaison doit réduire sa puissance soutirée dans la limite de sa $P_{min\ soutirage}$, selon la loi de réglage suivante :

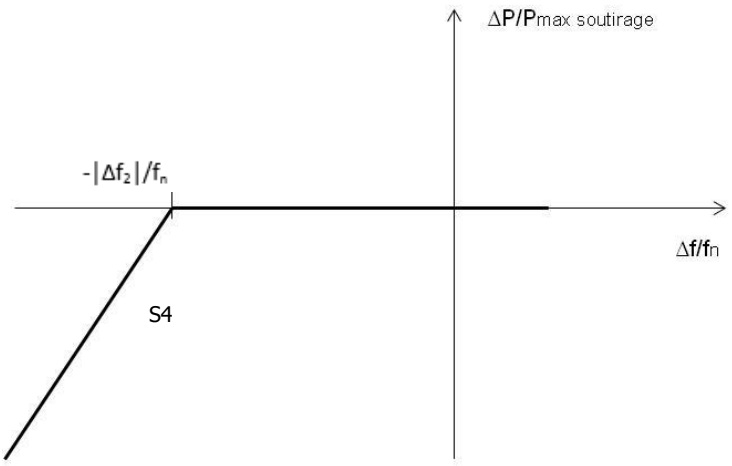


Figure 7 : Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode LFSM-U

Où
- fn = 50 Hz
- Δf est la variation de fréquence mesurée sur le réseau.
- s4 est la pente de variation. Elle doit être paramétrable et sa valeur minimum est de 0,1%. Elle est fixée par RTE dans le protocole opérationnel tripartite.

L'insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence doit être inférieure ou égale à 10 mHz.

La (chaque) liaison doit être capable de réduire sa puissance à partir de n'importe quel point de fonctionnement aussi vite que possible techniquement, avec un délai d'activation t_a de la variation de puissance inférieur ou égal à 0,5s et la liaison doit être capable d'effectuer la totalité de la variation de puissance attendue dans un temps t_r inférieur ou égal à 30s.

Références :

- Code HVDC [1] art. 15
- Arrêté [2] art. 94
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.3 Comportement de la (chaque) liaison lors des régimes exceptionnels

3.3.1 Exigences de fonctionnement de la (chaque) liaison lors des régimes exceptionnels

[nom Client] doit convenir avec RTE de la nature et du réglage des protections de découplage qui figurent dans la fiche E3 du dossier technique de la liaison.

Références :

- Code HVDC [1] art. 34
- Arrêté [2] art. 102
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.3.1.1 Régimes en tension

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Dans le cas d'un raccordement en 400 kV, la (chaque) liaison doit fonctionner dans les plages de tension, dans les conditions de durée définies ci-après :

Plages de tension (1 pu = 400 kV)	Durée minimale de fonctionnement
[0,85 pu – 1,05 pu]	Illimitée
]1,05 pu – 1,10 pu]	60 minutes

Dans le cas d'un raccordement en 225 kV, la (chaque) liaison doit fonctionner dans les plages de tension, dans les conditions de durée définies ci-après :

Plages de tension (1 pu = 220 kV)	Durée minimale de fonctionnement
[0,85 pu - 1,118 pu]	Illimitée
]1,118 pu - 1,15 pu]	20 minutes

Références :

- Code HVDC [1] art. 18
- Arrêté [2] art. 97
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.3.1.2 Régimes en fréquence

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

La (chaque) liaison doit fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence, en respectant son programme de puissance active injectée ou soutirée, dans les conditions de durée définies ci-après :

Plage de fréquence	Durée minimale de fonctionnement	Régime
[47,0 Hz – 47,5 Hz[	60 secondes	régime exceptionnel
[47,5 Hz – 49,0 Hz[	90 minutes	régime exceptionnel
[49,0 Hz – 51,0 Hz]	Illimitée	régime normal
]51,0 Hz – 51,5 Hz]	90 minutes	régime exceptionnel
]51,5 Hz – 52,0 Hz]	15 minutes	régime exceptionnel

Il est de plus demandé de n'avoir aucun déclenchement automatique sur critère de fréquence dans la plage [47,0 Hz ; 52,0 Hz]. La (chaque) liaison devra rester connecté au réseau pendant 10 secondes avant son déclenchement dans la plage [46.5 Hz ;47 Hz] et [52 Hz ; 55 Hz].
Il est demandé de n'avoir aucune baisse de fourniture de puissance active, dans le cas où la fréquence descend en-dessous de 49 Hz.

Références :

- Code HVDC [1] art. 11
- Arrêté [2] art. 92
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.3.2 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Dans le cas d'un découplage d'une des [nombre liaisons] liaisons à cause d'un phénomène affectant le RPT (déclenchement fugitif ou permanent d'un ouvrage raccordé au RPT…), la liaison concernée doit disposer de capacités constructives lui permettant de se reconnecter à la demande de RTE avec un délai maximal de 10 min.

3.4 Participation à la reconstitution du réseau

3.4.1 Manque de tension généralisé

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

La liaison ne doit pas perturber la reprise de service suite à un manque de tension généralisé sur le RPT. Dans ces conditions, [nom Client] doit installer sur le départ de la (chaque) liaison un dispositif de type automate à manque de tension (AMU) qui, sur un manque de tension (U_{PDR} < 20 % Un) à partir d'un délai programmable, et réglé par défaut à *180* secondes, fasse ouvrir le disjoncteur HTB de la liaison. Un dispositif lié de refermeture automatique en cas de retour de la tension associé à un temps de veille configurable devra également être prévu. Ce dernier dispositif sera par défaut inhibé. La reprise de service se fera sur ordre du dispatching de RTE suivant des modalités définies dans le protocole opérationnel tripartite.

3.4.2 Reconstitution du réseau et contribution au maintien à l'équilibre d'un réseau séparé

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Dans le cas où la liaison a une capacité de reconstitution de réseau native, le [nom Client] doit fournir une description détaillée des capacités de la (chaque) liaison à :

- injecter du courant sur le RPT ou, à se reconnecter sans délai au réseau, à la demande du dispatching ;
- fonctionner à P<0,15 P_{max} pendant une durée continue d'au moins 2 heures, y compris lorsque la liaison alimente une partie isolée du RPT ;
- assurer, à la demande de RTE, le maintien de la fréquence du réseau séparé à ± 5mHz de la valeur objectif fixée par RTE, avec un pas de résolution de 10 mHz, par modifications successives de la puissance injectée par la liaison.

Cette capacité doit être évaluée en particulier lorsque la consommation du réseau séparé varie selon un échelon de puissance compris entre 50 MW et 70 MW.

De plus, la (chaque) liaison doit avoir la capacité d'émettre une information synthétique, sous forme de télésignalisation (« TS1 : disponible pour les besoins du réseau »), envoyée à RTE pour l'avertir qu'elle est dans des conditions techniques lui permettant de participer à la reconstitution du réseau.

Références :

- Code HVDC [1] art. 37
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.5 Comportement sur creux de tension et surtension

3.5.1 Comportement sur creux de tension

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Pour tout creux de tension symétrique ou dissymétrique d'amplitude inférieure ou égale au gabarit ci-dessous (tension phase-phase de la séquence directe donnée au point de raccordement de la liaison), la (chaque) liaison doit rester connectée au RPT et fonctionner dans un état stable et sans blocage.

Les limites du gabarit ci-dessous sont définies comme suit :

- creux de tension de 100 % pendant 250 ms,
- retour linéaire à 85% de U_n pendant les 2,750 s suivantes.

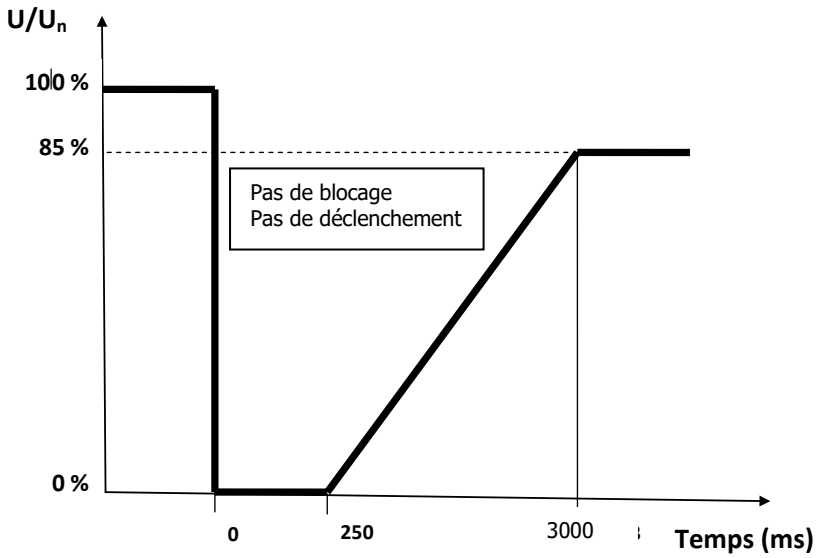


Figure 8 : Gabarit de creux de tension

Dans le cas d'un court-circuit, ce gabarit est applicable pour les cas de défaut symétrique et dissymétrique.

La (chaque) liaison devra supporter plusieurs gabarits de creux de tension consécutifs liés aux réenclenchements sur des défauts permanents monophasés, biphasés et triphasés (3 creux de tension successifs avec 5 secondes d'intervalle entre chaque).

Références :

- Code HVDC [1] art. 25
- Arrêté [2] art. 99
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.5.2 Rétablissement de la puissance active après défaut

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Pour tout défaut qui ne fait pas déclencher la liaison, à partir du moment où la tension réseau est revenue à un niveau permettant cet échange de puissance, la puissance active doit atteindre :

- 90% du niveau de puissance avant défaut en moins de de 150 ms,
- temps d'établissement à ±5% de son niveau d'avant défaut en moins de 200 ms.

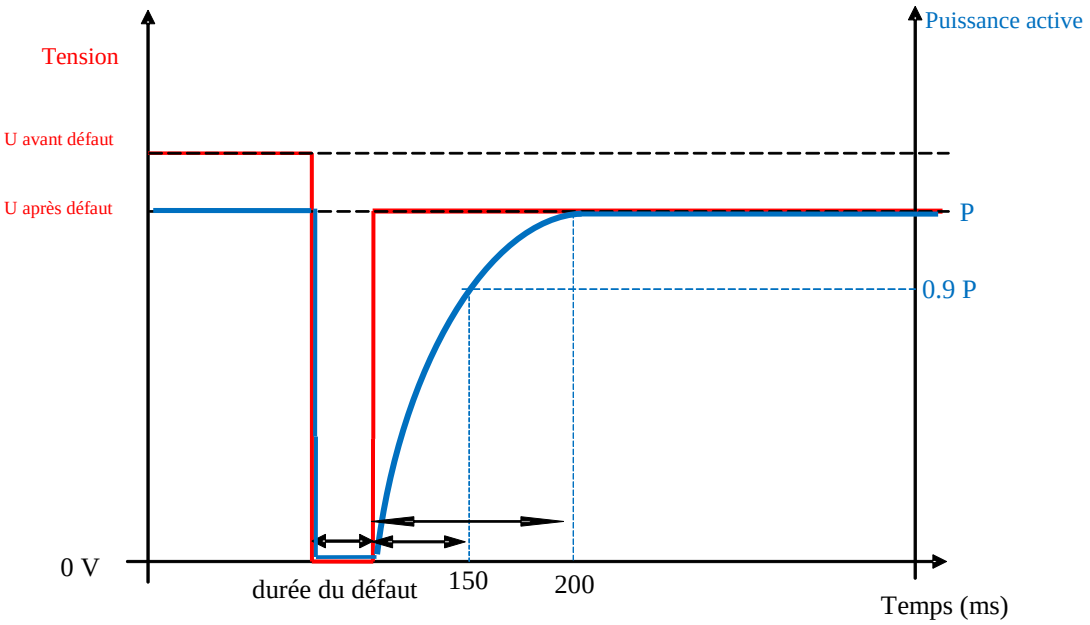


Figure 9 : Rétablissement de la puissance active après défaut

Références :

- Code HVDC [1] art. 26
- Arrêté [2] art. 98
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.5.3 Comportement en cas de surtension

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Pour tout cas de surtension symétrique ou dissymétrique d'amplitude inférieure ou égale au gabarit ci-dessous (tension phase-phase à fréquence industrielle donnée au point de raccordement de la liaison), la (chaque) liaison doit rester connectée au RPT et fonctionner dans un état stable.

Il est considéré que la fonction injection rapide de courant réactif, décrite au § 3.5.4, est activée pour les surtensions.

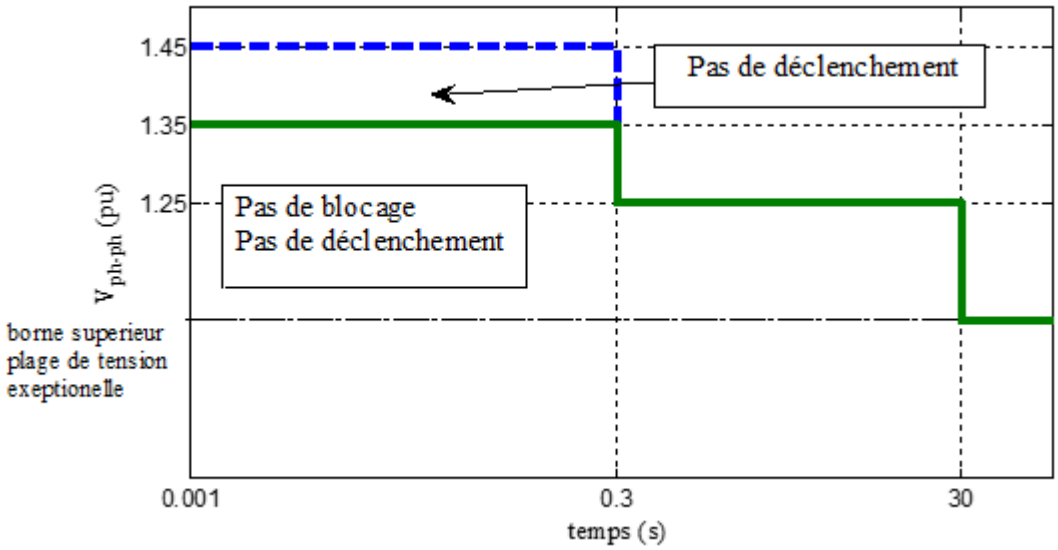


Figure 10 : Gabarit de surtension

La (chaque) liaison devra supporter plusieurs gabarits de surtensions consécutifs liés aux réenclenchements sur des défauts permanents monophasés, biphasés et triphasés (3 creux de tension successifs avec 5 secondes d'intervalle entre chaque).

En cas de blocage entre 1.35 pu et 1.45 pu, la station de conversion devra se débloquer en moins de 20 ms quand tension de réseau est rétablie à une valeur inférieure à 1.35 pu.

Après déblocage :

- L'injection de courant réactif supplémentaire devra fonctionner avec un retard maximum de 50 ms,
- Le rétablissement de la puissance active devra être effectué conformément aux prescriptions du § 3.5.2.

Références :

- Code HVDC [1] art. 33
- Arrêté [2] art. 98
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.5.4 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

La (chaque) liaison HVDC doit être capable de fournir un courant réactif additionnel au PDR (i.e. réponse rapide en injection de courant réactif) conformément à la description ci-dessous.

L'injection de courant réactif additionnelle a deux composantes :

1. injection de courant direct lors de variation de tension directe :

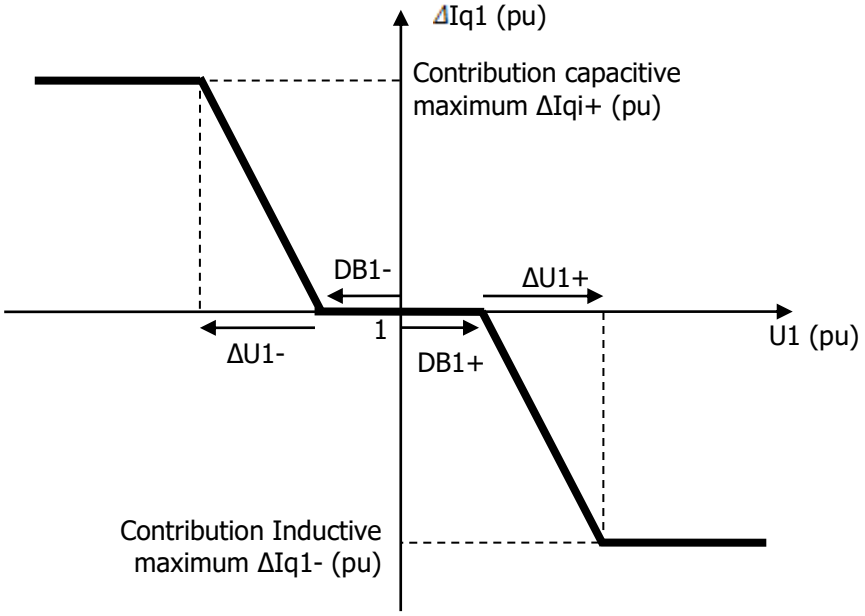


Figure 11 : Forme de la réponse rapide d'injection de courant direct

U1 (pu) : composante directe de la tension efficace phase-phase au PDR
ΔIq1 (pu) : courant réactif additionnel direct qui doit être fourni par la (chaque) station de conversion en cas de défaut (chute ou hausse rapide de tension), en complément du courant réactif injecté via le réglage primaire de tension U+λQ

DB1- et DB1+ : paramètres de la bande-morte
ΔIq1+ et ΔIq1- : valeurs maximum capacitive et inductive de ΔIq1
∆U1+ et ∆U1- : variations de tension pour lesquelles ΔIq1 atteint ΔIq1+ et ΔIq1-

2. <u>injection de courant inverse lors de variation de tension inverse :</u>

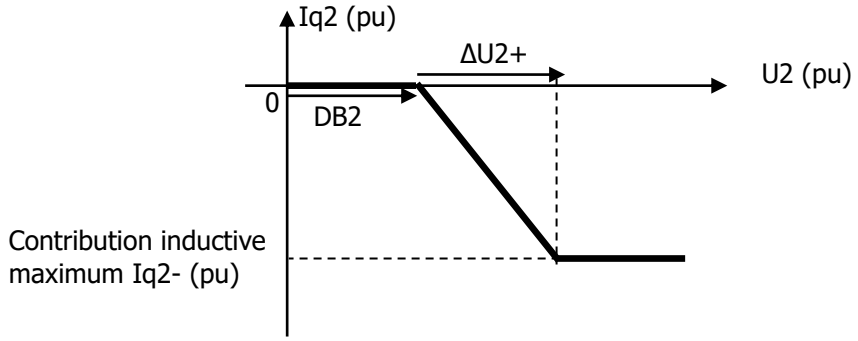


Figure 12 : Forme de la réponse rapide d'injection de courant inverse

U2 (pu) : composante inverse de la tension efficace phase-phase au PDR
Iq2 (pu) : courant réactif inductif inverse fourni par la (chaque) station en cas de présence de tension inverse au PDR
DB2 : bande-morte
Iq2- : valeur maximum inductive de Iq2
∆U2+ : variation de tension pour laquelle Iq2 atteint Iq2-

La base des valeurs per unit pour ΔU et DB est la tension nominale AC.
La base des valeurs per unit pour ΔIq est le courant maximal de la liaison HVDC.

Cette injection rapide de courant électrique est additionnelle au courant réactif fourni par le réglage primaire de tension U+ λQ.

La valeur totale du courant réactif, prenant en compte les composantes directe et inverse du courant réactif additionnel, ne devra pas être limitée à une valeur inférieure au courant maximal de la liaison, mesuré côté convertisseur du transformateur, avant l'occurrence du défaut.

La dynamique de cette injection doit être caractérisée par :

- temps de montée à 90% de la totalité de l'injection de courant attendue en 30 ms et,
- temps d'établissement à +/-5% de la totalité de l'injection de courant attendue en 60 ms.

Ces temps n'incluent ni les temps de mesure ni les temps de calcul dont l'ensemble doit être inférieur à 10 ms.

Quand la station de conversion HVDC fournit une injection rapide de courant réactif additionnelle :

- La priorité est donnée au courant réactif
- La puissance active de la liaison peut être réduite pour respecter la contrainte de courant maximal de la liaison.
- Les limites de puissances réactives énoncées précédemment ne sont pas applicables.

Pendant les défauts dissymétriques, l'injection rapide de courant réactif ne devra pas générer de surtensions dans les phases saines, supérieures à celles du gabarit de surtension.

Après l'élimination du défaut, l'injection rapide de courant réactif devra être arrêtée suffisamment rapidement pour éviter des surtensions au-delà du gabarit de surtension.

Les équipements de contrôle – commande de la liaison doivent permettre à tout moment, à la demande de RTE, d'activer/désactiver de manière indépendante l'injection rapide de courant directe et de courant inverse.

De plus, en ce qui concerne l'injection de courant direct, on pourra activer/désactiver de manière indépendante les contributions en courant capacitif et inductif, conformément à la figure 11.

Les paramètres suivants doivent être modifiables :

- Les valeurs de ΔU1+, ΔU1- et ΔU2+ sont ajustables par pas de 0,01 pu.
  ΔU1+, ΔU1- et ΔU2+ doivent pouvoir prendre toute valeur dans la plage [0,1 ; 0,5].
- Les valeurs de DB1-, DB1+ et DB2 sont ajustables par pas de 0,01 pu.
  Elles doivent pouvoir prendre toute valeur dans la plage [0 ; 0,2].
- Les valeurs ΔIq1+, ΔIq1- et Iq2- sont ajustables par pas de 0,01 pu. ΔIq1+ doit pouvoir prendre toute valeur dans la plage dans la plage [0 ; 2], ΔIq1- dans la plage [-2 ; 0] et Iq2- dans la plage [-1 ; 0].

Les valeurs de ΔU1-, ΔU1+, DB1-, DB1+, ΔIq1-, ΔIq1+, ΔU2+, DB2 et Iq2- seront fixées en concertation avec [nom Client] dans la convention d'exploitation. Cependant, les équipements de contrôle – commande de la liaison doivent permettre à tout moment de modifier ces paramètres à la demande de RTE.

Pour l'exploitation définitive, le délai de modification des paramètres de l'injection rapide de courant réactif sera fixé en concertation avec [nom Client] dans la convention d'exploitation.

Références :

- Code HVDC [1] art. 19
- Arrêté [2] art. 98
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.6 Perturbations

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Les perturbations produites par la (chaque) liaison, mesurées au point de raccordement, ne doivent pas excéder les valeurs limites autorisées ci-dessous :

3.6.1 Liaison raccordée en HTB3

- A-coup de tension (lors de phases de connexion, de mise sous tension de l'installation, de mise en service de la liaison ou en exploitation), les perturbations induites par le réseau AC ne sont pas à considérer : amplitude max= 3 %

- Papillotement : Pst_{max} = 0,6
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 0,6 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux transitant dans la liaison de raccordement au réseau de transport $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_C}$

  Où
  Uc est la valeur de la tension nominale au point de raccordement
  S est la valeur minimum entre :
  - La puissance apparente maximum de la liaison (MVA)
  - 5% de la puissance de court-circuit normée au point de raccordement

  k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	kn (%)	Rangs pairs	kn (%)
3	3,9	2	1,8
5 et 7	4,8	4	0,9
9	1,8	>4	0,6
11 et 13	3		
>13	1,8		

  Taux global max : $\tau_{g\ max}$ = 4,8 %

- Harmoniques : tensions harmoniques générées par la station de conversion

  Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

  Le fonctionnement d'une installation, de puissance P_{max} supérieure ou égale à 500 MW (quel que soit le nombre de pôles), ne doit pas engendrer une augmentation supérieure à 0,2% des tensions harmoniques préexistantes dans la zone de raccordement, cela pour chaque rang harmonique jusqu'au rang 50. L'augmentation du THD doit être inférieure à 0.3 %.

  Pour une installation dont la puissance totale est inférieure à 500 MW (quel que soit le nombre de pôles), ces limites pourraient être revues à la baisse, donc plus contraignantes.

  Le THD est calculé conformément à la CEI 61000-3-6 :

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{H}\left(\frac{Q_h}{Q_1}\right)^2}$$

  avec :
  Q1 : tension RMS du fondamental
  Qh : tension harmonique RMS du rang h
  h : rang harmonique
  H : rang harmonique max = 50

- Harmoniques : Prise en compte des tensions harmoniques sur le RPT

  Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

  Pour la conception de la station, [nom Client] doit prendre en compte dans la conception de sa station de conversion la potentielle augmentation des tensions harmoniques au poste de raccordement pendant la durée de vie de la station de conversion. A titre indicatif, les taux de tensions harmoniques ne devraient pas dépasser les valeurs dans le tableau ci-dessous:

Harmoniques impairs				Harmoniques pairs	
non multiples de 3		multiples de 3			
Rang	Seuils	Rang	Seuils	Rang	Seuils
5 et 7	4%	3	4%	2	3%

11 et 13	3%	9	2%	4	2%
17 et 19	2%	15 et 21	1%	6 à 24	1%
23 et 25	1,5%				

Avec un taux global maximal τg max ne dépassant pas 6 %.

- Prise en compte de la séquence inverse maximale de la tension alternative :

  Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

  La conformité aux exigences relatives aux harmoniques (tensions et courants) doit être garantie pour une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR de 1%.
  La liaison doit par ailleurs être capable de rester connectée et en fonctionnement stable pour des valeurs de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR jusqu'à 2%.

3.6.2 Liaison raccordée en HTB2

- A-coup de tension (lors de phases de connexion, de mise sous tension de l'installation, de mise en service de la liaison ou en exploitation), les perturbations induites par le réseau AC ne sont pas à considérer : amplitude max= 3 %
- Papillotement : Pst_{max} = 1
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 1 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux transitant dans la liaison de raccordement au réseau de transport $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_C}$

  Où
  Uc est la valeur de la tension nominale au point de raccordement
  S est la valeur minimum entre :
  - La puissance apparente maximum de la liaison (MVA)
  - 5% de la puissance de court-circuit normée au point de raccordement

  k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	kn (%)	Rangs pairs	kn (%)
3	6,5	2	3
5 et 7	8	4	1,5
9	3	>4	1
11 et 13	5		
>13	3		

Taux global max : $\tau_{g\ max}$ = 8 %

- Harmoniques : tensions harmoniques générées par la station de conversion

  Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

  Le fonctionnement d'une installation, de puissance P_{max} supérieure ou égale à 500 MW (quel que soit le nombre de pôles), ne doit pas engendrer une augmentation supérieure à 0,2% des tensions harmoniques préexistantes dans la zone de raccordement, cela pour chaque rang harmonique jusqu'au rang 50. L'augmentation du THD doit être inférieure à 0.3 %.

  Pour une installation dont la puissance totale est inférieure à 500 MW (quel que soit le nombre de pôles), ces limites pourraient être revues à la baisse dans le cahier des charges des capacités constructives.

