Documentation Technique de Référence

Article 8.3.1 – Cahier des charges des capacités constructives Conditions Générales (parc non synchrone de générateurs, y compris en mer)

Version 2.~~3~~2 applicable à compter du ~~28~~XX/~~12~~XX/202~~3~~3 6~~1~~9 pages

Cahier des charges des Capacités Constructives
Conditions générales

Parc non synchrone de générateurs y compris en mer

Ce document définit les capacités constructives demandées par RTE pour une unité de production de type parc non synchrone de générateurs, d'une puissance active maximale [Pmax_unité], en cohérence avec le règlement UE n° 2016/631 de la Commission établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (Code RfG), le règlement UE 2016/1447 de la commission du 26 août 2016 établissant un code de 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 (Code HVDC), le Code de l'énergie , l'arrêté du 09 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique ainsi qu'avec la Documentation Technique de Référence.

Ce document est accompagné par des conditions particulières permettant de préciser les paramètres spécifiques au projet et en particulier les éléments liés au contrôle de conformité.

Les données notées [..] sont définies dans les conditions particulières du projet

Version RfG pour PPM

Indice	Date	
0.1	20/04/2019	Version initiale pour mise en concertation sur Concerte (suite travaux de l'instance de concertation RfG)
0.2	01/07/2019	Prise en compte des remarques reçues lors de la concertation
1.0	28/11/2019	Mise à jour des références à l'arrêté
2.0	08/04/2020	Transfert du contenu du §3.11 sur les échanges d'informations vers la trame-type de cahier des charges téléconduite.
2.1	01/12/2021	Prise en compte des nouvelles règles des services systèmes pour le RSFP
2.2	28/12/2022	Ajout des exigences liées au RoCoF, modulation de puissance active, introduction d'exigences pour les PPM raccordés via HVDC (PPM DC) et prise en compte des critères de tension harmonique
2.3	XX/XX/2023	Ajout d'exigences pour la mesure de fréquence à terre, mise à jour exigences EMT et phaseur

SOMMAIRE

SOMMAIRE 4
1. Objet du document ..... 7~~6~~
2. Définitions ..... 7~~6~~
3. Capacités constructives de l'installation ..... 13~~11~~
3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension ..... 13~~11~~
3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim} ..... 13~~11~~
3.1.2 Transformateur principal ..... 13~~11~~
3.1.3 Capacités en puissance réactive ..... 13~~11~~
3.1.4 Compensation du réactif au point de raccordement pour les PPM ..... 16~~14~~
3.1.5 Réglage primaire de tension ..... 17~~15~~~~14~~
3.1.6 Réglage secondaire de tension : asservissement du régulateur primaire de tension au RST ..... 18~~16~~
3.2 Réglage fréquence/puissance ..... 21~~19~~
3.2.1 Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (mode LFSM-O) ..... 22~~20~~
3.2.2 Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U) ..... 23~~21~~
3.2.3 Réglage primaire de fréquence (mode FSM) ..... 24~~22~~
3.2.4 Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP) ..... 27~~25~~~~24~~
3.3 Modulation de la puissance active ..... 28~~26~~
3.3.1 Comportement de l'unité pour la résolution des contraintes ..... 28~~26~~
3.3.2 Equipements permettant la modulation de puissance active ..... 29~~27~~~~26~~
3.4 Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels ..... 29~~27~~
3.4.1 Conditions de découplage de l'unité lors des régimes exceptionnels ..... 29~~27~~
3.4.2 Régimes exceptionnels en tension ..... 30~~27~~
3.4.3 Régimes exceptionnels en fréquence ..... 33~~33~~~~30~~
3.4.4 Ecarts combinés Fréquence/Tension ..... 34~~33~~~~31~~
3.4.5 Comportement de l'unité de production en réseau séparé ..... 34~~33~~~~31~~
3.4.6 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau ..... 35~~35~~~~32~~
3.4.7 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau ..... 36~~35~~~~33~~
3.5 Participation à la reconstitution du réseau ..... 38~~38~~~~35~~
3.5.1 Non perturbation de la reprise de service ..... 38~~38~~~~35~~
3.5.2 Reconstitution du réseau ..... 38~~38~~~~35~~
3.6 Stabilité ..... 39~~39~~~~35~~
3.6.1 Stabilité en petits mouvements ..... 40~~40~~~~37~~
3.6.1.1 Evaluation de la robustesse ..... 41~~41~~~~38~~
3.6.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension ..... 41~~41~~~~38~~
3.6.1.3 Echelon de la consigne RST Uref ..... 42~~42~~~~38~~
3.6.1.4 Echelon tension et phase ..... 42~~42~~~~38~~
3.7 Non déclenchement sur creux de tension ..... 42~~42~~~~39~~
3.8 Non déclenchement sur surtension ..... 44~~44~~~~41~~
3.9 Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence ..... 45~~45~~~~41~~
3.10 Perturbations ..... 46~~46~~~~42~~
3.10.1 Unité de production raccordée en HTB 1 ou HTB 2 ..... 46~~46~~~~42~~
3.10.2 Unité de production raccordée en HTB 3 ..... 46~~46~~~~42~~
3.10.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées ..... 47~~47~~~~43~~
3.10.4 Tensions harmoniques ..... 47~~47~~~~43~~
3.11 Données permettant de simuler le comportement de l'installation ..... 55~~55~~~~51~~
3.11.1 Modèle de type « phaseur » ..... 55~~55~~~~51~~
3.11.2 Modèle détaillé pour l'étude des transitoires électromagnétiques ..... 59~~59~~~~55~~~~51~~
3.11.3 Réplique du contrôle-commande ..... 63~~63~~~~59~~~~54~~
3.11.4 Insertion dans le réseau existant ..... 63~~63~~~~60~~~~55~~
3.12 Echanges d'informations ..... 64~~64~~~~60~~~~55~~
3.13 Système de protection ..... 64~~64~~~~60~~~~55~~
4. Fiches de Contrôle avant l'acces définitif au reseau ..... 65~~65~~~~61~~~~56~~
5. Références ..... 66~~66~~~~62~~~~57~~

6. Liste des annexes 6767636258
ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité 6868646359
1. Définitions 6868646359
1.1 Boucle de régulation 6868646359
1.2 Marges de stabilité 6868646359
2. Principe des mesures des marges de modules 6969646360
ANNEXE 2 : Définitions des caractéristiques de la réponse à un échelon 7070656461
SOMMAIRE 4
1. Objet du document 6
2. Définitions 6
3. Capacités constructives de l'installation 11
3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension 11
3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim} 11
3.1.2 Transformateur principal 11
3.1.3 Capacités en puissance réactive 11
3.1.4 Compensation du réactif au point de raccordement pour les PPM 14
3.1.5 Réglage primaire de tension 14
3.1.6 Réglage secondaire de tension : asservissement du régulateur primaire de tension au RST 16
3.2 Réglage fréquence/puissance 19
3.2.1 Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (mode LFSM-O) 20
3.2.2 Mode de réglage restreint à la sous fréquence (mode LFSM-U) 21
3.2.3 Réglage primaire de fréquence (mode FSM) 22
3.2.4 Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP) 24
3.3 Modulation de la puissance active 26
3.3.1 Comportement de l'unité pour la résolution des contraintes 26
3.3.2 Equipements permettant la modulation de puissance active 26
3.4 Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels 27
3.4.1 Conditions de découplage de l'unité lors des régimes exceptionnels 27
3.4.2 Régimes exceptionnels en tension 27
3.4.3 Régimes exceptionnels en fréquence 30
3.4.4 Ecarts combinés Fréquence/Tension 31
3.4.5 Comportement de l'unité de production en réseau séparé 3132
3.4.6 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau 32
3.4.7 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau 33
3.5 Participation à la reconstitution du réseau 3536
3.5.1 Non perturbation de la reprise de service 3536
3.5.2 Reconstitution du réseau 3536
3.6 Stabilité 3536
3.6.1 Stabilité en petits mouvements 3637
3.6.1.1 Evaluation de la robustesse 3738
3.6.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension 3839
3.6.1.3 Echelon de la consigne RST Uref 3839
3.6.1.4 Echelon tension et phase 3839
3.7 Non déclenchement sur creux de tension 39
3.8 Non déclenchement sur surtension 41
3.9 Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence 4142
3.10 Perturbations 4243
3.10.1 Unité de production raccordée en HTB 1 ou HTB 2 4243
3.10.2 Unité de production raccordée en HTB 3 4243
3.10.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées 4344
3.10.4 Tensions harmoniques 4344
3.11 Données permettant de simuler le comportement de l'installation 51
3.11.1 Modèle de type « phaseur » 51
3.11.2 Modèle détaillé pour l'étude des transitoires électromagnétiques 51
3.11.3 Réplique du contrôle-commande 54
3.11.4 Insertion dans le réseau existant 55
3.12 Echanges d'informations 55
3.13 Système de protection 55
4. Fiches de Contrôle avant l'acces définitif au reseau 56

5. Références 57
6. Liste des annexes 58
ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité 59
1. Définitions 59
1.1 Boucle de régulation 59
1.2 Marges de stabilité 59
2. Principe des mesures des marges de modules 60
ANNEXE 2 : Définitions des caractéristiques de la réponse à un échelon 61

1. OBJET DU DOCUMENT

Ce document définit les capacités constructives demandées par RTE pour une unité de production de type Parc non synchrone de générateurs (PPM), y compris parc non synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif (AC) ou en courant continu (DC), d'une puissance active maximale [Pmax_unité]. Il décrit également les simulations et essais à réaliser avant l'accès au réseau définitif de cette unité de production.

Pour une unité de production photovoltaïque :

Dans la suite du document la valeur [$P_{max_unité}$] à prendre en compte sera la puissance électrique maximale déclarée ci-dessus par le producteur.

Dans le cas où le producteur serait amené à augmenter la puissance électrique maximale de son unité de production sans remettre en cause la P_{max} en MWc de l'autorisation d'exploiter (changement des onduleurs, par exemple), le producteur s'engage à en informer RTE et à refaire une partie des contrôles du présent cahier des charges sur la base des capacités évaluées sur la nouvelle puissance électrique maximale.

Dans le cas d'une mise en service progressive de l'unité de production :

Le producteur et RTE ont convenu d'une mise en service progressive de l'unité de production. Les exigences décrites dans le présent document sont celles attendues pour la totalité de l'unité de production. La conformité à ces exigences ne sera donc requise que pour la mise en service de la totalité de la [$P_{max_unité}$].

Néanmoins, à chaque étape de mise en service d'une partie de l'unité, préalablement agréée entre le producteur et RTE, le producteur devra démontrer la conformité aux exigences du présent cahier des charges en suivant les modalités décrites au paragraphe 4. La conformité sera établie selon des critères réévalués en fonction de la puissance effectivement installée au moment des simulations ou des essais.

L'ensemble des prescriptions contenues dans les textes réglementaires ne sont pas systématiquement reprises dans ce document, mais sont néanmoins applicables et requises par RTE.

2. DEFINITIONS

Les définitions introduites par les codes RfG et HVDC[1] sont rappelées ci-après :

Installation de production d'électricité : une Installation qui convertit de l'énergie primaire en énergie électrique et qui se compose d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité raccordées à un réseau en un ou plusieurs points de raccordement ; l'Installation comprend l'ensemble des éléments situés en amont du point de raccordement.

Unité de production d'électricité : Parc non synchrone de générateurs ou PPM dans ce document.

Parc non synchrone de générateurs (ou «power park module» - PPM) : un générateur ou un ensemble de générateurs d'électricité qui sont connectés soit de façon non synchrone au réseau, soit par une interface d'électronique de puissance, et qui sont en outre reliés par un seul point de raccordement à un réseau de transport, à un réseau de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, ou à un système HVDC.

Parc non synchrone de générateurs en mer (ou « offshore power park module – Offshore PPM) : un parc non synchrone de générateurs situé en mer, avec un point de raccordement en mer.

Nota : Le point de raccordement en mer d'un parc non synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif est spécifié par le gestionnaire de réseau compétent (code RfG, article 23.2).

[1] Le code HVDC renvoie vers plusieurs définitions présentes dans le code RfG (voir article 2 du code HVDC). Par exemple : Pmax_unité, et Point de raccordement. Ce même code introduit de nouvelles définitions, par exemple : "système HVDC", "PPM raccordés en courant continu".

Parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (PPM_DC) : Tous les parcs non synchrones de générateurs qui sont collectés en courant alternatif mais raccordés en courant continu à une zone synchrone sont considérés comme des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et entrent dans le champ d'application du code HVDC. Dans la suite de ce document ce type d'unité de production sera noté PPM_DC.

Nota : Les parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif (PPM AC) entrent dans le champ d'application du code RfG (Article 23 du code RfG).

Nota : Dans la suite de ce document un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant alternatif sera noté PPM_AC. Si les suffixes AC ou DC ne sont pas associés au terme PPM alors les deux types de raccordements sont concernés par l'exigence.

Pmax unité ($P_{max\ unité}$) **:** puissance active maximale que peut délivrer sans limitation de durée l'unité de production d'électricité, diminuée de toute consommation liée uniquement à la facilitation du fonctionnement de cette unité de production d'électricité et qui n'est pas injectée sur le réseau, telle que stipulée dans la convention de raccordement ou que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire d'une installation de production d'électricité

Nota : cette Pmax unité est délivrée sans limitation de durée sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire.

Pmax générateur : puissance active maximale que peut délivrer sans limitation de durée un générateur ou onduleur.

Pmin unité ($P_{min\ unité}$**):** la puissance active minimale à laquelle l'unité de production peut fonctionner (jusqu'à laquelle l'unité de production d'électricité peut fournir du réglage de puissance active).

Minimum technique : la puissance active minimale à laquelle l'unité de production peut fonctionner de manière stable sans limitation de durée. Ce minimum technique est délivré sans limitation de durée sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire

Nota : ce minimum technique est délivré sans limitation de durée sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire

Point de raccordement : l'interface par laquelle l'unité de production d'électricité est raccordée à un réseau de transport, un réseau en mer, un réseau de distribution, y compris les réseaux de distribution fermés, ou à un système HVDC, telle que définie dans la convention de raccordement.
Dans le cas où il y a plusieurs points d'interface, le point de raccordement désigne l'ensemble de ces points (voir figure 2). Ils coïncident avec les limites de propriété entre les ouvrages électriques de l'installation et les ouvrages électriques appartenant au réseau public de transport.

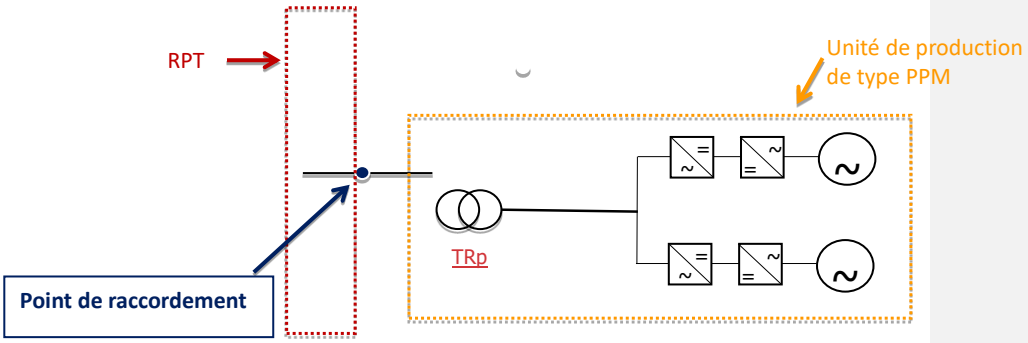


Figure 1 : Schémas de raccordement des unités PPM (AC ou DC) *: ce schéma simplifié est donné à titre d'exemple, des configurations sans transformateur principal (TRp) peuvent exister.*

Ci-dessous un exemple d'un raccordement avec deux points d'interface. Les exigences techniques sont dues au point de raccordement (sauf pour l'injection de puissance réactive sur défaut). Les éléments en lien avec le contrôle de conformité sont détaillés dans la trame de contrôle de conformité [5] et les conditions particulières, notamment pour le cas avec plusieurs points d'interfaces.

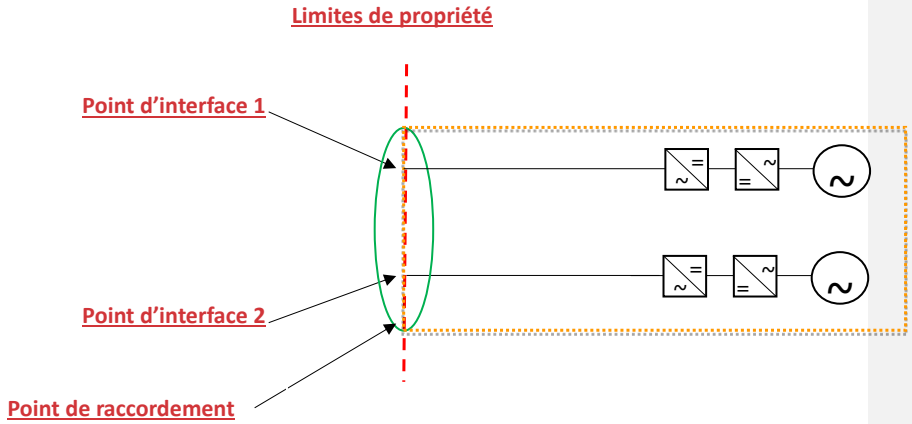


Figure 2 : Points d'interface et point de raccordement

Module de tension :

Dans ce document le module de la tension correspond à la tension RMS (*Root Mean Square*) prise entre phases (tension composée).

Insensibilité :

La caractéristique intrinsèque du système de contrôle-commande spécifiée sous forme « de la grandeur minimale » de la variation de fréquence ou du signal d'entrée qui aboutit à une modification de la puissance ou du signal de sortie.

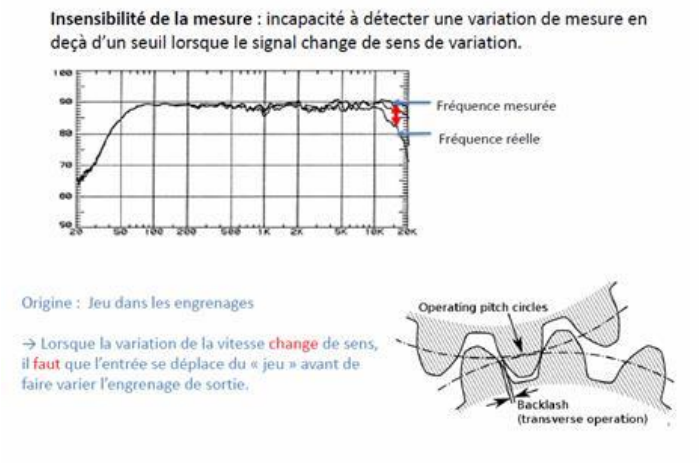
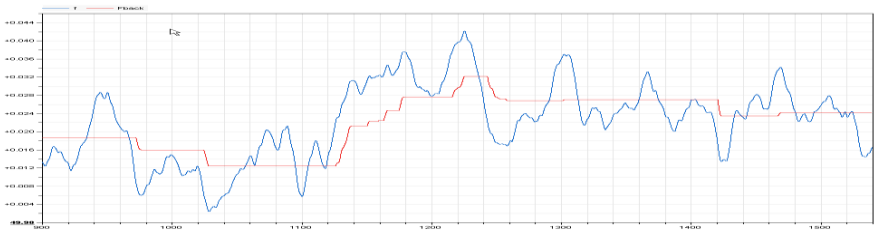


Figure 3 : Insensibilité

Sur la fréquence cela se traduit pas un filtrage des petites variations.



Cet effet de filtrage peut s'apparenter à une bande morte dynamique qui se déplace avec la valeur de la fréquence, elle est donc beaucoup plus efficace. De plus on ne retrouve pas l'effet de seuil observé autour de 50 Hz comme avec la bande morte classique.

Bande morte :
Intervalle utilisé volontairement pour « neutraliser » le réglage de la fréquence

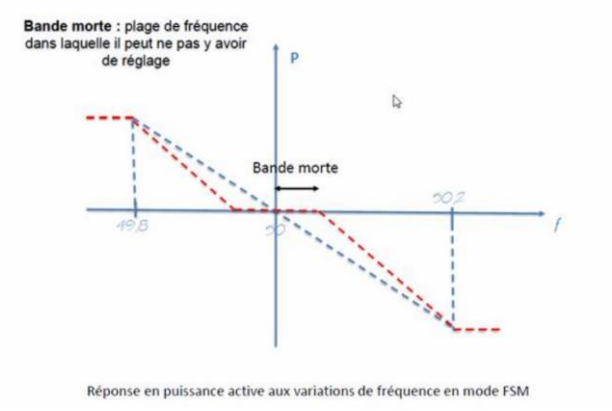


Figure 4 : Bande morte

Précision : La précision d'une mesure est la valeur maximale admissible de l'erreur de mesure. L'erreur de mesure est la différence entre la valeur donnée par la mesure et la valeur exacte de la grandeur physique.

Résolution : La résolution d'une mesure est la plus petite variation entre deux valeurs différentes de cette mesure.