  Le THD est calculé conformément à la CEI 61000-3-6 :

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{H}\left(\frac{Q_h}{Q_1}\right)^2}$$

avec :
Q1 : tension RMS du fondamental
Qh : tension harmonique RMS du rang h
h : rang harmonique
H : rang harmonique max = 50

- Harmoniques : Prise en compte des tensions harmoniques sur le RPT

  Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

  Pour la conception de la station, [nom Client] doit prendre en compte dans la conception de sa station de conversion la potentielle augmentation des tensions harmoniques au poste de raccordement pendant la durée de vie de la station de conversion. A titre indicatif, les taux de tensions harmoniques ne devraient pas dépasser les valeurs dans le tableau ci-dessous :

Harmoniques impairs				Harmoniques pairs	
non multiples de 3		multiples de 3			
Rang	Seuils	Rang	Seuils	Rang	Seuils
5 et 7	4%	3	4%	2	3%
11 et 13	3%	9	2%	4	2%
17 et 19	2%	15 et 21	1%	6 à 24	1%
23 et 25	1,5%				

  Avec un taux global maximal τg max ne dépassant pas 6 %.

- Prise en compte de la séquence inverse maximale de la tension alternative :

  Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

  La conformité aux exigences relatives aux harmoniques (tensions et courants) doit être garantie pour une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR de 1%.
  La liaison doit par ailleurs être capable de rester connectée et en fonctionnement stable pour des valeurs de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR jusqu'à 2%.

3.6.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées

Si la puissance de court-circuit du RPT au point de raccordement est inférieure à 1500 MVA en HTB2, à 7000 MVA en HTB3, les limites de perturbations de tension pour **à-coup, papillotement et déséquilibre** indiquées ci-dessus seront modifiées par RTE, en les multipliant par le rapport entre la valeur de puissance de court-circuit de référence correspondante indiquée ci-dessus et la puissance de court-circuit effectivement fournie par le RPT au PDR et donnée par RTE.

Références :

- Code HVDC [1] art. 21, art. 24 et art. 28
- Arrêté [2] art. 97, art. 99 et art. 100,
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.7 Insertion dans le réseau existant

Compte tenu de la proximité électrique entre les [nombre liaisons] liaisons et d'autres équipements du réseau (autres liaisons HVDC, groupes de production, etc.), l'insertion dans le réseau de la (chaque) liaison doit se faire en garantissant la non-apparition d'effets négatifs ou déstabilisants sur les installations préexistantes.

Des études de risques d'interactions devront être réalisées en amont par [nom Client] avec le maximum des données dont il dispose, afin de vérifier qu'aucun effet négatif n'est induit par le raccordement de la (des) liaison(s). Ces études d'interactions devront être livrées à RTE avant la phase EON. Si nécessaire, RTE lui fournira des modèles génériques pour les ouvrages qui ne lui appartiennent pas.

Si des effets négatifs sont détectés, RTE et [nom Client] devront définir des solutions techniques pour pallier ces effets. A cette fin, [RTE / nom Client] effectuera des études détaillées avec les modèles à jour fournis par [nom Client / RTE] (cf. §3.10.2).

Les études finales d'insertion seront réalisées par RTE avec une réplique exacte du contrôle-commande de la (chaque) liaison fournie par [nom Client] (cf. §3.10.3).

Le propriétaire du système HVDC doit concevoir un contrôle-commande capable d'amortir les oscillations torsionnelles hyposynchrones dans le contrôle de la station de conversion. Les études d'oscillations torsionnelles hyposynchrones seront réalisées par [RTE / Propriétaire]. Quelle que soit l'entité qui réalise les études, la participation du Client concerné sera nécessaire pour l'analyse des résultats. La validation de ce contrôle est réalisé dans la fiche E2.

Concernant les oscillations de puissance, le système de contrôle-commande du système HVDC ne doit pas dégrader leur amortissement. Il doit aussi prévoir un contrôle-commande capable d'amortir les oscillations de puissance dans les réseaux en courant alternatif auxquels il est raccordé, en agissant sur sa puissance active et/ou réactive (POD-P et POD-Q), pour des fréquences comprises dans la plage 0.1-2 Hz. La validation de ce contrôle est réalisé dans la fiche I13.

Si des résultats de stabilité en petits mouvements montrent le besoin d'activer cette fonction dès la mise en exploitation de l'installation, des itérations entre RTE et le propriétaire seront nécessaires pour convenir sur le choix de paramètres pertinents. L'efficacité de la solution proposée sur le modèle complet du réseau européen sera vérifiée par RTE suite à la fourniture du modèle détaillé du système HVDC (cf. §3.10.1).

RTE devrait être en mesure d'activer et de désactiver (à partir de l'IHM) ces contrôles (hyposynchrones, POD-P et POD-Q) pendant la durée de vie du système de transmission HVDC.

Les principaux paramètres de ces contrôles devront être accessibles et réglables par [nom Client] à la demande de RTE. Pour ces principaux paramètres configurables, le propriétaire du système HVDC peut spécifier une plage de valeurs limites qui garantit les performances du système de transmission HVDC.

Pour l'exploitation définitive, le délai de modification de ces principaux paramètres est fixé en concertation avec [nom Client] dans la convention d'exploitation.

Références :

- Code HVDC [1] art. 29, 30, 31, 54 et 56
- Arrêté [2] art. 101, art. 102
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.8 Gestion des priorités des protections et des modes de régulation

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Les équipements de la (chaque) liaison doivent respecter l'ordre de priorité des protections et des modes de régulation suivants, dans l'ordre décroissant de priorité:

1- Système de protection du réseau et système de protection de la liaison;
2- Ordres d'urgence (tels que définis dans les §3.2.3 et 3.2.4);
3- Fonction de blocage des modifications de puissance active – Stop ramping (§ 3.2.6.1) ;
4- Ordres de l'opérateur de RTE;
5- Fonction de gel (§ 3.2.6.2) ;
6- Activation d'une modification de puissance lors de régime exceptionnel de fréquence - LFSM (§.3.3.7.2);
7- Contribution au réglage primaire de fréquence – FSM (§.3.2.7.1);
8- Respect des pentes de variation en régime normal;

Lorsqu'il est activé, tout mode bloque les modes de priorité inférieure. Les modes de priorité supérieure peuvent toujours être activés, si les conditions d'activation sont remplies.

Si les conditions d'activation du niveau supérieur ne sont plus remplies, alors la fonction de niveau inférieur retrouve son état initial.

Les ordres de priorités doivent pouvoir être paramétrés par le Gestionnaire de réseau.

Références :

- Code HVDC [1] art. 35
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.9 Echanges d'informations

Les informations données dans ce chapitre font l'objet de précisions dans le « cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE de l'installation ».

3.9.1 Transmission d'ordres à exécution rapide

L'installation doit être équipée d'un équipement permettant aux centres de conduite de RTE de lui communiquer des instructions destinées à mettre en œuvre des modifications du régime de fonctionnement dans le but d'assurer la sécurité et la sûreté du RPT et la qualité de son fonctionnement.

A ce titre, l'installation acquiert les instructions émises par RTE lors de situations exceptionnelles (ordres de sauvegarde), via un système spécifique, à définir par RTE. L'éventail des messages susceptibles d'être reçus par [nom Client] et la conduite à tenir à leur réception sont définis dans le Protocole opérationnel tripartite.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3] art. 4.7.3 « Echange d'informations et système de téléconduite pour les installations des systèmes HVDC ».

3.9.2 Nature des informations échangées

L'installation doit être dotée des équipements nécessaires pour pouvoir communiquer en permanence à RTE des informations relatives à l'exploitation de la (chaque) liaison et de recevoir de la part de RTE des commandes d'exploitation devant être exécutées par la (chaque) liaison.

Informations générales

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
U.PROD	TM	La tension composée au PDR (avec une résolution minimale de 0,1% de la valeur nominale Un)		kV	[0,7Usn ; 1,3Usn]
P.PROD	TM	Puissance active au PDR de la liaison	La valeur de P peut être négative (soutirage)	MW	[-110% Pmax; 110% Pmax]
Q.PROD	TM	Puissance réactive au PDR de la liaison		MVAR	[-Pmax ; +Pmax]
DJ.HT	TS	Etat du disjoncteur (ouvert/fermé) propriété de [nom Client] et situé sur la liaison de raccordement			

Informations relatives au réglage de la tension : réglage primaire de tension

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
NUM PRISE	TM	Numéro de la prise en cours du régleur en charge du transformateur principal			[0 ; nbre prise max]
U.CONS	TM	Consigne U_{CONS} (résolution mini. de 0,1% de Un) appliquée au régulateur primaire de tension de la liaison	Mesure (lissée) par régulateur primaire de tension	kV	[0,7Usn ; 1,3Usn]
BUT.UQ-	TS	Atteinte d'une ou plusieurs limites du diagramme U/Q Nota : un mécanisme d'hystérésis associé à une temporisation d'entrée et de sortie de limitations, sera mis œuvre pour éviter des battements de ces télésignalisations.	Indique un blocage à la baisse du réglage de tension sur la liaison		
BUT.UQ+	TS		Indique un blocage à la hausse du réglage de tension sur la liaison		

Informations relatives au réglage de la tension : réglage secondaire de tension

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
UREF.RST	TVC	Commande UREF (résolution mini. de 0,1% de Un)	Tension de consigne à appliquer à chaque régulateur primaire de tension (consigne émise de manière récurrente)	kV	[0,7Usn ; 1,3Usn]
PART.RST	TS	Liaison asservie au RST (En ou Hors RST)	Commutateur positionné par le Client signalant l'état de participation de la liaison au RST		

Informations relatives à la modulation de puissance active : automates (run up, run back)

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
APE.TC	TC	activation d'un automate APE (run up, run back)			
DESEL.TC	TC	désactivation d'un automate APE (run up, run back)			

Libellé court	Info	Description Sous fonction	Usage	Unité Physique	Plage
APE.ACT **Côté français**	TS	APE Activé			
APE.ACT **Côté [autre pays concerné]**	TS	APE Activé			
MODE1.TC	TC	Passer l'APE en mode P			
MODE1	TS	APE configuré en mode P			
MODE2.TC	TC	Passer l'APE en mode delta P			
MODE2	TS	APE configuré en mode delta P			
MODE3.TC	TC	Passer l'APE en mode limite de puissance active			
MODE3	TS	APE configuré en mode limite de puissance active			
DP.TVC	TVC	Consigne de modification de la puissance active par automate APE ("run up, run back")	Paramétrage du delta de puissance active pour un APE (run up/run back)	MW	[-2 Pmax ; +2 Pmax]
DELTA.P	TM	Retour de consigne de DP.TVC		MW	[-2 Pmax ; +2 Pmax]
P.TVC	TC TVC	Consigne de modification de la puissance active par automate APE ("run up, run back")	Paramétrage de la valeur de consigne de la puissance active pour un APE (run up/run back)	MW	[-2 Pmax ; +2 Pmax]

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
PCONS	TM	Retour de consigne de P.TVC		MW	[-2 Pmax ; +2 Pmax]
PMAX.TVC	TVC	Limitation de la puissance active Pmax injection par automate APE ("run up, run back")	Paramétrage de la limitation de puissance active pour un APE (run up/run back)	MW	[-2 Pmax ; +2 Pmax]
PMAX.CON	TM	Retour de consigne de PMAX.TVC		MW	[-2 Pmax ; +2 Pmax]
PMIN.TVC	TVC	Limitation de la puissance active Pmax soutirage par automate APE ("run up, run back")	Paramétrage de la limitation de puissance active pour un APE (run up/run back)	MW	[-2 Pmax ; +2 Pmax]
PMIN.CON	TM	Retour de consigne de PMIN.TVC		MW	[-2 Pmax ; +2 Pmax]
APE **Côté français**	TC TS	Mise en/hors service de l'APE (⇔ armement)			
APE **Côté [autre pays concerné]**	TS	Mise en/hors service de l'APE (⇔ armement)			

Informations relatives à la modulation de puissance active : annulation ou inversion du transit

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
TVC.BP1	TC	**Ordre** d'annuler le transit dans la liaison			
TVC.BP2	TC	**Ordre** d'inverser le transit dans la liaison			

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
TVC1	TS	Transit **annulé**			
TVC2	TS	Transit **inversé**			

Informations relatives à la modulation de puissance active : fonction de blocage des variations de puissance active (stop ramping)

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
P.FIGEE	TC TS	**Ordre** de bloquer/débloquer les variations de puissance active ("stop ramping") et TS en retour			
P.FIGEE ***Côté [autre pays concerné]***	TS	Réception d'un ordre de blocage des variations de puissance par le côté [autre pays concerné] (« stop ramping » côté [autre pays concerné]) (ES/HS)			

Informations relatives à la modulation de puissance active : fonction de gel (Stop Frequency Controls)

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
FCT.GELP ***Côté [autre pays concerné]***	TS	Gel de puissance en cours côté [autre pays concerné] de la liaison			
FCT.GELP ***Côté français***	TS	Gel de puissance en cours côté français de la liaison			
GELP ***Côté [autre pays concerné]***	TC TS	Envoi d'un ordre de gel au côté [autre pays concerné] de la liaison (French « Stop Frequency Controls» P.GELEE) (en service / hors service)			

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
GELP ***Côté français***	TC TS	Envoi d'un ordre de gel au côté français de la liaison ([autre pays concerné] « Stop Frequency Controls» P.GELEE) (en service/hors service)			

Informations relatives à la modulation de puissance active : mode FSM

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
RES.P+	TM	Volume en MW réservé par RTE au titre de la contribution à l'échange de réserve (réglage primaire) : Rp hausse		MW	[0; Pmax]
RES.P-	TM	Volume en MW réservé par RTE au titre de la contribution à l'échange de réserve (réglage primaire) : Rp baisse		MW	[0; Pmax]
ECART.P	TM	Ecart de puissance active par rapport au programme physique induit par une fonction de réglage de fréquence (FSM ou LFSM) activée côté français ou [autre pays concerné], vue du PDR français		MW	[-Pmax ; +Pmax]
PPENTE	TM	[Le cas échéant] : pente s1		%	[3 ; 12]
F.CONS	TM	[Le cas échéant] : fréquence de consigne fn		Hz	[47 ; 52]
F.PROD	TM	Fréquence mesurée au PDR de la liaison précision requise : 1/100ème de Hertz		Hz	[47 ; 52]
FSM ***Côté français***	TC TS	Mise En ou Hors service de la fonction FSM côté français et TS de retour de commande			
FSM ***Côté [autre pays concerné]***	TS	Mise En ou Hors service de la fonction FSM côté [autre pays concerné]			

Informations relatives à la modulation de puissance active : mode LFSM

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
LFSM ***Côté français***	TC TS	Commande et Confirmation de mise en veille de la modulation de puissance en régime exceptionnel côté français (French LFSM) (en veille/ pas en veille)			
LFSM.TM1	TM	Seuil f1 de déclenchement de la modulation de puissance en régime exceptionnel (LFSM-O) côté français		Hz	[50.2; 50.5]
LFSM.TM2	TM	Seuil f2 de déclenchement de la modulation de puissance en régime exceptionnel (LFSM-U) côté français		Hz	[48.5 ; 49.9]
LFSM ***Côté [autre pays concerné]***	TS	Etat de la modulation de puissance en régime exceptionnel côté [autre pays concerné] (LFSM côté [autre pays concerné]) (en veille/ pas en veille)			
LFSM.ACT ***Côté français***	TS	Activation de la modulation de puissance en régime exceptionnel côté français (French LFSM) (activé/désactivé)			
LFSM.ACT ***Côté [autre pays concerné]***	TS	Activation de la modulation de puissance en régime exceptionnel côté [autre pays concerné] (LFSM côté [autre pays concerné]) (activé/désactivé)			

Informations relatives à la fonction injection de courant réactif

Libellé court	Info	Description **Sous fonction**	Usage	Unité Physique	Plage
FCT.FFCd-	TS	Mise en service de la fonction injection de courant réactif direct en sous-tension (fast fault current) (en service / hors service)			
FCT.FFCd+	TS	Mise en service de la fonction injection de courant réactif direct en sur-tension (fast fault current) (en service / hors service)			
FCT.FFCi	TS	Mise en service de la fonction injection de courant réactif inverse (fast fault current) (en service / hors service)			

Libellé court	Info	Description Sous fonction	Usage	Unité Physique	Plage
DELTA.IQ1+	TM	Valeur maximum capacitive ΔIq1 : ΔIq1+		pu	[0; 2]
DELTA.IQ1-	TM	Valeur maximum inductive ΔIq1 : ΔIq1-		pu	[-2 ; 0]
IQ2-	TM	Valeur maximum inductive de Iq2 : Iq2-		pu	[-1 ; 0]

Informations relatives aux contrôles des oscillations de puissance et des oscillations torsionnelles hyposynchrones

Libellé court	Info	Description Sous fonction	Usage	Unité Physique	Plage
FCT.PODP	TS/TC	Mise en service du contrôle des oscillations de puissance active (POD-P)			
FCT.PODQ	TS/TC	Mise en service du contrôle des oscillations de puissance réactive (POD-Q)			
FCT.HYP	TS/TC	Mise en service du contrôle des oscillations torsionnelles hyposynchrones			

Informations de surveillance de l'installation

Libellé court	Info	Description Sous fonction	Usage	Unité Physique	Plage
DT.AMU.E	TS	Signale un ordre d'ouverture du disjoncteur sur la liaison de raccordement par le dispositif de type automate à manque de tension (DT.AMU c.f § 3.4.1)			
AMU.E	TS	Etat de fonctionnement du dispositif de type automate à manque de tension : en service ou hors service (AMU ES/HS)			

Libellé court	Info	Description Sous fonction	Usage	Unité Physique	Plage
DT.RSO	TS	Signale l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété de [nom Client] et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction du réseau RTE (DT.RSO)			
DT.PROD	TS	Signale l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété de [nom Client] et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction de la liaison (DT.PROD)			

Informations « reconstitution réseau»

Libellé court	Info	Description Sous fonction	Usage	Unité Physique	Plage
TR.DISPO (= ex TS1)	TS	Liaison disponible pour les besoins du Réseau Public de Transport	Indique que la liaison est prête au renvoi sur le Réseau Public de Transport (renvoi de tension, soutien, …)		

Références :

- Code HVDC [1] art. 51
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.9.3 Performances attendues pour la mise à disposition des téléinformations et la prise en compte des ordres

Les changements d'état[4] de toutes les télésignalisations mentionnées au §3.9.2, sont mis à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE en moins de 3 s. Les changements d'état des organes de coupure sont datés à 10 ms près, les autres télésignalisations le sont à 1 s près.

Les télémesures, hormis les télémesures de tension et de puissance active et réactive utilisées pour le RST et la télémesure de la valeur de l'écart de puissance active par rapport au programme physique, sont élaborées soit cycliquement avec une période maximale de 10 s soit sur changement de valeur avec seuil et mises à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE en moins de 10 s à compter de leur captation.

Les dispositions de maintien en conditions opérationnelles des équipements installés sur le site de l'installation doivent permettre de garantir une disponibilité des informations au moins égale à 99,3 % (taux de disponibilité annuel).

4 Dans tout ce qui suit, on appelle "changement d'état" l'acquisition par l'équipement de téléconduite local d'une boucle sèche matérialisant l'ouverture ou la fermeture d'un contact.

La précision des capteurs de mesure, distincts des dispositifs de comptage est au moins égale à 0,5 % (classe 0,5) dans les conditions fixées par la norme NF EN 60688 et ses additifs de 1999 et 2001.

Les modifications des consignes de puissance, dues à l'action des régulateurs de fréquence-puissance sont appliquées à la liaison dans un délai < 10 s à compter de la réception des instructions (niveaux) par la liaison.

Les modifications des consignes de tension ou de niveau RST, dues à l'action du téléréglage de tension sont appliquées à la liaison dans un délai ≤ 1 s à compter de la réception des consignes par la liaison, en appliquant les limitations de vitesse et de plage définies au § 3.1.4.1.

Les télémesures de tension et de puissances active et réactive et la valeur de l'écart de puissance active par rapport au programme physique sont élaborées cycliquement avec une période maximale de 5 secondes et mises à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE en moins de 10 secondes à compter de leur captation.

Avant d'être mise à disposition à l'interface, ces mesures doivent avoir été filtrées afin de rejeter les fréquences supérieures à 0,05Hz.

Références :

- Code HVDC [1] art. 51
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.9.4 Modalités et protocoles d'échange

Tous les messages échangés entre l'installation et le centre de conduite de RTE s'effectuent en utilisant les services du protocole IP (Internet Protocol). Ces messages sont structurés selon leur nature :

- les informations de téléconduite (télémesures, télésignalisations, ainsi que les consignes de téléréglage) sont transmises par paquets structurés en respectant les formats de la norme internationale CEI 60870-5-104 ;

  Nota : les informations relatives aux programmes de fonctionnement des liaisons sont échangées via les réseaux publics de communication, elles ne sont pas dans le périmètre du présent cahier des charges.

- les ordres de sauvegarde sont spécifiés dans la note d'échange technique, annexée à la convention d'exploitation bilatérale;

Références :

- DTR [3] article 4.7. 3 « Echange d'informations et système de téléconduite pour les systèmes HVDC».

3.10 Modèles de simulation

[nom Client] doit fournir à RTE, dans les différentes étapes du projet, deux types de modèles de simulation du système HVDC : un modèle pour les transitoires électromécaniques et un modèle pour les transitoires électromagnétiques.

Afin de pouvoir réaliser des études en amont du raccordement de la liaison, [nom Client] doit a minima fournir à RTE les données suivantes :

- Des modèles préliminaires au plus tard **1 an** avant la mise sous tension de l'installation (EON). Ils doivent inclure la dernière version du système de contrôle commande et de protection, approuvé par RTE, à la fin des études de conception, ainsi que l'ensemble des données électriques de tous les composants constituants l'installation pour une modélisation EMT.
- Des modèles intermédiaires au plus tard 1 mois avant la mise sous tension de l'installation (EON). Ils constituent une mise à jour de la première livraison intégrant les modifications suites aux essais usine du contrôle commande. Une comparaison avec les résultats des essais est requise.

Il est possible que des formats spécifiques de modèles soient demandés en fonction de la date de mise en service du projet concerné, sous réserve d'accord entre les parties.

De plus, le propriétaire devra s'accorder sur un planning avec RTE pour assurer l'intégration et la validation des modèles dans ses outils industriels. Il doit aussi fournir à RTE un engagement de garantir la livraison des mises à jour des modèles des systèmes de contrôle commande et de protection pendant toute la durée de vie de l'installation. L'objectif est d'avoir des modèles toujours fidèles à l'installation sur site.

3.10.1 Modèle de type "phaseur"

Lorsque RTE développe les modèles de simulation dans ses outils de référence, [nom Client] doit fournir toutes les données nécessaires à cette implémentation.

[nom Client] devra fournir un diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs avec les valeurs de tous les paramètres utilisés, incluant une description du système physique, ses boucles de réglages et des limitations qui ont un impact sur la dynamique lente du réseau (transitoires électromécaniques, >1ms). L'état de l'installation (veille, marche, arrêt, etc.), grandeurs électriques (puissance active, puissance réactive, tensions et courants continus et alternatifs), paramètres du contrôle-commande (gains, retards, filtres et paramètres, limites hautes/basses, saturations, seuils, etc.), état de chaque élément des fonctions de protection doivent être observables.

Le modèle de type phaseur doit permettre de représenter fidèlement le comportement de la liaison pour des défauts symétriques et dissymétriques. [nom Client] doit en apporter la preuve par des comparaisons de simulations des situations équivalentes dans les outils phaseur et EMT avec les modèles utilisés dans la phase d'étude dynamique (version finale). La livraison du modèle phaseur utilisé par le constructeur pour réaliser ses simulations peut être est requise.

Références :

- Code HVDC [1] art. 54
- Arrêté [2] art. 102
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.10.2 Modèle détaillé sous EMT

Exigences générales sur les modèles EMT

Un ensemble de paramètres du système de contrôle commande et de protection doit être accessible. La liste de ces paramètres doit être identique aux paramètres principaux disponibles aux opérateurs sur site à travers l'IHM du système HVDC.

Exigences détaillées pour les modèles de type EMT (transitoires électromagnétiques)

EMTP et HYPERSIM sont les outils privilégiés par RTE mais RTE n'impose pas à [nom Client] de fournir les modèles dans ces logiciels.

RTE est en charge du développement des modèles EMT pour la simulation à temps différé et temps réel. Ces développements de modèles seront réalisés à partir des données fournies par [nom Client].

Deux types de données peuvent être identifiés :

- **Les données électriques détaillées de tous les équipements** installés dans les stations de conversion et les liaisons électriques AC et DC appartenant à l'installation. Il s'agit des données pertinentes pour la modélisation et l'étude des transitoires électromagnétiques de l'installation complète.
- **Un ou des modèles numériques des systèmes de contrôle et de protection**.

En plus de ces données, la livraison d'un modèle PSCAD est requise si cet outil de simulation est utilisé pour les études de conception et de tests de l'installation à courant continu.

Les deux types de données sont décrits plus précisément ci-dessous.

Les données électriques détaillées de tous les équipements

Tous les composants Haute Tension avec leurs caractéristiques doivent être décrits dans un document (transformateurs, filtres, semi-conducteurs, capacités, disjoncteurs, inductances, résistances, câbles/lignes AC, câbles/lignes DC…) afin de permettre une modélisation de type EMT. Ces caractéristiques doivent être associées à un schéma unifilaire de l'installation complète pour que RTE puisse construire un modèle EMT de l'installation dans ses logiciels EMT (EMTP et HYPERSIM). Ces

données peuvent être fournies sous la forme d'un fichier de simulation dans le logiciel PSCAD si ce logiciel est utilisé dans les études de conception de l'installation.

Les modèles numériques des systèmes de contrôle et de protection

Ces modèles détaillés doivent être une représentation du contrôle commande et de toutes les protections des convertisseurs et des parties DC. Ils peuvent être fournis sous la forme de "boîtes noires", c'est-à-dire de code compilé (bibliothèques statiques ou dynamiques). Ces composants doivent fonctionner avec un pas de temps fixe paramétrable lors de l'appel du modèle, au même titre que les paramètres du contrôle. Ils devront pouvoir s'interfacer avec des codes développés en C, C++ ou FORTRAN et être indépendant des outils de développement ou de simulation utilisés par [nom Client]. Si ces composants nécessitent des licences particulières, elles seront fournies par [nom Client] à RTE. Ces composants doivent pouvoir être interfacés sous les environnements Windows et Linux.

RTE sera responsable de l'intégration de ces composants dans les outils de simulation EMTP et HYPERSIM.

La procédure de validation de ces modèles est écrite dans les fiches E1 et E7 (cas tests, base de validation venant des essais dynamiques en simulation ou lors des essais usine).

Ces modèles de systèmes de contrôle et de protection devront être générés à partir de l'outil utilisé pour réaliser la conception de ces systèmes ou directement générés à partir du code source des logiciels intégrés aux systèmes installés sur site.

Deux exemples sont donnés ci-dessous à titre illustratif :

- Si les systèmes de contrôle et de protection ont été conçus avec le logiciel PSCAD, alors l'interface PSCAD/EMTP pourra être utilisée pour générer le modèle "boîte noire". RTE peut proposer un appui technique sur les solutions pour l'intégration dans HYPERSIM.
- Si les systèmes de contrôle commande et de protection ont été conçus avec le logiciel Matlab/Simulink alors les interfaces Simulink/EMTP et Simulink/HYPERSIM pourront être utilisées pour importer le modèle directement sous forme de "boîte noire".

La première livraison de ce modèle est une version préliminaire qui sera utilisée uniquement pour tester la compatibilité du modèle avec les logiciels EMTP et HYPERSIM.

Description des livrables

Les livrables doivent inclure :

- La version finale des modèles de systèmes de contrôle commande et de protection. Cette version finale doit être approuvée par RTE sur la base des comparaisons avec les résultats des essais usine du contrôle commande. Cette validation sera documentée dans un rapport.
- La version finale du modèle PSCAD, si ce logiciel est utilisé pour concevoir l'installation.
- Une documentation des modèles en anglais ou en français. Les interfaces entre le modèle des systèmes de contrôle commande et de protection seront documentées.
- Une formation de 3 jours pour 5 ingénieurs maximum de RTE dans les locaux du constructeur afin de prendre en main les modèles EMT.

Références :

- Code HVDC [1] art. 54
- Arrêté [2] art. 102
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

3.10.3 Répliques du contrôle commande de la (chaque) liaison

Pour chacune des [nombre liaisons] liaison(s) :

Dans le cadre de ses relations contractuelles avec le fournisseur des stations de conversion à courant continu, [nom Client] doit prévoir la fourniture à Rte d'une réplique des systèmes de contrôle-commande et des protections de la liaison à des fins d'études de réseau.

Les spécifications de cette réplique, sont transmises par RTE à [nom Client] qui les prendra en compte lors de sa consultation des fournisseurs pour les stations de conversion. [nom Client] accepte que des relations directes entre RTE et son fournisseur soient établies pour la mise au point des répliques.

La validation du comportement des répliques, lors des essais usine des répliques chez le constructeur ainsi que lors de sa mise en service dans le laboratoire de RTE sera basée sur la fiche E8.

Pour un système HVDC donné, les répliques du contrôle commande de cette installation doivent être fonctionnelles dans le laboratoire de RTE **a minima 4 mois** avant la première mise sous tension (EON). Cette période de 4 mois permet à RTE de réaliser les études dynamiques et de minimiser le risque d'interactions indésirables entre ces installations et le Réseau Public de Transport. La validation se fera sur la base d'une comparaison avec les essais usine du vrai contrôle commande.

Références :

- Code HVDC [1] art. 54 et art. 57
- Arrêté [2] art. 102
- DTR [3] – article 5.1.3 Exigences applicables aux systèmes HVDC

4. FICHES DE CONTROLE AVANT L'ACCES DEFINITIF AU RESEAU

Les contrôles avant la mise en service sont réalisés à l'aide des fiches présentes en annexes 3, 4 et 5 du présent cahier des charges (cf. chapitre 4 de la convention de raccordement – conditions particulières caractéristiques et performances de l'installation).

Liste des fiches de contrôle

Etape 1 (annexe 3) : Contrôles à réaliser avant la première mise sous tension

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle
E1	Validation des modèles préliminaires	Simulations
E2	Oscillations torsionnelles hyposynchrones	Simulations
E3	Liste des données	Information
E4	Qualification des matériels électriques	Information
E5	Conformité du système de protection	Information
E6	Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information	Information
E7	Validation de modèles intermédiaires	Simulation et essais usine
E8	Validation du comportement des répliques du contrôle-commande	Essais usine

Etape 2 (annexe 4) : Contrôles à réaliser avant le premier transfert d'énergie

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle
I1	Capacité constructive en réactif	Essais usine
I2	Tenue de la liaison aux creux de tension et surtensions	Essais usine
I3	Performance dynamique sur creux de tension et surtension	Essais usine
I4	Reconstitution du réseau et contribution au maintien d'un réseau séparé	Simulation ou essais usine
I5	Annulation et inversion du transit de puissance active	Essais usine
I6	Résolution de contraintes de transit	Essais usine
I7	Ordre de priorité	Essais usine
I8	Blocage des modifications de puissance	Essais usine
I9	Qualité de fourniture : harmonique	Simulations
I10	Performance de la modulation de puissance active	Essais usine
I11	Performance de la régulation primaire de tension	Essais usine
I12	Performance de la liaison face à de battements de tension propres à la perte de synchronisme d'un groupe proche	Sera défini ultérieurement
I13	Performance du POD face à des oscillations de puissance dans le réseau AC	Sera défini ultérieurement

Etape 3 (annexe 5) : Contrôles à réaliser lors de la période d'essais

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle
F1	Test des systèmes dédiés aux échanges d'information	Essai réel
F2	Connexion au réseau	Essai réel
F3	Qualité de fourniture	Essai réel
F4	Modulation de puissance active (points de consigne et rampes)	Essai réel
F5	Contribution au réglage de fréquence (FSM)	Essai réel
F6	Réglage primaire de tension et capacité en réactif	Essai réel
F7	Réglage secondaire de tension commandé en Uref	Essai réel
F8	Réglage secondaire de tension commandé en Uref - test de performance	Essai réel
F9	Comportement en régimes exceptionnels de fréquence LFSM-O	Essai réel

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle
F10	Comportement en régimes exceptionnels de fréquence LFSM-U	Essai réel
F11	Redémarrage rapide	Essai réel
F12	Automate à manque de tension	Essai réel
F13	Résolution de contraintes de transit	Essai réel

5. REFERENCES

[1] REGLEMENT (UE) 2016/1447 DE LA COMMISSION du 26 août 2016 établissant un code réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu

[2] Arrêté du XXX relatif à la mise en œuvre, en matière de raccordements aux réseaux électriques, des codes de réseaux prévus à l'article 6 du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

[3] Documentation Technique de Référence en vigueur à la date d'envoi de la PTF.

6. LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Description du système de test

ANNEXE 2 : Définitions des caractéristiques de la réponse à un échelon

ANNEXE 3 : Informations et simulations à fournir avant la première mise sous tension (Etape 1)

ANNEXE 4 : Simulations et essais usine à réaliser avant le premier transfert d'énergie (Etape 2)

ANNEXE 5 : Essais à valider avant l'accès au réseau définitif (Etape 3)

ANNEXE 1 : DESCRIPTION DU SYSTEME DE TEST

La plupart des tests de performances décrits dans les annexes 3 et 4 sont basés sur des modèles de réseau simplifiés. La description de ces modèles est donnée ci-dessous :

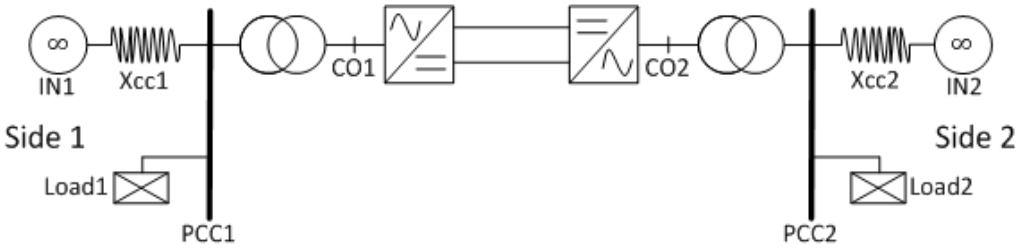


Figure 1 : Modèle avec 2 nœuds infinis côté AC

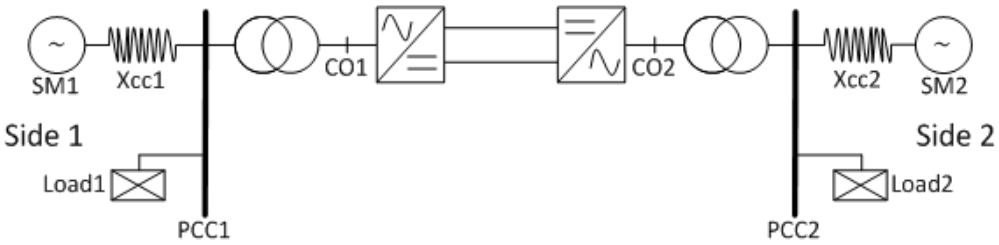


Figure 2 : Modèle avec 2 machines synchrones côté AC

- PCC1 : point de connexion côté RTE. Correspond au PDR
- PCC2 : point de connexion à l'autre extrémité de la liaison HVDC
- La liaison HVDC relie PCC1 et PCC2 par l'intermédiaire des transformateurs (le cas échéant), des convertisseurs et de la liaison DC. CO1 et CO2 sont les nœuds électriques côté convertisseurs.
- Le réseau est représenté soit par 2 sources de tension idéales IN1 et IN2 (figure 1), soit par 2 machines synchrones (figure 2). Le choix de l'un ou de l'autre est décrit dans les fiches de test. Dans les 2 cas, le schéma inclus les réactances de court-circuit XCC1 et XCC2.
- Load1 et Load2 sont des charges

En l'absence de données dans les fiches de tests, on retiendra les valeurs suivantes (à réactualiser par projet) :

- X_{ccmin}=0.005 pu et X_{ccmax}=0.02 pu.
  Ces valeurs sont représentatives des puissances de court-circuit maximale et minimale au point de connexion côté RTE.
  La base pour le per-unitage est la suivante :
  $$Zbase = \frac{{U_n}^2}{\mathrm{SN}_{ref}}$$
- Xcc2= [valeur Xccmin provenant de la fiche E3 liste de données]
- Pour les simulations de court-circuit dissymétriques la réactance homopolaire de la source sera : X_0=Xcc
- U_n=400 kV
- SN_{ref} = 100 MVA
- Les caractéristiques des machines synchrones sont les suivantes :

  • Alternateur :
  Snalt = 160000 MVA, Pn = 150000 MW, Unalt = 400kV,
  H = 8 MW.s/MVA, Rs = 0,003 p.u., Xs = 0,18 p.u.,
  Xd = 1,09 p.u., X'd = 0,28 p.u., X"d = 0,185 p.u.,
  T'd = 11,1 s, T"d = 0,073 s, Xq = 0,65 p.u., X"q = 0,25 p.u., T"q = 0,11 s.
  - Pas de saturation prise en compte

    $$\frac{Ef}{Efn} = \frac{U_c - U_s}{Un_{alt}} \times \frac{15}{1 + 0.3p}$$

- Régulateur de tension :

- Turbine : Pn = 150000 MW,
- Régulateur turbine : $\frac{P}{Pn} = \frac{\frac{P_0}{Pn}+\frac{\Delta f}{fn}\times\frac{1}{0.2}}{1+2.5p}$
- La base de per-unitage pour la machine synchrone est : $Z_{base,alt} = \frac{{Un_{alt}}^2}{Sn_{alt}}$
- Les modèle de charge doit suivre le comportement suivant :

  $P_{Load\,i}(t) = P_{Load\,i}(t=0) * \left(\frac{U_{PCC\,i}(t)}{U_{PCC\,i}(t=0)}\right)^{\alpha}$ avec α= 1,5

  $Q_{Load\,i}(t) = Q_{Load\,i}(t=0) * \left(\frac{U_{PCC\,i}(t)}{U_{PCC\,i}(t=0)}\right)^{\beta}$ avec β= 2,5

  On considère que P et Q > 0 si la charge consomme la puissance.

Paramètres à considérer quand il n'y a pas d'indication dans la fiche de test :

- U_{IN1}=U_{IN2}=415 kV
- P_{Load1}(t=0)= P_{Load2}(t=0)=0 MW, Q_{Load1}(t=0)= Q_{Load2}(t=0)=0 MVar
- Puissance réactive fournie par le convertisseur 2 : Q_{PCC2}=0 MVar
- Les convertisseurs sont initialement en mode régulation de tension : $U_{PDR} + \lambda * Q_{PDR} = U_{cons.}$
- λ = [valeur à préciser par projet]
- ΔU1-=[valeur à préciser par projet, par défaut 0.25 p.u.]
- ΔU1+=[valeur à préciser par projet, par défaut 0.15 p.u.]
- DB1-=[valeur à préciser par projet, par défaut 0.15 p.u.]
- DB1+=[valeur à préciser par projet, par défaut 0.1 p.u.]
- ΔIq1-=[valeur à préciser par projet, par défaut 2 p.u.]
- ΔIq1+=[valeur à préciser par projet, par défaut 2 p.u.]
- ΔU2+=[valeur à préciser par projet, par défaut 0.5 p.u.]
- DB2=[valeur à préciser par projet, par défaut 0.05 p.u.]
- Iq2-=[valeur à préciser par projet, par défaut 1 p.u.]

La prise initiale du régleur en charge et la tension U_{cons} sont déterminées par ces conditions initiales.

De plus les cas suivants seront définis :

Cas	Xcc1	P_{PCC1}	Q_{PCC1}	U_{PCC1}
1	X_{cc_max}	$P_{max_injection}$	$Q_{max_soutirage}$	400
2	X_{cc_max}	$P_{max_injection}$	0	400
3	X_{cc_max}	$P_{max_soutirage}$	$Q_{max_soutirage}$	400
4	X_{cc_max}	$P_{max_soutirage}$	0	400
5	X_{cc_min}	$P_{max_injection}$	$Q_{max_injection}$	400
6	X_{cc_min}	$P_{max_injection}$	0	400
7	X_{cc_min}	$P_{max_soutirage}$	$Q_{max_injection}$	400
8	X_{cc_min}	$P_{max_soutirage}$	0	400
9	X_{cc_max}	$P_{max_injection}/2$	0	400
10	X_{cc_max}	$P_{max_soutirage}/2$	0	400

P_{PCC1} et Q_{PCC1} sont les puissances fournies par la liaison HVDC au nœud PCC1

ANNEXE 2 : DEFINITIONS DES CARACTERISTIQUES DE LA REPONSE A UN ECHELON

Les temps caractéristiques décrits sur la courbe ci-dessous sont utilisés dans les fiches de contrôle. Leurs définitions sont les suivantes :

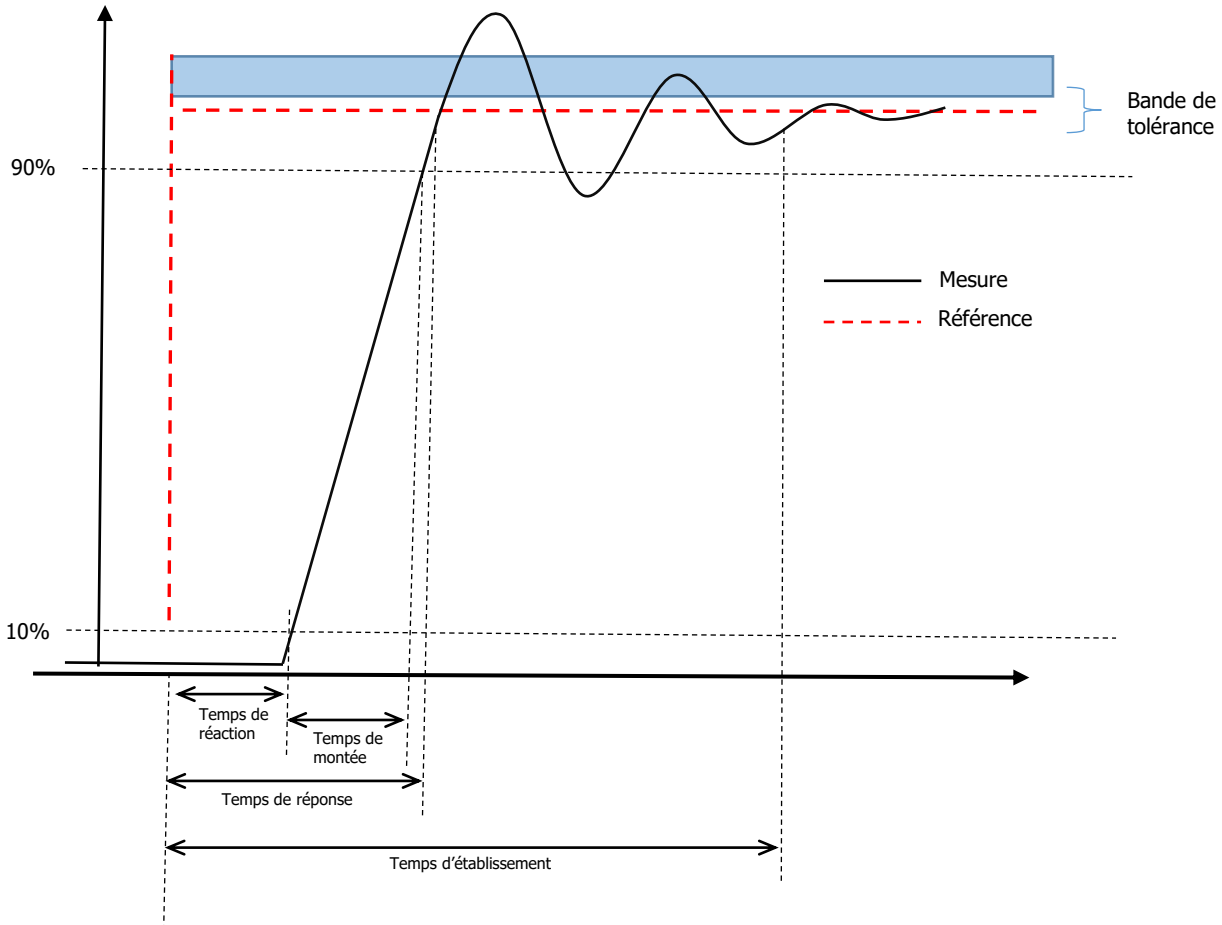
- Temps de réaction (reaction time) : durée comprise entre la variation subite d'une grandeur de commande et le moment où la variation correspondante d'une grandeur de sortie a atteint 10% de la valeur définie.

- Temps de montée (rise time) : durée comprise entre le temps de réaction et le moment où la variation correspondante d'une grandeur de sortie a atteint 90% de la valeur définie.

- Temps de réponse (response time) : durée comprise entre la variation subite d'une grandeur de commande et le moment où la variation correspondante d'une grandeur de sortie a atteint pour la première fois la bande de tolérance de la valeur définie.

- Temps d'établissement (settling time) : durée comprise entre la variation subite d'une grandeur de commande et le moment à partir duquel la variation correspondante d'une grandeur de sortie reste dans la bande de tolérance de la valeur définie

- Ecart statique : écart entre la grandeur de commande et la grandeur de sortie lorsque t->∞



ANNEXE 3 : INFORMATIONS ET SIMULATIONS A FOURNIR AVANT LA PREMIERE MISE SOUS TENSION

(ETAPE 1)

FICHE E1 : VALIDATION DES MODELES PRELIMINAIRES

Simulation
Dossier intermédiaire

Objectifs

Les modèles préliminaires fournis par [nom Client] à RTE doivent être capables de simuler le comportement de la (chaque) liaison dans les études réalisées par RTE.
Cette fiche permet à RTE de valider la pertinence des modèles préliminaires par rapport aux modèles utilisés par le constructeur dans la phase de conception du contrôle commande.

La fiche et les modèle préliminaires doivent être fournis par [nom Client] à RTE 1 an avant la date de la première mise sous tension.

Description

[Le cas échéant] : **Ce test doit être réalisé pour chaque liaison**

Le système test utilisé est celui décrit dans l'Annexe 1 Figure 1.

Fiche I 2 : Tests 1 et 2 pour cas 1.

Fiche I 3 : Tests 1 et 7 pour cas 2.

Fiche I 10 : Tests 1 et 2 pour cas 9.

Fiche I 11 : Test 4 pour le cas 4 et Test 2 pour les cas 4 et 8 (avec les 2 valeurs de λ indiquées).

Fiche I 12 : Tests 1 et 7 pour cas 2.

Pour le modèle EMT, un test additionnel montrant la séquence de démarrage doit être fourni.

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

- Pour la validation des modèles phaseur et EMT les données sont dans l'Annexe 1.
- Pour le modèle EMT un réseau plus complexe peut être fourni. Le pas de temps de la simulation devra être identique à celui de simulations effectuées par RTE dans son outil industriel.

Résultats ([nom Client] → RTE)

2 rapports indépendants doivent être fournis, pour le modèle phaseur et EMT, incluant pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Résumé de tous les tests indiquant si les critères de conformité sont respectés (oui / non / explication)
- Enregistrements et figures aux points de raccordement PCC1 et PCC2 des signaux temporels suivants, pour chacun des essais :

  Pour le modèle phaseur :
  - Puissance active et réactive
  - Grandeurs efficaces (RMS) : i) Tension phase-terre, ii) tension phase-phase, iii) courant par phase, iv) Composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire) des tensions et courants.
  - Composantes active (id) et réactive (iq) directe et inverse du courant.
  - Les consignes de régulateur primaire et secondaire de tension Uref, Ucons (kV) et le signal $U_{PDR} + \lambda * Q_{PDR}$.
  - Position initiale la prise du transformateur ainsi que les prises passées pendant le test.

  Pour le modèle EMT COMTRADE, ASCII ou tout fichier numérique qui peut être lu par un logiciel libre qui contient au moins les signaux suivants :
  - Tensions instantanées phase - terre au point de raccordement - 3 phases
  - Tension séquence positive calculée par le système de contrôle au point de raccordement.
  - Courant instantané au point de raccordement - 3 phases

- Courant séquence positive au point de raccordement
- Tensions instantanées phase 'terre du côté secondaire du transformateur du convertisseur - 3 phases
- Tension séquence positive côté secondaire du transformateur du convertisseur.
- Courant instantané sur le côté secondaire du transformateur du convertisseur - 3 phases
- Courant séquence positive côté secondaire du transformateur du convertisseur
- Puissance active mesuré au point de raccordement
- Puissance réactive mesuré au point de raccordement
- Position de l'échangeur de prises
- Courant dans le système de mise à la terre à haute impédance (s)
- Courants instantanés dans chaque demi-bras du convertisseur - 6 demi-bras
- Somme des courants de bras (positif + négatif) - 3 phases
- Tension continue côté positif
- Tension continue côté négatif
- Courant continu côté positif
- Courant continu côté négatif
- Consigne de puissance active
- Limite de puissance active max/min.
- Consigne de puissance réactive / Consigne tension AC
- Limite de puissance réactive max/min.
- Référence haute tension CC
- Courants circulaires 6 demi-bras
- Energie des modules de conversion - 6 demi -bras
- Consigne de tension des modules de conversion - 6 demi -bras
- Tensions maximales des condensateurs des modules de conversion - 6 demi -bras
- Tensions minimales des condensateurs des modules de conversion - 6 demi -bras
- Signaux de protection du convertisseur principal

Dans le 2 cas (phaseur et EMT) :

- Des figures superposant les courbes générées sur le même test par les outils phaseur et EMT de référence du constructeur doivent être fournies.
- Les enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel, .csv, par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

- Les modèles préliminaires **doivent être conformes aux modèles utilisés par le constructeur dans la phase de conception du contrôle commande**. Les courbes fournies par les constructeurs seront donc superposées avec celles générées par RTE avec ses outils de référence suite aux implémentations réalisées à partir des informations fournies par [nom Client].

Les modèles doivent au moins inclure les fonctionnalités suivantes avec des comportements statiques et transitoires proches de ceux obtenus par le constructeur dans ses outils de référence :

- Réponse de l'injection de courant réactif
- Réponse de la régulation de puissance active des 2 côtés avec représentation de la dynamique du bus DC et des pertes.
- Réponse de la régulation de la puissance réactive et du régulateur primaire de tension
- Limites et rampes statiques et dynamiques sur le courant et la puissance (active et réactive) pour toute la plage de tension
- Comportement en cas de défaut : injection du courant réactif, priorisation de réactif et retour rapide de la puissance après défaut.
- Tenue aux gabarits de creux de tension et surtension
- Comportement de la liaison lors des oscillations de puissance et battements de tension
- Blocage et déclenchement le cas échant
- Respect des capacités constructives décrites dans le § 3.1.
- Les transitions entre les différents modes de contrôle disponibles doit se faire sans à-coup.

FICHE E2 : OSCILLATIONS TORSIONNELLES HYPOSYNCHRONES

Simulation et essais
Dossier intermédiaire

Objectif
Le but est de vérifier la capacité du contrôle à amortir les oscillations torsionnelles hyposynchrones.

Conditions particulières
Les simulations doivent être mises à jour chaque fois qu'une nouvelle version du modèle est mise à disposition par le constructeur du système HVDC.
Les conditions détaillées et les paramètres d'essai doivent être adaptés ultérieurement et coordonnés entre RTE et le propriétaire du système HVDC.

Description

Modèle pour les oscillations torsionnelles hyposynchrone
Le modèle du réseau est illustré à la Figure 3:

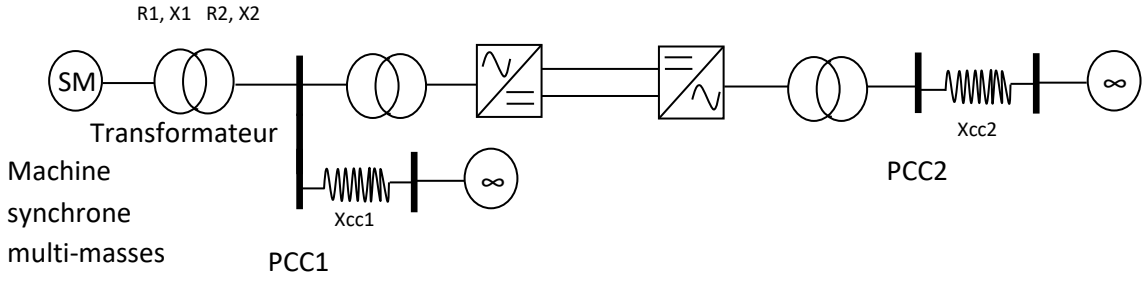


Figure 3 Modèle de réseau

- Le modèle du réseau contient :
  - Une machine synchrone multi masses avec une puissance mécanique constante et une tension d'excitatrice constante
  - Un transformateur
  - Deux réseaux AC représentés par des sources de thévenin avec une impédance, un de chaque côté de la liaison HVDC
- Le propriétaire du système HVDC doit inclure la liaison HVDC, avec les convertisseurs et les transformateurs du convertisseur, comme illustré sur la Figure 3.

Réglage des paramètres

- Tension nominale $U_n = 400\ kV$
- Fréquence réseau $f = 50\ Hz$
- La machine synchrone multi-masses produit une puissance active constante $P = 500\ MW$
- Machine synchrone multi-masses:
- Données principales
  - Nombre de pôles: 2
  - Puissance nominale : 600 MVA
  - Tension nominale: 22 kV
- Donnés électriques

Xl (p.u)	0.14
Xd (p.u)	1.65
Xd' (p.u)	0.25
Xd" (p.u)	0.2
Td' (s)	4.5
Td"0 (s)	0.04
Ra (p.u)	0.0045
Xq (p.u)	1.59
Xq' (p.u)	0.46
Xq" (p.u)	0.2
Tq'0 (s)	0.55
Tq"0 (s)	0.09

Tableau 1 Données électrique de la machine synchrone

- Données mécaniques
  - Le moment d'inertie de deux (ou plus) turbines du groupe doit être réglé comme spécifié dans la condition spécifique 2.
  - Nombre de masses : 4
  - Indice de la masse du rotor : 2
  - Indice de la masse de l'excitatrice : 1

Masse	Fraction du couple externe	Moment d'inertie (kg.m²/rad²) **(à régler)**	Amortissement en déviation de vitesse (N.m.s/rad)	Raideur (N.m/rad)
Excitatrice	0	58.27	46.51	5.953e06
Génératrice	0	7423.5	5926.96	132.85e06
Basse pression	0.5	13091.06	10451.96	67.96e06
Haute pression	0.5	2102.8	1678.89	-

Tableau 2 Données mécaniques de la machine synchrone

- Données du transformateur
  - Puissance nominale S=600 MVA
  - Tension de l'enroulement 1 V1=22 kV (couplage triangle)
  - Tension de l'enroulement 2 V2=400 kV (couplage étoile)
  - Résistance et réactance du premier enroulement exprimées au primaire (base $Z_{b1} = \frac{3V_1^2}{S}$) : R1=0.0029 Ω et X1=0 Ω (cf Figure 3)
  - Résistance et réactance du deuxième enroulement exprimées au secondaire (base $Z_{b2} = \frac{V_2^2}{S}$) : R2=0 Ω et X2=132.6 mH (cf Figure 3)
- Le réseau AC 1 a une puissance de court-circuit P_{cc} égale au minimum des deux valeurs suivantes :
  - $6400\ MVA$
  - puissance minimal au point de raccordement de la liaison.