Commenté [A1]: *Rajout de définitions importantes*

Type d'unité A, B, C, D :

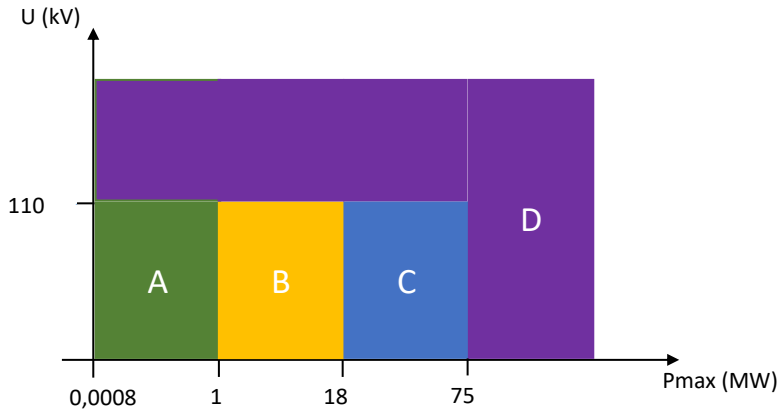


Figure 5 : Classification des types d'unités PPM (AC ou DC)

Remarque : Ce document concerne les PPM onshore de type B, C, D, et les PPM offshore (PPM_AC ou PPM_DC)..

Références :

- Code RfG [1] art. 2 « Définitions », art. 5 « Détermination du caractère significatif ».
- Code HVDC [4] art. 2 « Définitions ».
- Documentation Technique de Référence [3].

3. CAPACITES CONSTRUCTIVES DE L'INSTALLATION

3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension

3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim}

Condition d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

La tension de dimensionnement [U_{dim}] à prendre en compte pour la définition des dispositions constructives de fourniture et d'absorption de puissance réactive de l'installation (et en particulier le choix de la prise nominale du transformateur principal) est définie dans les conditions particulières.

Références :

- Arrêté [2], art. 8
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.2 Transformateur principal

Condition d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

Ce paragraphe s'applique si l'installation du producteur dispose d'un transformateur principal.

Le type de régleur du transformateur principal est au choix du client (voir Figure 1).

- Si le Transformateur principal (voir figure 1) est équipé d'un régleur avec changement de prise hors tension :

Le transformateur principal doit comporter [N] prises, permettant de modifier le rapport de transformation entre primaire (côté réseau) et secondaire (côté groupe) et donc d'ajuster la tension à laquelle l'installation injecte l'énergie sur le réseau.

Le nombre et la valeur de chaque prise sont définis dans les conditions particulières.

La prise 0% correspond à la prise nominale.

- Si le transformateur principal est équipé d'un régleur avec changement de prise en charge

Le transformateur principal est équipé d'un dispositif de changement de prise en charge, permettant de modifier le rapport de transformation entre primaire (côté réseau) et secondaire (côté groupe/ générateur) avec, à minima, le respect du nombre de prises [N] et de la valeur de chaque prise qui sont définis dans les conditions particulières.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».
- Arrêté [2], art. 14.

3.1.3 Capacités en puissance réactive

Condition d'application : Types B

L'unité de production 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 l'unité de production sont les suivantes (les points A, C, C', A', D étant ceux définis dans la Documentation Technique de Référence [3]) :

1. Quelle que soit P fournie comprise dans l'intervalle [10%*[$P_{max_unité}$] ; [$P_{max_unité}$]] et pour U = [U_{dim}] ; Q en Mvar doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle défini par les points A, A', C', C :
    - A : P = [$P_{max_unité}$] ; Q = 0,4 [$P_{max_unité}$]].
    - A' : P =10% [$P_{max_unité}$] ; Q = 0,4 [$P_{max_unité}$]].

- C : P = [$P_{max_unité}$] ; Q = -0,35 [$P_{max_unité}$]].
- C': P =10% [$P_{max_unité}$] ; Q = -0,35 [$P_{max_unité}$]]

2. Lorsque P fournie est comprise dans l'intervalle] 0, 10%*[$P_{max_unité}$]] et pour U = [U_{dim}] ; Q en Mvar doit pouvoir moduler sa fourniture et son absorption de puissance réactive dans l'intervalle défini par les points C', A' et D.
   - A' : P =10% [$P_{max_unité}$] ; Q = 0,4 [$P_{max_unité}$]]
   - C': P =10% [$P_{max_unité}$] ; Q = -0,35 [$P_{max_unité}$]
   - D : P = 0 ; Q=0.
3. Quelle que soit P fournie comprise dans l'intervalle [10%*[$P_{max_unité}$] ; [$P_{max_unité}$]] et pour U = 0,9U_{dim}kV ; Q doit pouvoir être au moins égale à 0,3 [$P_{max_unité}$] défini par le point B.
4. Quelle que soit P fournie comprise dans l'intervalle [10%*[$P_{max_unité}$] ; [$P_{max_unité}$]] et pour toute valeur de U au point de raccordement comprise entre [Umin] et [Umax] ; l'unité de production doit pouvoir moduler sa fourniture et son absorption de puissance réactive dans les limites du domaine de fonctionnement de l'unité.

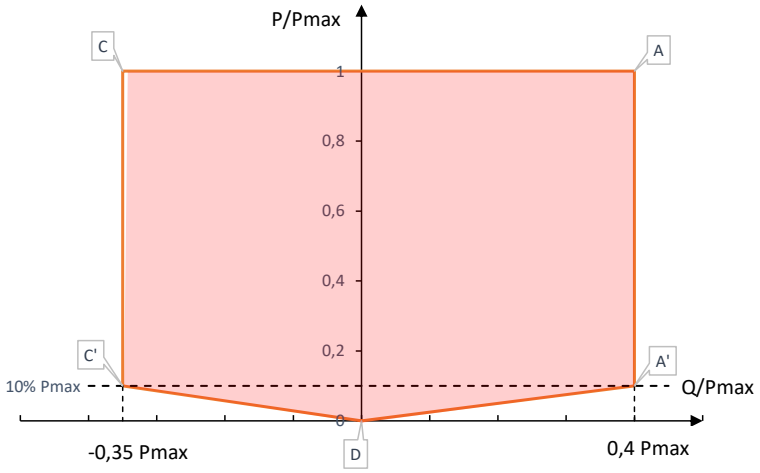


Figure 6 : Diagramme P-Q /Pmax minimum d'une unité type B

- Si le transformateur principal est équipé d'un régleur avec changement de prise hors tension

Les points précédents doivent être atteints lorsque le transformateur principal est sur sa prise nominale.

- Si le transformateur principal est équipé d'un régleur avec changement de prise en charge

Les points précédents peuvent être atteints pour différentes prises du transformateur principal Le producteur fournit à RTE les diagrammes [U, Q] de l'installation selon les spécifications de la fiche I1.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

- Code RfG [1] : article 20.2.a
- Code HVDC [4] : article 40.2.b.i

Condition d'application : types C, D, Offshore PPM

L'unité de production 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 l'unité de production sont les suivantes (les points A, C, C', A' étant ceux définis dans la Documentation Technique de Référence [3]) :

1. Pour P = [$P_{max_unité}$] et U = [U_{dim}] ; Q en Mvar doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,35 [$P_{max_unité}$] ; 0,32 [$P_{max_unité}$]] défini par les points [C ; A]
2. Quelle que soit P fournie et pour U = 0,9U_{dim}kV ; Q doit pouvoir être au moins égale à 0,3 [$P_{max_unité}$] défini par le point B.
3. Quelle que soit P fournie et pour U = [U_{dim}]; Q doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,28 [$P_{max_unité}$] ; 0,30 [$P_{max_unité}$]] défini par les points [C' ; A']
4. Quelle que soit P fournie et pour toute valeur de U comprise entre [Umin] et [Umax]; l'installation doit pouvoir moduler sa fourniture et son absorption de puissance réactive dans les limites du domaine de fonctionnement de l'installation.

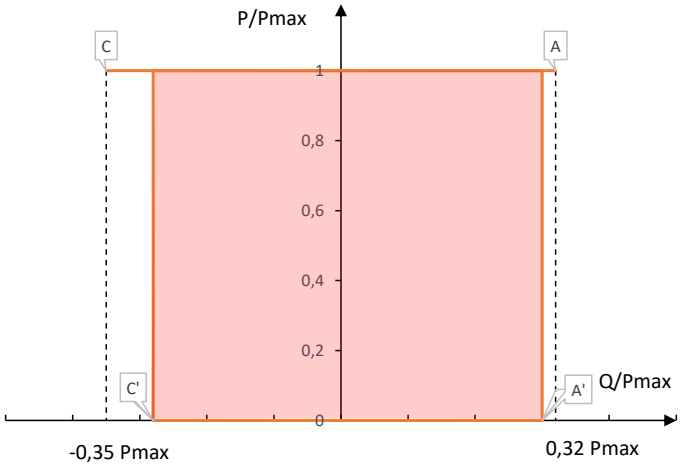


Figure 7 : Diagramme P-Q /Pmax minimum d'une unité C, D, OffShore PPM

Si le transformateur principal est équipé d'un régleur avec changement de prise hors tension

Les points précédents doivent être atteints lorsque le transformateur principal est sur sa prise nominale.

Si le transformateur principal est équipé d'un régleur avec changement de prise en charge

Les points précédents peuvent être atteints pour différentes prises du transformateur principal Le producteur fournit à RTE les diagrammes [U, Q] de l'installation selon les spécifications de la fiche I1.

- *Umin = max(0,9Udim ; [55kV, 78kV, 130 kV, 200kV ou 380kV])*

Dans la formule précédente, seule une valeur est prise en compte parmi [55kV, 78kV, 130 kV, 200kV ou 380kV]. Elle dépend du niveau de tension de raccordement.

- *Umax = min(1,1Udim ; [72kV, 100kV, 170 kV, 245kV ou 420kV])*

Dans la formule précédente, seule une valeur est prise en compte parmi [72kV, 100kV, 170 kV, 245kV ou 420kV]. Elle dépend du niveau de tension de raccordement.

Commenté [A2]: *Clarifications en lien avec le calcul des umin et umax utilisés pour le calcul des diagrammes des groupes*

- *Umin et Umax sont fixées dans les Conditions particulières.*

Remarques ~~:~~

Conformément aux prescriptions du code RFG, lorsqu'il fonctionne à un niveau de production de puissance active inférieur à la puissance maximale ($P < P_{max}$), le parc non synchrone de générateurs est capable de fournir de la puissance réactive à n'importe quel point de fonctionnement compris dans son diagramme P-Q/P_{max}, si tous les générateurs de puissance de ce parc non synchrone de générateurs sont techniquement disponibles, c'est-à-dire qu'ils ne sont pas hors service en raison d'une maintenance ou d'une défaillance, auquel cas la capacité en puissance réactive peut être moindre, compte tenu des disponibilités techniques.

Commenté [A3]: *Clarification reprise du code RFG pour répondre à une question récurrente des clients*

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».
- Code RfG [1] : article 21.3
- Code HVDC [4] : article 40.2.b.i
- Arrêté [2], art. 41

3.1.4 Compensation du réactif au point de raccordement pour les PPM

Champ d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

Lorsque l'installation est à l'arrêt (P=0), le producteur peut :

- Découpler son installation (DJ ouvert au point de raccordement s'il est propriété du producteur) ou faire découpler par RTE sur demande du Producteur.
  ou
- Compenser le réactif du réseau interne restant connecté alors que l'installation est à l'arrêt

Evaluation de l'écart de tension induit par ce réseau interne au point de raccordement à partir de l'équation :

$$\frac{\Delta U_{réseau\ interne}}{U_n} \approx \frac{\Delta Q}{S_{cc\ min}}$$

Avec

ΔQ : Puissance réactive fournie par l'installation au point de raccordement lorsqu'elle ne fournit pas de puissance active.

$S_{cc\ min}$: puissance de court-circuit minimale au point de raccordement.

Nota : Si $S_{cc\ min}$ est supérieure à la valeur de référence, utiliser la valeur de référence $S_{cc\ ref}$, sinon, utiliser la valeur de $S_{cc\ min}$(Cf §3.10.3~~3.10.33.10.33.10.33.10.33.10.33.10.3~~).

Un : tension nominale au point de raccordement

$\Delta U_{réseau_interne}$: écart de tension au point de raccordement généré par l'installation à puissance nulle.

L'unité de production devra être capable de compenser son réactif lorsqu'elle est à l'arrêt si : **ΔUréseau_interne / Un > 0,5%**

Nota : Si cette compensation nécessite la mise en place de moyens complémentaires, ceux-ci seront installés sur demande de RTE lorsque cette compensation sera nécessaire en exploitation. Le gestionnaire de réseau préviendra le producteur, qui aura un délai de 12 mois pour les installer et les mettre en service. Cela sera mentionné dans la convention d'exploitation.

Références :

- Code RfG [1] : article 21.3.a (C et D).
- Code HVDC [4] : article 40.2.b.ii
- Arrêté [2], art. 53.

3.1.5 Réglage primaire de tension

Champ d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

L'installation de production participe au réglage primaire de tension. La loi de régulation, permettant d'asservir automatiquement la fourniture ou l'absorption de puissance réactive à la tension en un point de consigne (ou plusieurs points de consigne), est définie par RTE parmi l'une des lois décrites ci-après.

Le(s) point(s) de consigne et les lois de régulation applicables sont définis par RTE dans les conditions particulières en fonction des configurations (un ou plusieurs points d'interfaces).

[U_{PROD}] [Q_{PROD}] [P_{PROD}] données remontées par le producteurs sont définies par RTE dans les conditions particulières.

3.1.5.1 Réglage de tension de type Facteur de puissance

Tangente φ = constante

3.1.5.2 Réglage primaire de tension UPROD+λ.QPROD=Ucons (dit « type 2 »)

Loi de réglage :

$$[U_{PROD}]+\lambda.[Q_{PROD}]=[U_{cons}]$$

Uprod : Tension prise en compte pour le réglage primaire de tension et dont le point de mesure est défini dans les conditions particulières par RTE

Qprod : Réactif mesuré pris en compte pour le réglage primaire de tension et dont le point de mesure est défini dans les conditions particulières par RTE

Ucons : Tension du point de consigne pris en compte pour le réglage primaire de tension et défini par RTE

Pour les simulations préalables à l'accès au réseau définitif, [λ] est fixé dans les conditions particulières.

Pour les essais préalables à l'accès au réseau définitif, [λ] est fixé en concertation avec le producteur dans la convention d'exploitation pour essais.

Pour l'exploitation définitive, [λ] est fixé en concertation avec le producteur dans la convention d'exploitation.

3.1.5.3 Réglage de la puissance réactive

Champ d'application : PPM DC

L'objectif de ce réglage est de contrôler la puissance réactive produite par l'unité de production (Qprod), i.e., Qprod = Qcons.

Qprod : Puissance réactive mesurée prise en compte pour le réglage primaire de tension et dont le point de mesure est défini dans les conditions particulières par RTE.

Les conditions d'utilisation et de modification de la consigne de puissance réactive (Qcons) sont décrites dans la convention d'exploitation et de conduite.

NB : Ce type de réglage ne sera pas utilisé pour faire du RST.

3.1.5.4 Conditions liées au réglage primaire de tension

La régulation doit être possible sur la totalité du domaine couvert par le diagramme [U ; Q] de l'installation. 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. §3.4.2).

Le temps d'établissement de la grandeur asservie par le réglage de tension sur un échelon de consigne, à ±5 % de la différence entre la valeur finale et la valeur initiale centrée autour de sa valeur finale, doit être inférieur à 10 secondes. Qprod et Uprod sont les principales grandeurs asservies.

Le temps de réponse de la grandeur asservie par le réglage de tension sur un échelon de consigne à 10% de la valeur finale doit être inférieur à 5 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 %.

Lorsque le réglage primaire de tension est de « type 2 » (§3.1.5.2), l'unité de production transmet via un contrôle commande numérique ~~un Equipement de Téléconduite Locale (ETL)~~ :

- la télémesure Ucons,
- les télésignalisations d'atteinte des limitations du régulateur primaire de tension (butées UQ+ et UQ-)

Lorsque l'unité de production est à l'arrêt ou ne participe pas au réglage primaire de tension la télémesure U_{cons} est transmise invalide et les butées ne sont pas activées.

Lorsque le réglage primaire de tension est de type « Qprod = Qcons » (cf paragraphe 3.1.5.3), l'unité de production transmet :

- la télémesure Qcons,
- les télésignalisations d'atteinte des limitations du régulateur primaire de tension (butées UQ+ et UQ-).

Lorsque l'unité ne participe pas au réglage primaire de tension, la télémesure Qcons est transmise à l'état invalide et les butées ne sont pas activées.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».
- Code RfG [1] : article 20.2.a, article 21.3.d
- Arrêté [2], art. 42.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.6 Réglage secondaire de tension : asservissement du régulateur primaire de tension au RST

Condition d'application : type D (raccordée en HTB2 ou HTB3) ou Offshore PPM

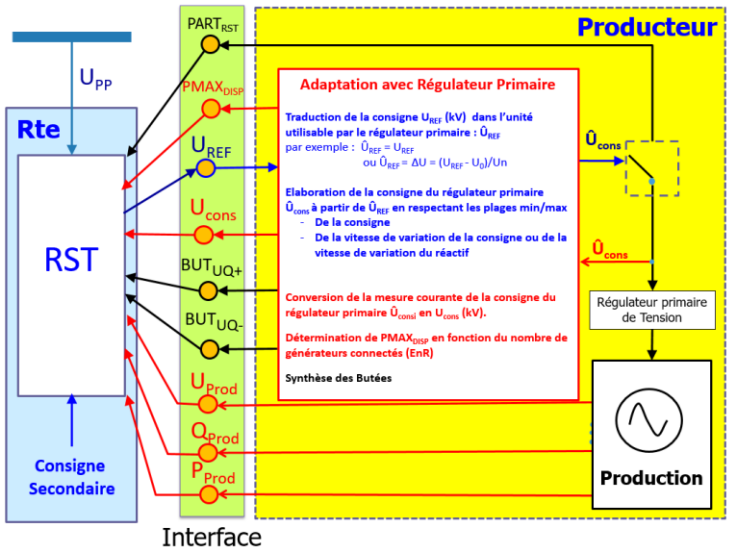
L'unité de production doit avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension. Pour cela, l'installation doit avoir des capacités constructives lui permettant de recevoir une consigne U_{ref}, émise par le centre de conduite de RTE et d'élaborer à partir de U_{ref} la consigne à appliquer au régulateur primaire de tension U_{cons} (consigne du régulateur de tension au [point de consigne])

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place doit permettre au régulateur primaire de tension au [point de consigne]:

- 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 contrôle commande numérique ~~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 le producteur et le moment où elle est prise en compte par le régulateur primaire de tension du producteur).
  - d'acquérir simultanément les télémesures (TM) de l'unité de production réglant la tension au [point de consigne] (tension, puissance active et réactive, consigne appliquée au régulateur primaire, Puissance maximale disponible pour les installations éoliennes et photovoltaïques), 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 l'unité/des unités de production réglant la tension au point de raccordement 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 peut nécessiter un traitement préliminaire à réaliser par le producteur (voir figure 3). 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 le producteur des informations nécessaires à RTE (retour de la consigne de tension effectivement appliquée au régulateur primaire de tension, limitations, puissance maximale disponible pour l'éolien et le photovoltaïque) peut aussi nécessiter un traitement préalable.



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

$\bar{U}_{ref}$: Uref traduit dans l'unité du régulateur de tension (kV, %)

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

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

U_{cons} : Ūconsi 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)
Pmax $_{DISP}$: puissance max disponible en fonction du notre d'unités couplées (uniquement pour le PV et l'éolien
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 selon la loi de réglage primaire
Q_{Prod} : Mesure de la puissance selon la loi de réglage primaire

Figure 9 : Schéma de téléconduite du RST

Le réglage primaire de tension est toujours actif, que l'unité de production soit ou non en RST, et la télémesure U_{cons} est toujours envoyée au système centralisé de RTE.
Lors du couplage de l'unité de production, 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 du producteur sur la tension de consigne du régulateur primaire de l'unité de production doit faire sortir l'unité de production du RST et positionner la télésignalisation « PART.RST » à l'état « hors ». Au démarrage, le dispositif doit être en position hors RST.
Le producteur doit prévoir la possibilité d'une mise en service automatique ou manuelle du RST lors du couplage de l'unité de production. Pour l'exploitation définitive, le choix de mise en service du RST est fixé en concertation avec le producteur dans la convention d'exploitation.
La dernière valeur valide U_{ref} reçue est appliquée sans limite de durée tant que le régulateur primaire de tension est asservi au RST. Avant la première réception de U_{ref} émise par RTE, U_{ref} doit être considérée comme invalide par le contrôle commande de l'installation.

3.1.6.1 Limitation de la vitesse de variation de la consigne RST U_{ref}

En cas d'écart important entre la consigne du régulateur primaire de tension U_{cons} et celle émise par le RST (U_{ref}), 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 %Un/min, tout en limitant U_{cons} à la plage normale de fonctionnement.

Les modalités de calcul de cette valeur sont déterminées en concertation entre le producteur et RTE pour tenir compte du schéma de réseau.

La valeur de la vitesse de variation maximale de la consigne U_{cons} est déterminée de manière à pouvoir assurer une variation en réactif minimum de [$Q_{vitesse}$]~~/min~~.