  Le réseau AC 2 a une puissance de court-circuit P_{cc} égale à $20\ 000\ MVA$.
  Pour les deux réseaux AC, la résistance vaut 10% de la réactance.
- La liaison HVDC transmet la puissance active maximale P_{max} .
- Les transformateurs du convertisseur, les paramètres de la liaison HVDC et les convertisseurs doivent correspondre aux paramètres réels de l'équipement que le propriétaire du système HVDC livrera.

Conditions spécifiques:

- **Condition spécifique 1 : Réglage de la configuration du réseau**

  Pour la technologie LCC:
  Les deux modes d'opérations suivants doivent être testés. Le mode d'opération retenu doit correspondre à celui pour lequel l'amortissement électrique du réseau (voir section « Résultats » pour plus de détails sur l'amortissement électrique) est le plus dégradé. RTE considère l'amortissement électrique le plus dégradé comme étant celui qui est négatif sur la plus large plage fréquentielle et avec les plus hauts pics négatifs.

Station côté réseau AC 1	redresseur	onduleur
Station côté réseau AC 2	onduleur	redresseur

Tableau 3 Modes de contrôle pour la technologie LCC

Pour la technologie VSC:
Les différents types de contrôle suivants doivent être testés. Le mode de contrôle retenu doit correspondre à l'amortissement électrique du réseau le plus dégradé.

Station côté réseau AC 1	P Uac	P Q	Vdc Q	Vdc Uac
Station côté réseau AC 2	Vdc Uac	Vdc Q	P Q	P Uac

Tableau 4 Mode de contrôle pour la technologie VSC

Consigne de puissance réactive	Qmin	Q=0	Qmax

Tableau 5 Consigne de puissance réactive

Où :
P : contrôle de la puissance active
Vdc : contrôle de la tension DC
Uac : contrôle de la tension AC
Q : contrôle de la puissance réactive
Qmin, Qmax : puissance réactive minimale (Qmin<0), puissance réactive maximale (Qmax>0)

Direction du transit de puissance active	Du réseau AC 1 vers le réseau AC 2	Du réseau AC 2 vers le réseau AC 1

Tableau 6 Direction du transit de puissance active

Pour les deux technologies LCC et VSC:
Le nombre de groupes (machine synchrone + transformateur) doit être modifié pour obtenir le pire amortissement électrique du système (cf Tableau 7**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Nombre de groupes (machine synchrone + transformateur) connectés à la PCC 1	Puissance active produite (MW)
1	500
3	1500
6	3000

Tableau 7 Nombre de groupes connectés à la PCC 1

- **Condition spécifique 2 : Réglage du premier mode de torsion du groupe**
  Pour toutes les technologies, le propriétaire du système HVDC doit modifier le moment d'inertie de deux (ou plus) turbines du groupe, tout en conservant fixe le moment d'inertie total du groupe, afin de régler le premier mode de torsion du groupe à une fréquence (inférieure à la fréquence du réseau) où l'amortissement électrique du système a un pic négatif. L'opération doit être répétée pour toutes les fréquences où l'amortissement électrique a un pic négatif.

Amortissement électrique en fonction de la fréquence

L'amortissement électrique en fonction de la fréquence doit être déterminé pour les tests suivants :

- Pour la technologie LCC :
  - Test 1 : Variation du mode d'opération (redresseur/onduleur) (cf Tableau 3)
  - Test 4 : Variation du nombre de groupes (cf Tableau 6)
  - Test 5 : Réalisation de la condition spécifique 1
- Pour la technologie VSC :
  - Test 2 : Variation du mode de contrôle (cf Tableau 4)
  - Test 3 : Variation de la direction du transit de puissance active (cf Tableau 6)
  - Test 4 : Variation du nombre de groupes (cf Tableau 7)
  - Test 5 : Réalisation de la condition spécifique 1

Simulations dans le domaine temporel pour chaque jeu de données mécaniques du groupe:

Une fois les conditions spécifiques 1 et 2 remplies, les évènements temporels doivent être simulés. Ces événements doivent débuter après la connexion de la liaison au reste du réseau (réseau AC et groupe) et une fois le régime permanent atteint (en particulier le couple mécanique entre deux masses adjacentes a atteint le régime permanent). Les tests suivants doivent être réalisés :

- Test 6: blocage pendant 600 ms de la liaison HVDC
- Test 7: défaut monophasé franc de 100 ms à PCC1
- Test 8: défaut triphasé franc de 100 ms à PCC1
- Test 9: variation de la puissance active avec la rampe maximale cf. §3.2.5. Pente de modification de puissance
  - Pour le VSC : de P_{max} à $-P_{max}$
  - Pour le LCC : de P_{max} à 0

Résultats ([nom Client] → RTE)

Les simulations temporelles doivent être effectuées avec un logiciel de simulation des transitoires électromagnétiques (EMT). Le propriétaire du système HVDC doit fournir le modèle détaillé sous EMT (cf 3.10 Modèles de simulation) utilisé pour effectuer ces simulations.

- Le propriétaire du système HVDC doit fournir les graphiques (dans un fichier "csv") des grandeurs

suivantes dans le domaine fréquentiel :

- Pour les tests 1 à 5, l'amortissement électrique du réseau en fonction de la fréquence $D_e(f) = Re(\frac{\Delta C_{rotor}}{\Delta w_{rotor}})$ défini comme la partie réelle de la fonction de transfert entre le couple électromagnétique et la vitesse du rotor, pour toutes les fréquences en dessous de la fréquence du réseau (avec un pas fréquentiel de 1 Hz), exprimé en p.u. De (f) doit inclure le contrôle de la liaison HVDC.

Une fois la condition 1 remplie (test 5), le propriétaire du système HVDC doit spécifier les valeurs suivantes:

- Les fréquences où l'amortissement électrique a un pic négatif dans le test 5
- Pour chaque fréquence où l'amortissement électrique a un pic négatif dans le test 5, les valeurs de moment d'inertie des turbines du groupe qui remplissent la condition spécifique 2 et les modes de torsion du groupe associés.

- Une fois les conditions spécifiques 1 et 2 remplies, le propriétaire du système HVDC doit fournir les graphiques (dans un fichier "csv") des variables suivantes:
  - Variables dans le domaine temporel :

    Pour les tests 6 à 9, pour chaque valeur du premier mode de torsion du groupe: les couples mécaniques entre deux masses adjacentes (Tm_{1-2}, Tm_{2-3}, Tm_{3-4}), sans et avec le contrôle pour amortir les oscillations torsionnelles hyposynchrones, superposés. Les graphiques doivent inclure les phases en régime permanent avant et après l'événement testé.

  - Variable dans le domaine fréquentiel :
    De (f) sans et avec le contrôle pour amortir les oscillations torsionnelles hyposynchrones

- Les graphiques doivent inclure:
  - Une légende explicite (quantités mesurées et unités) et un titre explicite
  - Une explication détaillée des phénomènes
  - Des échelles adaptées aux amplitudes mesurées
  - L'instant de l'événement
  - Un zoom sur les phénomènes transitoires doit être fourni dans un graphique complémentaire

Critère de conformité

- Dans les tests de 6 à 9, les oscillations du couple mécanique entre deux masses adjacentes doivent être plus amorties quand le contrôle amortissant les oscillations torsionnelles est actif que lorsqu'il est inactif.

FICHE E3 : LISTE DES DONNEES

Information
Dossier intermédiaire

Objectif
Le client doit fournir des données techniques afin de permettre à RTE d'évaluer l'impact de son installation sur le RPT.

Description

Conditions particulières
[nom Client] garantit, avec la précision appropriée, l'exactitude des données fournies à RTE. En cas de modification d'une ou plusieurs des données, pouvant survenir au cours de la durée de vie de l'installation, il appartient à [nom Client] de transmettre à RTE les nouvelles valeurs des données et de démontrer à RTE que les caractéristiques de la liaison concernée par les modifications restent conformes aux prescriptions réglementaires et contractuelles.

Données d'entrée (RTE → [nom Client])
La liste des données définie dans la présente fiche

Résultats ([nom Client] → RTE)
La liste des données complétée (valeurs et précisions).
[nom Client] doit renseigner :
- Avant la première mise sous tension de chaque élément à partir du RPT: les données de ces éléments avec un statut « révisable »,
- Avant l'accès définitif au réseau : l'ensemble des données avec un statut « ferme ».

Le statut « révisable » d'une donnée indique que la donnée peut être modifiée par [nom Client].
Le statut « ferme » d'une donnée indique que la donnée a valeur d'engagement de [nom Client] et ne peut être modifiée, sans remettre en cause la demande de raccordement correspondante.

Critères de conformité
- Exhaustivité des données fournies par [nom Client]
- Valeur des données conforme à l'unité ou au format demandé
- Précision renseignée pour chaque donnée numérique

	Unité	***Valeur***	***Précision***
Données générales de l'installation :			
Plan de masse de l'installation	plan		
Données générales liaison [numéro liaison] :			
Localisation du point de raccordement électrique	schéma, texte, plan		
Schéma électrique de l'installation (schéma unifilaire de principe), vue du point de raccordement au RPT, avec localisation des appareils essentiels : auxiliaires, transformateur(s), organes de coupure, charges et moteurs (en distinguant les différents types de moteurs)	schéma		
Puissance active maximum de la liaison en soutirage au point de raccordement (export depuis la France)	MW		
Puissance active maximum de la liaison en injection au point de raccordement (import vers la France)	MW		
Puissance minimum de la liaison en injection au point de raccordement (import vers la France) en conditions normales.	MW		
Puissance minimum de la liaison en soutirage au point de raccordement (export depuis la France) en conditions normales.	MW		
Puissance active et réactive (maximum et minimum) consommées par les auxiliaires lorsque la liaison est à Pmax. Spécifier le type d'auxiliaires (synchrone, asynchrone, continu)	kW, kvar, texte		

Apport maximum de l'installation en courant de court-circuit au PDR (valeur maximale d'engagement pour [nom Client] et exigée par RTE correspondant au courant de court-circuit symétrique Ib, calculé conformément à la norme CEI 60-909).	kA		
Courbe d'évolution de la puissance active maximale produite par la liaison aux bornes HT du transformateur, consommation des auxiliaires déduite	Courbe		
[U, Q] Diagramme	Diagramme	voir fiche I 1 « capacité constructive en réactif».	
Justification technique dans le cas où la valeur de P est limitée afin de prioriser la puissance réactive (cf § 3.1.1)	Texte		
Perturbation de l'onde de tension liaison [num liaison]			
Besoin de Pcc minimale afin d'obtenir : • un niveau de sévérité de courte durée du flicker (Pst) dans la plage définie au § 3.6 Perturbations • un taux de déséquilibre moyen de tension dans la plage définie au § 3.6 Perturbations (moyenne quadratique sur une période de 10 minutes)	MVA		
Niveau maximal des courants harmoniques fournis par l'installation	A	Voir fiche F 3 « Qualité de fourniture »	
Liaison de raccordement AC [numéro liaison]			
Impédance directe calculée conformément à la norme IEC 60-909	(a+jb) en Ω		
Demi susceptance latérale	S		
Transformateur [numéro liaison] :			
Nom du transformateur, constructeur, modèle	*[TP, TS, TA, TG, …]* Texte		
Procès-verbal de réception et plaque du transformateur principal	Documents		
Nombre d'enroulements	Texte		
Régleurs en charge [numéro liaison] :			
Type de régleur en charge (automatique ou non)	Non automatique / Automatique		
Nombre de prises du régleur en charge			
Pour chaque prise : tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV		
Pour chaque prise l'impédance directe	(a+jb) % in pu en relation avec S_{nt}		
Temps de passage de prises	s		
Loi de régulation du changeur de prises			
Convertisseur [numéro liaison] :			
Type de convertisseur, rôle et caractéristiques, fabricant, options du modèle installées, données électriques des équipements composant le convertisseur (réactances, résistances, parafoudres, etc.)	Texte		

Courant maximum admissible en permanence	A		
Diagramme détaillé du contrôle commande, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique avec les valeurs des différents paramètres.	diagramme		
[pour chaque protection installée] **Protections de l'installation contre les court-circuits**	Tableau suivant		
[pour chaque matériel concerné] : **Système de protection de l'installation contre les situations perturbées du réseau**	Note de réglage et tableau suivant		

Equipement concerné	Protection contre		Type de protection (avec Code ANSI)	Paramètres de réglage		Réducteur de mesure		Actions engagées			
	Perturbation réseau	Court-Circuit		Seuils de réglage *[vus du secondaire du réducteur de mesure]*	Temporisation	Identifiant	Caractéristiques	*[Nom et identifiant de l'appareil actionné]*	*[Nom et identifiant de l'appareil actionné]*	*[Nom et identifiant de l'appareil actionné]*	*[Nom et identifiant de l'appareil actionné]*

Moyens de compensation liaison [numéro liaison] :			
Batteries de condensateurs (puissance, nombre de gradins, critères et loi d'enclenchement et de mise hors tension)	Mvar, texte		
Filtres antiharmoniques (fréquence d'accord, type)	Hz, texte		
Compensateurs statiques (caractéristiques, puissance, type)	MVA, texte		
Diagramme détaillé du contrôle commande du compensateur statique sous forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et avec les valeurs des différents paramètres.	Schémas		
Performances de fonctionnement liaison [numéro liaison]			
Contraintes particulières de fonctionnement de l'installation	Texte		
Pente de montée en charge en régime normal (plage ; valeur)	MW/min		
Pente de baisse de charge en régime normal (plage ; valeur)	MW/min		
Pente de montée en charge rapide (plage ; valeur)	MW/min		
Pente de baisse de charge rapide (plage ; valeur)	MW/min		

Pente de montée en charge d'urgence (plage ; valeur)	MW/min		
Pente de baisse de charge d'urgence (plage ; valeur)	MW/min		
Bande morte de réglage de fréquence	Hz		
Temps de démarrage à chaud de la liaison	min ou h		
Temps de démarrage à froid de la liaison	min ou h		
Temps minimum entre deux séquences de démarrage	min ou h		
Nombre maximum d'arrêt par jour			
Nombre maximum d'inversions de transit par jour			
Temps minimum de reconnexion après incident	min ou h		
Temps minimum de reconnexion et d'augmentation de puissance	min ou h		
Régulation de tension liaison [numéro liaison] :			
Valeur de la vitesse de variation maximale de la consigne U_{cons} dans le cadre du RST.	kV/min		
Plage de la vitesse de variation maximale de la consigne U_{cons} dans le cadre du RST.	kV/min		

FICHE E4 : QUALIFICATION DES MATERIELS ELECTRIQUES

Informations
Dossier intermédiaire

Objectifs

Les installations raccordées au RPT doivent être conçues pour supporter les contraintes liées à l'exploitation de l'installation sur le RPT en régime normal et en régime exceptionnel.

Description

Vérification de la conformité des matériels électriques de l'installation aux normes en vigueur sur les matériels (en particulier les règles de compatibilité électromagnétique, de coordination d'isolement et de tenue aux courts-circuits). Cette vérification doit être réalisée pour tous les matériels électriques à l'interface entre l'installation et le RPT.

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

Résultats ([nom Client] → RTE)

[nom Client] doit fournir à RTE la liste des matériels HT à la tension de raccordement de la (chaque) liaison, la liste de matériels BT du poste électrique en interface avec le RPT sous format de tableau tel que :

Liste matériel HT

Repère	Désignation	Constructeur	Réf. Constructeur	Caractéristiques	Quantité

Liste matériel BT

Repère	Désignation	Constructeur	Réf. Constructeur	Fonction	Quantité

[nom Client] doit fournir une attestation de conformité des matériels électriques aux normes réglementaires en vigueur.

Critères de conformité

- La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats ».
- Une attestation de conformité des matériels électriques aux normes réglementaires en vigueur doit être fournie par [nom Client].

FICHE E5 : CONFORMITE DU SYSTEME DE PROTECTION

Informations
Dossier intermédiaire

Objectifs

[nom Client] doit équiper son installation d'un système de protection. Ce système de protection de l'installation doit être compatible et cohérent avec les systèmes de protection mis en œuvre par RTE.

Description

Vérification de la conformité du dispositif de mise à la terre du neutre et du système de protection de l'installation avec les performances spécifiées par RTE dans le cahier des charges du système de protection annexé à la convention de raccordement. Ces performances concernent en particulier :

- la rapidité d'élimination ;
- la sélectivité d'élimination des défauts d'isolement;
- la sécurité des personnes et des biens;
- la sûreté de fonctionnement,
- la coordination avec le système de protection du RPT,
- les exigences de qualité garantissant le fonctionnement correct dans le temps du dispositif de mise à la terre du neutre et du système de protection de la chacune des [nombre liaisons] liaisons.

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

Le cahier des charges du système de protection annexé à la Convention de raccordement

Résultats ([nom Client] → RTE)

Le client doit fournir à RTE :

- Une étude de protégeabilité précisant les dispositions retenues pour la conception et la réalisation de son système de protection.

- Un plan qualité précisant les dispositions retenues pour l'exploitation et la maintenance des dispositifs associés à la mise à la terre du neutre et au système de protection de l'installation ainsi que le traitement des dysfonctionnements.

- Une attestation de réalisation de l'installation en conformité avec le cahier des charges du système de protection, annexée au plan qualité. Cette attestation est à fournir en deux étapes :
  - A la première mise sous tension du poste d'évacuation : pour le soutirage des systèmes auxiliaires uniquement,
  - Au premier transfert d'énergie : pour l'installation complète.

Critères de conformité

- La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats ».
- L'étude de protégeabilité et le plan qualité doivent montrer que les dispositions prises par [nom Client] sont conformes au cahier des charges spécifié par RTE.

FICHE E6 : CONFORMITE DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION

Informations
Dossier intermédiaire

Objectifs

Les échanges d'informations sont nécessaires pour une bonne intégration de l'installation dans le système électrique, et ceci aux différentes échéances de temps. Les informations échangées doivent être compatibles et cohérentes avec les systèmes de téléconduite et de communication qu'utilise RTE.

Description

Vérification de la conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information avec les performances spécifiées par RTE dans les cahiers des charges système d'information. Ces systèmes dédiés aux échanges d'information concernent en particulier :

- le téléphone, le fax,
- le système de téléconduite, (TS, TM, consigne U_{ref}, signaux de réduction ou de contrôle de puissance, modes de réglage de fréquence …)
- le système de comptage,
- le système de téléphonie de sécurité,
- le système de sauvegarde,
- le système d'échange des programmes journaliers et de redéclarations,
- les autres systèmes d'information définis dans le cahier des charges,

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

Les cahiers des charges système d'information annexés à la convention de raccordement.

Résultats ([nom Client] → RTE)

[nom Client] doit fournir à RTE :

- Un plan qualité des équipements, associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information, précisant les dispositions retenues pour l'exploitation, la maintenance ainsi que le traitement des dysfonctionnements de ces équipements.

- Un schéma qui représente l'architecture technique de ces systèmes : équipements de sécurité, de télécommunication et de téléconduite (matériels et logiciels) ; connexions éventuelles avec le système d'informations de l'installation.

- Une attestation de réalisation des systèmes dédiés aux échanges d'information en conformité avec les cahiers des charges, intégrant notamment les règles de sécurité définies par RTE. Cette attestation est à fournir en plusieurs étapes :
  - A la première mise sous tension du poste d'évacuation : pour le soutirage des systèmes auxiliaires uniquement,
  - Au premier transfert d'énergie: pour toutes les téléinformations de l'installation,
  - Pour l'accès définitif au réseau : ajout des équipements de transmission d'ordres à exécution rapide (cf § 3.9.1).

Ces documents sont à fournir par le Client quelle que soit l'entreprise réalisant le raccordement au système de téléconduite et de télécommunication de RTE.

Critères de conformité

La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats ».

FICHE E7 : VALIDATION DES MODELES INTERMEDIAIRES

Simulation et essais usine
Dossier intermédiaire

Objectifs

Cette fiche permet à RTE de valider la pertinence des nouveaux modèles par rapport au comportement du système de contrôle commande réel utilisé sur site lorsque il est raccordé en boucle fermée à un simulateur temps réel pendant la phase d'essais en usine.

Avec cette fiche, une mise à jour des modèles préliminaires doit être fournie par [nom Client] à RTE 1 mois avant la date de la mise sous tension du système HVDC.

Description

[Le cas échéant] : **Ce test doit être réalisé pour chaque liaison**

Le système test utilisé est celui décrit dans l'Annexe 1 Figure 1.

Fiche I 2 : Tests 1 et 2 pour cas 1.

Fiche I 3 : Tests 1 et 7 pour cas 2.

Fiche I 10 : Tests 1 et 2 pour cas 9.

Fiche I 11 : Test 4 pour le cas 4 et Test 2 pour les cas 4 et 8 (avec les 2 valeurs de λ indiquées).

Fiche I 12 : Tests 1 et 7 pour cas 2.

Pour le modèle EMT, un test additionnel montrant la séquence de démarrage doit être fourni.

Conditions particulières

- En cas de modification, pouvant survenir au cours de la durée de vie de l'installation, il appartient à [nom Client] de transmettre à RTE les mises à jour du modèle des systèmes de contrôle commande et de protection. L'objectif est d'avoir des modèles toujours fidèles à l'installation sur site.

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

- Pour la validation des modèles phaseur et EMT les données sont dans l'Annexe 1.
- Pour le modèle EMT un réseau plus complexe peut être fourni. Le pas de temps de la simulation devra être identique à celui de simulations effectuées par RTE dans son outil industriel.

Données d'entrée ([nom Client] → RTE)

Une documentation des modèles en anglais ou en français devra être fournie : les interfaces entre le modèle des systèmes de contrôle commande et de protection seront documentées (voir § 3.10.2).

Résultats ([nom Client] → RTE)

2 rapports indépendants doivent être fournis, pour le modèle phraseur et EMT, incluant pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Résumé de tous les tests indiquant si les critères de conformité sont respectés (oui / non / explication)
- Enregistrements et figures aux points de raccordement PCC1 et PCC2 des signaux temporels suivants, pour chacun des essais :

  Pour le modèle phaseur :
  - Puissance active et réactive
  - Grandeurs efficaces (RMS) : i) Tension phase-terre, ii) tension phase-phase, iii) courant par phase, iv) Composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire) des tensions et courants.
  - Composantes active (id) et réactive (iq) directe et inverse du courant.
  - Les consignes de régulateur primaire et secondaire de tension Uref, Ucons (kV) et le signal $U_{PDR} + \lambda * Q_{PDR}$.
  - Position initiale la prise du transformateur ainsi que les prises passées pendant le test.

  Pour le modèle EMT COMTRADE, ASCII ou tout fichier numérique qui peut être lu par un logiciel libre qui contient au moins les signaux suivants :
  - Tensions instantanées phase - terre au point de raccordement - 3 phases

- Tension séquence positive calculée par le système de contrôle au point de raccordement.
- Courant instantané au point de raccordement - 3 phases
- Courant séquence positive au point de raccordement
- Tensions instantanées phase 'terre du côté secondaire du transformateur du convertisseur - 3 phases
- Tension séquence positive côté secondaire du transformateur du convertisseur.
- Courant instantané sur le côté secondaire du transformateur du convertisseur - 3 phases
- Courant séquence positive côté secondaire du transformateur du convertisseur
- Puissance active mesuré au point de raccordement
- Puissance réactive mesuré au point de raccordement
- Position de l'échangeur de prises
- Courant dans le système de mise à la terre à haute impédance (s)
- Courants instantanés dans chaque demi-bras du convertisseur - 6 demi-bras
- Somme des courants de bras (positif + négatif) - 3 phases
- Tension continue côté positif
- Tension continue côté négatif
- Courant continu côté positif
- Courant continu côté négatif
- Consigne de puissance active
- Limite de puissance active max/min.
- Consigne de puissance réactive / Consigne tension AC
- Limite de puissance réactive max/min.
- Référence haute tension CC
- Courants circulaires 6 demi-bras
- Energie des modules de conversion - 6 demi -bras
- Consigne de tension des modules de conversion - 6 demi -bras
- Tensions maximales des condensateurs des modules de conversion - 6 demi -bras
- Tensions minimales des condensateurs des modules de conversion - 6 demi -bras
- Signaux de protection du convertisseur principal

Dans les 2 cas (phaseur et EMT) :

- des figures superposant les courbes générées sur le même test par les outils de référence du constructeur et les essais usine doivent être fournies.
- les enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel, .csv, par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

- Les modèles intermédiaires **doivent être conformes aux résultats obtenus dans les essais usine**. Les courbes fournies par les constructeurs seront donc superposées avec celles générées par RTE avec ses outils de référence suite aux implémentations réalisées à partir des informations fournies par [nom Client].

Les modèles doivent au moins inclure les fonctionnalités suivantes avec des comportements statiques et transitoires proches de ceux obtenus par le constructeur dans ses outils de référence :

- Réponse de l'injection de courant réactif
- Réponse de la régulation de puissance active des 2 côtés avec représentation de la dynamique du bus DC et des pertes.
- Réponse de la régulation de la puissance réactive et du régulateur primaire de tension
- Limites et rampes statiques et dynamiques sur le courant et la puissance (active et réactive) pour toute la plage de tension
- Comportement en cas de défaut : injection du courant réactif, priorisation de réactif et retour rapide de la puissance après défaut.
- Tenue aux gabarits de creux de tension et surtension
- Comportement de la liaison lors des oscillations de puissance et battements de tension
- Blocage et déclenchement le cas échant
- Respect des capacités constructives décrites dans la section 3.1.
- Les transitions entre les différents modes de contrôle disponibles doit se faire sans à-coup

FICHE E8 : VALIDATION DU COMPORTEMENT DES REPLIQUES DU CONTROLE-COMMANDE

Simulation et essais usine
Dossier intermédiaire

Objectifs

Cette fiche permet à RTE de valider le comportement des répliques du contrôle commande par rapport au comportement du système de contrôle commande réel utilisé sur site lorsque il est raccordé en boucle fermée à un simulateur temps réel pendant la phase d'essais en usine.

Les répliques du contrôle commande doivent être fonctionnelles dans le laboratoire de RTE avant l'échéance notée au § 3.10.3.

Description

[Le cas échéant] : **Ce test doit être réalisé pour chaque liaison**

Le système test utilisé est celui décrit dans l'Annexe 1 Figure 1.

Fiche I 2: Tests 1 et 2 pour cas 1.

Fiche I 3 : Tests 1 et 7 pour cas 2.