Lors d'une variation de la consigne U_{ref} en rampe se traduisant par une variation de réactif de vitesse demandée supérieure ou égale à [$Q_{vitesse}$]~~/min~~, la vitesse de variation du réactif effective doit être au moins égale à [$Q_{vitesse}$]~~/min~~, conformément au paragraphe précédent.

3.1.6.2 Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement de l'unité de production (cas du réglage primaire de tension au point de raccordement)

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

L'atteinte d'une limite du domaine normal de fonctionnement (tension maximale stator, tension minimale stator, courant maximal rotor, courant maximal stator, limite de sous-excitation, tension maximum des auxiliaires, $U_{consmin}$, $U_{consmax}$ …)[2] doit bloquer toute évolution de la valeur de tension de 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 ».

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».

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

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 l'unité ne doit pas entraîner la sortie du réglage secondaire de tension.

3.1.6.3 Cas particulier où l'unité doit rester asservie au RST : perte de transmission de la consigne

En cas de perte de transmission prolongée de la consigne RST U_{ref}, la consigne de tension appliquée sur le régulateur de tension ne doit pas changer, ce dernier 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.

3.1.6.4 Cas où l'unité doit sortir du RST : anomalies de fonctionnement de l'asservissement au RST

En cas de réception d'une valeur de consigne RST U_{ref} invalide à l'interface entre RTE et le producteur, 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 ».

Le producteur doit prévoir une remise en service du RST, après la disparition du défaut, automatique ou manuelle du RST. Pour l'exploitation définitive, les modalités de remis en service du RST seront fixées en concertation avec le producteur dans la convention d'exploitation. Dès que l'unité 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.

Références :

- Code RfG [1] : article 21.3.d
- Arrêté [2], art. 42.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.2 Réglage fréquence/puissance

Champ d'application : types B, C, D, Offshore PPM

La capacité constructive de participation au réglage de fréquence est définie en fonction d'une puissance active de référence P_{ref} , qui est au choix du producteur :

- la production effective de puissance active au moment où survient l'événement suivant :
  - Variation de fréquence pour le FSM
  - Dépassement du seuil d'activation du LFSM

ou

- la [$P_{max_unité}$]

Le choix de la puissance Pref utilisée doit être indiqué dans la fiche E1.

Le gain K de l'unité est défini selon la formule suivante :

$$K = \frac{Pref}{fn}\frac{1}{\delta}$$

avec :

f_n [Hz] = fréquence nominale (50 Hz).

K [MW/Hz] = gain de l'unité

δ [%] = statisme de l'unité

La mesure de fréquence utilisée est la suivante :

Cas PPM AC : conformément aux propriétés additionnelles de la FSM, c'est une mesure locale qui doit être utilisée.

Cas PPM DC : deux mesures sont nécessaires :

- *une mesure offshore (ou locale), prise par le client dans son installation*

et

- *une mesure onshore (au point de raccordement de la HVDC à la zone synchrone à laquelle la réponse en fréquence est fournie).*

Les modalités de basculement entre mesures onshore et offshore sont détaillées dans la convention d'exploitation et de conduite. Ce basculement doit se faire automatiquement sur réception d'une télécommande envoyée par le GRT ou via un échange téléphonique.

Dans le cas d'un PPM DC (deux mesures), les modes LFSM_U et LFSM_O doivent utiliser la même mesure que le mode FSM.

La résolution de la mesure est inférieure ou égale à 1 mHz, la précision de mesure de la fréquence est inférieure à 10 mHz, et l'insensibilité de la régulation primaire de la fréquence est inférieure à ±10 mHz.
Ce signal est traité en un temps de 0,1 seconde entre l'envoi et la fin du traitement du signal en vue d'activer la réponse ;
RTE privilégie la mise à disposition de la mesure de la fréquence onshore néanmoins, RTE et le Client peuvent convenir d'une mise à disposition de la mesure sur la plateforme offshore.
L'interface (protocole, support physique) de mise à disposition sera précisée lors des phases ultérieures du projet.

Commenté [A4]: *Exigence actuelle mesure de fréquence du client*
Temps de traitement pris du code HVDC

Commenté [A5]: *Précision de la mesure de fréquence à terre (onshore)*

Références :

- Code HVDC [4] : article 39.1.a
- Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 janvier 2021 portant adoption des propriétés supplémentaires pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR).

3.2.1 Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (mode LFSM-O)

Champ d'application : types B, C, D, Offshore PPM

En cas de hausse de la fréquence, l'unité doit pouvoir réduire sa puissance active de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre P_{ref} et [$P_{min\ unité}$].

L'unité doit donc disposer d'une capacité constructive de réglage restreint à la sur-fréquence (mode LFSM-O) caractérisée par :

- Un seuil d'activation,
- Une loi de réglage permettant de définir la réponse à la variation de fréquence à la hausse.
- Une dynamique temporelle (délai d'activation et temps de réponse)

En mode LFSM-O, l'unité est capable de fonctionner de manière stable et aucune consigne antagoniste ne peut être envoyée. En particulier, en cas d'atteinte du seuil d'activation, le mode LFSM-O est prioritaire lorsque les réserves primaire ou secondaire de fréquence n'ont pas été totalement libérées.

L'unité doit être en mesure d'assurer le réglage restreint à la sur-fréquence dans toutes les configurations.

Seuil d'activation et loi de réglage

- Seuil d'activation (f_1) :

  Le seuil doit être réglable entre 50,2 Hz et 50,5 Hz. Ce seuil est réglé par défaut à 50,2 Hz.

- Loi de réglage :

Le contrôle commande doit demander à l'unité de diminuer la puissance active linéairement à partir de ce seuil f_1 avec un statisme δ_{LFSM}, réglable dans la plage [3% ; 12%].

La loi de réglage doit être telle que pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_1$, l'unité doit être capable de réduire sa puissance, par rapport à P_{ref}, de la valeur de $K_{LFSM}.\Delta f$.

Par défaut, la valeur de K_{LFSM} correspond à un statisme δ_{LFSM} de 5% et doit être déclarée à RTE dans la fiche E1.

Une fois [$P_{min\ unité}$] atteinte, l'unité continue à fonctionner à [$P_{min\ unité}$] ou si l'unité autorise le statisme à agir sous [$P_{min\ unité}$], l'unité de production peut continuer à réduire sa puissance (si l'unité ne passe pas en mode d'arrêt, car elle serait alors plus lente à redémarrer avec un possible effet sur la tension). Ce mode de fonctionnement doit être déclaré dans la fiche E1.

L'unité doit conserver la même pente K et la même référence de P_{ref} pendant toute l'activation.

Lorsque la fréquence redescend vers 50 Hz, le contrôle commande doit demander à l'unité d'augmenter la puissance active selon la même pente K_{LFSM}, dans la limite de [$P_{max\ unité}$].

Dynamique temporelle

Le délai d'activation $t_{a\ LFSM-O}$ doit être déclaré à RTE dans la fiche E1. Ce délai doit être aussi court que possible. Dans le cas où il est supérieur à 500 ms, les justifications techniques doivent être transmises à RTE.

La durée d'activation complète doit être aussi courte que possible.

Pour un $\Delta P/P_{ref}$ égal à 50%, la durée d'activation complète doit être inférieure ou égale à 2 sec.

Lorsque la fréquence redescend vers 50 Hz, le temps de réponse pour revenir à P_{ref} doit être aussi court que possible et dans tous les cas inférieur ou égal à 30 sec.

Lorsque la fréquence est redescendue en dessous du seuil d'activation f_1, l'unité peut rejoindre sa nouvelle consigne de production ~~l'unité peut rejoindre sa nouvelle P_{ref}~~ avec une pente inférieure à 10% $P_{max\ unité}$/min. Cette pente $Ramp_{lfsm}$ est à préciser dans la fiche E1.

Commenté [A6]: *Modifié après concertation*

Références :

- Code RfG [1] : article 13.2
- Code HVDC [4] : article 39.4
- Arrêté [2], art. 37
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

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

Condition d'application : types C, D, Offshore PPM

En cas de baisse de la fréquence, l'unité doit pouvoir augmenter sa puissance active de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre P_{ref} et $P_{max\ unité}$ (dans la limite de la disponibilité de l'énergie primaire).

L'unité doit donc disposer d'une capacité constructive de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U) caractérisée par :

- Un seuil d'activation,
- Une loi de réglage permettant de définir la réponse à la variation de fréquence à la baisse
- Une dynamique temporelle (délai d'activation et de réponse)

En mode LFSM-U, l'unité est capable de fonctionner de manière stable et aucune consigne antagoniste ne peut être envoyée. En particulier, en cas d'atteinte du seuil d'activation, le mode LFSM-U est prioritaire lorsque les réserves primaire ou secondaire de fréquence n'ont pas été totalement libérées.

L'unité doit être en mesure d'assurer le réglage restreint à la sous-fréquence dans toutes les configurations.

Dans tous les autres cas :

- Seuil d'activation (f_2) :

Le seuil doit être réglable entre 49,5 Hz et 49,8 Hz. Ce seuil est réglé par défaut à 49,8 Hz.

- Loi de réglage :

Le contrôle commande doit demander à l'unité d'augmenter la puissance active linéairement à partir de ce seuil f_2 avec un statisme δ_{LFSM} réglable dans la plage [3% ;12%].

La loi de réglage doit être telle que pour tout échelon négatif de fréquence $\Delta f = f - f_2$, l'unité doit être capable d'augmenter sa puissance, par rapport à P_{ref}, de la valeur de $K_{LFSM}.\Delta f$, dans la limite de $P_{max\ unité}$ (et compte tenu de la disponibilité des sources d'énergie primaire).
L'unité doit conserver la même pente K et la même référence de P_{ref} pendant toute l'activation.
Par défaut, la valeur de K_{LFSM} correspond à un statisme δ_{LFSM} de 5% et doit être déclarée à RTE dans la fiche E1.

Lorsque la fréquence remonte vers 50 Hz, le contrôle commande doit demander à l'unité de baisser la puissance active selon la même pente K_{LFSM}, dans la limite de [$P_{min\ unité}$].

Dynamique temporelle

Le délai d'activation $t_{a\ LFSM-O}$ doit être déclaré à RTE dans la fiche E1. Ce délai doit être aussi court que possible. Dans le cas où il est supérieur à 500 ms, les justifications techniques doivent être transmises à RTE.

La durée d'activation complète doit être aussi courte que possible et conforme aux valeurs dans le tableau ci-après :

$\Delta P/P_{ref}$	Valeur de Pref en % Pmax_unité	Durée d'activation complète
] 20% ;50%]	Quel que soit Pref	<10 sec
[0 ; 20%]	]50% ; 100%]	[5 sec
	[0 ; 50%]	Aussi rapide que possible et doit être justifiée si supérieur à 5 sec

Lorsque la fréquence remonte vers 50 Hz, le temps de réponse pour revenir à P_{ref} doit être aussi court que possible et dans tous les cas inférieur ou égal à 20 sec.
Lorsque la fréquence est remontée au-dessus du seuil d'activation f_2, l'unité peut rejoindre sa nouvelle P_{ref} avec une pente inférieure à 10% [$P_{max\ unité}$]/min. Cette pente $Ramp_{lfsm}$ est à préciser dans la fiche A1.

Références :

- Code RfG [1]: article 15.2 c
- Code HVDC [4] : article 39.7
- Arrêté [2], art. 37.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

3.2.3 Réglage primaire de fréquence (mode FSM)

Condition d'application : Types C, D, Offshore PPM

L'unité doit disposer d'une capacité constructive de réglage primaire (mode FSM) caractérisée par :

- Un volume de réserve de puissance active, dite « réserve primaire, R_p » pouvant être mis à disposition de RTE à la hausse ou à la baisse.

- Une loi de réglage permettant de définir la fourniture effective de cette réserve en réponse à une variation de fréquence.
- Une dynamique temporelle (délai d'activation pour la mise à disposition de cette réserve, délai de maintien de fourniture de cette réserve).
- L'unité doit être équipée d'une mesure de fréquence locale au moins par point de raccordement. Cette mesure sera prise au niveau du point de raccordement, ou au niveau de l'entité technique de l'unité fournissant la réserve primaire lorsque cela est techniquement faisable.

Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre [$P_{min\ unité}$] et [$P_{max\ unité}$] y compris lors des pentes de variation.

Nota : Le réglage de puissance active à la hausse est donc disponible lorsque le point de fonctionnement en puissance active P, est tel que Pmin unité < P < Pmax unité – RP (où RP désigne le volume de réserve de puissance nécessaire au réglage).
Le réglage de puissance active à la baisse est donc disponible lorsque le point de fonctionnement en puissance active P, est tel que Pmin unité + RP < P < Pmax unité (où RP désigne le volume de réserve de puissance nécessaire au réglage).

Volume de réserve primaire (R_p)

- La réserve primaire R_p de l'unité est au moins égale à $R_{p\ min}$ =2,5 % $P_{max~~ref~~}$:
- Lorsque le producteur choisit P_{ref} = $P_{max\ unité}$, la réserve primaire est au moins égale à 2,5 % de $P_{max\ unité}$.
  R_p est à préciser dans la fiche E1.
- Si l'unité a des capacités constructives en réglage secondaire de fréquence, elle doit être capable, avec le RSFP (Réglage Secondaire Fréquence-Puissance) hors service, de fonctionner à RP_{max} « Réserve Primaire maximum » au moins égale à la somme de la réserve primaire $R_{p\ min}$ et de la demi-bande pr_{min} : $RP_{max} \geq R_{P\ min} + pr_{min}$:
  ~~Lorsque le producteur choisit P_{ref} = $P_{max\ unité}$, la réserve primaire est au moins égale à 2,5 % de $P_{max\ unité}$ + pr_{min}~~
  RP_{max} est à préciser dans la fiche E1.

Commenté [A7]: *Mise en conformité avec la définition de la réserve primaire en lien avec le code RFG*

Loi de réglage (caractéristiques de la réponse à une variation de fréquence)

L'unité doit être équipée d'un régulateur primaire de fréquence assurant la loi de réglage suivante :

$$P - P_c = -K.(f - fn)$$

avec :

- P [MW] = Puissance réelle fournie par l'unité en mode quasi stationnaire
- P_c [MW] = Puissance de consigne de l'unité à la fréquence de référence f_n
- f [Hz] = Fréquence déduite de la mesure de vitesse de l'unité
- f_n [Hz] = Fréquence nominale (50 Hz)
- K [MW/Hz] = Gain de l'unité

Le gain K de l'unité doit être réglable. Il ne peut être supérieur à K_{max} = 66 % de $P_{max\ unité}$/Hz (correspondant à un statisme δ égal à 3%), et ne peut être inférieur à K_{min} =16,67 % de $P_{max\ unité}$/Hz (correspondant à un statisme δ égal à 12%).

En exploitation, la valeur du gain K devra garantir la libération de la totalité de la réserve mise à disposition de RTE pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz.

Une bande morte volontaire peut-être définie dans la régulation de fréquence, à condition de pouvoir être réglable, et notamment mise à 0 (inactive) dans le cas où l'unité participe au réglage primaire de fréquence. La bande morte ainsi définie permet, pour une unité qui ne participe pas aux services systèmes, de ne pas être sollicitée. Cette bande morte ne doit pas impacter la capacité de l'unité à réaliser du LFSM (elle ne peut donc être supérieure au min de la valeur absolue des seuils d'activation des LFSM-O et U réglés par défaut à 200mHz (cf. § 3.2.1 et 3.2.2)).

Dynamique temporelle

Pour toute variation de fréquence $\Delta f = f - f_n$ comprise entre 0 et +/- 200 mHz à partir de 50 Hz, l'activation de la réponse de l'unité ne doit pas être indûment retardée : un délai d'activation (t1 ou temps d'activation de la réponse) supérieur à 500 ms devra être justifié par des éléments techniques. t1 est à préciser dans la fiche E1.

Pour tout échelon de fréquence $\Delta f = f - f_n$ compris entre 0 et +/-200 mHz à partir de 50 Hz, l'unité de production doit être capable d'activer la réponse en puissance active sur ou au-dessus de la ligne pleine de la courbe de la Figure 10-Figure , et notamment fournir la totalité de la réserve de puissance attendue en moins de 30 s (t2).

La réserve de puissance attendue est égale à la plus petite des deux valeurs suivantes :
- la réserve primaire R_p définie ci-dessus,
- le gain K multiplié par la valeur de l'échelon de fréquence, soit -K.Δf.

Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant au moins 15 minutes (t3).

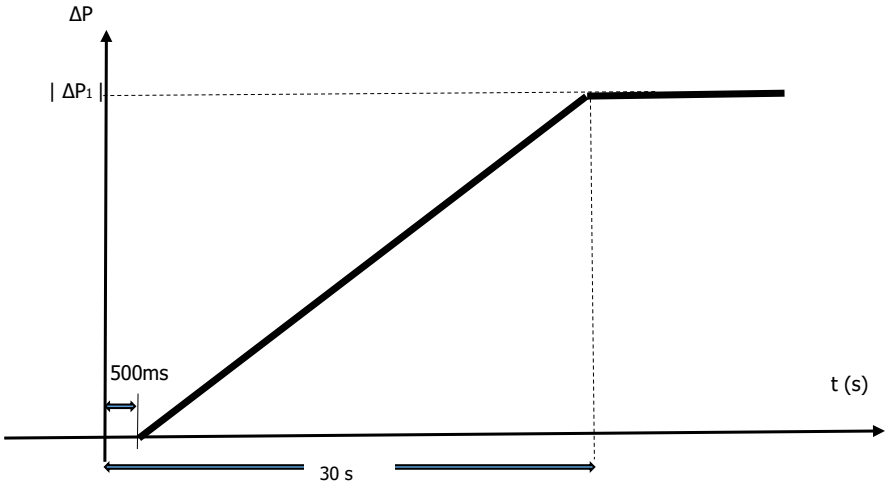


Figure 10 : Capacités de réponse en puissance active aux variations de fréquence

Pour toute variation de fréquence $\Delta f = f - f_n$ supérieure à ±200mHz (modes LFSM-O et LFSM-U), le comportement attendu est défini aux paragraphes § 3.2.1 et § 3.2.2.

La résolution de la mesure doit être inférieure ou égale à 1 mHz, la précision de mesure de la fréquence doit être la meilleure possible et dans tous les cas inférieure à 10 mHz, et l'insensibilité de la régulation primaire de la fréquence doit être inférieure à ±10 mHz. L'insensibilité est à préciser dans la fiche E1.

3.2.3.1 Suivi en temps réel du mode FSM

La mise en œuvre du mode FSM doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation. Lorsqu'une unité n'est pas en état de contribuer au réglage primaire fréquence-puissance (unité non couplée, défaut affectant la turbine ou le régulateur de vitesse, problème amont-turbine), la télésignalisation doit alors être positionnée à l'état hors service « PART.FSM HS ». La remise en service du mode FSM est accompagnée de l'émission de la télésignalisation « PART.FSM ES ».

Les télémesures suivantes doivent également être transmises à RTE :

- Puissance réelle fournie par l'unité en mode quasi stationnaire

- Puissance de consigne de l'unité à la fréquence de référence f_n
- Fréquence déduite de la mesure de vitesse de l'unité
- Gain K de l'unité

Références :

- Code RfG [1]: article 15.2.d
- Code HVDC [4] : article 39.8
- Arrêté [2], art. 38.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

3.2.4 Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP)

Condition d'application : unité de type D (raccordée en HTB2 ou HTB3), Offshore PPM

L'unité de production doit disposer de capacités constructives de réglage secondaire de fréquence

L'unité de production doit pouvoir mettre à la disposition de RTE une réserve de puissance active, dite « demi-bande de réglage secondaire », pr, au moins égale à $pr_{min,}$ avec pr_{min} = 4,5 % de [$P_{max\ unité}$] dans le cas d'une pente à 600s (si le client fournit des justificatifs techniques alors pr_{min} passe à 3.4 % de [$P_{max\ unité}$]) et pr_{min} = 4,5 % de [$P_{max\ unité}$] dans le cas d'une pente à 800s[3].

La demi-bande de réglage secondaire pr doit s'additionner à la réserve primaire R_p pour constituer une réserve totale, à la hausse, supérieure ou égale à 7 % de [$P_{max\ unité}$] lorsque l'unité est au point de fonctionnement [$P_{max\ unité}$] sinon dans les autres cas la réserve totale est au moins égale à 2,5 % de P_{ref} + pr_{min}

L'unité doit être en mesure d'assurer le réglage de puissance dans toutes les configurations.

L'unité de production doit posséder un équipement permettant de recevoir de la part de RTE le niveau $N_{RSFP,}$ propre à l'unité, et de modifier la puissance de consigne à la fréquence de référence P_c de l'unité, de la façon suivante :

$$P_c = P_{c0} + N_{RSFP} \cdot pr$$

avec,

P_{c0} [MW] = puissance de consigne à f_n avec N_{RSFP} = 0 de l'unité de production (généralement la puissance de consigne affichée sur le régulateur de vitesse et commandable manuellement par l'exploitant de l'unité),

N_{RSFP} [nombre sans dimension, compris entre –1 et +1]

pr [MW] = participation de chaque unité au réglage secondaire fréquence – puissance.