Fiche I 10 : Tests 1 et 2 pour cas 9.

Fiche I 11 : Test 4 pour le cas 4 et Test 2 pour les cas 4 et 8 (avec les 2 valeurs de λ indiquées).

Fiche I 12 : Tests 1 et 7 pour cas 2.

Un test additionnel montrant la séquence de démarrage doit être fourni.

Conditions particulières

- En cas de modification, pouvant survenir au cours de la durée de vie de l'installation, il appartient à [nom Client] de transmettre à RTE les mises à jour du logiciel de contrôle commande et de protection des répliques. L'objectif est d'avoir des répliques toujours fidèles à l'installation sur site.

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

- Pour la validation des répliques les données sont dans l'Annexe 1, mais un réseau plus complexe peut être fourni.

Données d'entrée ([nom Client] → RTE)

Une documentation des répliques en anglais ou en français devra être fournie : les interfaces entre le modèle des systèmes de contrôle commande et de protection seront documentées (voir § 3.10.2).

Résultats ([nom Client] → RTE)

Un rapport doit être fourni, incluant pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Résumé de tous les tests indiquant si les critères de conformité sont respectés (oui / non / explication)
- Enregistrements et figures aux points de raccordement PCC1 et PCC2 des signaux temporels suivants, pour chacun des essais :
  - COMTRADE, ASCII ou tout fichier numérique qui peut être lu par un logiciel libre qui contient au moins les signaux suivants :
    - Tensions instantanées phase - terre au point de raccordement - 3 phases
    - Tension séquence positive calculée par le système de contrôle au point de raccordement.
    - Courant instantané au point de raccordement - 3 phases
    - Courant séquence positive au point de raccordement
    - Tensions instantanées phase 'terre du côté secondaire du transformateur du convertisseur - 3 phases
    - Tension séquence positive côté secondaire du transformateur du convertisseur.
    - Courant instantané sur le côté secondaire du transformateur du convertisseur - 3 phases
    - Courant séquence positive côté secondaire du transformateur du convertisseur
    - Puissance active mesuré au point de raccordement
    - Puissance réactive mesuré au point de raccordement
    - Position de l'échangeur de prises
    - Courant dans le système de mise à la terre à haute impédance (s)
    - Courants instantanés dans chaque demi-bras du convertisseur - 6 demi-bras

- Somme des courants de bras (positif + négatif) - 3 phases
- Tension continue côté positif
- Tension continue côté négatif
- Courant continu côté positif
- Courant continu côté négatif
- Consigne de puissance active
- Limite de puissance active max/min.
- Consigne de puissance réactive / Consigne tension AC
- Limite de puissance réactive max/min.
- Référence haute tension CC
- Courants circulaires 6 demi-bras
- Energie des modules de conversion - 6 demi -bras
- Consigne de tension des modules de conversion - 6 demi -bras
- Tensions maximales des condensateurs des modules de conversion - 6 demi -bras
- Tensions minimales des condensateurs des modules de conversion - 6 demi -bras
- Signaux de protection du convertisseur principal

- des figures superposant les courbes générées sur le même test par les répliques du contrôle commande et les essais usine doivent être fournies.
- les enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel, .csv, par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

- Le comportement des répliques **doit être conforme aux résultats obtenus pour le comportement du système de contrôle commande réel utilisé sur site lorsque il est raccordé en boucle fermée à un simulateur temps réel pendant la phase d'essais en usine**. Les courbes fournies par les constructeurs lors des essais usine seront donc superposées avec celles générées avec la réplique RTE.

ANNEXE 4 : SIMULATIONS ET ESSAIS USINE A REALISER AVANT LE PREMIER TRANSFERT D'ENERGIE

(ETAPE 2)

FICHE I1 : CAPACITE CONSTRUCTIVE EN REACTIF

Essai usine
Dossier intermédiaire

Objectifs

La (chaque) liaison doit avoir la capacité constructive de contribuer au réglage de la tension en produisant ou en consommant de la puissance réactive, indépendamment du sens de transit de puissance active.
L'objectif est de vérifier la capacité constructive de l'installation en réactif aux points de raccordement, pour différentes conditions de tension et de transit actif.

Description

Le domaine de fonctionnement de la (chaque) liaison [U ; Q] au point de raccordement doit être déterminé pour différents niveaux de puissances correspondants aux Cas 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 (cf annexe 1), en considérant le fonctionnement automatique du changeur de prise du transformateur principal.

Conditions particulières

- L'installation doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche E3 (en particulier la capacité constructive de la (chaque) liaison et les caractéristiques des transformateurs).
- Le domaine de fonctionnement sera défini aux conditions nominales de refroidissement du convertisseur et à la fréquence de 50 Hz.
- Un domaine de fonctionnement [U ; Q] est à fournir pour l'ensemble de l'installation *[Le cas échéant] :* ([nombre PDR] PDR)
- *[Le cas échéant] :* Un domaine de fonctionnement [U ; Q] est à fournir au PDR de chacune des [nombre liaisons] liaisons

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

- Critères de construction des diagrammes UQ, voir article 4.2.3 de la Documentation Technique de Référence.
- Format du fichier informatique associé aux diagrammes, conforme aux spécificités définies dans le document RTE « Format des fichiers informatiques de description des diagrammes U/Q des groupes de production, réf : NT-DES-EODCT-13-00008»
- Annexe 1

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour chacun des niveaux de puissance active spécifiés plus haut :

- Les diagrammes définissant le domaine de fonctionnement [U ; Q] de la (chaque) liaison *[Le cas échéant] :* et de l'installation, seront fournis (tracés des diagrammes sous format pdf et format numériques selon les spécifications décrites dans l'article 4.2.3 de la Document Technique de Référence),
- Les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension, associées aux diagrammes seront précisées.
- Les hypothèses et le modèle utilisés pour déterminer les diagrammes seront précisés et justifiés.

Les diagrammes comprendront les zones suivantes :

- une Zone de Fonctionnement Normale, dite ZFN. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal de la liaison et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée.
- une Zone de Fonctionnement Exceptionnelle, dite ZFE. Cette zone, à l'extérieur de la ZFN, correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel de la liaison et de la tension réseau. A la différence de la ZFN, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée. Les durées de fonctionnement et les contraintes associées pour la liaison seront indiquées.
- une Zone d'Engagement Contractualisée dite ZEC. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal de la liaison et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limitation de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, [nom Client] ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes
  - liées au réglage de tension, en définissant les limites de ce domaine de fonctionnement
  - liées aux modèles de calcul utilisés pour les tracés.

Les limites prises en compte dans les diagrammes incluront notamment et le cas échéant :

- limites haute et basse de tension réseau,
- limites haute et basse de tension auxiliaire
- limites d'absorption et de fourniture de puissance réactive

Dans le cas d'un raccordement en 400 kV :

Les tracés des diagrammes seront réalisés avec :

- en abscisse la tension réseau au point de raccordement exprimée en kV, entre 80 et 440 kV, par pas de 40 kV au maximum. De plus les valeurs 380 kV et 420 kV seront indiquées sur le diagramme.
- en ordonnée la puissance réactive au point de raccordement exprimée en Mvar

Les caractéristiques et données suivantes seront mentionnées en légende pour chaque tracé :

- le nom de la liaison,
- la valeur de puissance active de la liaison ainsi que celle des auxiliaires,
- les conditions de refroidissement retenues,
- les caractéristiques des transformateurs : n° de la prise et rapport U_{HTA}/U_{HTB} en vigueur,
- les domaines de fonctionnement de la liaison ainsi que ceux des auxiliaires.

Critères de conformité

- Les valeurs données par le domaine de fonctionnement [U ; Q] de chaque liaison pour différentes valeurs de puissance active doivent *a minima* englober les points de fonctionnement définis dans le paragraphe 3.1.1.

FICHE I2 : TENUE DE LA LIAISON AUX CREUX DE TENSION ET SURTENSIONS

Essais usine
Dossier intermédiaire

Objectifs

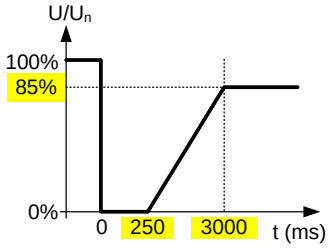
La liaison peut être soumise à des creux de tension et surtensions compris dans les gabarits présentés dans le §3.5, ce qui peut en effet affecter le fonctionnement de ses auxiliaires, mais ne doit pas provoquer le déclenchement de l'ensemble de l'installation ni son blocage dans les conditions définies.

Description

[Le cas échéant] : **Ce test doit être réalisé pour chaque liaison**

Le système test utilisé est celui décrit dans l'Annexe 1 Figure 1.

Pour les cas 1, 2, 3, 4, 5 et 7, effectuer les tests suivants :



Test 1 : gabarit de creux de tension **triphasé** au nœud PCC1 :
- Creux de tension triphasé de 100% U_n pendant 250 ms,
- Retour linéaire à 85% U_n pendant les 2,750s suivantes,
- Maintien à 85% U_n pendant les 5 s* suivantes.

Test 2 : gabarit de surtension **triphas**é au nœud PCC1
- surtension de 145% pendant 300 ms,
- surtension de 125% pendant les 5 s suivantes**
- surtension de 110% pendant les 5 s suivantes**

Test 3 : gabarit de surtension **triphas**é au nœud PCC1
- surtension de 135% pendant 300 ms,
- surtension de 125% pendant les 5 s suivantes**
- surtension de 110% pendant les 5 s suivantes**

Pour les cas 1 et 3, effectuer les tests suivants :

Test 4 : gabarit de surtension **monophasé** au nœud PCC1
- surtension de 145% pendant 300 ms,
- surtension de 125% pendant les 5 s suivantes**
- surtension de 110% pendant 5 s suivantes**

Test 5 : gabarit de surtension **monophasé** au nœud PCC1
- surtension de 135% pendant 300 ms,
- surtension de 125% pendant les 5 s suivantes**
- surtension de 110% pendant 5 s suivantes**

* Le critère de conformité exige une tenue au 85% de la tension nominale sur une durée illimitée.
** Le critère de conformité exige une tenue au 125% de la tension nominale pendant au moins 30 secondes ainsi que 110% de la tension nominale pendant au moins 1 heure.
Pour les cas * et **, on limite les essais à 5 secondes sous réserve de la présentation d'une attestation.

Pour les tests de surtension, le passage entre les différents paliers de tension à simuler doit être réalisé en moins de 1 ms.

Dans le cas où la liaison ne bloque pas pendant les tests 2 et 4, les tests 3 et 5 peuvent être omis.

Conditions particulières

Information (RTE → [nom Client])
- Annexe 1
- Annexe 2

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :
- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.

- Résumé de tous les tests indiquant si les critères de conformité sont respecté (oui / non / explication)
- Figures et enregistrements aux points de raccordement PCC1 et PCC2 des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
    - Puissance active et réactive
    - Grandeur instantanées : i) Tensions par phase et ii) et courant par phase
    - Grandeurs efficaces (RMS): i) Tension phase-terre, ii) tension phase-phase, iii) courant par phase, iv) Composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire) des tensions et courants.
    - Composantes active (id) et réactive (iq) directe et inverse du courant.
    - Les consignes des régulateurs primaire et secondaire de tension, Uref, Ucons (kV) et le signal $U_{PDR} + \lambda * Q_{PDR}$.
    - Position initiale la prise du transformateur ainsi que les prises passées pendant le test.

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
    - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel, .csv, par exemple).
    - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
    - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

- Attestation indiquant la capacité de la liaison à tenir :
    - 85% de Un de manière illimitée
    - 125% de Un pendant 30 s et 110% de Un pendant au moins 1h

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats »

Tests 1, 3, 5

- La liaison ne doit pas déclencher ni bloquer.
- La puissance réactive doit être priorisée vis-à-vis de la puissance active.
- 90 % de l'injection rapide de courant réactif attendue doit être fournie en moins de 30 ms (temps de montée à 90% de la valeur finale).
- 100 % de l'injection rapide de courant réactif attendue doit être fournie en 60 ms (temps d'établissement à +/-5% de la valeur finale). Ce temps n'inclut ni les temps de mesure ni les temps de calcul dont l'ensemble doit être inférieur à 10 ms.

Après retour de la tension dans le domaine de tension exceptionnel (paragraphe 3.3.1.1) :

- La puissance active doit atteindre 90% du niveau de puissance avant défaut en moins de 150 ms.
- Le temps d'établissement de la puissance active à +/-5% de sa valeur d'avant défaut doit être inférieur à 200 ms.

Tests 2, 4

S'il n'y a pas blocage de la station de conversion :

- Critères identiques aux tests précédents (1, 3, 5).

S'il y a blocage de la station de conversion :

Déblocage de la station de conversion en moins de 20 ms dès que la tension est en-dessous de 1,35 pu.
Après déblocage :

- L'injection de courant réactif supplémentaire devra fonctionner avec un retard maximum de 50 ms.
- Le temps de montée de la puissance active à 90% de sa valeur d'avant défaut doit être inférieur à 150 ms.
- Le temps d'établissement de la puissance active à +/-5% de sa valeur d'avant défaut doit être inférieur à 200 ms.

FICHE I3 : PERFORMANCE DYNAMIQUE DE LA LIAISON SUR CREUX DE TENSION ET SURTENSION

Essais usine
Dossier intermédiaire

Objectifs

La (chaque) liaison doit avoir la capacité constructive de soutenir la tension en creux de tension et surtension.
L'objectif est de vérifier la fonction injection de courant réactif additionnel, priorisation de la puissance réactive et le retour rapide de la puissance (cf § 3.5).

Description

[Le cas échéant] : **Ce test doit être réalisé pour chaque liaison**

Le système test utilisé est celui décrit dans l'Annexe 1 Figure 1.

Pour les cas 2, 4, 9 et 10 effectuer les tests suivants :

Test 1 : creux de tension **triphasé** au nœud PCC1 Udef =0%Un ; T_{def} = 250 ms
Test 2 : creux de tension **triphasé** au nœud PCC1 Udef =15%Un ; T_{def} = 735 ms
Test 3 : creux de tension **triphasé** au nœud PCC1 Udef =50%Un ; T_{def} = 1867 ms

Pour les cas 2 et 4 effectuer les tests suivants :

Test 4 : court-circuit **monophasé** au nœud PCC1 pendant 1000 ms
Test 5 : court-circuit **biphasé** au nœud PCC1 pendant 1000 ms
Test 6 : court-circuit **biphasé-terre** au nœud PCC1 pendant 1000 ms

Test 7 : surtension **triphasé** au nœud PCC1 Udef =1.25% Un; T_{def} = 300 ms

Pour les tests de surtension, le passage entre les différents paliers de tension à simuler doit être réalisé en moins de 1 ms.

Test 8 : court-circuit **monophasé** à PCC1 pendant 1000 ms, suivi de l'ouverture de la phase ayant subi le court-circuit pendant 1,5 s, puis refermeture de cette phase (cycle de réenclenchement monophasé).

Les tests suivants doivent être réalisés avec la fonction injection de courant réactif additionnel (direct et inverse) hors service :

Pour les cas 2 et 4 effectuer les tests suivants :

Test 9 : creux de tension **triphasé** au nœud PCC1 Udef =50%Un ; T_{def} = 1867 ms
Test 10: court-circuit **monophasé** au nœud PCC1 pendant 1000 ms
Test 11 : court-circuit **biphasé** au nœud PCC1 pendant 1000 ms
Test 12 : court-circuit **biphasé-terre** au nœud PCC1 pendant 1000 ms

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

- Annexe 1
- Annexe 2

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Résumé de tous les tests indiquant si les critères de conformité sont respecté (oui / non / explication)
- Figures et enregistrements aux points de raccordement PCC1 et PCC2 des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
    - Puissance active et réactive
    - Grandeur instantanées : i) Tensions par phase et ii) et courant par phase
    - Grandeurs efficaces (RMS): i) Tension phase-terre, ii) tension phase-phase, iii) courant par phase, iv) Composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire) des tensions et courants.
    - Composantes active (id) et réactive (iq) directe et inverse du courant.
    - Les consignes des régulateurs primaire et secondaire de tension, Uref, Ucons (kV) et le

signal $U_{PDR} + \lambda * Q_{PDR}$.
    - Position initiale la prise du transformateur ainsi que les prises passées pendant le test.

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
    - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel, .csv, par exemple).
    - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
    - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats »

Tests 1 à 8

- La puissance réactive doit être priorisée vis-à-vis de la puissance active.
- La liaison ne doit pas déclencher ni bloquer.
- 90 % de l'injection rapide de courant réactif attendue doit être fournie en moins de 30 ms (temps de montée à 90% de la valeur finale).
- 100 % de l'injection rapide de courant réactif attendue doit être fournie en 60 ms (temps d'établissement à +/-5% de la valeur finale). Ce temps n'inclut ni les temps de mesure ni les temps de calcul dont l'ensemble doit être inférieur à 10 ms.
- Après élimination du défaut la puissance active doit atteindre 90% du niveau de puissance avant défaut en moins de 150 ms.
- Le temps d'établissement de la puissance active à +/-5% de sa valeur d'avant défaut doit être inférieur à 200 ms après élimination du défaut.

Tests 9 à 12

- La liaison ne doit pas déclencher ni bloquer.
- Après élimination du défaut la puissance active doit atteindre 90% du niveau de puissance avant défaut en moins de 150 ms.
- Le temps d'établissement de la puissance active à +/-5% de sa valeur d'avant défaut doit être inférieur à 200 ms après élimination du défaut.

FICHE I4 : RECONSTITUTION DE RESEAU ET CONTRIBUTION AU MAINTIEN D'UN RESEAU SEPARE

Simulation ou Essai Usine
Dossier intermédiaire

Objectifs

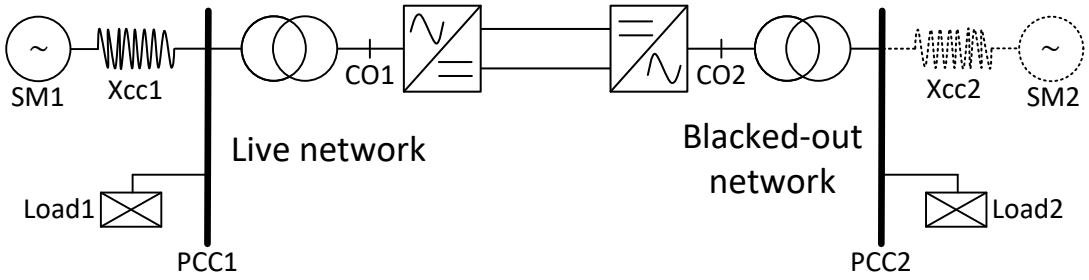
L'objectif de ces essais est de fournir des informations détaillées sur le comportement naturel de la (chaque) liaison pendant les phases de reconstitution de réseau et en réseau séparé (naturel signifie que ceci n'est pas requis par RTE, mais que la liaison peut disposer de certaines capacités en natif).
Dans ce cas, la liaison HVDC doit être capable de participer au plan de reconstitution du réseau:

- Alimenter des poches de consommation,
- Contrôler la tension et la fréquence du réseau séparé avec ou sans production connecté,
- Se coupler avec un autre réseau.

Description

Modèle du réseau:

- Se référer à la fiche E 1 avec ici Black-out network=réseau Rte=PCC2 :



Réglage des paramètres :

- Energie réglante s1= 250 à 1000 MW/Hz
- Rampe de puissance = 30 à 100 MW/mn
- Vitesse de variation de fréquence (ROCOF) = 0.1 Hz/mn
- Rampe de tension 24 kV/mn
- Slope = 10 Mvar/kv
- Plage de fréquence= 49.8-50.2 Hz
- Plage de tension = 360-420 kV
- Fréquence de référence = 50 Hz
- Tension de référence = 0.9 Un kV
- Caractéristiques du générateur SM2 : SM2 = 100MVA
- Caractéristiques des transformateurs alimentant la charge dans les tests décrits ci-après :

S_n	Tension primaire	Tension secondaire	Tension de coude	Pertes Cuivre	Pertes Fer	Courant magnétisant	phase
[MVA]	[kV]	[kV]	[%]	[kW]	[kW]	[%]	[deg]
600	388	240	14,3	1123,9	151	0,16	30
300	380	225	10,3	747,9	105	0,14	30

- Caractéristiques standard d'une liaison 400kV AC par km :

Rd	r'	Xd	l'	g'	Hd/2	c'
[Ω]	[mΩ/km]	[Ω]	[mH/km]	[µS/km]	[µS]	[µF/km]
0,021	29,8910276	0,305	0,96283959	0	1,901	0,0121023

Pendant la phase de reconstitution, la liaison doit être capable de :

- Pouvoir atteindre l'état Black-start depuis l'état stand-by automatiquement,
- Mettre sous tension la partie du réseau en black-out à 0,9 Un avec ou sans rampe,
- Réalimenter une poche de consommation de 50 MW dans le respect des écarts de fréquence

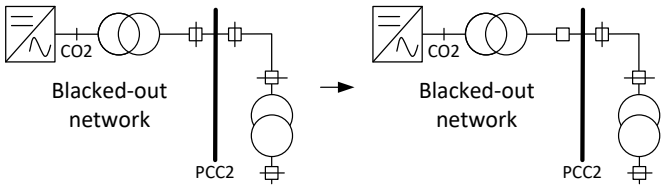
spécifiés,
- Réalimenter une poche de consommation de 100 MW dans le respect des écarts de fréquence spécifiés,
- Mettre sous tension un réseau de taille réduite, par exemple un autotransformateur de 300 ou 600 MVA et une ligne AC,
- Maintenir la fréquence et la tension dans les plages admissibles avec la précision demandée,
- Synchroniser la liaison HVDC avec des machines tournantes ou avec d'autres réseaux en blackout avec l'écart angulaire maximal admissible par le télécoupleur.

Conditions spécifiques :
- Le coté actif est le côté en black-out.
- La direction du flux est dans le sens réseau sain vers réseau en black-out.

Evènements à simuler:

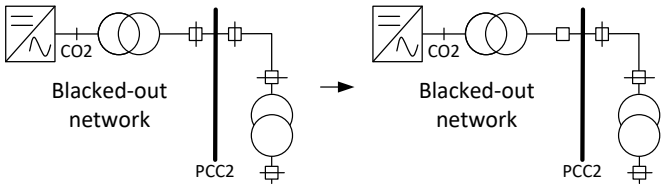
Test 1: les stations du coté sain et du coté en black-out sont en mode standby avec les convertisseurs non alimenté. Activez la fonction Black-Start à partir du réseau black-out.

- Test 2.1: la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out est îlotée en mode U/f.
  Le renvoi à tension brusque est actif avec la tension réglée à 0.9 Un, avec $P_{charge2}$ = 0 MW, $Q_{charge2}$ = 0 Mvar, on ferme le disjoncteur AC côté réseau en black-out.

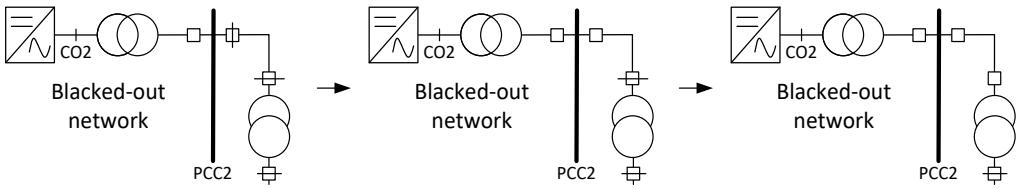


- **Test 2.2**: la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out est îlotée en mode U/f.
- Le renvoi à tension progressive est actif avec la tension cible réglée à 0.9 Un, avec $P_{charge2}$ = 0 MW, $Q_{charge2}$ = 0 Mvar, on ferme le disjoncteur AC côté réseau en black-out.

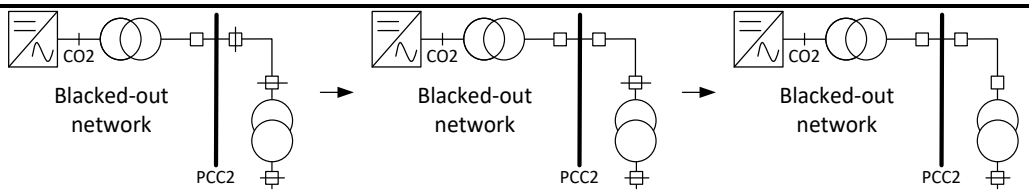
.



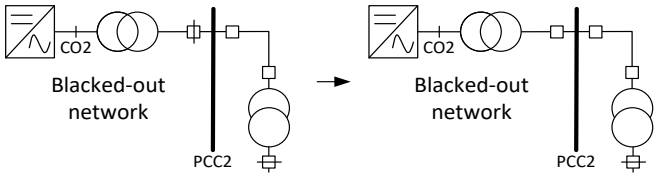
- **Test 2.3.1** (Etude EMT): la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out alimente le JdB en mode U/f.
  Le renvoi à tension brusque est actif avec la tension réglée à 0.9 Un, avec un transformateur de 300MVA derrière une ligne de 100 km, à PCC2 on ferme le disjoncteur AC de la ligne côté réseau en black-out, puis le disjoncteur AC du transformateur.



- **Test 2.3.2** (Etude EMT): la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out alimente le JdB en mode U/f.
  Le renvoi à tension brusque est actif avec la tension réglée à 0.9 Un, avec un transformateur de 600 MVA derrière une ligne de 100 km, à PCC2 on ferme le disjoncteur AC de la ligne côté réseau en black-out, puis le disjoncteur AC du transformateur.



- **Test 2.4** (Etude EMT): la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out est îlotée en mode U/f.
  Le renvoi à tension progressive est actif avec la tension cible réglée à 0.9 Un, avec un transformateur de 600 MVA derrière une ligne de 100 km, à PCC2 on ferme le disjoncteur AC de la HVDC côté réseau en black-out.

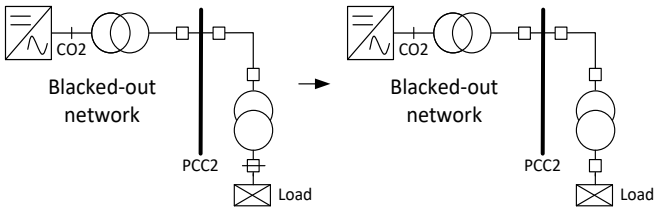


Test 3.1: la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out alimente le transformateur en mode U/f.
On ferme le disjoncteur AC du TR pour alimenter une charge de 50 MW et 5 Mvar.

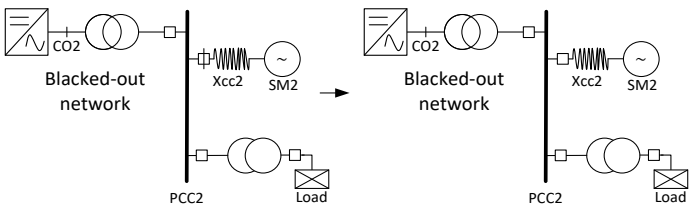
Test 3.2: la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out alimente le transformateur en mode U/f.
On ferme le disjoncteur AC du TR pour alimenter une charge de 50 MW et 20 Mvar.

Test 4.1: la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out alimente le transformateur en mode U/f On ferme le disjoncteur AC du TR pour alimenter une charge de 100 MW et 10 Mvar.