Compte tenu du réglage primaire, la loi de réglage de chaque unité de production participant au réglage secondaire fréquence - puissance est la suivante :

$$P = P_{c0} + N_{RSFP}.pr - K.(f - fn)$$

Si la fonction RSFP est inactive, le réglage primaire fréquence-puissance doit pouvoir rester actif.

Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant une durée supérieure ou égale à 30 minutes (t4).

3.2.4.1 Performances de la fonction RSFP

Le fonctionnement en RSFP doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre [$P_{min_unité}$] et [$P_{max\ unité}$] y compris lors des pentes de variation.

L'équipement installé sur chaque unité doit surveiller la pente de variation du niveau N_{RSFP} et réagir selon les 2 cas suivants :

[3] A partir du 18 décembre 2024, les règles Services Système fréquence imposeront une rampe en 600 secondes au lieu de 800s.

- si la vitesse de variation est inférieure ou égale à 2 pr en 133 secondes le niveau reçu est appliqué tel quel,
- si la vitesse de variation est supérieure à 2 pr en 133 secondes : le niveau appliqué est bloqué à la valeur courante tant que la pente du niveau reçu ne revient pas à une valeur inférieure.

Dynamique temporelle

Lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à 2/600 s^{-1}, la différence entre la puissance produite P et la puissance de consigne P_c doit être inférieure ou égale à $dN_{RSFP}/dt.pr.T_{eq}$, avec T_{eq} = 20 s.

Lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à 2/133 s^{-1} et supérieure ou égale à 2/600s^{-1} , la dynamique devrait autant que possible se rapprocher de la dynamique décrite ci-dessus. Ainsi, une telle pente ne doit pas être considérée comme aberrante, et l'unité réagir au mieux de ses capacités **au niveau RSFP a minima selon une pente équivalente de 600s.**

Commenté [A8]: *Ajouté après concertation*

La participation au RSFP (pr) doit être introduite au niveau du contrôle – commande avec une résolution inférieure ou égale à 1 MW.

3.2.4.2 Anomalie de fonctionnement et disponibilité de la fonction RSFP

En cas de perte du signal de niveau N_{RSFP}, l'unité doit rester en fonctionnement RSFP avec recopie du niveau figé à sa dernière valeur valide. Le blocage de l'application du niveau N_{RSFP} doit être signalé à l'opérateur de l'unité.

La disponibilité de la fonction RSFP doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation. Lorsqu'une unité n'est pas en état de contribuer au réglage secondaire fréquence-puissance (unité non couplée, téléréglage RSFP hors service, défaut de transmission du niveau N_{RSFP}, défaut affectant la turbine ou le régulateur de vitesse, défaut affectant l'équipement RSFP, fonctionnement en mode manuel), l'application du niveau N_{RSFP} est bloquée et l'unité est sortie du RSFP. La télésignalisation « RSFP » doit alors être positionnée à l'état « RSFP HS ». La remise en service de la fonction RSFP se fait exclusivement par action manuelle d'un opérateur de l'unité et est accompagnée de l'émission de la télésignalisation « RSFP ES ».

Références :

- Code RfG [1]: article 15.2.e
- Code HVDC [4] : article 39.9
- Arrêté [2], art. 38.

  Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

3.2.5 Gestion des priorités

Conditions d'applications : Types B, C, D

Le Client organise ses dispositifs de protection et de contrôle- commande conformément à l'ordre de priorité (décroissant) suivant: i) protection du réseau et de l'unité de production; ii) inertie synthétique, le cas échéant; iii) réglage de la fréquence (ajustement de la puissance active); iv) limitation de la puissance; et v) contrainte sur les variations de puissance.

Le cas échéant, l'ordre de priorité définitif est fixé dans les conditions particulières.

Commenté [A9]: *Déclinaison littérale de l'article 14 alinéa 5c du code RFG*

3.3 Modulation de la puissance active

3.3.1 Comportement de l'unité pour la résolution des contraintes

Condition d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

L'unité de production peut générer, dans certaines situations d'exploitation, des contraintes sur le réseau public de transport.

Les surcharges générées par l'unité de production doivent être éliminées en un temps < [$T_{limitation}$], ce qui nécessite, en cas d'occurrence, la baisse de puissance active de l'unité voire sa séparation du réseau.

Après demande du centre de conduite régional, devront pouvoir être mises en œuvre en moins de [$T_{limitation}$] :

- La baisses de puissance active de l'unité de production depuis [$P_{max\ unité}$] jusqu'à [$P_{min\ unité}$] (ou une valeur intermédiaire $P_{limitation}$),

ou

- la séparation du réseau,

Cette demande se fait par téléphone, par le système de transmission d'ordres à exécution rapide ou via un automate.

A défaut, l'injection d'unité de production sera effacée par fonctionnement d'un automatisme. Dans ce cas, l'unité de production devra pouvoir se séparer du réseau sur réception d'un signal envoyé par un automate RTE. Des spécifications plus précises seront transmises ultérieurement par RTE dans le cadre de la convention de raccordement.

3.3.2 Equipements permettant la modulation de puissance active

L'objectif de la modulation de puissance est de lever des contraintes réseau qui pourraient remettre en cause la sûreté système, la sécurité des personnes et des biens et la qualité de l'électricité.

3.3.2.1 Arrêt de l'injection de puissance active

Condition d'application : type B

Une unité de production de type B est équipée d'une interface logique (port d'entrée) permettant de stopper la production de puissance active dans un délai de 5 secondes après la réception de l'ordre au port d'entrée.

3.3.2.2 Réduction de puissance active

Condition d'application : type B

Une unité de production de type B est équipée d'une interface logique (port d'entrée) permettant de réduire la puissance active qu'elle produit sur instruction reçue au port d'entrée.

3.3.2.3 Ajustement d'une consigne de puissance active

Condition d'application : types C, D

Une unité de production de type C ou D dispose d'un contrôle-commande capable d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données au centre de conduite par le gestionnaire de réseau.

Le délai dans lequel la consigne ajustée de puissance active doit être atteinte ainsi que la tolérance applicable à la nouvelle consigne et au délai pour l'atteindre seront spécifiés en concertation avec le producteur dans le cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite et dans la convention d'exploitation.

Références :

- RfG [1] articles 13.6, 14.2 et 15.2.

3.4 Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels

3.4.1 Conditions de découplage de l'unité lors des régimes exceptionnels

Conditions d'applications : Types B, C, D, Offshore PPM

Le producteur doit convenir avec RTE de la nature et du réglage des protections de découplage qui figurent dans la fiche E1 du dossier technique de l'unité.

3.4.2 Régimes exceptionnels en tension

Conditions d'applications : Types B, C, D, Offshore PPM en fonction de la tension du point de raccordement

L'unité de production (ainsi que les autres équipements de l'installation) doit fonctionner lorsque la tension au point de raccordement se situe dans les plages de tension définies ci-après :

400kV

Pour le niveau 400 kV 1 pu =400 kV

	Plage de tension en pu (base 400kV)	Durée minimale de fonctionnement
Plage exceptionnelle basse	[0.85 pu-0.90 pu[	60 minutes L'unité doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à 0,3 Pmax unité, quelle que soit la puissance active fournie.
Plage normale	[0.9 pu-1.05 pu]	Illimité *Conditions d'applications : 0,9 Udim > 0,9 pu* Si U est compris entre [0,9 pu; 0,9 Udim[,l'unité doit pourvoir fournir du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie. *Conditions d'applications : 1,1 Udim < 1,05 pu* Si U est compris entre]1,1 Udim ;1,05 pu], l'unité doit alors pouvoir absorber du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie.
Plage exceptionnelle haute	]1.05 pu-1.10 pu]	20 minutes La puissance peut alors être réduite jusqu'à 0,95 [Pmax unité]. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

Commenté [A10]: *Mise en conformité avec l'article 52.IV.2 de l'arrêté du 9 juin 2020*

Commenté [A11]: *mise en conformité avec l'article 52.V.1 de l'arrêté du 9 juin 2020*

Tension nominale entre 110 kV à 300 kV (cette valeur est non incluse)
Exemples
Pour le niveau 225 kV 1 pu = 220 kV,
Pour le niveau 150 kV 1 pu = 150 kV,
Pour le niveau 132 kV 1 pu = 132 kV

	Plage de tension en pu (base 150kV et 220 kV)	Durée minimale de fonctionnement
Plage exceptionnelle basse	[0.85 pu-0.90 pu[	60 minutes L'unité doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à 0,3 Pmax unité, quelle que soit la puissance active fournie.
Plage normale	[0.9 pu-1.118 pu]	Illimité

Commenté [A12]: *Mise en conformité avec l'article 52.IV.2 de l'arrêté du 9 juin 2020*

		Conditions d'applications : 0,9 Udim > 0,9 pu Si U est compris entre [0,9 pu; 0,9 Udim[,l'unité doit pourvoir fournir du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie. *Conditions d'applications : 1,1 Udim < 1,118 pu* Si U est compris entre]1,1 Udim ;1,118 pu], l'unité doit alors pouvoir absorber du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie.
Plage exceptionnelle haute	]1.118 pu-1.15 pu]	20 minutes La puissance peut alors être réduite jusqu'à 0,95 [Pmax unité]. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

Commenté [A13]: *mise en conformité avec l'article 52.V.1 de l'arrêté du 9 juin 2020*

90kV
Pour le niveau 90 kV 1 pu =90 kV

	Plage de tension en pu	Durée minimale de fonctionnement
Plage exceptionnelle basse	[0.8 pu-0.85 pu[	L'unité doit rester connectée au réseau le plus longtemps possible, quitte à réduire sa puissance active. L'unité ne doit pas déclencher sur critère de tension.
	[0.85 pu-0.87 pu[	90 minutes L'unité doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à 0,3 Pmax unité, quelle que soit la puissance active fournie.
Plage normale	*[0.87 pu – 1.11 pu]*	Illimité *Conditions d'applications : 0,9 Udim > 0,87 pu* Si U est compris entre [0,87 pu; 0,9 Udim[,l'unité doit pourvoir fournir du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie. *Conditions d'applications : 1,1 Udim < 1,11 pu* Si U est compris entre]1,1 Udim ;1,11 pu], l'unité doit alors pouvoir absorber du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie.
Plage exceptionnelle haute	*]1,11 pu -1.133 pu]*	Limitée 5 min lorsque U=1.133 pu. La puissance peut alors être réduite jusqu'à 0,95 Pmax unité. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

63kV
Pour le niveau 63 kV 1 pu =63 kV

	Plage de tension en pu	Conditions de fonctionnement
Plage exceptionnelle basse	[0.8 pu-0.85 pu[	L'unité doit rester connectée au réseau le plus longtemps possible, quitte à réduire sa puissance active. L'unité ne doit pas déclencher sur critère de tension.
	[0.85 pu-0.87 pu[	90 minutes L'unité doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à 0,3 Pmax unité, quelle que soit la puissance active fournie.
Plage normale	*[0.87 pu – 1.14 pu]*	Illimité *Conditions d'applications : 0,9 Udim > 0,87 pu* Si U est compris entre [0,87 pu; 0,9 Udim[,l'unité doit pourvoir fournir du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie. *Conditions d'applications : 1,1 Udim < 1,14 pu* Si U est compris entre]1,1 Udim ;1,14 pu], l'unité doit alors pouvoir absorber du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie.
Plage exceptionnelle haute	*]1,14 pu -1.174 pu]*	Limitée 5 min lorsque U=1.174 pu. La puissance peut alors être réduite jusqu'à 0,95 Pmax unité. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

Tension nominale inférieure à 110 kV hors 90kV et 63kV
Exemple :
Pour le niveau 66 kV 1 pu =66 kV

	Plage de tension en pu	Durée minimale de fonctionnement
Plage exceptionnelle basse	[0.85 pu-0.90 pu[	*60 min*
Plage normale	[0.9 pu-1.118 pu]	Illimité *Conditions d'applications : 0,9 Udim > 0,9 pu*

		Si U est compris entre [0,9 pu; 0,9 Udim[, l'unité doit pourvoir fournir du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie. *Conditions d'applications : 1,1 Udim < 1,118 pu* Si U est compris entre]1,1 Udim ;1,118 pu], l'unité doit pouvoir absorber du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie.
Plage exceptionnelle haute	]1.118 pu-1.15 pu]	*60 min*

Références :

- Code RfG [1] : article 16.2, 25.1
- Code HVDC [4] : article 40.1.a et 40.1.d
- Arrêté [2], art. 44 et 52.

3.4.3 Régimes exceptionnels en fréquence

Conditions d'applications : Types B, C, D, Offshore PPM AC

Pour l'application de cette exigence, la tension au point de raccordement est réputée comprise à l'intérieur de la plage normale de variation.

L'unité doit être capable de fonctionner sans se déconnecter du réseau dans les plages exceptionnelles de fréquence, dans les conditions de durée définies ci-après :

Plage	Durée minimale de fonctionnement
[47,5 Hz ; 48,5 Hz[	30 min
[48,5 Hz ; 49 Hz[	30 min
[49 Hz ; 51 Hz]	Illimité
]51 Hz ; 51,5 Hz]	30 min

En application des paragraphes (a)(ii) et (a)(iii) de l'article 13 du code RfG, la durée minimale de fonctionnement lorsque la fréquence est supérieure à 51,5 Hz et la durée minimale de fonctionnement lorsque la fréquence est inférieure à 47,5 Hz sont convenues entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production, en tenant compte de la capacité technique de l'unité de production.

L'unité de production est capable de maintenir une production constante de puissance active à sa valeur de consigne (sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire) quelles que soient les variations de fréquence (dans les plages définies ci-dessus).

Condition d'application : PPM DC

Pour l'application de cette exigence, la tension au point de raccordement est réputée comprise à l'intérieur de la plage normale de variation.

L'unité doit être capable de fonctionner sans se déconnecter du réseau dans les plages exceptionnelles de fréquence, dans les conditions de durée définies ci-après :

Plage	Durée minimale de fonctionnement

[47,0 Hz ; 47,5 Hz[	20 sec
[47,5 Hz ; 49 Hz[	90 min
[49 Hz ; 51 Hz]	Illimité
]51 Hz ; 51,5 Hz]	90 min
]51,5 Hz ; 52,0 Hz]	15 min

La durée minimale de fonctionnement lorsque la fréquence est supérieure à 52 Hz et la durée minimale de fonctionnement lorsque la fréquence est inférieure à 47 Hz sont convenues entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production, en tenant compte de la capacité technique de l'unité de production.

L'unité de production est capable de maintenir une production constante de puissance active à sa valeur de consigne (sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire) quelles que soient les variations de fréquence (dans les plages définies ci-dessus).

Références :

- Code RfG [1] : article 13.1, 13.3
- Code HVDC [4] : articles 39.2.a (et 39.3 et 39.5)
- Arrêté [2], art. 36.

3.4.4 Ecarts combinés Fréquence/Tension

Condition d'application : Type B, C, D, Offshore PPM

En cas de simultanéité des valeurs exceptionnelles de la fréquence sur le réseau public de transport d'électricité et de la tension au point de raccordement de l'unité de production, la durée de fonctionnement requise est la plus courte de celles admises pour ces deux situations (cf §3.4.2 et 3.4.3).

Références :

- Code RfG [1] : article 16.2
- Arrêté [2], art. 45.
- Documentation Technique de Référence [3]
-

3.4.5 Comportement de l'unité de production en réseau séparé

Condition d'application : Types C, D, Offshore PPM_AC

Sur apparition d'un réseau séparé comprenant des ouvrages RTE dans sa zone, l'unité de production doit être capable de fonctionner dans les limites définies ci-dessus (aux paragraphes §3.4.2, §3.4.3, §3.4.4).

La méthode de détection du réseau séparé sera convenue entre le producteur et le gestionnaire de réseau, elle ne s'appuie pas uniquement sur les signaux de position de l'organe de coupure du gestionnaire de réseau.

Nota : il peut par exemple s'agir d'un message envoyé par RTE (« Réseau séparé » ou « Incident généralisé » par exemple) avec une mise en œuvre en moins de 20 minutes, ou d'une détection sur

critères automatiques (critères df/dt>1,5 Hz/s, ΔP>10%, sortie de la plage de fréquence 49-51 Hz pendant 180 s par exemple, ou une combinaison de ces critères).

Les performances attendues sont les suivantes :

- L'unité de production doit être capable de fonctionner en mode LFSM-O et LFSM-U lors du fonctionnement en réseau séparé.
- L'unité de production doit être capable de fonctionner en mode FSM lors du fonctionnement en réseau séparé (y compris si l'installation ne participe pas à la constitution des réserves au moment de l'incident) au maximum des capacités contractualisées en termes de gain, à la hausse comme à la baisse.

Et le cas échéant :

- La mise en œuvre des paramètres spécifiques « réseau séparé » de la régulation fréquence/puissance, s'ils existent, doit être effectuée.
- La mise hors service des boucles stabilisatrices du régulateur de tension utilisant par exemple la puissance ou la fréquence, si elles existent, doit être effectuée.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.4 « Réseau Séparé ».
- Code RfG [1] : article 15.5.b

3.4.6 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau

Condition d'application : Type B

L'unité de production doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du réseau public de transport d'électricité suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse se reconnecter dans le meilleur délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé. Ce délai est transmis par le producteur dans la fiche E1. Il est consigné dans la convention d'exploitation.

Condition d'application : Types C, D, Offshore PPM

L'unité de production doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du réseau public de transport d'électricité suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse se reconnecter dans le meilleur délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé. Ce délai est consigné dans le dossier technique de l'unité (fiche E1) et doit être inférieur à 15 min.

A défaut de respecter ce délai maximal de 15 min, l'unité de production doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du réseau public de transport d'électricité suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse s'iloter afin de se reconnecter sans délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé.

Condition d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

Si l'unité de production dispose d'une fonction de recouplage automatique dès le retour de la tension sur son poste de raccordement au RPT. Celle-ci doit être inhibée sur ordre de RTE, et doit être suspendue automatiquement si la tension au poste de raccordement est absente pendant plus de 3 minutes.

Références :

- Code RfG [1] : article 14.4 et 15.5.c
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.5 « Reconstitution du Réseau – Renvoi de tension ».
- Arrêté [2], art. 50.

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

Condition d'application : Type B, C, D, Offshore PPM

La conformité au paragraphe 4.7.4.2 de la norme EN50549-2 est attendue pour cette fonctionnalité.

L'unité de production doit être capable de fournir un courant réactif supplémentaire au point de raccordement (i.e. réponse rapide en injection de courant réactif) lors d'évènements en tension (symétriques ou dissymétriques) qu'il s'agisse de creux de tension, de surtensions ou de variations brusques telles que définies ci-dessous quelle que soit la valeur de puissance active fournie.

L'exigence s'applique aux échelons de tension des composantes directe et inverse de la tension fondamentale. Les échelons de tension dans la composante directe (respectivement inverse) génèrent un courant réactif additionnel dans cette même composante.

Ce courant réactif doit venir s'additionner à celui fourni par le réglage primaire de tension. Si nécessaire, afin de rester dans sa limite de courant I_{MAX} (donnée le cas échéant dans la fiche E1), l'unité de production devra prioriser le courant réactif en limitant le courant actif. ($I_A^2 <= I_{MAX}^2 - I_Q^2$)

Conformément au paragraphe 4.7.4.2 de la norme EN50549-2, la dynamique de cette injection au point de connexion de l'élément (pied du mat d'un aérogénérateur, onduleur pour un panneau Photovoltaïque, etc…) ayant la capacité à injecter du courant réactif doit permettre que:

- 90% de la valeur attendue du courant réactif additionnel en respect du gabarit sont fournis par l'élément au point de connexion en maximum 30 ms (T1 temps de réponse à +/- 10% de la valeur attendue).

  Le temps d'établissement du courant réactif additionnel T2, à +/- 5 % de la valeur attendue, doit être inférieur à 60 ms.

Nota : Cette dynamique s'applique uniquement au courant réactif contrôlé. Dans le cas d'unités de production à générateur à double alimentation (DFIG), le courant réactif contrôlé peut être affecté par un courant réactif non contrôlable provenant du générateur.

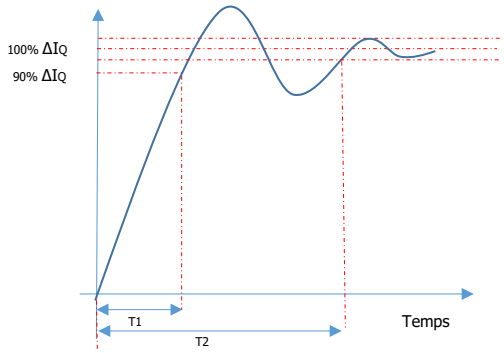
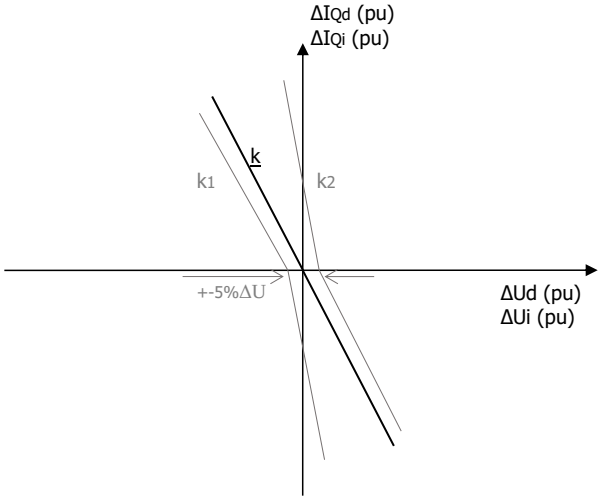


Figure 11 : Réponse temporelle de l'injection de courant réactif

L'injection rapide de courant réactif à implémenter dans le contrôle commande de l'élément ayant la capacité est décrite dans la figure suivante.