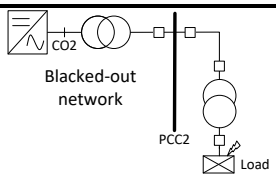
Test 4.2: la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out alimente le transformateur en mode U/f On ferme le disjoncteur AC du TR pour alimenter une charge de 100 MW et 40 Mvar.



- **Test 5** (Etude EMT): la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out alimente le transformateur en mode U/f avec de la charge. On recouple le réseau alimenté par la HVDC avec un groupe SM2 en ayant l'écart maximum suivant entre les 2 réseaux : Delta U = 20 %, Delta f= 200 mHz, Delta θ = 10°.



- **Test 6** (Etude EMT): la station côté sain est en mode P/Q et la station côté black-out alimente le transformateur en mode U/f avec de la charge.
  On teste la réaction du réseau séparé passif alimenté par la HVDC à un défaut bi-phasé.



Conditions spécifiques

[nom Client] garantit, avec la précision adéquate, la validité des données fournies à RTE. Dans le cas où une de ces capacités était modifiée pendant la durée de vie de l'installation, [nom Client] s'engage à communiquer auprès de RTE les nouvelles valeurs.

Informations (RTE → [nom Client])

La liste des données définie dans la présente fiche.

Résultats ([nom Client] → RTE)

[nom Client] doit fournir:

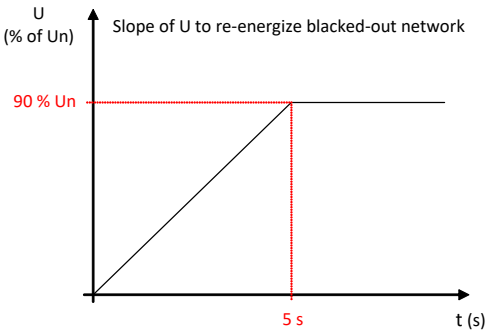
- Des procédures de test décrivant les différentes étapes effectuées, les conditions de test et les points de mesure sont attendus.
- Pour chaque simulation / test, le contractant du convertisseur doit fournir les graphiques et enregistrements (dans un fichier «.csv») des variables dépendantes du temps suivantes (valeurs transitoires et en régime permanent):
  - Puissance active injectée par la liaison au noeud PCC1 et PCC2 (MW)
  - Puissance réactive injectée par la liaison aux nœuds PCC1 et PCC2 (Mvar)
  - Tension AC RMS au noeud PCC1 et PCC2 (kV)
  - Courant AC RMS (kA) et tension RMS AC (kV) aux sorties des deux convertisseurs
  - Courants alternatifs phase-terre et phase-phase (kA) et tensions (kV) aux sorties des deux convertisseurs
  - Courants AC phase-terre et phase-phase (kA) et tensions (kV) du côté HT du transformateur (pour les essais 2.3.1, 2.3.2 et 2.4).
  - Position initiale du transformateur et changements de prise pendant tout le test
  - Consigne de fréquence (Hz)
  - Fréquence mesurée (Hz)
  - Consigne de puissance actif (MW)
  - Consigne de tension Ucons (kV)
  - Réponse dynamique en tension et en fréquence EMT lors du recouplage du réseau HVDC avec un autre.
- Les graphiques et les enregistrements doivent inclure les états stables avant et après l'événement testé (au moins 10 secondes avant et après 60 secondes) et les états transitoires (les données doivent être fournies avec une période d'échantillonnage de 100 µs ou moins).
- Les graphiques doivent inclure:
  - Une légende explicite (quantités et unités mesurées)
  - Un titre explicite
  - Echelles adaptées aux amplitudes mesurées
  - Le cas échéant, les limites atteintes
- Un zoom sur les phénomènes transitoires doit être fourni dans un graphe complémentaire.

Critères de conformité

- Complétude des données transmises par [nom Client]
- Les valeurs aux formats et unités attendues

Test 1: la station HVDC côté réseau en black-out et la station HVDC côté réseau sain, ré-alimentent automatiquement leurs convertisseurs. La station en black-out démarre automatiquement ses auxiliaires sur le diesel, les convertisseurs deviennent opérationnels.
Station HVDC côté réseau sain en mode P / Q et station HVDC côté réseau en black-out îlotée (les auxiliaires sont encore alimentés par le diesel).

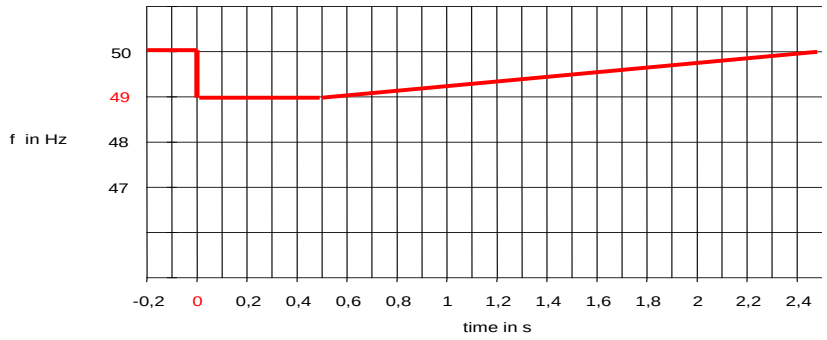
Test 2: La réponse en tension doit être:
Soit avec une tension brusque à 0,9 Un, ou soit avec tension progressive, comme suit.



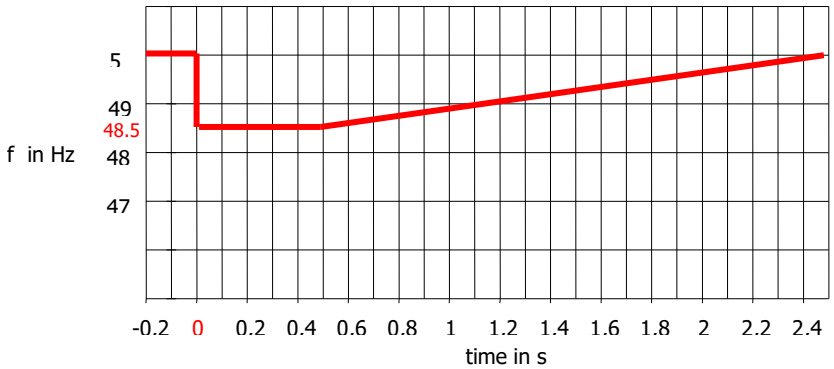
Pour une installation 400 kV :
La surtension transitoire résultante ne doit pas dépasser: 1,4 pu / 100 ms et 1,3 pu / 1s,
avec 1 pu = 343 kV phase de phase, 594 kV en phase.
Pour une installation 225 kV :
A définir

2 minutes après la fermeture du disjoncteur AC, les auxiliaires sont alimentés par le transfert de puissance de liaison HVDC uniquement

Test 3: La fréquence transitoire doit être au-dessus de la courbe rouge du graphique ci-dessous. Les protections de la ligne HVDC ne doivent pas déclencher pendant l'état transitoire. En régime permanent, les valeurs U et f doivent être dans la plage définie comme paramètres.



Test 4: La fréquence transitoire doit être au-dessus de la courbe rouge du graphique ci-dessous. Les protections de la ligne HVDC ne doivent pas déclencher pendant l'état transitoire. En régime permanent, les valeurs U et f doivent être dans la plage définie comme paramètres.



Test 5: aucun déclenchement ni blocage ne doit avoir lieu.
Test 6: aucun déclenchement ni blocage ne doit avoir lieu.
Test 7: Expliquer les phénomènes observés et quantifier les oscillations de U, f, P, Q.

FICHE I5 : ANNULATION ET INVERSION DU TRANSIT DE PUISSANCE ACTIVE

Essais usine
Dossier intermédiaire

Objectif

La (chaque) liaison doit être capable d'annuler ou d'inverser rapidement son transit de puissance active sur réception d'un ordre envoyé par RTE, quel que soit le transit initial.
L'objectif de ce test est de vérifier la capacité constructive de la (chaque) liaison à réussir ce changement rapide de point de consigne de puissance active.

Description

Ce test doit être réalisé lors des essais en usine *[Le cas échéant] :* et pour chaque liaison

Le système test utilisé est celui décrit dans l'Annexe 1 Figure 1.

Pour le cas 6 effectuer les tests suivants :

Test 1 : Un ordre d'inversion envoyé par RTE est simulé (changement du point de consigne de $P_{max\ injection}$ à $P_{max\ soutirage}$). Puis 10 secondes plus tard, un ordre d'annulation du transit est simulé (passage du point de consigne à 0 MW).

Pour le cas 8 effectuer les tests suivants :

Test 2 : Un ordre d'inversion envoyé par RTE est simulé (changement du point de consigne de $P_{max\ soutirage}$ à $P_{max\ injection}$). Puis 10 secondes plus tard, un ordre d'annulation du transit est simulé (passage du point de consigne à 0 MW).

Conditions particulières

- Le contrôle commande de la (chaque) liaison doit être conforme aux informations de la E3 (en particulier les capacités constructives de la liaison).

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

- Annexe 1
- Format de l'ordre d'annulation
- Format de l'ordre d'inversion

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Résumé de tous les tests indiquant si les critères de conformité sont respecté (oui / non / explication)
- Figures et enregistrements aux points de raccordement PCC1 et PCC2 des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
    - Puissance active et réactive
    - Grandeur instantanées : i) Tensions par phase et ii) et courant par phase
    - Grandeurs efficaces (RMS): i) Tension phase-terre, ii) tension phase-phase, iii) courant par phase, iv) Composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire) des tensions et courants.
    - Composantes active (id) et réactive (iq) directe et inverse du courant.
    - Les consignes des régulateurs primaire et secondaire de tension, Uref, Ucons (kV) et le signal $U_{PDR} + \lambda * Q_{PDR}$.
    - Position initiale la prise du transformateur ainsi que les prises passées pendant le test.

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
    - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel, .csv, par exemple).
    - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
    - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.
- Les temps correspondant à la simulation des ordres d'annulation et d'inversion

Pour chaque liaison et pour chaque cas, [nom Client] doit calculer :

- L'erreur statique de la puissance active

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

Pour les simulations liées à la réception d'un ordre RTE :

Le transit actif sur la liaison étudiée au point de raccordement doit être conforme aux attendus figurant

dans les ordres envoyés par RTE

- Temps d'établissement aussi rapide que possible et inférieur à 2 sec (cf § 3.2.4)
- L'erreur statique de la puissance active doit être inférieure à 0,2% de Pmax.
- L'ensemble du test doit être réalisé sans que la liaison étudiée ne provoque de perturbation sur la tension au point de raccordement (ni sur le réactif).
- Télésignalisations relatives à l'annulation et inversion du transit envoyées à RTE (cf § 3.9.2) et conformes à l'état de la liaison.

FICHE I6 : RESOLUTION DE CONTRAINTES DE TRANSIT

Essais usine
Dossier intermédiaire

Objectif

La (chaque) liaison doit être capable de réagir à des contraintes réseau induites par son transit de puissance active à un instant donné, ces contraintes étant localisées à proximité de son point de raccordement.
L'objectif est de vérifier la capacité de la (chaque) liaison à modifier sa puissance active en appliquant une consigne envoyée par RTE (run up / run back).

Description

Ce test doit être réalisé lors des essais en usine *[Le cas échéant] :* **et pour chaque liaison**

Le système test utilisé est celui décrit dans l'Annexe 1 Figure 1.

Pour le cas 6 effectuer les tests suivants :

Test 1 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne} = P_{max\ soutirage}$
- Pente : P_{max}/100 ms
- Priorité 1

Test 2 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $\Delta P = - P_{max\ injection}$
- Pente : P_{max}/100 ms
- Priorité 1

Test 3 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- Limitation de $P_{max\ injection}$ à $P_{max\ injection}$ /2
- Pente : P_{max}/100 ms
- Priorité 1

Test 4 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne} = P_{max\ soutirage}$
- Pente : P_{max}/5 s
- Priorité 1

Puis, 5s après l'activation de l'automate 1, activation de l'automate 2 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne} = P_{max\ injection}$ /2
- Pente : P_{max}/1 s
- Priorité 1

Test 5 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne} = 0$
- Pente : P_{max}/1 s
- Priorité 1

Puis, 5s environ après la stabilisation de la puissance active, activation de l'automate 2 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne} = P_{max\ injection}$ /2
- Pente : P_{max}/1 s
- Priorité 2

Pour le cas 8 effectuer les tests suivants :

Test 6 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne} = P_{max\ injection}$
- Pente : P_{max}/100 ms

- Priorité 1

Test 7 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- ΔP = - $P_{max\ soutirage}$
- Pente : P_{max}/100 ms
- Priorité 1

Test 8 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- Limitation de $P_{max\ soutirage}$ à $P_{max\ soutirage}$ /2
- Pente : P_{max}/100 ms
- Priorité 1

Test 9 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne}$= $P_{max\ injections}$
- Pente : P_{max}/5 s
- Priorité 1

Puis, 5s après l'activation de l'automate 1, activation de l'automate 2 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne}$= $P_{max\ soutirage}$ /2
- Pente : P_{max}/1 s
- Priorité 1

Test 10 :
activation de l'automate 1 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne}$= 0
- Pente : P_{max}/1 s
- Priorité 1

Puis, 5s environ après la stabilisation de la puissance active, activation de l'automate 2 (run-up/run-back) avec les caractéristiques suivantes :
- $P_{consigne}$= $P_{max\ soutirage}$ /2
- Pente : P_{max}/1 s
- Priorité 2

Conditions particulières
- Le contrôle commande de la (chaque) liaison doit être conforme aux informations de la fiche E3 (en particulier les capacités constructives de la liaison).

Données d'entrée (RTE → [nom Client])
- Annexe 1
- Format de la consigne

Résultats ([nom Client] → RTE)
Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :
- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Résumé de tous les tests indiquant si les critères de conformité sont respecté (oui / non / explication)
- Figures et enregistrements aux points de raccordement PCC1 et PCC2 des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Puissance active et réactive
  - Grandeur instantanées : i) Tensions par phase et ii) et courant par phase
  - Grandeurs efficaces (RMS): i) Tension phase-terre, ii) tension phase-phase, iii) courant par phase, iv) Composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire) des tensions et courants.
  - Composantes active (id) et réactive (iq) directe et inverse du courant.
  - Les consignes des régulateurs primaire et secondaire de tension, Uref, Ucons (kV) et le signal U_{PDR} + ▪*Q_{PDR}.
  - Position initiale la prise du transformateur ainsi que les prises passées pendant le test.

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel, .csv, par exemple).
- Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

- Les temps correspondant à la simulation de chaque ordre de baisse.

Pour chaque liaison et pour chaque cas, [nom Client] doit calculer :

- L'erreur statique de la puissance active

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

Le transit de puissance active sur la (chaque) liaison au point de raccordement doit être conforme aux attendus figurant dans les consignes envoyées par RTE :

- L'erreur statique de la puissance active doit être inférieure à 0,2% de Pmax
- Temps d'activation inférieur à 10 ms (cf § 3.2.3)
- Temps d'établissement inférieur à [ΔP (MW) / pente de variation (MW/sec)] sec (cf § 3.2.3)
- L'ordre de priorité des automates est respecté
- L'ensemble du test doit être réalisé sans que la liaison étudiée ne provoque de perturbation sur la tension au point de raccordement (ni sur le réactif).
- Télésignalisations relatives au fonctionnement des automates (run up, run back) envoyées à RTE (cf § 3.9.2) et conformes.

FICHE I7 : ORDRE DE PRIORITE
Essais usine ***Dossier Intermédiaire***
Objectif La (chaque) liaison a la capacité de contribuer à différents modes de fonctionnement en régime normal et en situation d'urgence et de réagir à des ordres émis par l'un des deux TSO auxquels elle est raccordée. Pour assurer la sûreté du système, un ordre de priorité doit être défini entre les différentes contributions demandées. L'objectif de ces tests est de vérifier la conformité du contrôle commande de la (chaque) liaison avec l'ordre des priorités défini et de confirmer la désactivation effective des différents modes quand un mode de priorité supérieure est activé.
Description **Ce test doit être réalisé lors des essais en usine** *[Le cas échéant] :* **et pour chaque liaison** Durant des situations de transit sur la liaison étudiée, pour chaque mode décrit en §3.8, les tests suivants doivent être simulés : ▫ activation des modes de priorité supérieure ▫ activation des modes de priorité inférieure
Conditions particulières
Informations (RTE→ [nom Client])
Résultats ([nom Client] → RTE) Pour la (chaque) liaison et pour chaque test : ▫ Procédures de test définissant les différentes étapes effectuées ▫ Le tracé du transit de puissance active sur la liaison au point de raccordement pendant le test ▫ Le tracé de la puissance réactive au point de raccordement pendant le test Le tracé doit indiquer : ▫ En abscisse le temps exprimé en seconde. ▫ En ordonnée, la puissance active et réactive exprimée en MVAR et MW au point de raccordement
Critères de conformité *[Le cas échéant] :* Pour chaque liaison : Pour chaque test ▫ Activation de tous les modes de priorité supérieure et téléinformations correspondantes envoyées à RTE ▫ Blocage de tous les modes de priorité plus faible et téléinformations correspondantes envoyées à RTE

FICHE I8 : BLOCAGE DES MODIFICATIONS DE PUISSANCE

Essais usine
Dossier Intermédiaire

Objectif

La (chaque) liaison doit pouvoir bloquer toute modification de puissance active dans les cas suivants :

- Un ordre de blocage est émis par RTE
- Un signal « Stop Ramping » est envoyé par RTE
- Un mode activé côté [autre pays concerné] qui provoque une variation de fréquence en dehors de la plage prédéfinie côté français
- Un mode activé côté français qui provoque une variation de fréquence en dehors de la plage prédéfinie côté [autre pays concerné]

Description

Ce test doit être réalisé lors des essais en usine *[Le cas échéant] :* **et pour chaque liaison**

Fonction de blocage des variations de puissance active "Stop ramping"

Pendant des situations de transit sur la liaison étudiée, pour chaque type de variation de puissance active :

- Suivi du programme
- Contribution au FSM côté [autre pays concerné] ou côté français
- Contribution au LFSM

Les simulations suivantes doivent être réalisées:

- transmission d'un ordre par RTE
- télésignalisation "stop ramping " envoyée à [nom Client]

Fonction de gel " Stop Frequency Controls "

Pendant des situations de transit sur la liaison étudiée :

- une variation de fréquence en dehors de la plage prédéfinie côté français est simulée
- une variation de fréquence en dehors de la plage prédéfinie côté [autre pays concerné] est simulée

Conditions particulières

Informations (RTE→ [nom Client])

Plage de fréquence prédéfinie côté français
Plage de fréquence prédéfinie côté [autre pays concerné] (à fournir par *[GRT concerné]*)

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Procédures de test définissant les différentes étapes effectuées
- Le tracé de la puissance active sur la liaison au point de raccordement pendant le test
- Le tracé de la puissance réactive au point de raccordement pendant le test

Le tracé doit indiquer :

- En abscisse le temps exprimé en seconde.
- En ordonnée, la puissance active et réactive exprimée en MVAR et MW au point de raccordement

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

Pour les simulations liées au **"Stop ramping"**:

- Temps d'activation inférieur à 10 ms
- Blocage effectif des modes activés et de tout changement de puissance active
- Télésignalisations relatives à la fonction **"Stop ramping"** envoyées à RTE (cf §3.9.2) et conformes
- Conformité avec l'ordre de priorité des fonctions défini par RTE (cf §3.8)

Pour les simulations liées au **" Stop Frequency Controls "**:

- Temps d'activation inférieur à 10 ms
- Gel effectif du point de fonctionnement en cours et blocage des autres modes de fonctionnement
- Télésignalisations relatives à la fonction **"Stop Frequency Controls"** envoyées à RTE (cf §3.9.2) et conformes
- Conformité avec l'ordre de priorité des fonctions défini par RTE (cf §3.8)

FICHE I9 : QUALITE DE FOURNITURE : HARMONIQUE

Etudes et simulations harmoniques
Dossier Intermédiaire

Objectifs

Des simulations seront réalisées préalablement aux essais dans la phase de conception, afin de vérifier la conformité des installations en termes d'émissions d'harmoniques de courant et de tension et afin d'obtenir l'impédance fréquentielle des installations.

Informations communiquées pour les études (RTE → [nom Client])

- Pour les simulations relatives aux harmoniques, RTE fournira les lieux d'impédances harmoniques sur le RPT et des mesures de tensions harmoniques présentes sur le réseau jusqu'aux rangs 50 (Vh).
- La forme des lieux d'impédance harmonique est donnée à titre d'exemple dans les figures ci-dessous :

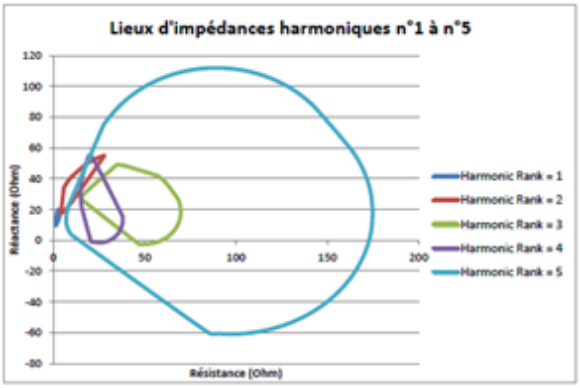


Figure 1

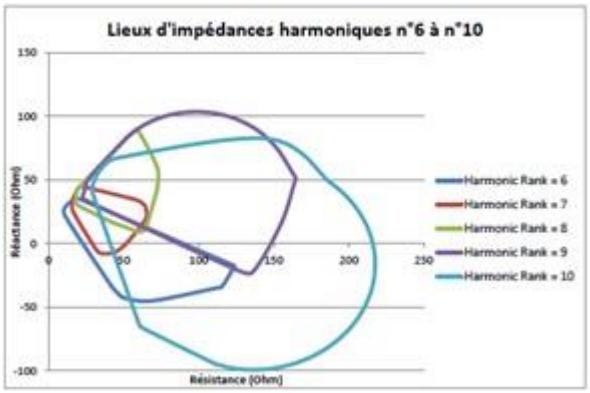


Figure 2

Description des études

- [nom Client] doit baser ses études harmoniques sur les données suivantes :
  - Background de tension harmonique (Vh) préexistant au point de raccordement de la station de conversion.
  - Valeur maximal de la séquence négative
  - Les lieux d'impédances harmoniques.

- [nom Client] doit ensuite développer un circuit équivalent basé sur les données communiquées par RTE (Vh et Zh) :

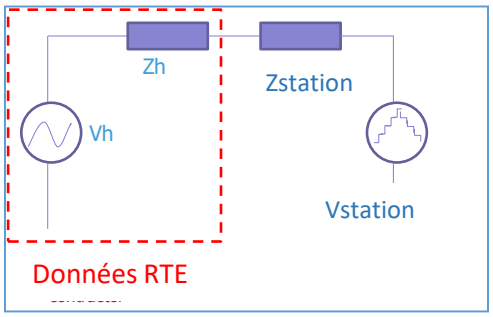


Figure 3 : circuit équivalent

- Le modèle utilisé pour représenter $Z_{station}$ et $U_{station}$ doit être adapté aux études harmoniques (prise en compte des dépendances fréquentielles, du contrôle de l'électronique de puissance par exemple). [nom Client] détaillera le modèle utilisé pour représenter la station HVDC. Les configurations amenant à la majoration des harmoniques de courant et de tensions devront être présentées.
- [nom Client] devra fournir l'impédance fréquentielle de la station de conversion au point de connexion (incluant le contrôle, équipements haute-tension de la station, etc.), en la calculant par méthode analytique ou numérique, conformément à §8 de la brochure technique CIGRE TB754, pour les puissances de court-circuit minimales et maximales, et pour chacunes des configurations suivantes des installations :
  - En transit de puissance active, en réglage de tension et réactif :
    - (Pmax, Qmax)
    - (Pmax, -Qmax)
    - (-Pmax, Qmax)
    - (-Pmax, -Qmax)
    - (P=0, Q=0)
  - En statcom, en réglage de tension et réactif :
    - Qmax
    - –Qmax
  - En blackstart-start, puissance maximale et nulle
  - Tout autre mode de contrôle ou situation qui influence l'impédance fréquentielle du convertisseur.
- L'impédance calculée devra être validée en réalisant une étude comparative de la réponse fréquentielle avec un modèle détaillé du contrôle de la station de conversion. Pour le calcul de l'impédance fréquentielle et sa validation, [nom Client] devra utiliser un circuit basé sur les données communiquées par RTE (Vh et Zh).

Résultats des études ([nom Client]→ RTE)

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- Pour les simulations sur les **tensions harmoniques**, résultat des calculs théoriques de l'augmentation des harmoniques existantes induite par la station de conversion, jusqu'au rang 50.
- Pour les simulations sur les **courants harmoniques**, résultat des calculs théoriques des courants harmoniques circulant au point de raccordement jusqu'au rang 50. Ces courants sont liés aux tensions harmoniques préexistantes et aux courants émis par l'électronique de puissance.

Les résultats doivent être présentés sous la forme du tableau suivant :

Rang harmonique	**Exigences RTE**			**Performances atteintes par le Client (à comparer avec les exigences de RTE)**	
	Taux de tensions harmoniques préexistantes au Point De raccordement	**Exigence sur les tensions harmoniques après raccordement**	**Exigences sur les courants harmoniques totaux circulant au Point De raccordement AC**	**Taux de tensions harmoniques au Point de raccordement AC**	**Courants harmoniques totaux circulant au Point de raccordement AC**
	%Vn	**%Vn**	**(en Ampère RMS) & THDi in %)**	**(Incrémental + amplification des harmoniques préexistants) (%Vn)**	**(Courant harmonique de l'installation + courants liés aux harmoniques du réseau) (Ampère RMS) & THDi en %)**
2	U	U+0,2%	*[donnée RTE]*		
3	V	V+0,2%	*[donnée RTE]*		
4	W	W+0,2%	*[donnée RTE]*		
…	X	X+0,2%	*[donnée RTE]*		
50	Y	Y+0,2%	*[donnée RTE]*		
Taux de distorsion harmonique	**Z**	**Z+0.3%**	*[donnée RTE]*		

- Pour l'impédance fréquentielle de la station de conversion pour chaque configuration étudiée :
  - Un tableau avec l'impédance réelle et imaginaire et les données réseaux utilisées.
  - Un graphique superposant le gain de la réponse fréquentielle par la modélisation par l'impédance fréquentielle et par un modèle détaillé du contrôle de la station de conversion.
  - Un graphique superposant la phase de la réponse fréquentielle par la modélisation par l'impédance fréquentielle et par un modèle détaillé du contrôle de la station de conversion.

  Pour ces deux derniers résultats, les données réseaux utilisées seront décrites.

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- Les valeurs de la colonne « Taux de tensions harmoniques au Point de raccordement AC » données par le client doivent être inférieures aux valeurs de la colonne « Exigence sur les tensions harmoniques après raccordement » données par RTE.
- Les valeurs de la colonne « Courants harmoniques totaux circulant au Point de raccordement AC» données par le client doivent être inférieures aux valeurs de la colonne « Exigences sur les courants harmoniques totaux circulant au Point De raccordement AC » données par RTE.
- Courant harmoniques (cf §3.6)
  Avec une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR de 1% :
  - Taux global max : tg max = [X] % (4,8% pour 400 kV, 8% pour le 225 kV)
- Tensions harmoniques (cf §3.6)
  Avec une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR de 1% :
  - Pas d'augmentation supérieure à 0,2% des tensions harmoniques préexistantes au PDR
  - Augmentation du THD (tel que défini dans la publication CEI 61000-3-6) inférieure à 0,3%

  Avec une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR jusqu'à 2% :
  - La liaison doit rester connectée et avoir un fonctionnement stable.
- Pour l'impédance fréquentielle de la station de conversion, la modélisation doit être validée par des résultats de réponse fréquentielle similaires au cas avec un contrôle détaillé de la station de conversion.

FICHE I10: PERFORMANCE DE LA MODULATION DE PUISSANCE ACTIVE

Essais usine
Dossier intermédiaire

Objectifs

Pour garantir la sécurité du système, la (chaque) liaison doit être capable de modifier son point de consigne après réception d'un ordre émis par RTE ou en suivant son programme et cela dans un temps imparti, selon les modalités suivantes :

- En changeant son point de consigne en actif
- En modifiant son programme
- En respectant ou en modifiant sa pente de modification de puissance

Description

[Le cas échéant] : **Les tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

Le système test utilisé est celui décrit dans l'Annexe 1 Figure 1.

Pour le cas 9 effectuer les tests suivants :

- Test 1 : Modification du point de consigne +10%Pmax sans rampe.
- Test 2 : Modification du point de consigne +10%Pmax avec rampe maximale indiquée dans le § 3.2.5.

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

- Annexe 1
- Annexe 2

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Résumé de tous les tests indiquant si les critères de conformité sont respectés (oui / non / explication)
- Figures et enregistrements aux points de raccordement PCC1 et PCC2 des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Puissance active et réactive
  - Grandeur instantanées : i) Tensions par phase et ii) et courant par phase
  - Grandeurs efficaces (RMS): i) Tension phase-terre, ii) tension phase-phase, iii) courant par phase, iv) Composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire) des tensions et courants.
  - Composantes active (id) et réactive (iq) directe et inverse du courant.
  - Les consignes de régulateur primaire et secondaire de tension, Uref, Ucons (kV) et le signal $U_{PDR} + \lambda * Q_{PDR}$.
  - Position initiale la prise du transformateur ainsi que les prises passées pendant le test.

  Indiquer sur les enregistrements les valeurs suivantes :
  - ta, temps d'activation, temps entre la réception de l'ordre de modification et le début de la modification attendue
  - tm, tr, temps entre le début de variation et le moment où la puissance active atteint la valeur escomptée, temps d'établissement à +/-5% de la valeur finale
  - ΔP, la variation de puissance active

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel, .csv, par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- L'erreur statique de la puissance active doit être inférieure à 0,2% de P_{max}.
- On ne doit pas observer des perturbations sur la tension AC.
- Sur le Test 2 la rampe doit être respectée.
- La liaison ne doit pas bloquer ni déclencher. Elle doit avoir un fonctionnement stable.

FICHE I11 : PERFORMANCE DE LA REGULATION PRIMAIRE DE TENSION

Essais usine
Dossier intermédiaire

Objectifs

La participation d'une installation au réglage primaire de la tension implique :

- La capacité de conserver un fonctionnement stable en cas de petites variations de tension ;
- La capacité de fourniture ou d'absorption de puissance réactive au point de raccordement dans l'intervalle [Q_{min} ; Q_{max}] ;
- Le respect de la caractéristique statique de la loi de réglage U(Q) au point de raccordement contractualisée avec RTE.

L'objectif est de vérifier les trois points précédents.

Description

[Le cas échéant] : **Ce test doit être réalisé pour chaque liaison**

Le système test utilisé est celui décrit dans l'Annexe 1 Figure 1.

Pour le cas 4 avec (1/λ)min= 10 Mvar/kV et pour le cas 8 avec (1/λ)max= 50 Mvar/kV, effectuer les tests suivants :

Test 1 : Modification instantanée de la charge Q_{load1} menant à une diminution de la tension au nœud PCC1 de 3% de Un et, après avoir atteint un état stationnaire, modification instantanée de la charge menant à une augmentation de la tension au nœud PCC1 de 3% de Un.

Test 2 : Sans rampe sur la consigne du régulateur de tension Ucons, augmentation de Ucons de 3% au nœud PCC1 et, après avoir atteint un état stationnaire, diminution de Ucons de 3% au nœud PCC1.

Test 3 : Avec la rampe maximum sur la consigne du régulateur de tension Ucons, augmentation de Ucons de 3% au nœud PCC1 et, après avoir atteint un état stationnaire, diminution de Ucons de 3%.

Test 4 : La liaison HVDC est en réglage de la puissance réactive. Augmentation de 100 MVar de la puissance réactive fournie au nœud PCC1 et diminution de 100 MVar de la puissance réactive fournie au nœud PCC1.

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

- Annexe 1
- Annexe 2

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Résumé de tous les tests indiquant si les critères de conformité sont respectés (oui / non / explication)
- Figures et enregistrements aux points de raccordement PCC1 et PCC2 des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
    - Puissance active et réactive
    - Grandeur instantanées : i) Tensions par phase et ii) et courant par phase
    - Grandeurs efficaces (RMS): i) Tension phase-terre, ii) tension phase-phase, iii) courant par phase, iv) Composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire) des tensions et courants.
    - Composantes active (id) et réactive (iq) directe et inverse du courant.
    - Les consignes de régulateur primaire et secondaire de tension, Uref, Ucons (kV) et le signal $U_{PDR} + \lambda * Q_{PDR}$.
    - Position initiale la prise du transformateur ainsi que les prises passées pendant le test.

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
    - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel, .csv, par exemple).
    - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
    - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Pour le **test 1**, les paramètres suivants doivent être calculés :

- T1%,P : temps d'établissement de la puissance active à 1% de sa puissance de consigne
- T5%,U : temps d'établissement du signal $U_{PCC} + \lambda Q_{PCC}$ dans une bande symétrique autour de Ucons de +/-5% (3% Un)
- ε%,P : erreur statique entre la puissance active et sa consigne
- ε%,U : erreur statique entre le signal $U_{PCC} + \lambda Q_{PCC}$ et sa consigne Ucons

$$\varepsilon_{\%,U} = \left| \frac{U_{final} + \lambda Q_{final} - U_{cons}}{U_{cons}} \right| * 100$$

Pour le **test 2**, les paramètres suivants doivent être calculés :

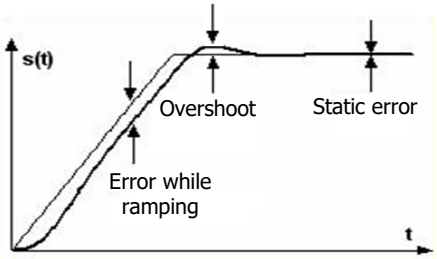
- T1%,P : temps d'établissement de la puissance active à 1% de sa puissance de consigne
- T5%,U : temps d'établissement du signal $U_{PCC} + \lambda Q_{PCC}$ dans une bande symétrique autour de sa valeur finale Ucons de +/-5% (Ucons final - Ucons initial)
- ε%,P : erreur statique entre la puissance active et sa consigne
- ε%,U : erreur statique entre le signal $U_{PCC} + \lambda Q_{PCC}$ et sa consigne Ucons

$$\varepsilon_{\%,U} = \left| \frac{U_{final} + \lambda Q_{final} - U_{cons\,final}}{U_{cons\,final}} \right| * 100$$

- $Overshoot = \frac{(U_{PCC} + \lambda Q_{PCC})_{extremum} - Ucons\,final}{Ucons\,final - Ucons\,initial}$

Pour le **test 3**, les paramètres suivants doivent être calculés :

- ε%,U : erreur statique entre le signal $U_{PCC} + \lambda Q_{PCC}$ et sa consigne Ucons
- εrampU : erreur durant la rampe entre le signal $U_{PCC} + \lambda Q_{PCC}$ et sa consigne en rampe Ucons



- ε%,P : erreur statique entre la puissance active et sa consigne
- T1%,P : temps d'établissement de la puissance active à 1% de sa puissance de consigne
- L'overshoot sur la réponse en rampe

Pour le **test 4**, les paramètres suivants doivent être calculés :

- T1%,P : temps d'établissement de la puissance active à 1% de sa puissance de consigne
- T5%,Q : temps d'établissement du signal Q à 5% de la consigne Qcons
- ε%,P : erreur statique entre la puissance active et sa consigne
- ε%,Q : erreur statique entre le signal Q et sa consigne Qcons

Critères de conformité

- La liaison est capable de réaliser 90% de la variation de la grandeur asservie par le réglage de tension dans un temps supérieur ou égal à 0.5 secondes,
- La liaison est capable de se stabiliser sur la valeur spécifiée à ±5 % de la différence entre la valeur finale et la valeur initiale, dans un temps de 2 secondes.
- L'écart statique entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur de tension et la consigne du régulateur doit être au plus égal à 0,2 % de la consigne du régulateur.
- L'erreur statique de la puissance active doit être inférieure à 0,2% de Pmax.

FICHE I12: PERFORMANCE DE LA LIAISON FACE A DES BATTEMENTS DE TENSION
Essais usine ***Dossier intermédiaire***
Objectifs
Description
Conditions particulières
Données d'entrée (RTE → [nom Client])
Résultats ([nom Client] → RTE)
Critères de conformité

FICHE I13 : PERFORMANCE DU POD FACE A DES OSCILLATIONS DE PUISSANCE DANS LE RESEAU AC
Essais usine ***Dossier intermédiaire***
Objectifs
Description
Conditions particulières
Données d'entrée (RTE → [nom Client])
Résultats ([nom Client] → RTE)
Critères de conformité

ANNEXE 5 : ESSAIS A VALIDER AVANT L'ACCES AU RESEAU DEFINITIF

(ETAPE 3)

FICHE F1 : TEST DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION
Essais réels ***Dossier final***
Objectifs L'essai vise à vérifier le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements associés aux systèmes dédiés aux échanges d'informations.
Description Chaque équipement sera testé en coordination avec RTE et dans le respect des protocoles d'échanges définis conformément au §3.9.4 du présent cahier des charges.
Conditions particulières Tous les tests doivent être programmés et réalisés en coordination avec RTE.
Données d'entrée (RTE → [nom Client]) Programme de test
Résultats ([nom Client] → RTE) Procès-verbal des tests des équipements.
Critères de conformité Chaque équipement doit fonctionner correctement dans le respect des protocoles d'échanges définis conformément au § 3.9.4 du présent cahier des charges.

FICHE F2 : CONNEXION AU RESEAU *TRIPARTITE*

Essais réels
Dossier final

Objectifs

Le couplage au RPT doit être assuré par un organe de coupure appartenant à [nom Client].
Le couplage doit être possible dans la plage de fréquence 49 Hz – 51 Hz, et dans une plage de tension normale de fonctionnement du réseau.
Ce couplage doit être possible dans le cas d'une mise sous tension depuis la France ou depuis [autre pays concerné].

Description

[Le cas échéant] : **Ce test doit être réalisé pour chaque liaison**

Mise sous tension depuis la France

- **Essai 1 :** enclenchement du transformateur principal.
- **Essai 2 :** connexion de la liaison étudiée côté français et fermeture de cette liaison côté anglais
- **Essai 3 :** augmentation progressive de la puissance sur la liaison étudiée en accord avec la rampe de puissance prédéfinie par RTE et stabilisation à $P_{max\ injection}$ pendant 15 minutes
- **Essai 4 :** baisse progressive de la puissance sur la liaison étudiée jusqu'à 0 MW en accord avec la rampe de puissance prédéfinie par RTE

Mise sous tension depuis [autre pays concerné]

- **Essai 5 :** connexion de la liaison étudiée côté [autre pays concerné] et fermeture de cette liaison côté français

Les conditions détaillées de ces tests feront l'objet d'une coordination entre *[GRT concerné]*, [nom Client] et RTE.

Conditions particulières

- Les essais doivent être programmés et réalisés en coordination avec RTE et *[GRT concerné]*.
- Durant ces essais, la liaison étudiée ne participe pas au réglage de la fréquence.

Données d'entrée (RTE→ [nom Client])

- Pente de puissance active pour les essais 3 et 4: … MW/min (doit être la pente la plus rapide en situation normale)

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque essai :

- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Tension efficace au point de raccordement.
  - Puissance réactive au point de raccordement
  - Puissance active au point de raccordement
  - Numéro de prise du transformateur principal

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

Pour les essais 1, 2, 3 et 5 :

- Pas de déclenchement lors des mises sous tension.
- La mise sous tension de la station de conversion ne doit pas provoquer un à-coup de tension au PDR (à la fréquence fondamentale) supérieur à 3[]% de la tension avant mise sous tension (cf. § 3.6)

Essai 3 :

- La liaison réussit à monter en puissance sans perturbation de la tension (les enregistrements doivent corroborer cela).

Essais 3 and 4 :

- La pente de montée ou de baisse de puissance active mesurée lors de l'essai est cohérente avec celle renseignée par [nom Client].

FICHE F3 : QUALITE DE FOURNITURE

Essais réels

Objectifs

Les perturbations produites par la (chaque) liaison seront mesurées lors des essais à la mise en service, afin de les comparer aux valeurs limites autorisées.

Description

Les perturbations qui seront mesurées au point de raccordement de la (chaque) liaison sont les fluctuations rapides et les déséquilibres de la tension, ainsi que les harmoniques de courant et de tension. La définition de ces perturbations ainsi que leurs valeurs limites sont spécifiées dans le §3.6 du présent cahier des charges.

Conditions particulières des essais :

[Le cas échéant] : Les essais doivent être réalisés pour chaque liaison :

Les essais doivent être réalisés en coordination avec RTE, sur plusieurs jours afin de se placer dans différentes configurations d'exploitation du réseau et de l'installation, si possible les plus contraignantes d'un point de vue qualité de la tension (couplage, enclenchements, variation de transit en import et en export, …).

Pour la (chaque) liaison, deux types d'essai sont à considérer :

- **Essais de courte durée dans les conditions suivantes :**

▫ 1 heure à fourniture de puissance réactive maximale (Qmax)
▫ 1 heure à absorption de puissance réactive maximale (Qmin)
▫ 1 heure à capacité de transit actif maximal en import (Pmax injection)
▫ 1 heure à capacité de transit actif maximal en export (Pmax soutirage)
▫ 1 heure à puissance active maximale en import Pmax injection et à fourniture de puissance réactive maximale Qmax
▫ 1 heure à puissance active maximale en export Pmax soutirage et à fourniture de puissance réactive maximale Qmax
▫ 1 heure à puissance active maximale en import Pmax injection et absorption de puissance réactive maximale Qmin
▫ 1 heure à puissance active maximale en export Pmax soutirage et absorption de puissance réactive maximale Qmin

- **Essai de longue durée**, *[Le cas échéant] :* réalisé simultanément pour les [nombre liaisons] liaisons, d'une durée de 15 jours, sans contraintes de transit ou de fourniture/absorption de réactif. La (chaque) station doit cependant être connectée au RPT pendant toute la durée des essais.

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

▫ Valeur de S_{cc} pendant le test: $S_{cc\ essai}$
$S_{cc\ min}$ = [..] MVA

Résultats des essais ([nom Client]→ RTE)

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- Procédure d'essai décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements au point de raccordement de l'installation des grandeurs décrites ci-dessus moyennées sur 10 minutes.

Ces enregistrements doivent être réalisés sur plusieurs jours et correspondre au cahier des charges fourni par RTE (voir § Conditions particulières ci-dessus). Ces enregistrements doivent aussi inclure plusieurs heures pendant lesquelles la liaison n'est pas connectée au réseau, afin de mesurer le niveau ambiant de perturbations. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format pdf et fichier numérique (comtrade par exemple)
- Tableaux ou tracés avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

La partie des résultats concernant les harmoniques de courants et de tensions sera synthétisée dans le tableau suivant. Les valeurs renseignées dans ce tableau correspondront au 98ème centile des mesures classées par ordre croissant.

Rang harmonique	**Exigences RTE**			**Performances atteintes par le fournisseur (à comparer avec les exigences de RTE)**	
	Taux de tensions harmoniques préexistantes au Point De raccordement	**Exigence sur les tensions harmoniques après raccordement**	**Exigences sur les courants harmoniques totaux circulant au Point De raccordement AC**	**Taux de tensions harmoniques au Point de raccordement AC**	**Courants harmoniques totaux circulant au Point de raccordement AC**
	%Vn	**%Vn**	**(en Ampère RMS)** & **THDi en %**	**(Incrémental + amplification des harmoniques préexistants)** (%Vn)	**(Ampère RMS)** & **THDi en %)**
2	U	U+0,2%	*[donnée RTE]*		
3	V	V+0,2%	*[donnée RTE]*		
4	W	W+0,2%	*[donnée RTE]*		
…	X	X+0,2%	*[donnée RTE]*		
50	Y	Y+0,2%	*[donnée RTE]*		
Taux de distorsion harmonique	**z**	**Z+0.3%**	*[donnée RTE]*		

Critères de conformité

- Les valeurs de la colonne « Taux de tensions harmoniques au Point de raccordement AC » données par le client doivent être inférieures aux valeurs de la colonne « Exigence sur les tensions harmoniques après raccordement » données par RTE.

- Les valeurs de la colonne « Courants harmoniques totaux circulant au Point de raccordement AC» données par le client doivent être inférieures aux valeurs de la colonne « Exigences sur les courants harmoniques totaux circulant au Point De raccordement AC » données par RTE.

Si la puissance de court-circuit du RPT au point de raccordement est inférieure à 1500 MVA en HTB2, à 7000 MVA en HTB 3, les limites de perturbations de tension pour ***à-coup, papillotement et déséquilibre*** *indiquées ci-dessous seront modifiées par RTE, en les multipliant par le rapport entre la valeur de puissance de court-circuit de référence correspondante indiquée ci-dessus et la puissance de court- circuit effectivement fournie par le RPT au PDR et donnée par RTE (voir § Données d'entrée).*

[Cas d'une Liaison raccordée en HTB3]

- **Papillotement** : Pst_{max} = 0,6
  Critère de conformité au point de livraison : $Pst \leq 0.6 . S_{cc\ min} / S_{cc\ essai}$
  avec $S_{cc\ essai}$= valeur de puissance de court-circuit le jour du test.
- **Déséquilibre** : taux de déséquilibre max = 0,6 %
  Critère de conformité au point de livraison : taux de déséquilibre $\leq 0.6. S_{cc\ min} / S_{cc\ essai}$
  avec $S_{cc\ essai}$= valeur de puissance de court-circuit le jour du test.
- **Harmoniques en courant** : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_C}$

  où k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	kn (%)	Rangs pairs	kn (%)
3	3,9	2	1,8
5 et 7	4,8	4	0,9
9	1,8	>4	0,6
11 et 13	3		
>13	1,8		

  Taux global max : $\tau_{g\ max}$ = 4,8 %
  avec une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR de 1%

- **Harmoniques en tension** :

Avec une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR de 1% :

- Pas d'augmentation supérieure à 0,2% des tensions harmoniques préexistantes au PDR
- Augmentation du THD (tel que défini dans la publication CEI 61000-3-6) inférieure à 0,3%

Avec une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR jusqu'à 2% :

- La liaison doit rester connectée et avoir un fonctionnement stable

[Cas d'une Liaison raccordée en HTB2]

- Papillotement : Pst_{max} = 1

  Critère de conformité au point de livraison : $Pst \leq 1 . S_{cc\ min} / S_{cc\ essai}$

  avec $S_{cc\ essai}$= valeur de puissance de court-circuit le jour du test.

- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 1 %

Critère de conformité au point de livraison : taux de déséquilibre ≤ 1. Scc min /Scc essai
avec Scc essai= valeur de puissance de court-circuit le jour du test.

- **Harmoniques en courant** : courants harmoniques maximaux Ihn max = $k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_C}$

  où kn est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	kn (%)	Rangs pairs	kn (%)
3	6,5	2	3
5 et 7	8	4	1,5
9	3	>4	1
11 et 13	5		
>13	3		

Taux global max : τg max = 8 %

avec une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR de 1%

- **Harmoniques en tension :**

Avec une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR de 1% :

- Pas d'augmentation supérieure à 0,2% des tensions harmoniques préexistantes au PDR
- Augmentation du THD (tel que défini dans la publication CEI 61000-3-6) inférieure à 0,3%

Avec une valeur maximale de taux de composante inverse de la tension alternative au PDR jusqu'à 2% :

- La liaison doit rester connectée et avoir un fonctionnement stable

FICHE F4 : MODULATION DE PUISSANCE ACTIVE *TRIPARTITE*

Essais réels
Dossier final

Objectifs

Pour garantir la sécurité du système, la (chaque) liaison doit être capable de modifier son point de consigne après réception d'un ordre émis par RTE ou en suivant son programme et cela dans un temps imparti, selon les modalités suivantes :

- En changeant son point de consigne en actif
- En modifiant son programme
- En respectant ou en modifiant sa pente de modification de puissance

Description

[Le cas échéant] : **Les tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

Pendant des situations de transit de puissance active, les tests suivants doivent être réalisés :

- Test 1 : Modification manuelle du point de consigne
- Test 2 : Modification du programme en cours
- Test 3 : Modification manuelle de la pente de variation de puissance active

Les conditions détaillées de ces tests feront l'objet d'une coordination entre *[GRT concerné]*, [nom Client] et RTE.

Conditions particulières

- Les essais doivent être programmés et réalisés en coordination avec RTE et *[GRT concerné]*.
- Durant ces tests, la liaison ne participe pas au réglage fréquence.
- Les mesures de niveaux d'harmoniques (définis en fiche F3 « Qualité de fourniture ») peuvent être réalisés en même temps.

Données d'entrée (RTE→ [nom Client])

- Nouveau programme pour l'essai de modification du programme en cours
- Nouveau point de consigne
- Les valeurs de pente de variation en actif

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Tension efficace au point de raccordement.
  - Puissance réactive au point de raccordement
  - Puissance active au point de raccordement
  - Numéro de prise du transformateur principal

  Indiquer sur les enregistrements les valeurs suivantes :
  - ta, temps d'activation, temps entre la réception de l'ordre de modification et le début de la modification attendue
  - tr, temps entre le début de variation et le moment où la puissance active atteint la valeur escomptée, temps d'établissement à +/-5% de la valeur finale
  - ΔP, la variation de puissance active

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

Tests 1, 2

- ΔP est égal à la variation de puissance active requise pour chaque essai

- ta<5 min pour l'essai de modification de point de fonctionnement et pour l'essai de modification de programme (§3.2.1 et 3.2.2)
- tr conforme à la pente de variation programmée
- La liaison a un fonctionnement stable

Test 3
- La valeur de la rampe est ajustable et correspond à la valeur requise

Pour tous les tests
- L'erreur statique de la puissance active doit être inférieure à 0,2% de Pmax.

FICHE F5 : CONTRIBUTION AU REGLAGE FREQUENCE - FSM *TRIPARTITE*

Essais réels
Dossier final

Objectif

Pour assurer la contribution au réglage de la fréquence, quand ce mode est activé par RTE, la (chaque) liaison doit être capable de modifier sa puissance active selon les modalités définies au §3.2.7.1 du présent cahier des charges, en suivant la variation de fréquence mesurée au point de raccordement côté français, dans le temps imparti.

Description

[Le cas échéant] : Les **tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

Pendant les situations de transit de puissance active, des variations de fréquence seront simulées dans le contrôle commande de la liaison, afin de vérifier la réponse en puissance active.

Seules des variations de fréquence dans la plage normale seront simulées (FSM). Les excursions de fréquence seront prévues afin de tester toute la plage de variation de puissance active prévue pour le réglage primaire (Rp).

Les conditions détaillées de ces tests feront l'objet d'une coordination entre *[GRT concerné]*, [nom Client] et RTE.

Conditions

- **Ces tests doivent être programmés et réalisés en coordination avec RTE et *[GRT concerné]*.**

Données d'entrée (RTE→ [nom Client])

Les réglages des paramètres définis en §3.2.7.1

- s1= ….
- s2 = ….
- Rp_{hausse}=….MW
- Rp_{baisse}=… MW
- Ordre de piloter la fréquence côté français

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Valeur de fréquence injectée
  - Puissance active au point de raccordement.

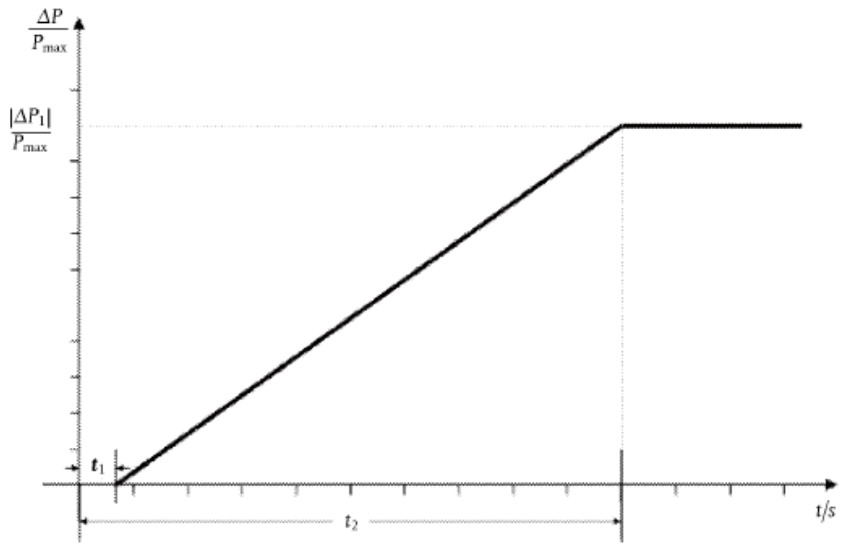
  Indiquer sur les enregistrements les valeurs suivantes :
  - t_1, temps d'activation,
  - t_2, délai pour atteindre la valeur de puissance active finale escomptée
  - ΔP, la variation de puissance active

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- Pour chaque test
  - ΔP doit être égal à la valeur prévue, calculée avec s1, s2
  - ΔP ne doit pas excéder Rp_{hausse} ou Rp_{baisse}
  - Pas d'oscillation de puissance active en sortie
  - Temps d'activation t1 ≤0,5s
  - délai t2 pour atteindre la puissance active attendue ≤30s
  - La réponse en puissance active sera supérieure au gabarit ci-dessous pendant 95% du temps, hors période délai d'activation



- Les tests doivent démontrer l'absence de bande morte.
- Les tests doivent démontrer une insensibilité de la régulation de fréquence < 10 mHz. L'insensibilité éventuelle mise en évidence sera explicitée.
- Télésignalisations correspondant au FSM (cf §3.2.7.1 et §3.9.2) envoyées à RTE et conformes à l'état de la liaison.

FICHE F6 : REGLAGE PRIMAIRE DE TENSION ET CAPACITE EN REACTIF

Essais réels
Dossier final

Objectifs

La participation d'une installation au réglage primaire de la tension implique :

- La capacité de conserver un fonctionnement stable en cas de petites variations de tension ;
- La capacité de fourniture ou d'absorption de puissance réactive au point de raccordement dans l'intervalle [Q_{min} ; Q_{max}] ;
- Le respect de la caractéristique statique de la loi de réglage U(Q) au point de raccordement contractualisée avec RTE.