ΔIQd (respectivement ΔIQi) est la composante directe (respectivement inverse) du courant réactif additionnel qui doit être fourni par l'installation en cas d'évènement en tension (creux de tension, surtension ou variation brusque) (en complément du courant réactif déjà injecté via le réglage primaire de tension U+λQ).

ΔUd (respectivement ΔUi) est la composante directe (respectivement inverse) de la variation de tension efficace au point de connexion

k : pente de consigne
k1=k : pente 1 du gabarit
*k2=2*k : pente 2 du gabarit*

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

L'injection de courant réactif doit être activée si l'une des conditions suivantes se produit:

- une ou plusieurs tensions entre phases se situent en dehors de la plage normale de tensions statiques;
- une ou plusieurs tensions entre phases subissent une variation soudaine.

Le critère de désactivation de la fourniture dynamique en courant réactif est:

- soit le retour de toutes les tensions entre phases dans la plage de tensions statiques,
- soit après un délai de 5s, si la variation soudaine de tension n'a pas généré de tension en dehors de la plage de tensions statiques.

La plage de tensions statiques [Ubas ; Uhaut] est réglable (0,8 Uc ≤ Ubas ≤ Uc et Uc ≤ Uhaut ≤ 1.2 Uc) et le réglage par défaut correspond à la plage de tensions d'exploitation continue ramenée point de connexion de l'élément.

Les valeurs Ubas, Uhaut, Uc sont définis par le producteur dans la fiche E1 en accords avec les plages ci-dessus.

Uc par défaut est défini comme Udim ramené au point de connexion de l'élément.

Dans le cadre d'une variation avec sortie de la tension de la plage normale [Ubas ; Uhaut]

ΔUd (respectivement ΔUi) = Ud (respectivement Ui) - Uc

Dans le cadre d'une variation soudaine sans sortie de la plage normale :

La variation soudaine de tension est définie par la différence absolue ente la valeur réelle de la tension et la moyenne de la tension sur 50 périodes par rapport à Uc pour la composante directe ΔUd (respectivement ΔUi) :

$$\Delta U_{d_50per} = \frac{U_d - U_{d_50per}}{U_c}$$

$$\Delta U_{i_50per} = \frac{U_i - U_{i_50per}}{U_c}$$

Une plage d'insensibilité peut être configurable dans la plage de ΔU50per = 0 %...15 %

Dans la plage d'insensibilité, aucun courant réactif dynamique supplémentaire n'est exigé ni interdit, à condition que le courant réactif supplémentaire n'occasionne pas de distorsions sur le réseau.

La composante directe du courant réactif supplémentaire ΔI_{Qd} est définie par le gradient k_d sous la forme $\Delta I_{Qd} = k_d \times \Delta U_d$.

Le gradient k_d doit être configurable dans la plage de 2 à 6 avec un pas de 0,5.

La composante inverse du courant réactif supplémentaire ΔI_{Qi} est définie par le gradient k_i sous la forme $\Delta I_{Qi} = k_i \times \Delta U_i$.

Le gradient k_i doit être configurable dans la plage de 2 à 6 avec un pas de 0,5.

Nota : Les générateurs à double alimentation (DFIG), fournissent naturellement du courant inverse $\Delta I_{Qi} = k_i \times \Delta U_i$, avec un gradient k_i, considéré comme suffisant. Ce gradient étant défini par les paramètres du générateur et son point de fonctionnement, il ne peut être modifié.

La fonction d'injection rapide de courant réactif doit pouvoir être désactivée.

Références :

- Code RfG [1] : article 20.2, 21.3.e
- Code HVDC [4] : article 40.3
- Arrêté [2], art. 49.

3.5 Participation à la reconstitution du réseau

3.5.1 Non perturbation de la reprise de service

Condition d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

L'unité de production ne doit pas perturber la reprise de service suite à un manque de tension généralisé sur le RPT.

Si l'unité de production est raccordée au RPT à un niveau de tension en deçà de 400kV, avec une liaison à un seul disjoncteur ou en piquage sur une liaison RTE, le producteur doit installer sur le départ un 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 3 minutes, fasse ouvrir le disjoncteur HTB. Un dispositif lié de refermeture automatique en cas de retour de la tension associé à un temps de veille configurable devra être prévu. **Ce dernier dispositif sera par défaut inhibé.**

La reprise de service se fera sur ordre du dispatching suivant des modalités définies dans la convention d'exploitation.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.4 « Réseau séparé ».
- Code RfG [1] : article 15.5

3.5.2 Reconstitution du réseau

Condition d'application : non applicable

3.5.3 Fil de renvoi de tension

Tout client qui est raccordé sur une file de renvoi de tension (RvU) ou Ossature des phases initiales du Plan de Reconstitution de Réseau, est soumis aux dispositions supplémentaires (détaillés lors du processus de raccordement), par exemple (liste non exhaustive) :

- si les études électrotechniques montrent qu'il n'y a aucune solution rendant compatible le raccordement avec le RvU / Ossatures, RTE doit le refuser.
- des exigences particulières de résilience en cas de blackout concernant l'observabilité et télécommandable de leurs équipements (AMU, disjoncteur, ...) permettant la séparation du réseau ainsi leur capacité à être joignable rapidement
- la consignation de l'ouvrage de raccordement doit être programmée dans le respect des obligations de RTE relatifs à la disponibilité des scénarios de renvoi de tension et des ossatures
- se soumettre aux interruptions relatives aux essais de renvoi de tension de l'article 6.4 des Conditions Générales du Contrat d'Accès au RPT;

3.6 Stabilité

Le producteur doit communiquer à RTE les résultats d'études concernant la stabilité de son installation.

Ces études sont des études génériques effectuées pour chaque unité de production, à l'aide de schémas de réseau simplifiés standards où l'unité de production est mise en antenne sur un réseau de tension et fréquence constantes (réseau dit « infini ») au travers de son transformateur et de réactances de liaison. Ces réactances sont paramétrées en fonction de deux valeurs « a » et « b » standards.

Condition d'application : Types B, C, D ou offshore PPM raccordés en HTB1

- ***Si Pmax_unité < 50 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.2 p.u. base [U_{dim}], S_n
- ***Si 50 MW <= Pmax_unité < 250 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.3 p.u. base [U_{dim}], S_n
- ***Si 250 MW <= Pmax_unité < 800 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.54 p.u. base [U_{dim}], S_n
- ***Pmax_unité ≥ 800 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.6 p.u. base [U_{dim}], S_n

Condition d'application : Type D ou offshore PPM raccordé en HTB2

- ***Si Pmax_unité < 250 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.3 p.u. base [U_{dim}], S_n
- ***Si Pmax_unité ≥ 250 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.54 p.u. base [U_{dim}], S_n

Condition d'application : Type D ou offshore PPM raccordé en HTB3

- ***Si Pmax_unité < 800 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n

- « b » = 0.54 p.u. base [U_{dim}], S_n

- ***Si Pmax_unité ≥ 800 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.6 p.u. base [U_{dim}], S_n

Dans le cas d'un PDR avec plusieurs nœuds électriques, RTE communiquera les topologies et les valeurs de a et b correspondantes à prendre en compte dans l'étude

Remarque pour les PPM offshore : l'unité de Production en mer doit rester stable et éviter d'apporter des perturbations oscillatoires quel que soit son régime de fonctionnement, dans les plages normales et exceptionnelles de tension et de fréquence, et quels que soient les niveaux de puissance active et réactive qu'elle produit. Un fonctionnement stable exclut les oscillations non amorties ou entretenues en courant, en tension et en puissance active et réactive.

3.6.1 Stabilité en petits mouvements

Condition d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

L'étude de stabilité en petits mouvements est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où l'unité de production est mise en antenne sur un réseau « infini » au travers d'une réactance de liaison X_{cc}. L'étude est réalisée pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison X_{cc} = « a » et X_{cc} = « b ».

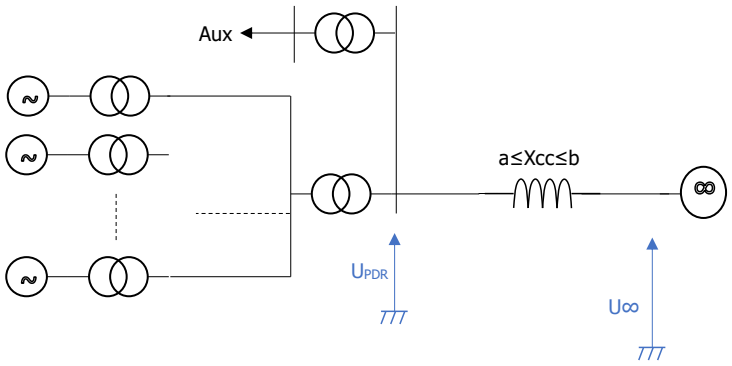


Figure 13 : Schéma de réseau simplifié stabilité en petits mouvements

Condition d'application : Offshore PPM DC

En plus du réseau équivalent AC, l'étude de stabilité en petits mouvements sera réalisée avec un modèle équivalent du raccordement DC qui sera fourni par RTE afin de prendre en compte le contrôle-commande de la station de conversion.

L'étude est réalisée pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison X_{cc2} = « a » et X_{cc2} = « b ».

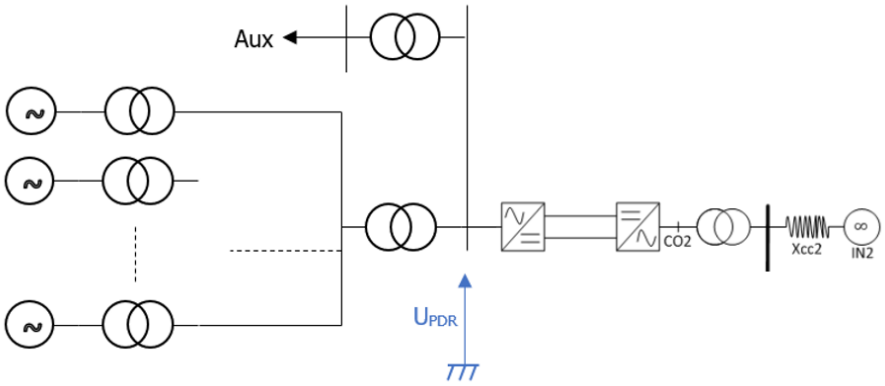


Figure 14: Schéma du parc raccordé au réseau via une HVDC

3.6.1.1 Evaluation de la robustesse

Condition d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

Calcul des marges de stabilité (marge de module, marge de module complémentaire, marge de retard, cf. annexe 1 du présent cahier des charges) pour le point de fonctionnement P = [$P_{max\ unité}$], Q = 0 et U = [U_{dim}] ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants :

A : P = [$P_{max\ unité}$], Q = 0,32[$P_{max\ unité}$] et U = [U_{dim}]

B : P = [$P_{max\ unité}$], Q = 0,3[$P_{max\ unité}$] et U = 0,9[U_{dim}]

C : P = [$P_{max\ unité}$], Q = -0,35[$P_{max\ unité}$] et U = [U_{dim}]

La valeur de la tension du réseau infini U_{∞} doit rester dans les limites du régime exceptionnel. Au besoin, la puissance réactive de l'unité de production peut être modifiée pour respecter cette contrainte.

La régulation de tension de l'unité de production doit présenter pour l'ensemble des points de fonctionnement demandés:

- Une marge de module supérieure ou égale à 0,34
- Une marge de module complémentaire supérieure à 0,33
- Une marge de retard supérieure à 34 ms

Le modèle doit représenter toutes les dynamiques (constantes de temps, retards purs) supérieures ou égales à 10 ms.

Condition d'application : Unités de type D, Offshore PPM

L'évaluation de la robustesse est réalisée en supposant l'asservissement au RST hors service.

3.6.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension

Condition d'application : Unités de type B, C, D, Offshore PPM

Echelon de +2 % sur la consigne du réglage primaire de tension de l'unité de production initialement à P = [$P_{max\ unité}$], Q = 0 et U = [U_{dim}]. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

L'unité de production doit rester stable (pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'établissement de la puissance active au point de raccordement à ±1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Condition d'application : Unités de type D, Offshore PPM

Cet échelon est réalisé en supposant l'asservissement au RST hors service.

3.6.1.3 Echelon de la consigne RST Uref

Condition d'application : Unités de type D, Offshore PPM

Echelon de +1% sur la consigne RST de l'unité de production initialement à P = [$P_{max\ unité}$], Q = 0 et U = [U_{dim}]. L'asservissement au RST est supposé en service. La consigne RST U_{ref} initiale est déterminée par le point de fonctionnement de l'unité de production.

L'unité de production doit rester stable (pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Références :

- Code RfG [1] : article 14.3, 19.2, 20.2.b, 20.2.c, 21.3.b, 21.3.f
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

3.6.1.4 Echelon tension et phase

Condition d'application : Offshore PPM DC

Echelon de +2% sur la tension du réseau au point de raccordement à P = [$P_{max\ unité}$], Q = 0 et U = [U_{dim}]. La consigne du réglage de l'unité de production n'est pas modifiée.

Echelon de +10 sur la phase du réseau au point de raccordement à P = [$P_{max\ unité}$], Q = 0 et U = [U_{dim}]. La consigne du réglage de l'unité de production n'est pas modifiée.

L'unité de production doit rester stable (pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'établissement de la puissance active au point de raccordement à ±1% de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

3.7 Non déclenchement sur creux de tension

Condition d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

Pour tout creux de tension symétrique ou dissymétrique d'amplitude « supérieure (sous tension) » ou égale au gabarit ci-dessous (composante directe de la tension phase-phase donnée au point de raccordement de l'installation), l'unité de production ne doit pas déclencher ».~~Pour tout creux de tension triphasé ou monophasé d'amplitude inférieure ou égale au gabarit ci-dessous l'unité de production ne doit pas déclencher.~~

Condition d'application : Types B, C, D raccordés en HTB1 et Offshore PPM raccordé en HTB 1

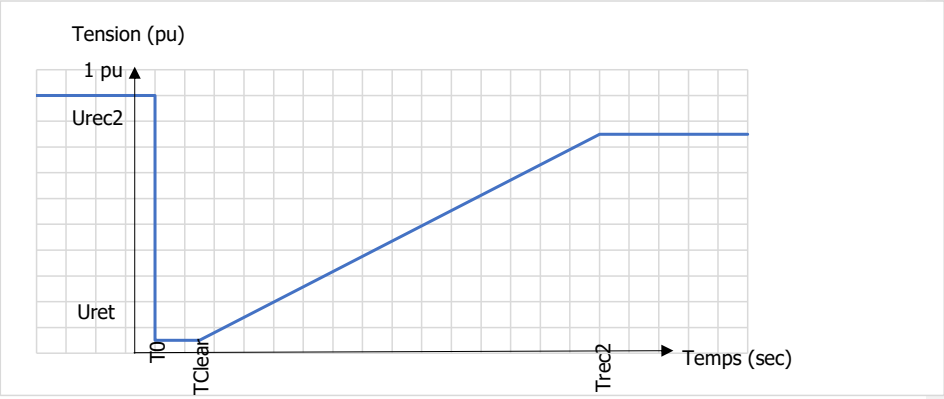


Figure 15 : Gabarit de creux de tension types B,C , D raccordés en HTB1 et *Offshore PPM raccordés en HTB 1*

Tableau 1 : Paramètres du gabarit de creux de tension pour types B, C, Offshore PPM raccordés en HTB 1

Paramètres de tension (pu)		***Paramètres de temps (sec)***	
Uret	***0.05***	***T0***	***0***
Uret	***0.05***	***Tclear***	***0.15***
Urec2	***0.85***	***Trec2***	***1.15***

Condition d'application : Types D raccordés en HTB 2 ou 3, et Offshore PPM raccordé en HTB 2 ou 3

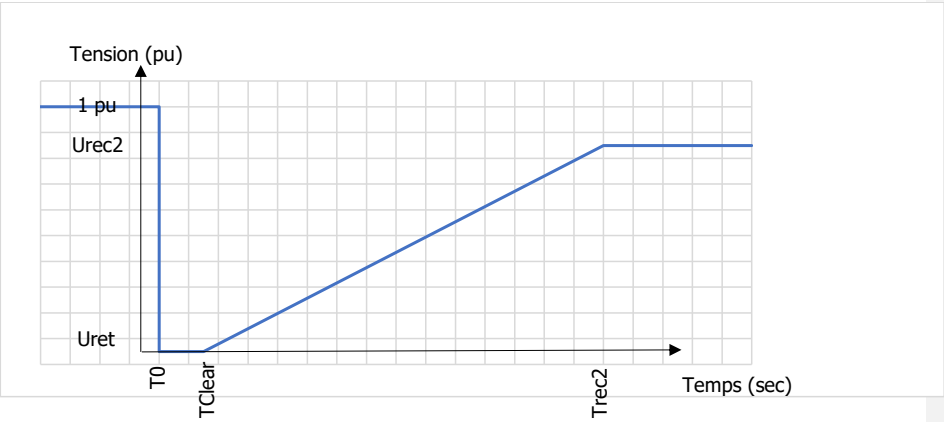


Figure 16 : Gabarit de creux de tension PPM types D raccordés en HTB 2 ou 3, et Offshore PPM raccordés en HTB 2 ou 3

Tableau 2 : Paramètres du gabarit de creux de tension pour types D raccordés en HTB2 ou HTB3 ou Offshore PPM raccordés en HTB2 ou HTB3

Paramètres de tension (pu)		***Paramètres de temps (sec)***	
Uret	***0.00***	***T0***	***0***
Uret	***0.00***	***Tclear***	***0.15***
Urec2	***0.85***	***Trec2***	***1.5***

Condition d'application : Types B, C, D, Offshore PPM

Critère de fin de creux de tension

Le creux de tension est considéré comme terminé :

- 5 secondes après le début du défaut ;
  ou
- Lors du retour dans les plages normales de fonctionnement des trois tensions.

Cas de creux de tension successifs

Les creux successifs doivent être tenus, tant que les limitations matérielles (thermiques, ou mécaniques) ne sont pas atteintes.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».
- Code RfG [1] : article 14.3, 16.3
- Code HVDC [4] : article 25.1
- Arrêté [2], art. 48.

3.8 Non déclenchement sur surtension

La mise en œuvre du gabarit de surtension **n'est pas obligatoire**. RTE recommande les paramètres mentionnés ci-dessous et ceci pour les unités de type B, C, D et l'offshore PPM :

Pour toute surtension ~~creux de tension~~ symétrique ou dissymétrique d'amplitude « inférieure (sur tension) » ou égale au gabarit ci-dessous (la tension phase-phase à la fréquence fondamentale donnée au point de raccordement de l'installation), l'unité de production ne doit pas déclencher ».~~Pour toute surtension causée par un défaut triphasé ou monophasé (tension RMS à la fréquence fondamentale) d'amplitude inférieure ou égale au gabarit ci-dessous l'unité de production ne doit pas déclencher.~~

Commenté [A14]: *Clarification relative à la tenue à la surtension*

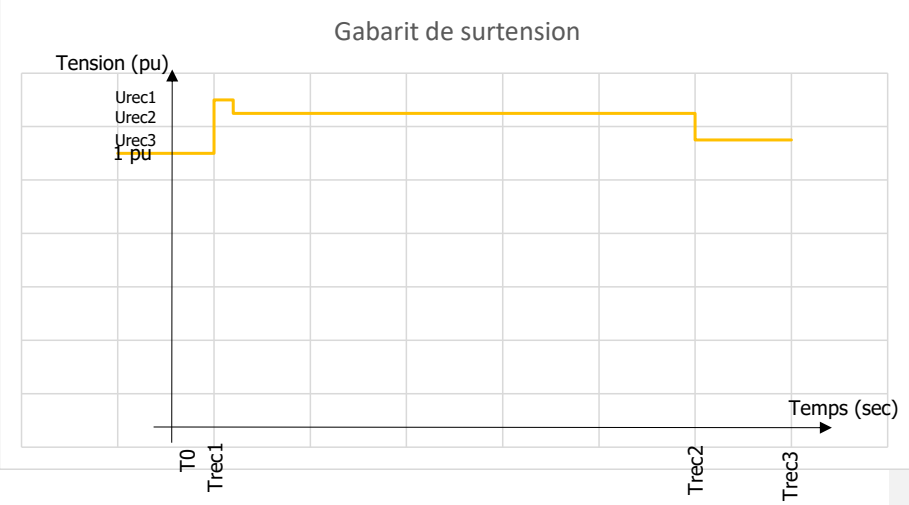


Figure 17 : Gabarit de surtension

Paramètres de tension (pu)		***Paramètres de temps (sec)***	
Urec1	***1.3***	***T0***	***0***
Urec1	***1.3***	***Trec1***	~~***(0,1)***~~
Urec2	***1.25***	***Trec2***	***2.5***
Urec3	***1.15***	***Trec3***	***30***

3.9 Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence

L'unité de production doit rester connectée et continuer à fonctionner tant que la fréquence du réseau varie à une vitesse inférieure ou égale à :

+/– 2 Hz/s en moyenne sur une fenêtre glissante de 500 ms.

Et

+/– 1.5 Hz/s en moyenne sur une fenêtre glissante de 1000 ms.

Et

+/– 1.25 Hz/s en moyenne sur une fenêtre glissante de 2000 ms.

Toute précision de la mesure de variation de fréquence supérieure à +/- 1 mHz/s sur une fenêtre glissante de 500 ms devra être justifiée par des éléments techniques. Cette exigence doit être, à minima, validée pour le point de fonctionnement suivant : P=Pmax, Q=0MVAr et U = 1 pu.

Références

RfG [1] : Articles 13 (1) (b) et 15 (5) (b) (iii)

3.10 Perturbations

Condition d'application : Unités de type B, C, D, Offshore PPM

Les perturbations produites par l'installation de production, mesurées au point de raccordement, ne doivent pas excéder les valeurs limites autorisées ci-dessous :

3.10.1 Unité de production raccordée en HTB 1 ou HTB 2

- A-coup de tension (notamment au couplage) : amplitude max= 5 %, pour toutes les phases d'exploitation de l'installation (incluant les démarrages et arrêts).
- Papillotement : Pst_{max} = 1
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 1 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}Un}$

Où

S correspond à [$P_{max_unité}$] plafonnée à la valeur de 5 % de la puissance de court-circuit normée;
Un est la valeur de la tension nominale 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 %

3.10.2 Unité de production raccordée en HTB 3

- A-coup de tension (notamment au couplage) : amplitude max = 3 %, pour toutes les phases d'exploitation de l'installation (incluant les démarrages et arrêts).
- Papillotement : Pst_{max} = 0,6
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 0,6 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}Un}$

Où

S correspond à [$P_{max_unité}$] plafonnée à la valeur de 5 % de la puissance de court-circuit ;
Un est la valeur de la tension nominale 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 %

3.10.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées

Si la puissance de court-circuit du RPT au point de raccordement est inférieure à 400 MVA en HTB1, à 1500 MVA en HTB2, à 7000 MVA en HTB 3, les limites de perturbations de tension (à-coup, flicker et déséquilibre) indiquées ci-dessus sont à modifier 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.

Les nouvelles limites de perturbations seront données dans les conditions particulières.

Références :

- arrêté [2], art. 15.

3.10.4 Tensions harmoniques

Condition d'application :

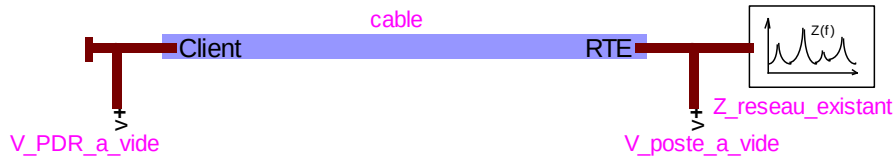
- ***Unités de type B, C, D (sur demande de RTE),***
- ***Offshore PPM***

Les exigences déclinées dans ce paragraphe s'appuient sur les documents 0[~~4~~] & 0[~~5~~].

L'approche proposée comporte deux étapes, la première concerne RTE (cf ~~3.9.4.1~~3.10.4.1) : RTE étudie le raccordement à vide et détermine les limites de tensions harmoniques que devra respecter l'installation connectée (raccordement en charge[4]). La seconde étape concerne le client (cf ~~3.9.4.3~~3.10.4.3) : le client réalise l'étude harmonique de son installation et vérifie que les limites sont respectées. A la mise en service, des essais de conformité sont réalisés pour vérifier le respect de ces mêmes limites.

3.10.4.1 Etude réalisée par RTE

RTE estime par une étude les niveaux d'harmoniques et le taux de distorsion harmonique (THD) qui seront atteints après les travaux de raccordement (ouvrages de raccordement sous tension), et avant la mise sous tension des ouvrages du client producteur. Elle permet d'évaluer les niveaux harmoniques sans les ouvrages du client producteur.



Il s'agit de vérifier que les niveaux obtenus (hx_{RTE}) présentent une marge suffisante par rapport aux seuils de tension V_{global} [5]et par rapport aux seuils de THD globaux. Cette marge permettra, après connexion du client, d'absorber les harmoniques émises et amplifiées par le raccordement.

[4] Une liaison de raccordement peut avoir 3 états différents:
- hors tension: les 2 DJ sont ouverts
- sous tension à vide : 1 DJ est ouvert, l'autre est fermé
- en service, ou pas abus de langage "en charge" : les 2 DJ sont fermés

[5] Les valeurs des seuils V_{global} sont issues des niveaux de tensions de l'article 99 de l'arrêté raccordement du 9 juin 2020 où elles étaient données à titre indicatif.

Rang	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
V_{global} (%)	3	4	2	4	1	4	1	2	1	3	1	3

Rang	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
V_{global} (%)	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1.5	1	1.5	0,5

Rang	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
V_{global} (%)	0,5	0,5	1,5	0,5	1,5	0,5	0,5	0,5	1	0,5	1	0,5	0,5

Rang	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
V_{global} (%)	0,5	1	0,5	1	0,5	0,5	0,5	1	0,5	1	0,5

THD_{global} [%]	$THDpair_{global}$ [%]
5	1

Les THD correspondent aux formules ci-dessous (avec V_h la tension harmonique de rang h):

$$THD_{tension} = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2}$$

$$THD_{tension\ pair} = \sqrt{\sum_{h=1}^{25} V_{2h}^2}$$

La marge est adaptée selon le raccordement (nombre de clients) et selon le rang harmonique considéré, cette marge correspond aux seuils V_{marge} pour chaque rang harmonique et THD_{marge}, ils doivent vérifier les équations suivantes :

Équation 1 $\boldsymbol{V_{marge} < V_{global}\ ; THD_{marge} < THD_{global}}$

Équation 2 $\boldsymbol{V_{PDR\ à\ vide} = hx_{RTE} < V_{marge}\ ;\ THD_{PDR\ à\ vide} = THD_{RTE} < THD_{marge}}$

Équation 3 $\boldsymbol{V_{Poste\ RTE\ à\ vide} < V_{marge}}$

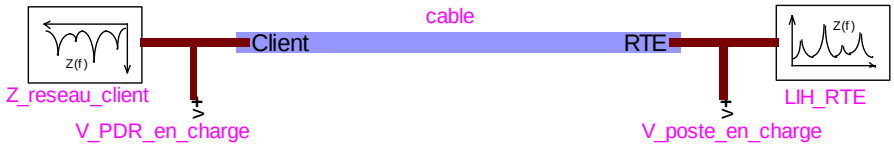
$V_{PDR\ à\ vide}$ correspond à la tension harmonique au Point De Raccordement (PDR).
$V_{Poste\ RTE\ à\ vide}$ correspond à la tension harmonique au poste de raccordement, défini comme le premier nœud du réseau contenant des départs ne faisant pas partie du raccordement.
V_{marge} correspond au niveau maximal que RTE pourra atteindre dans son étude harmonique à vide (s'il le dépasse, RTE prendra les dispositions permettant d'abaisser le niveau sous le V_{marge}). Ce niveau permet d'assurer que la limite imposée au client restera sous la limite V_{global}. Par exemple, dans la Figure 18~~Figure 18Figure 18Figure 18Figure 18Figure 18Figure 13~~ du §3.10.4.2~~3.10.4.23.10.4.23.10.4.23.10.4.23.10.4.23.9.4.2~~, le V_{marge} est de 3% : si on prolongeait la courbe verte, elle dépasserait le V_{global} ce qui n'est pas acceptable.
Une définition mathématique du V_{marge} peut être donnée : il s'agit de l'abscisse du point d'intersection de la droite de limite imposée au client (équation 5 ou 6 selon les cas de figure) avec la droite V_{global}.

Si un ou plusieurs rangs dépassent V_{marge}, RTE prend les dispositions permettant d'abaisser les niveaux de ces derniers en-dessous de V_{marge}.

Ces niveaux calculés, à savoir hx_{RTE} et THD_{RTE}, sont transmis au client avec des Lieux d'Impédance Harmoniques (LIH), qui décrivent le comportement harmonique du réseau vu du PDR.

3.10.4.2 Limite en tension

Cette exigence en tension à destination du client, s'applique pour les rangs 2 à 50, en limite de propriété (au PDR), par sous-ensembles de Points d'Interface reliés au même poste électrique.



La limite autorisée au client est déterminée à partir du niveau calculé lors de l'étude RTE, faite avec raccordement à vide (hx_{RTE}). Les hx sont exprimés en % de la tension nominale fondamentale.

La limite est obtenue en multipliant le niveau estimé au PDR (hx_{RTE}) par un facteur d'amplification et en ajoutant un incrément correspondant à l'émission propre de l'installation. On utilise l'Équation 4Équation 4Équation 4Équation 4Équation 4Équation 4Équation 4, l'Équation 5Équation 5Équation 5Équation 5Équation 5Équation 5Équation 5 ou l'Équation 6Équation 6Équation 6Équation 6Équation 6Équation 6Équation 6 selon le rang et le niveau rencontré.

a mis en forme : Police :Tahoma, 10 pt, Non Gras

a mis en forme : Police :Tahoma, 10 pt, Non Gras

a mis en forme : Police :Tahoma, 10 pt, Non Gras

Ainsi, quand les niveaux hx_{RTE} sont suffisamment bas, la limite est :

Équation 4
$$hx_{LIMITE} = \frac{2 \times hx_{RTE} + V_{global}}{3} = hx_{RTE} + \frac{1}{3}\left(V_{global} - hx_{RTE}\right) \ (fraction)$$

Pour des niveaux hx_{RTE} plus hauts, la limite est :

Équation 5
$$hx_{LIMITE} = 1.2 \times hx_{RTE} + 0.2\% \ [pour\ les\ rangs\ x < 15] \ (affine)$$

Équation 6
$$hx_{LIMITE} = 1.5 \times hx_{RTE} + 0.2\% \ [pour\ les\ rangs\ x \geq 15]$$

Les équations 4, 5 et 6 sont représentées respectivement en Orange, et Vert sur les Figures 18 et 19. Leurs plages d'utilisation permettent de garantir la continuité des limites hx_{LIMITE} fixées par RTE, quels que soient les niveaux hx_{RTE}. Le passage du seuil haut au seuil bas se fait à l'intersection des courbes des équation 4 et 5 (rangs< 15) ou équations 4 et 6 (rangs ≥ 15).

Une fréquence inter-harmonique est une fréquence non multiple de la fréquence fondamentale (50Hz). Pour les inter-harmoniques, la limite est :

Équation 7
$$interhx_{LIMITE} = 0.2\%$$

Le THD (calculé jusqu'au rang 50 en tenant compte des inter-harmoniques si existantes) peut augmenter dans la limite de ($THD_{RTE} = THD_{PDR\ à\ vide}$) :

Équation 8 $$THD_{LIMITE} = 1.2 \times THD_{RTE} + 0.2\%$$

Équation 9 $$THD_{pair\ LIMITE} = 1.2 \times THD_{pair\ RTE} + 0.2\%$$

Les Equation 4 et 5 sont présentées sur la figure 18, avec une limite V_{global} de 4% (cas du rang 3, 5 ou 7) :

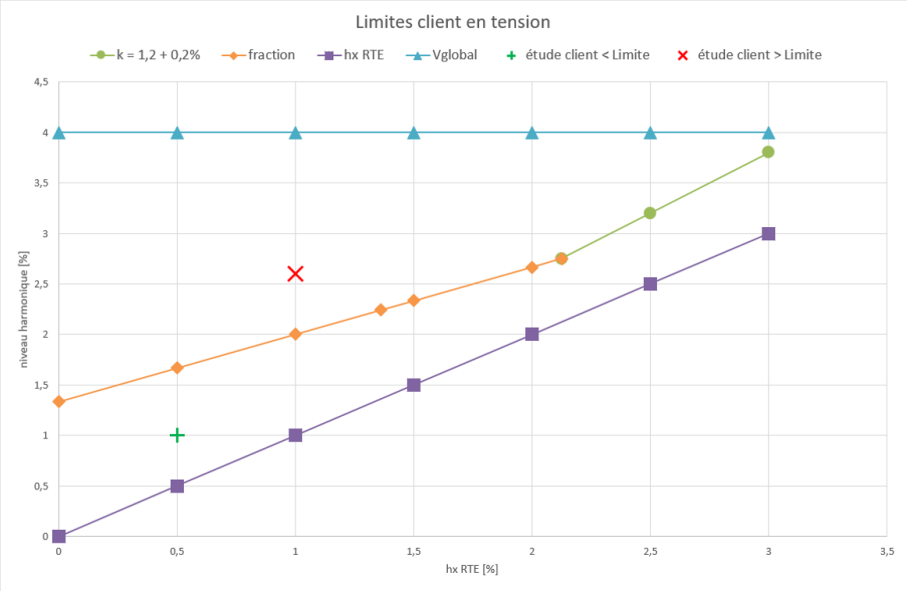


Figure 18 – Limites client en tension (pour une limite V_{global} à 4%)

Les Equation 4 et 6 sont présentées sur la figure 19, avec une limite V_{global} de 2% (cas du rang 17, 19) :

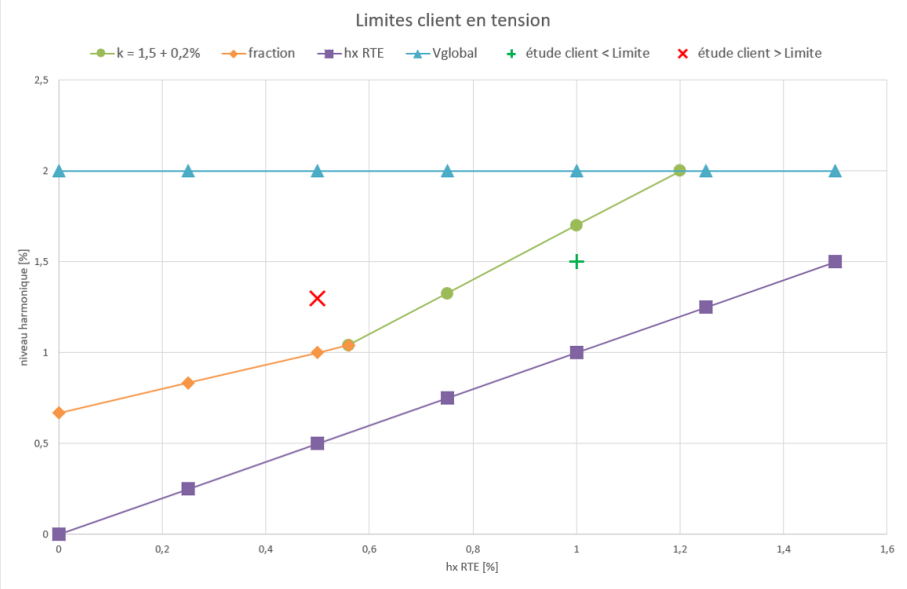


Figure 19 – Limites client en tension (pour une limite V_{global} à 2%)

3.10.4.3 Etude réalisée par le client

L'étude du client présente pour chaque rang, le niveau agrégé de perturbation en détaillant notamment :

- le phénomène d'amplification (effet de résonance) des niveaux harmoniques préexistants,
- les émissions propres du client (causées par les convertisseurs à base d'électronique de puissance par exemple).

De façon à tenir compte du foisonnement des sources, l'agrégation des phénomènes peut se faire suivant la formule :

	Rang harmonique	α
$U_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i U_{hi}^{\alpha}}$	$h < 5$ $5 \leq h \leq 10$ $h > 10$	1 1,4 2

On peut expliciter la formule :

Équation 9

$$U_{h_{aggrégé}} = \begin{cases} U_{h_{amplification}} + U_{h_{émission\ client}} & (h < 5) \\ \sqrt[1.4]{\left(U_{h_{amplification}}\right)^{1.4} + \left(U_{h_{émission\ client}}\right)^{1.4}} & (5 \leq h \leq 10) \\ \sqrt{\left(U_{h_{amplification}}\right)^{2} + \left(U_{h_{émission\ client}}\right)^{2}} & (h > 10) \end{cases}$$

Les niveaux $U_{h_{aggrégé}}$ obtenus sont à comparer aux hx_{LIMITE} transmises par RTE.

RTE pourra demander à consulter le rapport d'études du client, en particulier pour un raccordement de plusieurs clients (§3.10.4.43.10.4.43.10.4.43.10.4.43.10.4.43.10.4.43.9.4.4).

Des essais à la mise en service (étape 3) permettront de s'assurer du respect de l'augmentation totale par rapport à la situation unité déconnectée. Les essais se déroulent en 2 phases :

A. mesure en l'absence de l'installation client (raccordement à vide) : vérifier que les niveaux à vide sont bien inférieurs à ceux déterminés par RTE dans son étude (si ce n'est pas le cas, à RTE d'y remédier)..
B. mesure en présence de l'installation client (raccordement en charge) : vérifier que les niveaux en charge sont bien inférieurs aux limites fixées par RTE dans son étude (si ce n'est pas le cas, au client d'y remédier).

3.10.4.4 Connexion de plusieurs clients au même poste

Dans le cas où deux clients souhaitent être raccordés simultanément ou dans des délais proches, RTE coordonne les études des deux clients et peut décider de réaliser une étude complète afin d'intégrer les contributions des différents acteurs, et d'évaluer si des interactions harmoniques peuvent survenir. Cette étude éventuelle nécessite la transmission des caractéristiques des installations clients à RTE.

RTE évaluera dans quel cas on se trouve parmi ceux présentés ci-dessous :

CAS 1: Raccordement des clients en simultané :

Dans ce cas :
1. RTE transmet à chaque client les données prévues ainsi que les limites à respecter en tension et en courant.
2. Chaque client transmet à RTE, dès qu'elles sont connues, les caractéristiques de ses installations.
3. Chaque client fait l'étude tenant compte du réseau RTE (LIH) et de son propre raccordement, sans tenir compte de l'autre client.
4. Si besoin, RTE réalise une étude globale permettant d'agréger les contributions des différents acteurs, et d'évaluer si des interactions harmoniques peuvent survenir.
   En cas d'interactions identifiées par RTE les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour rechercher une solution adaptée.

CAS 2: Raccordement des clients en décalé :

Dans ce cas la séquence est la suivante :
1. RTE transmet au client A (qui arrive en premier) les données prévues ainsi que les limites à respecter en tension et en courant.
2. Le client A transmet à RTE, dès qu'elles sont connues, les caractéristiques de ses installations
3. Le client A réalise l'étude de son propre raccordement, sans tenir compte de l'autre client
4. Le client A est mis en service
5. Le client B transmet à RTE, dès qu'elles sont connues, les caractéristiques de ses installations
6. RTE transmet au client B les données prévues en intégrant dans le LIH les données du client A. Ainsi les données du client A sont « anonymisées » (le client B ne pourra pas les récupérer dans le LIH)
7. Le client B réalise l'étude de son propre raccordement. L'étude tient donc compte des 2 clients
8. Si besoin, RTE réalise une étude globale permettant d'agréger les contributions des différents acteurs, et d'évaluer si des interactions harmoniques peuvent survenir.

A noter que l'étape 5 peut démarrer avant que l'étape 4 ne soit terminée. En principe l'étape 6 ne peut se faire qu'après la fin de l'étape 4 (pour obtention des mesures au PDR). Si l'étude client A est jugée de qualité suffisante par RTE, elle peut être utilisée pour anticiper l'étape 6 et transmettre des mesures au PDR calculées (et pas mesurées). Si nécessaire, les limites fixées au 2ème client seront ré évaluées par RTE après la mise en service du 1er client.

3.10.4.5 Connexion d'un même client sur plusieurs Points d'Interface (PI)

Si un client prévoit de se raccorder selon plusieurs Points d'Interface (PI), il devient délicat pour RTE de calculer les LIH vus à chacun des PI. En effet, le LIH du PI N°1 (flèche rouge ci-dessous) est influencé par le PI N°2, et donc par le client qui y est raccordé, dont RTE n'a pas encore les caractéristiques. Dans ce cas, RTE transmet le LIH vu du poste électrique RTE voisin (flèche verte ci-dessous), ainsi que les éléments nécessaires (schémas RTE, caractéristiques électrotechniques) à la modélisation des raccordements par le client.

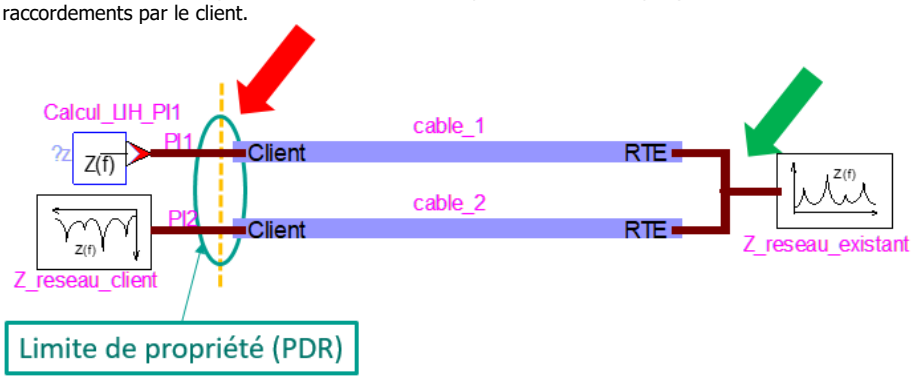


Figure 20 – Point de Raccordement (PDR) et Point d'Interface (PI)

Dans le cas d'un raccordement en HVDC avec plusieurs PI, cette influence est très limitée (découplage par les liaisons à courant continu), il suffit alors de transmettre un LIH par PI et le schéma d'exploitation.