L'objectif est de vérifier les trois points précédents.

Description

[Le cas échéant] : **Les tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

- **test 1 :** la liaison injecte la puissance maximale $P_{max\ injection}$ et Q = 0 au point de raccordement dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de +3 % sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **test 2 :** la liaison injecte la puissance maximale $P_{max\ injection}$ et Q = 0 au point de raccordement dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de -3% sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **test 3 :** la liaison injecte la puissance maximale $P_{max\ injection}$ et Q = Q_{min} est maintenu au point de raccordement pendant 60 minutes. Q = Q_{min} sera atteint en modifiant la consigne de réglage primaire dans le but d'atteindre la limite d'absorption en réactif de la liaison, tant que la tension reste dans la plage normale au point de raccordement.
- **test 4 :** la liaison injecte la puissance maximale $P_{max\ injection}$ et Q = Q_{max} est maintenu au point de raccordement pendant 60 minutes. Q = Q_{max} sera atteint en modifiant la consigne de réglage primaire dans le but d'atteindre la limite de fourniture en réactif de la liaison, tant que la tension reste dans la plage normale au point de raccordement.

Les tests 1 à 4 doivent aussi être réalisés lorsque la liaison exporte de l'énergie active depuis la France.

- **test 5 :** la liaison injecte sa puissance active minimale P=0 MW et Q = Q_{min} est maintenu au point de raccordement pendant 60 minutes. Q = Q_{min} sera atteint en modifiant la consigne de réglage primaire dans le but d'atteindre la limite d'absorption en réactif de la liaison, tant que la tension reste dans la plage normale au point de raccordement.
- **test 6 :** la liaison injecte sa puissance active minimale P=0 MW et Q = Q_{max} est maintenu au point de raccordement pendant 60 minutes. Q= Q_{max} sera atteint en modifiant la consigne de réglage primaire dans le but d'atteindre la limite de fourniture en réactif de la liaison, tant que la tension reste dans la plage normale au point de raccordement.

Les tests suivants doivent aussi être réalisés avec la régulation de tension en mode réglage de la puissance réactive

- **test 7 :** la liaison injecte une puissance active minimale P=0 MW et Q = 0 au point de raccordement dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de Qmax/3 sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **test 8 :** la liaison injecte une puissance active minimale P=0 MW et Q = 0 au point de raccordement dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de -Qmax/3 sur la consigne du réglage primaire de tension.

Remarque pour les tests 1 et 2 :
La modification du point de consigne du réglage de tension ne doit pas impliquer une variation de la tension au point de raccordement en dehors de la plage normale.

Conditions particulières

- Ces tests sont programmés et réalisés en coordination avec RTE, en particulier quand la liaison est maintenue à sa puissance minimale puis maximale en réactif.
- Pendant ces tests, la liaison ne doit pas participer au réglage primaire ou au réglage secondaire de tension (le réglage primaire doit être actif mais transparent pour les petites variations).

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

- Annexe 2
- Si Loi de réglage en tension de type $U_{PDR} + \lambda * Q = U_{cons}$, λ [numéro liaison] ***= [..]* V/Mvar**

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Tension efficace au point de raccordement.
  - Puissance réactive au point de raccordement
  - Puissance active au point de raccordement
  - Consigne appliquée au régulateur primaire de tension
  - Grandeur asservie par le réglage primaire de tension
  - Gain de réglage primaire
  - TS « groupe en/hors butée UQ- » et TS « groupe en/hors butée UQ +»
  - Numéro de prise du transformateur principal

- Echantillonnage souhaité :
  - Vision globale de chaque essai
  - Echantillonnage minimum de 50 Hz pour les essais 1, 2, 7 et 8
  - Echantillonnage minimum de 10 Hz pour les essais 3 à 6

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

- Pour les tests 1, 2, 7 et 8, les valeurs suivantes doivent être calculées :
  (V correspondant à la grandeur asservie par le réglage primaire de tension et suivant le type de régulateur de tension, égale à Q, ou $U_{PDR} + \lambda.Q$)
  - Temps t1 pour réaliser 90% de la variation de la grandeur asservie par le réglage de tension
  - Temps d'établissement t2 à +/-5% de la valeur finale
  - Ecart statique (noté $\varepsilon'_{\%}$) entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur de tension (Vfinale) et la consigne du régulateur de tension (Vconsigne) : $\varepsilon'_{\%} = 100 \frac{V_{finale} - V_{consigne}}{V_{consigne}}$
  - Temps d'établissement de la puissance active à ±1 % de sa valeur finale, mesurée au point de raccordement

- Pour les tests 3 à 6 : fournir la nature et la valeur des limitations atteintes à Q_{min} et Q_{max}.

Critères de conformité

Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

Pour les tests 1 et 2 (échelons de consigne de tension) :

- Pas de bande morte sur le réglage ;
- Insensibilité <0.02% Un ;
- La liaison ne doit pas perdre la stabilité pour les essais d'échelon de consigne ;
- Le temps t1 doit être supérieur ou égal à 0,5 s ;
- Le temps d'établissement t2 doit être inférieur à 2 s ;
- L'amortissement du régime oscillatoire de la puissance électrique doit être inférieur à 10 s ;
- L'écart statique $\varepsilon'_{\%}$ doit être inférieur à 0,2 % ;
- La loi de réglage doit être vérifiée en régime établi (avant et après les échelons de consigne).

Pour les tests 3 à 6 (fourniture et absorption maximales de puissance réactive) :

- La liaison peut fonctionner à Q_{min} et Q_{max} , pendant 60 minutes à Pmax et 60 minutes à Pmin ;

- Les valeurs de Q_{min} et Q_{max} doivent être conformes aux diagrammes [U, Q] fournis en réponse à la fiche I1 ;
- Et les limitations atteintes au cours des essais doivent être cohérentes avec celles indiquées sur ces mêmes diagrammes [U, Q]. La sortie des butées éventuellement atteintes doit s'effectuer en moins de 10s (à l'hystérésis près).

Pour les tests 7 et 8 (essais en mode réglage de la puissance réactive) :

- Pas de bande morte sur le réglage ;
- Insensibilité <0.02% Qmax ;
- La liaison ne doit pas perdre la stabilité pour les essais d'échelon de consigne ;
- Le temps t1 doit être supérieur ou égal à 0,5 s ;
- Le temps d'établissement t2 doit être inférieur à 2 s ;
- L'amortissement du régime oscillatoire de la puissance électrique doit être inférieur à 10 s ;
- L'écart statique $\varepsilon'_{\%}$ doit être inférieur à 0,2 % Qmax ;
- La loi de réglage doit être vérifiée en régime établi (avant et après les échelons de consigne).

FICHE F7 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN U_{REF}

Essais réels
Dossier final

Objectifs

Vérifier et éventuellement calibrer la chaîne de commande du RST afin de valider le fonctionnement dynamique en RST U_{REF}.
La série de tests (en boucle ouverte) consiste à envoyer les commandes Uref par le centre de conduite RTE vers la liaison afin de vérifier la commandabilité de la liaison, ainsi que la dynamique du réglage.

Nota : RTE émet le signal U_{ref} que le Client traduit en U_{cons}

Description

Le cas échéant] : **Les tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

Rappel : Les informations P_{PROD}, Q_{PROD}, U_{PROD} sont à mesurer au point de raccordement.
La liaison est en fonctionnement à $P_{max\ injection}$, puis $P_{max\ soutirage}$.

Application des commandes U_{REF}

Pour limiter l'effet des imprécisions de mesure sur les résultats, l'excursion du point de fonctionnement U/Q devra être suffisamment importante. Si nécessaire, RTE demandera d'ajuster le point de fonctionnement initial pour permettre cette excursion en modifiant la valeur de U_{cons}.

- **Essai 1 mise en service du RST:** RTE envoie un signal U_{ref} égal à U_{cons} initial, et demande la mise en service du RST, observation des données pendant au moins 5 minutes et jusqu'à stabilisation du point de fonctionnement.
- **Essai 2 non renouvellement Uref:** RTE ne renouvelle pas la commande U_{ref} .
- **Essai 3 rampe positive Uref:** augmentation de U_{ref} en appliquant une rampe variant à la vitesse 50% de V_0 jusqu'à variation de U_{ref} de 2%[Un], attendre 2min pour vérifier la stabilisation du point de fonctionnement
- **Essai 4 rampe négative Uref :** diminution de U_{ref} avec une rampe de 50% de V_0 jusqu'à variation de U_{ref} de -2%Un, attendre 2min pour vérifier la stabilisation du point de fonctionnement
- **Essai 5-TS de butées et vérification vitesse de variation maximale (dUcons/dt)max :** si les conditions d'exploitation du réseau le permettent,
  - 5-a) Depuis le point de fonctionnement atteint à la fin de l'essai 4, augmentation de U_{ref} en appliquant une rampe de 150% de V_0 jusqu'à atteindre une limite du diagramme et vérifier la montée de la TS butée UQ+. Rester 5min sur ce point de fonctionnement (liaison en limitation).
  - 5-b) Puis diminution de U_{ref} en appliquant une rampe de -150% de V_0 jusqu'à atteindre une limite du diagramme et vérifier la montée de la TS butée UQ-. Rester 5min sur ce point de fonctionnement (liaison en limitation).
  - 5-c) Puis augmentation de U_{ref} en appliquant une rampe de 150% de V_0 jusqu'à atteindre l'état initial de l'essai 5.
- **Essai 6 - Vérification des mises hors RST automatiques :**
  - 6-a) La liaison étant en RST, réception d'une valeur U_{ref} inférieure à $U_{CONSmin.}$ La liaison doit sortir du RST automatiquement, en conservant la valeur de U_{cons}. Remettre la liaison en RST.
  - 6-b) La liaison étant en RST, réception d'une valeur U_{ref} supérieure à $U_{CONSmax.}$ La liaison doit sortir du RST automatiquement en conservant la valeur de U_{cons}. Remettre la liaison en RST.

Conditions particulières

- Les essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- Les commandes U_{ref} sont envoyées par le centre de conduite RTE vers la liaison.
- Les variations de U_{cons} et par conséquent de réactif ne devront pas entraîner un dépassement de la tension au point de raccordement au-delà de la plage normale.
- Le programme en actif n'est pas modifié.
- Le transformateur principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE

Données d'entrée (RTE -> ([nom Client])

- Vitesse [V_0] maximale de variation de Uref : 15 kV/min. Cette valeur pourra être modifiée par RTE le jour de l'essai.
- Si la régulation de tension au point de consigne est de type : $U_{PROD} + \lambda.Q_{PROD} = U_{cons}$, λ sera mis à jour à

partir des résultats de la fiche F6 : $\lambda_{[numéro\ liaison]}$ ***= [..]*** **V/Mvar**

Données d'entrée ([nom Client]-> RTE)

- Un
- $U_{CONS\ min}$ et $U_{CONS\ max}$
- Vitesse maximale de variation de la consigne $(dU_{CONS}/dt)_{max}$ en kV/min
- Vitesse maximale de variation de réactif $(dQ/dt)_{max}$ en Mvar/min.
- Diagrammes (U,Q)

Résultats ([nom Client] → RTE)

Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :

Enregistrements temporels des signaux suivants :

- Consigne RST U_{ref}.
- Tension efficace U_{PROD}.
- Puissances active et réactive P_{PROD}, Q_{PROD}.
- Consigne U_{cons} du régulateur primaire de tension.
- Numéro de la prise du transformateur.

et des télésignalisations suivantes :

- TS PART.RST « En / Hors RST ».
- TS « groupe en/hors butée UQ- », TS « groupe en/hors butée UQ+ »

Si régulation de tension au point de consigne $U_{PROD} + \lambda.Q_{PROD} = U_{cons}$, restitution des signaux suivants :

- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension égale $U_{PROD} + \lambda.Q_{PROD}$
- Gain de réglage primaire $G_{RPT} = (U_{PROD} + \lambda.Q_{PROD})/U_{cons}$
- Gain : $G = (U_{PROD} + \lambda.Q_{PROD})/U_{ref}$

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Il est nécessaire d'avoir un échantillonnage minimum de 10 Hz, ainsi qu'un zoom sur les transitoires.
Ces enregistrements doivent correspondre aux grandeurs non filtrées, et se distinguent des télémesures transmises à RTE (cf. §3.1.4).

Ces enregistrements doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- Absence de variation de la tension lors de la mise en ou hors service du RST
- La liaison doit rester stable quelle que soit la variation de la consigne RST
- Télésignalisations « En/Hors RST » conformes à l'état de fonctionnement de la liaison.
- Le gain G est constant et égal à 1 (tolérance +/-1%), quand la vitesse de variation de la consigne RST U_{ref} ne dépasse pas $(dUcons/dt)_{max}$
- Le gain G_{RPT} est constant et égal à 1 (tolérance +/-0,5%).
- **Essai 2** : Vérification du maintien du point de fonctionnement et du maintien de la liaison en RST
- **Essais 3, 4 et 5 :**
  - Quand la vitesse de variation de la consigne RST U_{ref} ne dépasse pas $(dUcons/dt)_{max}$, la dynamique attendue est celle du réglage primaire de tension. Le retard dans l'application des commandes U_{ref} respecte les exigences sur le délai d'application de commande.
- **Essai 5** :
  - La liaison reste en RST lors de l'atteinte des butées UQ+/UQ-
  - Les entrées et sorties des limitations atteintes doivent entrainer un changement d'état des TS correspondantes en moins de 10s (à l'hystérésis près). Ces TS doivent être stables.
  - Les limitations atteintes au cours des essais doivent être cohérentes avec celles indiquées sur les diagrammes [U, Q].
  - La mesure (dUcons/dt)=(Ucons final - Ucons initial)/durée est conforme à la valeur (dUcons/dt)max déclarée par le [nom Client] et la mesure $(dQ/dt)=(Q_{final}-Q_{initial})$/durée est conforme à la valeur déclarée par le [nom Client]
- **Essai 6** : la liaison sort automatiquement du RST

FICHE F8 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN U_{REF} - TEST DE PERFORMANCE

Essais réels
Dossier final

Objectif
Observation du réglage secondaire de tension quand [nom Client] est en réglage secondaire de tension en U_{ref}.

Description
La (les [nombre liaisons]) liaison fonctionne pendant 8 heures
Le fonctionnement global de l'installation en réglage secondaire de tension est contrôlé.
Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés :

Essai 1 :
Le cas échéant] : **Essai 1 à réaliser pour chaque liaison**
Passage de la (chaque) liaison de hors RST à en RST (et réciproquement).

Essai 2 :
Le cas échéant] : **Essai 2 à réaliser pour chaque liaison**

- 2-a) La liaison étant en RST, le Client doit modifier la consigne du régulateur primaire de tension U_{cons}. La liaison doit sortir du RST automatiquement, en conservant la valeur de U_{cons}. Remettre la liaison en RST.
- 2-b) Réception par la liaison d'un U_{ref} invalide
  - 2-b-1) RTE envoie un U_{ref} invalide. La liaison doit sortir du RST automatiquement, en conservant la valeur de U_{cons}. Quand le signal U_{ref} redevient valide, la liaison se remet automatiquement ou manuellement en RST, selon le fonctionnement convenu avec RTE.
  - 2-b-2) Le Client simule une « coupure de fil ». La liaison doit sortir du RST automatiquement, en conservant la valeur de U_{cons}. Quand le signal U_{ref} redevient valide, la liaison se remet automatiquement ou manuellement en RST, selon le fonctionnement convenu avec RTE.

Essai 3 :
Le cas échéant] : **Essai 3 à réaliser simultanément pour les [nombre liaisons] liaisons**
Test de fiabilité

Conditions particulières

- Ces essais sont programmés et réalisés en coordination avec RTE.
- La liaison participe aux réglages primaire et secondaire de tension.
- Le programme de fonctionnement doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitive de l'installation : mise sous tension et connexion ; fonctionnement à P > 75% P_{max}, à des puissances intermédiaires et déconnexion.
- Le transformateur principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE.

Données d'entrée (RTE -> ([nom Client])

- Mêmes données que dans la fiche F7.

Données d'entrée ([nom Client] → RTE)

- Mêmes données que dans la fiche F7.

Résultats ([nom Client] → RTE)
Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :
Rapport d'essai décrivant les évènements survenus

Grâce aux télémesures disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'installation lors de l'évolution de U_{ref}.

Critères de conformité
Le cas échéant] : Pour chaque liaison :
Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu :
Le comportement de l'installation doit être conforme aux exigences décrites dans le § 3.1.4

- Télésignalisations conformes à l'état de l'installation.
- Sorties, entrées et maintien en RST conformes à la spécification, en fonction des évènements survenus pendant l'essai (commande invalide, non renouvellement, ….)

FICHE F9 : COMPORTEMENT EN REGIMES EXCEPTIONNELS DE FREQUENCE LFSM-O
TRIPARTITE

Essais réels
Dossier final

Objectif
Pour assurer la contribution à la sécurité du système dans des situations de fréquence exceptionnellement hautes, la liaison doit être capable de modifier sa puissance active selon les modalités définies, en suivant la variation de fréquence mesurée au point de raccordement côté français, dans le temps imparti.

Description
Le cas échéant] : **Les tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

Pendant des situations de transit de puissance active, des variations de fréquence seront simulées dans le contrôle commande de la liaison, afin de vérifier la réponse en puissance active.

Les fréquences simulées seront hors plage normale, à la hausse, avec des dynamiques différentes (variations rapides, lentes) et toute la plage sur laquelle la réponse est attendue sera testée.

Les conditions détaillées de ces tests feront l'objet d'une coordination entre *[GRT concerné]*, [nom Client] et RTE.

Conditions particulières
- Ces essais sont programmés et réalisés en coordination avec RTE.

Données d'entrée (RTE→ [nom Client])
Les réglages des paramètres définis en §3.2.7.2.1 :
- Seuil f1 paramétrable pour les cas de sur-fréquence fixé à 50,2Hz
- s3= …

Résultats ([nom Client] → RTE)
Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :
- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Valeur de fréquence injectée
  - Puissance active au point de raccordement.

  Indiquer sur les enregistrements les valeurs suivantes :
  - t_a, temps d'activation,
  - t_r, délai pour atteindre la valeur de puissance active finale escomptée
  - ΔP, la variation de puissance active

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité
Le cas échéant] : Pour chaque liaison :
- Pour chaque test
  - ΔP doit être égal à la valeur prévue, calculée avec la pente de variation (s3).
  - Temps d'activation ta≤0,5s
  - Durée d'activation complète t_r aussi rapide que possible techniquement et t_r ≤30s
  - Pas d'oscillation non amortie en sortie
- Télésignalisations correspondant au LFSM-O (cf §3.9.2) envoyées à RTE et conformes à l'état de la liaison.

FICHE F10 : COMPORTEMENT EN REGIMES EXCEPTIONNELS DE FREQUENCE LFSM-U
TRIPARTITE

Essais réels
Dossier final

Objectif
Pour assurer la contribution à la sécurité du système dans des situations de fréquence exceptionnellement basses, la liaison doit être capable de modifier sa puissance active selon les modalités définies, en suivant la variation de fréquence mesurée au point de raccordement côté français, dans le temps imparti.

Description
Le cas échéant] : **Les tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

Pendant des situations de transit de puissance active, des variations de fréquence seront simulées dans le contrôle commande de la liaison, afin de vérifier la réponse en puissance active.

Les fréquences simulées seront hors plage normale, à la baisse, avec des dynamiques différentes (variations rapides, lentes) et toute la plage sur laquelle la réponse est attendue sera testée.

Les conditions détaillées de ces tests feront l'objet d'une coordination entre *[GRT concerné]*, [nom Client] et RTE.

Conditions particulières
- Ces essais sont programmés et réalisés en coordination avec RTE.

Données d'entrée (RTE→ [nom Client])
Les réglages des paramètres définis en §3.2.7.2.2 :
- Seuil f2 paramétrable pour les cas de sous-fréquence fixé à 49,8Hz
- s4= ….

Résultats ([nom Client] → RTE)
Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :
- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Valeur de fréquence injectée
  - Puissance active au point de raccordement.

  Indiquer sur les enregistrements les valeurs suivantes :
  - t_a, temps d'activation,
  - t_r, délai pour atteindre la valeur de puissance active finale escomptée
  - ΔP, la variation de puissance active

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité
Le cas échéant] : Pour chaque liaison :
- Pour chaque test
  - ΔP doit être égal à la valeur prévue, calculée avec la pente de variation (s4).
  - Temps d'activation ta≤0,5s
  - Durée d'activation complète t_r aussi rapide que possible techniquement et t_r ≤30s
  - Pas d'oscillation non amortie en sortie
- Télésignalisations correspondant au LFSM (cf §3.9.2) envoyées à RTE et conformes à l'état de la liaison.

FICHE F11 : REDEMARRAGE RAPIDE *TRIPARTITE*

Essais réels
Dossier final

Objectifs
L'objectif de cet essai est d'évaluer la capacité de la (chaque) liaison à se reconnecter rapidement au RPT sur demande de RTE après un incident.

Description
Le cas échéant] : **Les tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

La liaison injecte la puissance maximale $P_{max\ injection}$.
Arrêt de la liaison puis recouplage en moins de 10 minutes.

Les conditions détaillées de ces tests feront l'objet d'une coordination entre *[GRT concerné]*, [nom Client] et RTE.

Conditions particulières
- L'essai doit être programmé et réalisé en coordination avec RTE et *[GRT concerné]*.

Données d'entrée (RTE → [nom Client])

Résultats ([nom Client] → RTE)
Pour la (chaque) liaison et pour chaque test :
- Procédure d'essais décrivant les différentes étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Tension efficace au point de raccordement
  - Puissance active au point de raccordement
  - Puissance réactive au point de raccordement
  - Position du disjoncteur au poste de [nom Client]
  - Numéro de la prise du transformateur

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité
Le cas échéant] : Pour chaque liaison :
- Pour chaque essai, la liaison doit être capable de se reconnecter en moins de 10 minutes après le déclenchement.

FICHE F12 : AUTOMATE A MANQUE DE TENSION

Essais réels
Dossier final

Objectifs

L'objectif de cet essai est de tester le dispositif de type automate à manque de tension (AMU) installé sur le départ de la (chaque) ligne « [NOM DU POSTE RTE] » dans le poste [niveau tension] kV de [NOM DU POSTE CLIENT].

Des spécifications plus précises seront transmises ultérieurement par RTE.

Description

[Le cas échéant] : **Les tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

[Le cas échéant] : Liaison raccordée en HTB3
Le dispositif de type automate à manque de tension est en service (TS "AMU" ES) sur la ligne [NOM DU POSTE RTE]- [NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON].
Le disjoncteur "[NOM DU POSTE RTE] [NUMERO LIAISON]" au poste 400 kV [NOM DU POSTE CLIENT] et le disjoncteur "[NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON]" au poste 400 kV [NOM DU POSTE RTE] sont tous les deux fermés (la liaison [NOM DU POSTE RTE]- [NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON] est sous tension à vide). La liaison de [nom Client] elle-même est hors service.
Ouverture du disjoncteur "[NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON]" au poste de [NOM DU POSTE RTE] par RTE. La liaison "[NOM DU POSTE RTE]- [NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON]" est ainsi mise hors tension.

[Le cas échéant] : Liaison raccordée en HTB2
Le dispositif de type automate à manque de tension est en service (TS "AMU" ES) sur la ligne [NOM DU POSTE RTE]- [NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON].
Le disjoncteur "[NOM DU POSTE RTE] [NUMERO LIAISON]" au poste 225 kV [NOM DU POSTE CLIENT] et le disjoncteur "[NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON]" au poste 225 kV [NOM DU POSTE RTE] sont tous les deux fermés (la liaison [NOM DU POSTE RTE]- [NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON] est sous tension à vide). La liaison de [nom Client] elle-même est hors service.
Ouverture du disjoncteur "[NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON]" au poste de [NOM DU POSTE RTE] par RTE. La liaison "[NOM DU POSTE RTE]- [NOM DU POSTE CLIENT] [NUMERO LIAISON]" est ainsi mise hors tension.

Conditions particulières

Le test doit être programmé et réalisé en coordination avec RTE

Données d'entrée (RTE → [nom Client]

Procédure d'essai décrivant les étapes à réaliser.
Temps de réponse du dispositif de type AMU = …s

Résultats ([nom Client] → RTE)

Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- Enregistrements des signaux temporels suivants:
  - Tension efficace au poste [niveau tension] kV [NOM DU POSTE CLIENT]
- Ces enregistrements doivent inclure les phases précédant et suivant l'ouverture du disjoncteur (au minimum 60 secondes avant et 5 minutes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
  - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
  - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
  - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

Le cas échéant] : Pour chaque liaison :

- Le disjoncteur "[NOM DU POSTE RTE]" concerné au poste [niveau tension] kV [NOM DU POSTE CLIENT] doit s'ouvrir automatiquement dans le délai spécifié par RTE au § 3.4.1.
- Pas de refermeture automatique du disjoncteur.
- Télésignalisation "DT.AMU" envoyée à RTE.

FICHE F13 : RESOLUTION DE CONTRAINTES DE TRANSIT

Essais réels
Dossier final

Objectif
L'objectif est de vérifier la capacité de la (chaque) liaison à modifier sa puissance active, à la hausse et à la baisse, en appliquant une consigne envoyée par RTE (run up / run back).

Description
Le cas échéant] : **Les tests doivent être réalisés pour chaque liaison**

Les conditions détaillées de ces tests feront l'objet d'une coordination entre *[GRT concerné]*, [nom Client] et RTE.

Conditions particulières
- Ces essais sont programmés et réalisés en coordination avec RTE.

Données d'entrée (RTE → [nom Client])
- Format de la consigne
- Valeur de la pente de variation en actif (MW/sec)
- Procédure d'essais décrivant les étapes à réaliser

Résultats ([nom Client] → RTE)
Pour chaque liaison et pour chaque cas, [nom Client] doit fournir:

- Procédure d'essais décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesure
-
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
    - Tension efficace au point de raccordement
    - Puissance active au point de raccordement
    - Puissance réactive au point de raccordement
    -

  Indiquer sur les enregistrements les valeurs suivantes :
    - En abscisse le temps exprimé en seconde
    - En ordonnée, la puissance active et réactive exprimée en MVAR et MW
    - En ordonnée aussi, la tension alternative au point de raccordement, exprimée en kV
    - L'écart statique de la puissance active

- Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
    - Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
    - Tracés avec légendes (grandeur mesurée et unités).
    - Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité
[Le cas échéant] : Pour chaque liaison :
Le transit de puissance active sur la (chaque) liaison au point de raccordement doit être conforme aux attendus figurant dans les consignes envoyées par RTE :
- L'écart statique de la puissance active doit être inférieur à 0,2% de P_{max}
- Temps d'activation inférieur à 10 ms (cf § 3.2.3)
- Temps d'établissement inférieur à [ΔP (MW) / pente de variation (MW/sec)] sec (cf § 3.2.3)
- L'ensemble du test doit être réalisé sans que la liaison étudiée ne provoque de perturbation sur la tension au point de raccordement (ni sur le réactif).
- Télésignalisations correspondant aux automates (run up, run back) (cf § 3.9.2) envoyées à RTE et conformes à l'état de la liaison.