3.10.4.6 Complément pour les raccordements HVDC

Dans le cadre de raccordement effectué en HVDC (PPM DC), le périmètre des études du client en tension est à étendre jusqu'au rang harmonique N°100 en supposant que le niveau préexistant sur le RPT est nul. Si des mesures sont disponibles, celle-ci pourront être utilisées (équipements non qualifiés en 2022).

La limite à respecter du rang 51 au rang 100 est alors de 0.2%.

3.10.4.7 Transmission des données

RTE communique au producteur les données relatives à son étude au plus tard :

- Pour les PPM AC, à la dernière des deux dates suivantes :
  - date de la signature de la convention de raccordement
  - ou 36 mois avant l'EON.
- Pour les PPM DC : 36 mois avant l'EON (si la convention de raccordement est signée plus tôt).

  Les données transmises sont :
  - Lieux d'Impédances Harmoniques (LIH) décrivant le comportement électrotechnique du réseau de transport
  - Niveaux calculés lors de l'étude RTE : hx_{RTE} (une valeur par rang)
  - Limites à respecter par le client :
    - Tensions harmoniques hx_{LIMITE}
    - Tensions inter-harmoniques $interhx_{LIMITE}$
    - Taux de distorsion harmonique THD_{LIMITE}
    - Taux de distorsion harmonique pair $THD_{pair\ LIMITE}$
    - Courants harmoniques (limites actuelles) I_{LIMITE}

Un temps d'échange technique peut être prévu entre le client et RTE. C'est l'occasion pour RTE de présenter les résultats de l'étude à vide, ainsi que les données transmises au client. Le client peut à son tour présenter les données qu'il prévoit d'utiliser et la méthode d'étude.

Même si le client détermine librement le moment de réalisation de l'étude, il est fortement conseillé de mener l'étude harmonique avant l'achat des matériels du client.

Sur demande du client, des mesures harmoniques au poste de raccordement (ou au poste le plus proche en cas de poste neuf) seront transmises par RTE au moment de la signature de la convention de raccordement.

Références :

- Code RfG [1] : article 15.6.b
- Code HVDC [6] : article 44

3.11 Données permettant de simuler le comportement de l'installation

Le producteur doit fournir à RTE les données et les modèles pour la réalisation d'études dynamiques.

~~3.10.5~~3.11.1 Modèle de type ~~«~~ phaseur « ouvert »

Condition d'application : Unités de type B, C, D, Offshore PPM

Pour tous les projets de raccordement au RPT, le producteur doit fournir~~t~~ à RTE les données et les modèles permettant d'étudier le comportement de l'unité de production sur des phénomènes transitoires électromécaniques. Il s'agit d'un modèle de simulation dans le domaine temporel de type « phaseur ».

Description du modèle phaseur « ouvert »

Rappel de spécifications générales :

Le modèle phaseur doit être « ouvert », i.e. il consiste en une description (schémas blocs, ~~et~~ paramètres des régulations et système de protections, caractéristiques électriques du/des transformateur(s), modèle équivalent du convertisseur, équipement de compensation de puissance réactive et/ou contrôle du régleur en charge si applicable~~-~~…) permettant à RTE de faire les études de stabilité en tension, de fréquence et de stabilité transitoire dans l'outil de sa préférence (pas de modèle propriétaire, ni boite-noire, encrypté ou digital sur un logiciel commercial). Pour donner un ordre de grandeur, la constante de temps minimale représentée est typiquement autour de 1 ms. En pratique, le modèle phaseur ouvert sera implémenté et utilisé par RTE sur des outils de simulation temporelle à pas variable.

Le modèle phaseur doit pouvoir s'initialiser (atteindre un régime établi) et fonctionner correctement (rester stable d'un point de vue numérique) dans tout le domaine de fonctionnement de l'unité de production (y compris sur des creux de tension sans aucune tension résiduelle au point de raccordement et lorsque des limites, typiquement de courant, puissance, tension ou du diagramme PUQ, sont atteintes de manière permanentes tant que les plages de tension et fréquence du système restent dans le domaine de fonctionnement normal et exceptionnel, et dans les gabarit de non-déclenchement requis).

Utilisation et adaptation de modèles génériques :

- Pour les PPM de type éolien, un modèle phaseur basé sur la norme IEC 61400-27-1 est préconisé.
- Le producteur peut aussi proposer de fournir les paramètres correspondant à un autre modèle générique disponible~~s~~ dans la littérature tel que le WECC publié par le *Western Electricity Coordinating Council* pour différentes technologies, y compris le stockage et ~~telles que~~ les ~~PPM~~ parcs photovoltaïques.
- Dans les deux cas, la version utilisée devra être précisée et le producteur peut transmettre dans la fiche E1 uniquement les paramètres du modèle phaseur générique. Ces paramètres doivent être spécifiques à l'unité de production à raccorder. Des paramètres génériques ne sont pas acceptés.
- Lorsque les modèles génériques ne permettent pas de reproduire fidèlement le comportement dynamique de l'unité de production, il est possible de remplacer certains modules génériques de contrôle-commande et/ou du système de protection par des modules spécifiques au fabricant. Dans la mesure du possible, il est préconisé de respecter la structure modulaire des modèles génériques (i.e. des contrôleurs de puissance active, réactive, tension, limitations, au niveau du parc/turbine…).

Prise en compte de différents modes de contrôle : l'unité de production peut prévoir différents modes d'opération (par exemple, un régulateur primaire de tension ~~, type 1 ou 2, c'est à dire~~ avec un asservissement de la puissance réactive, une tangente φ constante ou du type 2 - c'est-à-dire ~~ou~~ avec une loi de réglage sur la tension au point de raccordement-, (dés)activation de l'injection du courant réactif en défaut, participation ou non au réglage de la fréquence…). Pour chaque mode de contrôle prévu en exploitation, le producteur doit fournir les différents jeux de paramètres à utiliser et spécifier leur cadre d'utilisation.

Différents périmètres : le modèle phaseur du PPM doit refléter à la fois les capacités constructives (e.g. diagramme [U,Q], tenue à des perturbations~~,~~…) et les performances dynamiques au niveau du « système de production d'énergie » (e.g. une turbine éolienne avec son convertisseur, et éventuellement un transformateur élévateur, identifiée comme Zone 1 dans la Figure 21) et au niveau de l'unité de production (i.e. le parc, identifié par la Zone 3). De plus, les systèmes de production d'énergie doivent être agrégés lors~~-~~qu'ils ont le même comportement au vu des phénomènes d'intérêt. Cependant, lorsque des réponses différentes sont attendues (différentes technologies, types, ou fournisseurs ou selon les variantes en termes de topologie du réseau interne ou configurations prévues en exploitation) un modèle

agrégé pour chaque type de système de production d'énergie devra être fourni. ~~I~~Elles reçoivent néanmoins les mêmes consignes du contrôleur du parc.

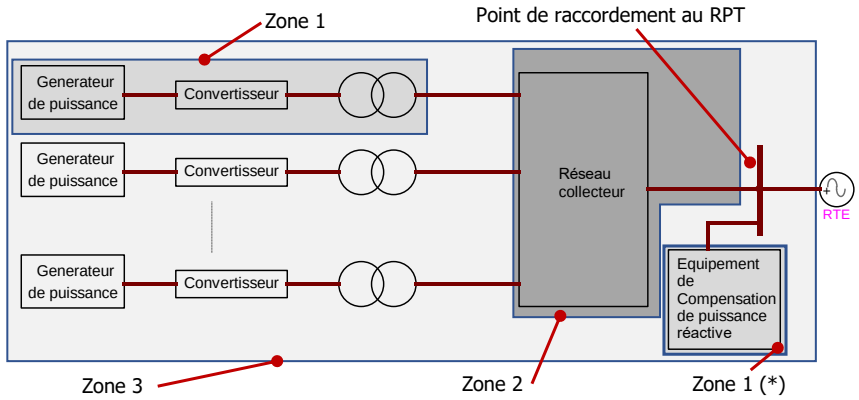


Figure 21. Schéma de principe du raccordement de l'unité de production

Si un équipement de compensation de puissance réactive dédiée fait partie de l'installation, Zone 1(*), son modèle phaseur ouvert doit aussi être fourni.

Précisions sur le domaine de validité : le producteur doit indiquer le domaine de validité du modèle fourni. Typiquement, la norme IEC 61400-27-1 indique que les modèles génériques proposés ne sont pas prévus pour des études avec des rapports de court-circuit inférieures à 3. Cet indicateur est défini par le rapport entre la puissance de court-circuit au point de connexion et la puissance active maximale de l'unité. Le point de connexion correspond bien au point de raccordement pour la Zone 3. Il est à noter que, pour les unités de type C et D, le modèle phaseur doit être valable pour l'étude d'un incident type séparation de réseau, avec fort report de charge mais dans laquelle au moins une machine synchrone reste dans la zone ilotée (cf. Fiche I10). Toute limite mettant en cause la pertinence du modèle phaseur doit être signalée par le producteur. Si elle s'avère inadmissible vis-à-vis de l'utilisation du modèle prévu par RTE, une amélioration du modèle devra être convenue entre les parties.

Validation du modèle phaseur

La pertinence du modèle phaseur ouvert doit être démontrée par le producteur et validée par RTE en comparant les résultats de simulation obtenus avec ce modèle au comportement « réel » de l'unité de production. Le but est d'assurer la qualité et la précision du modèle phaseur ouvert fourni par le producteur à RTE sur la base des critères de conformité définis dans la Fiches idoines de contrôle de conformité (I16).

Pour les PPM de type éolien, la norme IEC 61400-27-2 sera utilisée comme base pour la définition des critères de conformité. Il est à noter que la procédure proposée par la norme est valable pour des modèles phaseur « spécifiques », c'est-à-dire qui présentent des écarts par rapport à la structure proposée par les normes. Enfin, la procédure est aussi applicable dans le cadre d'une validation entre modèles ou par rapport à des mesures sur équipement. Une attention spéciale sera portée sur la définition de seuils d'acceptabilité dans chaque scenario pour tenir compte des spécificités et incertitudes propres aux différents types de simulations (RMS et EMT) et essais (en laboratoire ou à la mise en service).

Le comportement « réel » de l'unité de production : est caractérisé par des « signaux de référence » fournis par le producteur à RTE.

- Les courants ainsi que la puissance active et réactive utilisent la convention de signe du générateur. Ils peuvent être fournis en unité SI ou p.u. auquel cas la base doit être précisée.
- La nature des signaux (RMS ou instantanés, issus de simulations ou d'essais) et leur fréquence d'échantillonnage doivent aussi être indiquées.
- L'instant d'occurrence des événements simulés, ainsi que leur durée, doivent être précisés.

Lorsque les signaux de référence sont issus d'une simulation, le modèle « complet » doit être utilisé. Il s'agit du modèle dynamique le plus détaillé et précis que le producteur développe pour ses études de conception. Il doit correspondre au modèle utilisé pour démontrer la conformité aux performances dynamiques dans le cadre du contrôle initial (e.g. réalisation des Fiches I2, I5, I6, I7, I10). Si jugé nécessaire, RTE se réserve le droit de demander au producteur une preuve de validation du modèle complet par rapport au comportement réel de l'installation.

Le processus de validation : est réalisé en deux phases comme illustré dans la Figure 22. Une fiche spécifique est associée à chaque phase.

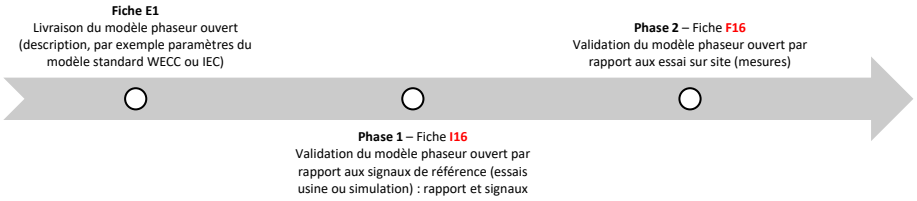


Figure 22. Processus de livraison et validation modèle phaseur ouvert

1. Phase 1 (avant ION-fiche I*16) : permet au producteur de démontrer la validité du modèle phaseur ouvert fourni à RTE en confrontant les résultats de simulations qu'il obtient avec ce modèle (développé par le producteur) aux grandeurs électriques de « référence ». En général, à ce stade ces dernières sont issues des essais en usine ou de simulations plus fines, avec par exemple un modèle EMT ou un modèle phaseur dit « détaillé » développé par le producteur dans la phase de conception.

   Il est à noter que les signaux de référence doivent correspondre aux résultats fournis à RTE dans les fiches de performance dynamique à test équivalent (e.g. : Fiches I2, I5, I6, I7, I10).

   La validation par RTE dans la Phase 1 se base uniquement sur les informations fournies par le producteur : (i) la description du modèle, (ii) les signaux de simulation du modèle phaseur ouvert, (iii) les signaux de référence, les deux fournis à RTE en format numérique, (iv) ainsi que le rapport de validation du modèle qui démontre la conformité aux critères spécifiés dans cette fiche.

   Après la validation de cette fiche, RTE réalise un processus de validation permettant de garantir que l'implémentation réalisée par RTE dans son logiciel de simulation RMS de référence à partir de la description du modèle phaseur ouvert reproduit les résultats obtenus par le producteur. La validation de RTE consiste à comparer les résultats de simulations obtenus par RTE aux signaux de simulations et de référence fournis par le producteur dans la Phase 1.

2. Phase 2 (avant FON-fiche F16) : permet de comparer les résultats de simulation obtenus par RTE avec son logiciel RMS de référence en utilisant le modèle phaseur ouvert fourni par le producteur aux mesures sur site obtenues lors des essais. Cette phase est donc effectuée par RTE sur la base des informations fournies par le producteur : (i) la description du modèle phaseur ouvert (éventuellement mise à jour pour cette phase) et (ii) les signaux numériques des résultats des essais sur site.

En cas de non-conformité aux exigences de validation du modèle phaseur (écarts supérieurs aux seuils indiqués dans la section « cf. Critères de conformités), –le producteur est tenu de fournir des justifications à RTE.

Si nécessaire, le producteur devra envoyer une mise à jour de la description du modèle phaseur ouvert à RTE qui garantit le respect des critères de conformité exigés.

Tests, résultats et critères de conformité :

Tel que préconisé dans la norme IEC 61400-27-2 le modèle phaseur doit être validé à minima en termes de performances dynamiques des principaux régulateurs (puissance active et réactive, régulation de

fréquence et éventuellement fourniture d'inertie synthétique si applicable) et sur creux de tension, et ceci aussi bien au niveau de la turbine que de l'unité de production.

Les indicateurs sur lesquels des critères de conformité doivent s'appliquer sont de deux natures :

1. Des indicateurs de performance dynamique : temps d'activation, de montée, d'établissement et dépassement.
2. Trois type d'erreurs calculées à partir de l'écart point à point des séries temporelles ($x_e(n) = x_{sim}(n) - x_{mes}(n)$) avec les grandeurs d'intérêt en p.u. :
   - l'erreur moyenne (*Mean Error*, ME) :

$$x_{ME} = \frac{\sum_{n=1}^{N} x_e(n)}{N}$$

   - l'erreur moyenne absolue (MAE, *Mean Absolute Error*) :

$$x_{MAE} = \frac{\sum_{n=1}^{N} |x_e(n)|}{N}$$

   - Et l'erreur maximale (MXE, *Maximum Error*) :

$$x_{MXE} = max(|x_E(1)|, |x_E(2)|, \dots, |x_E(N)|).$$

L'annexe de la norme illustre le type de résultat attendu. Il s'agit des courbes superposant les signaux issus de la simulation avec le modèle phaseur ouvert et les référence en pu, ainsi que l'erreur calculée. Des tableaux de synthèse des indicateurs doivent être fournis- comme suit :

Tableau 3. Indicateurs d'erreurs entre les signaux simulés et de référence à rapporter

Description du test	Ffenêtre	Puissance active			Puissance réactive			Courant actif			Courant réactif		
		MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE
Paramètres, conditions initiaux, événement simulé…	Avant événement												
	Pendant événement												
	Apres événement												

Pour les tests de suivi de consigne des régulateurs, on ajoute le tableau ci-dessous en incluant aussi l'écart entre les indicateurs ($\Delta\tau_i$) en pourcentage normalisé par rapport à la valeur de référence. Il concerne uniquement la grandeur asservie :

Tableau 4. Indicateurs de performances dynamiques pour le suivie de consigne

Description du test	Temps de montée			Temps de réaction			Temps d'établissement		
	Référence	Simulé	$\Delta\tau_r$ (%)	Référence	Simulé	$\Delta\tau_a$ (%)	Référence	Simulé	$\Delta\tau_s$ (%)
Une									

$$\Delta\tau_i(\%) = \frac{\tau_{i,sim} - \tau_{i,mes}}{\tau_{i,mes}} 100$$

Le dépassement de référence, simulé et leur écart devraont aussi être indiqués. Les détails de calcul de ces indicateurs, notamment concernant le traitement des signaux nécessaire en amont au calcul des indicateurs, ainsi que les seuils d'acceptabilité sont détaillés dans la Fiche I16 et F16.

Description des données

Modélisation simplifiée du réseau collecteur : il s'agit du réseau équivalent entre le point de raccordement et les différents systèmes de production d'énergie. Il peut être modélisé par une résistance et une inductance comme montré en Figure 23.

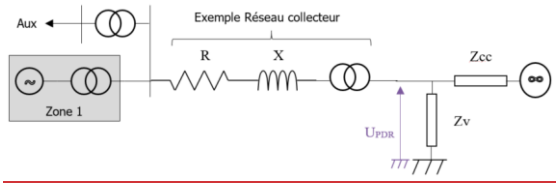


Figure 23. Modélisation phaseur du réseau interne

Paramètres du modèle en format numérique (si générique) : un fichier « .par » avec les paramètres des modèles génériques (IEC ou WECC) peut aussi être demandé par RTE.

Les signaux de référence doivent être fournis dans un format numérique conforme aux spécifications précisées dans la Fiche I16.

Références :

- Norme IEC 61400-27-1 et IEC 61400-27-2
- Modèles WECC : "WECC Second Generation Wind Turbine Models, 2014"
- Dynaωo : GitHub - dynawo/dynawo: This repository contains Dynaωo's simulation tool code.

~~3.10.6~~3.11.2 Modèle détaillé pour l'étude des transitoires électromagnétiques

Condition d'application : Unités de type C ou D sur demande RTE, Offshore PPM

Le producteur doit fournir à RTE les données et les modèles pour la réalisation d'études dynamiques permettant de simuler le comportement de son unité de production et en particulier les phénomènes transitoires électromagnétiques.

Ces modèles doivent représenter fidèlement le comportement transitoire (phénomènes de dynamique rapide pour des fréquences allant de 0.2 Hz jusqu'à 10 kHz) en régime direct, inverse et homopolaire de l'unité de production. Les modèles doivent permettre de réaliser *a minima* :

- les études de phénomènes sous-synchrones (interactions tor~~t~~sionnelles sous-synchrones avec le réseau de transport),
- les études de comportement du parc de production sur défaut (dans le réseau offshore ou sur le réseau de transport) et de transitoires électromagnétiques rapides,
- les études de stabilité harmonique,
- des études d'interactions de contrôle commande.

Afin de pouvoir réaliser des études en amont du raccordement de l'unité de production, le producteur doit fournir ces données en 2 étapes :

- **des données préliminaires** doivent être fournies à RTE au plus tard 18 mois avant la 1ère injection.

- **des données définitives** doivent être fournies à RTE au plus tard 8 mois avant la 1ère injection.

Dans le cas de raccordement d'une unité PPM DC, ces données pourront être fournies par RTE, après accord du producteur, au fournisseur du contrôle commande de la liaison HVDC afin de mener des études d'intégration et d'interactions. Des accords de confidentialité spécifiques pourront être mis en place pour assurer la confidentialité et la traçabilité des modèles.

Description des données

On peut identifier trois types de données que le producteur doit fournir à RTE :

a. Les caractéristiques électriques détaillées des équipements utilisés.

b. Le modèle numérique de contrôle commande et protection ~~compatible avec le logiciel EMTP®~~

c. Le modèle EMTP®, ou, l~~L~~e modèle numérique compatible avec le logiciel de type EMT utilisé pour les études de conception et de réglage de l'installation si EMTP® n'a pas été utilisé (par exemple PSCAD®).

Exigences sur les caractéristiques électriques détaillées des équipements

L'ensemble des caractéristiques des composants HT (transformateurs, câbles, systèmes de compensation et/ou de filtres, machines tournantes, convertisseurs à base d'électronique de puissance, parafoudres, etc.), doivent être fournies dans un document afin de permettre une modélisation de type EMT. Ces caractéristiques seront associées à un schéma unifilaire de l'installation. Ces données ne doivent pas prendre en compte d'agrégation. Par exemple pour une unité de production éolienne, seront fournies les caractéristiques individuelles de chaque machine, les caractéristiques des câbles et transformateurs reliant chaque éolienne, les caractéristiques des convertisseurs utilisés au niveau de chaque éolienne.

Exigences ~~applicables à tous les modèles EMT~~relatives aux modèles numériques des systèmes de contrôle commande et protection

~~La modélisation des équipements électriques dans ces modèles doit être ouverte et accessible à l'utilisateur (pas de boîte noire).~~

~~Pour un parc de production distribué (éoliennes, panneaux photovoltaïques…), l'ensemble du réseau électrique du producteur sera modélisé en détail jusqu'au point de raccordement de chaque unité de production. Des solutions d'agrégation sont toutefois permises afin de réduire les temps de calcul et la complexité des modèles. Ces solutions peuvent consister à agréger des unités de production connectées à un même départ.~~

Les modèles détaillés des systèmes de contrôle commande peuvent contenir des données techniquement sensibles. C'est pourquoi seule la fourniture de ces modèles sous forme ~~de "boîte noire", c'est à dire sous forme~~ de code compilé, est requise (uniquement bibliothèque ~~statique ou~~ dynamique - pas d'exécutables). Une description simplifiée du contrôle commande sous forme de schéma bloc devra également être fournie, en complément de ces modèles. Ce schéma bloc (déjà demandé dans la fiche E1 pour l'étude des transitoires électromécaniques) permettra de comprendre les grandes fonctionnalités du système sans en révéler les parties industrielles sensibles.

Ces modèles de contrôle commande doivent permettre l'étude de transitoires électromagnétiques. Pour un parc de production distribué (éoliennes panneaux photovoltaïques, …) tous les contrôleurs de parc seront inclus dans le modèle. Pour les parcs de production éolienne, le modèle inclura également le contrôle des parties mécaniques pouvant impacter des études de phénomènes sous-synchrones (par exemple le contrôle de l'inclinaison des pales).

Les systèmes de protection ayant des constantes d'activation de moins de 100 secondes doivent être inclus dans le modèle.

Commenté [A15]: *Le modèle de contrôle et de protection doit être indépendant de l'outil de simulation, donc pas seulement compatible avec EMTP, mais tous les outils de simu.*

Commenté [A16]: *Déplacé*

Commenté [A17]: *spéc supprimé. Ne nous souhaitons pas avoir de librairie, mais des DLL indépendantes des outils de simulation.*

Tous les retards, notamment ceux liés aux interfaces de communication, doivent être modélisés. Ces délais seront estimés dans un premier temps puis affinés lors des essais sur site.

Les signaux de consigne de tension, fréquence, puissance active et réactive venant de RTE vers les contrôleurs de parc doivent être inclus dans le modèle.

Les modèles de système de contrôle commande et de protection doivent être générés à partir du code source du contrôleur et non à partir des composants de base du logiciel de simulation. Cette exigence vise à garantir la qualité du modèle. Le modèle des unités de traitement des mesures (PLL, calcul en composantes symétriques, calcul des puissances actives et réactives…) doivent suivre ce même principe.

Le modèle de contrôle connecté au modèle du circuit électrique du parc doit pouvoir s'initialiser (atteinte du point de fonctionnement en régime établi) ~~après moins de~~en 3 secondes de simulation maximum.

Les consignes de production en actif, en réactif, en tension et en fréquence devront être des paramètres réglables du modèle.

Exigences complémentaires relatives aux modèles EMT fournis

Commenté [A18]: *Modification de forme*

La modélisation des équipements électriques dans ces modèles doit être ouverte et accessible à l'utilisateur (pas de boîte noire).

Pour un parc de production distribué (éoliennes, panneaux photovoltaïques…), l'ensemble du réseau électrique du producteur sera modélisé en détail jusqu'au point de raccordement. Des solutions d'agrégation sont toutefois permises afin de réduire les temps de calcul et la complexité des modèles. Ces solutions peuvent consister à agréger des générateurs connectées à un même départ.

Commenté [A19]: *Résultat de déplacement*

Les modèles doivent pouvoir fonctionner et fournir des comportements valides à des pas de calcul multiples de 10 µs dans une plage de 10 µs à 50 µs afin de permettre les études d'interaction avec des équipements à base d'électronique de puissance raccordés à proximité. Les modèles pourront être constitués de DLL, ne contenant que du code de contrôle et protection. Les DLL devront être indépendantes des outils de simulation, et une documentation concernant les interfaces devra être fournie pour faciliter l'intégration des DLL dans les outils de simulation. Pour exemple, un groupe de travail CIGRE-IEEE sur le sujet « DLL interface documentation » est en cours et donnera les informations détaillées sur les spécifications requises. Le travail est fortement basé sur la norme IEC 61400-27-1. RTE pourra fournir un appui sur les conditions d'utilisation. Si des licences particulières (autres que celles nécessaires à l'utilisation des outils de simulation de transitoires électromagnétiques) sont requises pour le fonctionnement des modèles, elles seront fournies par le producteur à RTE. Ces modèles doivent pourvoir être interfacés sous les environnements Windows et Linux.

Plusieurs instances d'un même modèle (ex : modèle d'une éolienne) doivent pouvoir coexister dans un même environnement afin de permettre à RTE de représenter l'ensemble du parc de production de manière détaillée.

Validation du modèle EMT

Commenté [A20]: *Modification de forme*

Le modèle EMT sera validé conformément aux fiches de validation I11 et F15.

Commenté [A21]: *Résultat de déplacement*

La liste minimale des signaux suivants doit être fournie par les modèles en fonction du type d'installation. Des échanges entre RTE et le client pourront permettre l'ajustement de la liste de signaux tout au long du processus de validation :

Production éolienne	Tension et courant DC dans les convertisseurs d'interface entre le réseau et les machines tournantes Code d'erreur et d'état des systèmes de protection

	Vitesse mécanique du rotor de la / des machine(s) Couple mécanique fourni par la / les machine(s) Courants actif et réactif injectés par chaque unité de production et calculés par le système de mesure. Angle d'inclinaison des pales Signaux d'activation des fonctions de FRT Consignes en puissance active, réactive, en tension et en fréquence.
Production photovoltaïque	Tension et courant DC dans les convertisseurs d'interface entre le réseau et les panneaux Code d'erreur et d'état des systèmes de protection Courants actif et réactif injectés par chaque unité de production et calculés par le système de mesure. Signaux d'activation des fonctions de FRT Consignes en puissance active, réactive, en tension et en fréquence.

Les exigences applicables à la qualité des enregistrements des installations sont détaillées dans la fiche F15 (afin de comparer la réponse du modèle avec ces enregistrements).

Commenté [A22]: *Ajout en cohérence avec la fiche F15*

~~Le modèle EMT sera validé conformément aux fiches de validation I11 et F15.~~

Commenté [A23]: *Déplacé*

~~Ces modèles doivent être élaborés à partir du logiciel qui a été utilisé pour concevoir le contrôle commande ou être directement générés à partir du code source du contrôleur. A titre illustratif deux exemples sont présentés ci-dessous.~~

- ~~Si le contrôle commande détaillé a été étudié initialement dans le logiciel PSCAD, l'interface PSCAD / EMTP-RV pourra être utilisée pour générer un modèle "boîte noire". RTE peut fournir un appui sur les conditions d'utilisation de cette interface.~~
- ~~Si le modèle de contrôle commande est disponible dans le logiciel Matlab-Simulink, l'interface Simulink / EMTP-RV pourra être utilisée pour importer le modèle sous la forme de "boîte noire".~~

Commenté [A24]: *Supprimé et remplacé par spéc sur fourniture de DLL indépendante de l'outil de simulation.*

Fourniture finale des modèles :

La fourniture finale doit comprendre :

- La version finale des modèles de type EMT : cette dernière version doit être approuvée par RTE sur la base de comparaisons avec des résultats obtenus lors des FAT sur le véritable contrôle-commande et des mesures réalisées dans l'installation de production au plus tard 1 mois après la réalisation des tests sélectionnés pour la validation du modèle de la fiche F15.
- La version finale du modèle PSCAD ou EMTP si ces logiciels ont été utilisés par le fournisseur pour concevoir l'unité de production.
- Une documentation sur les modèles, entièrement sous format informatique (.pdf), incluant :
  - les schémas simplifiés du système de contrôle-commande et de protection,
  - une description détaillée des entrées et sorties des modèles un manuel d'utilisation (paramétrage, plages de valeurs autorisées, etc.)

- Un engagement du producteur à garantir pendant toute la durée de vie de l'installation le maintien de la similitude entre le contrôle-commande réel et les modèles fournis à RTE, sur les modifications impactant les performances de l'unité de production. Des mises à jour des modèles et des données seront donc à fournir par le producteur pendant toute la durée de vie de l'installation.
- Une formation de 3 jours pour 5 ingénieurs maximum de RTE afin de prendre en main les modèles EMT.

Références :

- Code RfG [1] : article 15.6.c
- Code HVDC [4] : article 42.c

~~3.10.7~~3.11.3 Réplique du contrôle-commande

Condition d'application : Unités de type D sur demande RTE, Offshore PPM sur demande RTE

Dans le cadre de ses relations contractuelles avec le fournisseur, le producteur doit prévoir la possibilité que soit fournie à RTE, à sa demande, une réplique du contrôle-commande de chaque générateur (éolienne ou PV) composant l'installation. Une réplique du contrôle-commande global de l'installation sera également fournie s'il existe dans la vraie installation, à des fins d'études de réseau.

Les spécifications détaillées de cette ou ces réplique(s) seront transmises par RTE au producteur qui les prendra en compte dans ses échanges avec le fournisseur le plus en amont possible.

La réplique doit être fonctionnelle dans le laboratoire de RTE au plus tard 6 mois avant la première injection (ION).

L'exigence de disposer des répliques ne bloquera pas l'obtention de l'ION ou de la FON si des justifications techniques sont présentées par le producteur. Le producteur s'engage sur le choix d'un constructeur qui livrera des répliques sur demande de RTE.

RTE confirmera ensuite son souhait de disposer de cette ou ces réplique(s) et prendra en charge les coûts de fabrication, de livraison et de maintenance, selon des modalités à définir entre le producteur et RTE.

Dans la phase d'exploitation, si le fournisseur de générateur n'a plus de responsabilité du contrôle-commande, le producteur s'engage à fournir à RTE les informations nécessaires pour maintenir à jour la réplique.

En cas de modification, pouvant survenir au cours de la durée de vie de l'installation, il appartient au producteur de transmettre à RTE les mises à jour du logiciel de contrôle-commande et de protection des répliques ainsi que de tous les réglages de ces systèmes. L'objectif est d'avoir des répliques toujours fidèles à l'installation sur site.

Référence :

- Code HVDC [4] : article 457

~~3.10.8~~3.11.4 Insertion dans le réseau existant

Condition d'application : Offshore PPM DC

Compte tenu de la proximité électrique entre l'installation à base d'électronique de puissance et la liaison HVDC de raccordement, ainsi que d'autres installations de production éventuelles, l'insertion dans le réseau de l'installation doit se faire en garantissant la non-apparition d'effets négatifs ou déstabilisants sur les autres installations.

Des études de risques d'interactions devront être réalisées en amont par le producteur avec le maximum des données dont il dispose, afin de vérifier qu'aucun effet négatif n'est induit par le raccordement de son installation. Ces études d'interactions devront être livrées à RTE avant la phase EON. Si nécessaire, RTE lui fournira des modèles pour les ouvrages qui ne lui appartiennent pas. Cet échange d'information se fera dans le respect des propriétés intellectuelles de chaque acteur conformément à l'article 12 du code RFG.

Commenté [A25]: *Ajouté suite à concertation*

Si des effets négatifs sont détectés, RTE et le producteur devront définir des solutions techniques pour pallier ces effets, en collaboration avec le fournisseur du contrôle-commande de la liaison HVDC. Par exemple, la modification de l'impédance du contrôle du producteur peut être une solution. A cette fin, [RTE / le producteur] effectuera des études détaillées avec les modèles à jour fournis par [le producteur / RTE].
Les études finales d'insertion pourront être réalisées par RTE avec une réplique exacte du contrôle-commande de l'installation.

Références :

Code HVDC [4] : article 29

~~3.11~~3.12 Echanges d'informations

Les prescriptions ou exigences fonctionnelles concernant le raccordement et l'échange d'informations de téléconduite sont présentées dans le cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE de l'installation. Ce document, comme le cahier des charges des capacités constructives, est annexé à la convention de raccordement.

La réponse du producteur pour démontrer sa conformité vis-à-vis des performances attendues se fera via le contrôle de conformité (fiches E4 de l'étape 1, I9 de l'étape 2 et F1 de l'étape 3).

Références :

- Code HVDC [4] : article 41.2

~~3.12~~3.13 Système de protection

Les prescriptions ou exigences fonctionnelles du système de protection de l'installation sont précisées dans le cahier des charges des systèmes de protection contre les défauts d'isolement. Ce document, comme le cahier des charges des capacités constructives, est annexé à la convention de raccordement.

La réponse du producteur pour démontrer sa conformité vis-à-vis des performances attendues se fera via le contrôle de conformité (fiche E3 de l'étape 1).

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

La liste des fiches de contrôle applicables à l'unité de production est définie dans les conditions particulières.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 1.2 « Raccordement des installations de production » et Chapitre 5 « Contrôle de conformité des installations ».

5. REFERENCES

[1] RÈGLEMENT (UE) 2016/631 DE LA COMMISSION du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.

[2] Arrêté du 09 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.

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

[4] REGLEMENT (UE) 2016/1447 de la commission du 26 août 2016 établissant un code de 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.

[5] Article 8.3.3 de la documentation technique de référence : Trame de contrôle de conformité - contrôle initial.

[6] CEI 61000-3-6 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems

[7] IEEE 519 – Recommended practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems

[8] Code HVDC pour les PPM raccordés via HVDC.

6. LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité

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

ANNEXE 3 : Informations à fournir par le producteur (Etape 1)). Cette annexe est dans l'article 8.3.3 de la DTR

ANNEXE 4 : Simulations à réaliser par le producteur (Etape 2). Cette annexe est dans l'article 8.3.3 de la DTR

ANNEXE 5 : Essais à réaliser par le producteur (Etape 3). Cette annexe est dans l'article 8.3.3 de la DTR

ANNEXE 1 : PRINCIPES DE CALCUL DES MARGES DE STABILITE

1. DEFINITIONS

1.1 Boucle de régulation

La structure classique d'une régulation est la suivante (figure 1) :

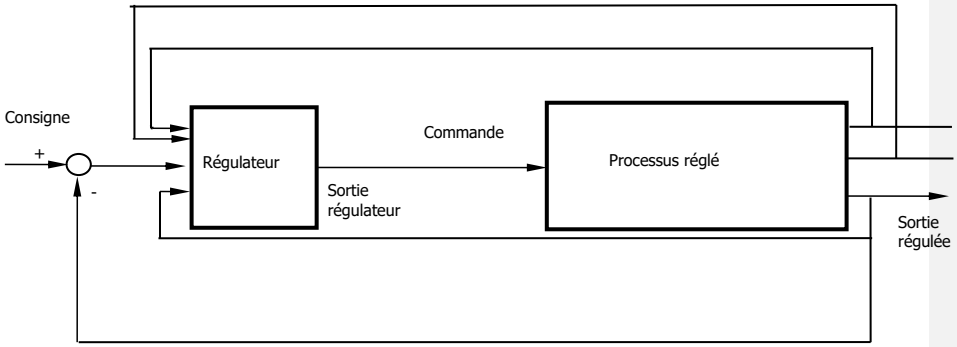


figure 1

Sur un tel schéma on peut définir la fonction de transfert en boucle ouverte et la fonction de transfert en boucle fermée.

La fonction de transfert en boucle ouverte H(p) correspond à l'ouverture de la boucle **entre le régulateur et la commande** et est égale à la transmittance - [Sortie régulateur] / [Commande].

1.2 Marges de stabilité

La stabilité d'un système bouclé est définie par la position de sa transmittance en **boucle ouverte H(p)** (p opérateur de Laplace) par rapport au point -1 dans le plan de Nyquist (figure 2). On définit classiquement en automatique les marges de stabilité suivantes :

- **La marge de gain Mg est la valeur dont on peut multiplier la transmittance H(p) pour qu'elle passe par le point -1.**

Physiquement la marge de gain est égale à la valeur qui multipliée au gain du régulateur entraîne l'instabilité.

- **La marge de phase Mp est l'angle ϕ tel que Arg[H(jω0)]=π+ϕ avec ω_0 pulsation au gain unité.**
- **La marge de retard Mr est égale la marge de phase divisée par ω_0. Mr=Mp/ω_0.**

Physiquement la marge de retard correspond au retard pur qui, inséré dans la boucle de régulation, entraîne l'instabilité

- **La marge de module Mm est définie comme la distance minimale au point -1. Mm=Min (|1+H(p)|).**

C'est l'inverse du coefficient de résonance harmonique[6] de la fonction de sensibilité .

- **La marge de module complémentaire Mmc est définie comme l'inverse du coefficient de résonance harmonique de la fonction de sensibilité complémentaire T=1-S=H/(1+H)**

Si on appelle λ la valeur du coefficient de résonance harmonique de T, la fonction de transfert en boucle ouverte sera extérieure au " λ-cercle " de centre et de rayon dans le plan de Nyquist (courbe de variation de la fonction de transfert en fonction de la fréquence du signal ω).

6 le coefficient de résonance harmonique d'une fonction de transfert H(p) est égale à max (|H(p)|).

La spécification demandée est Mmc > 0,33 c'est à dire λ < 3,03. Le " λ-cercle " correspondant a donc pour centre [-1,12 ; 0] et un rayon de 0,37

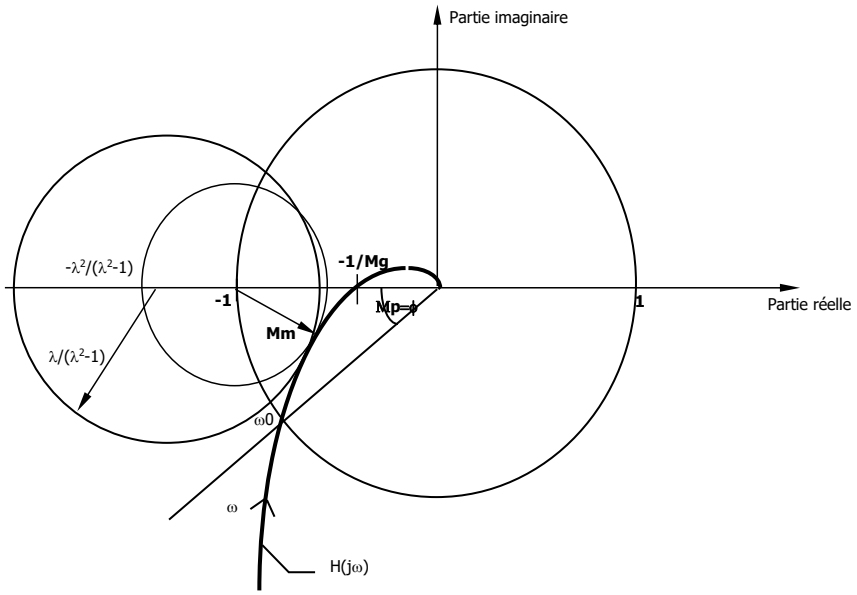
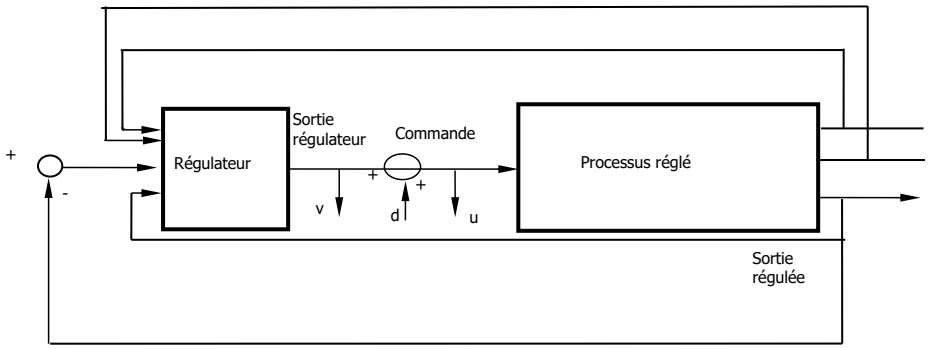


Figure 2

2. PRINCIPE DES MESURES DES MARGES DE MODULES

La marge de module et la marge de module complémentaire peuvent être mesurées **en boucle fermée** en injectant un signal additionnel entre la sortie du régulateur et la commande.



La fonction de transfert entre d et -v, -v(p)/d(p), est égale à la fonction de sensibilité complémentaire T.

La fonction de transfert entre d et u, u(p)/d(p), est égale à la fonction de sensibilité S.

De plus, cette mesure permet d'évaluer la marge de retard du régulateur.

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) également appelé délais d'activation: 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

