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 ~~2.1~~xx applicable à compter du ~~01~~xx/xx~~12~~/~~2021~~2022 55~~44~~ 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 ~~[1]~~(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 ~~[2]~~, 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~~l'arrêté~~ ~~[3]~~ ainsi qu'avec la Documentation Technique de Référence ~~[4]~~.

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
xx	xx	xx
xx	xx	Introduction d'exigences pour les PPM raccordés via HVDC (PPM DC)

SOMMAIRE

SOMMAIRE 4
1. Objet du document 5
2. Définitions 5
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 Comportement de l'unité pour la résolution des contraintes de transit 26
3.4 Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels 26
3.4.1 Conditions de découplage de l'unité lors des régimes exceptionnels 26
3.4.2 Régimes exceptionnels en tension 26
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 31
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 32
3.5 Participation à la reconstitution du réseau 36
3.5.1 Non perturbation de la reprise de service 36
3.5.2 Reconstitution du réseau 36
3.6 Stabilité 36
3.6.1 Stabilité en petits mouvements 37
3.6.1.1 Evaluation de la robustesse 38
3.6.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension 38
3.6.1.3 Echelon de la consigne RST Uref 39
3.7 Non déclenchement sur creux de tension 39
3.8 Non déclenchement sur surtension 41
3.9 Perturbations 42
3.9.1 Unité de production raccordée en HTB 1 ou HTB 2 42
3.9.2 Unité de production raccordée en HTB 3 43
3.9.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées 43
3.10 Données permettant de simuler le comportement de l'installation 44
3.11 Echanges d'informations 49
3.12 Système de protection 49
4. Fiches de Contrôle avant l'acces définitif au reseau 50
5. Références 51
6. Liste des annexes 52
ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité 53
1. Définitions 53
1.1 Boucle de régulation 53
1.2 Marges de stabilité 53
2. Principe des mesures des marges de modules 54
ANNEXE 2 : Définitions des caractéristiques de la réponse à un échelon 55

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 raccordés en courant alternatif (AC) ou en courant continu (DC), d'une puissance active maximale [Pmax_unité], en cohérence avec le Code de l'énergie [1] et l'arrêté [2] ainsi qu'avec la Documentation Technique de Référence [3]. 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 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 raccordés en courant alternatif de production sera noté PPM_AC. Si les suffixes AC ou DC ne sont pas spécifiées dans le terme PPM cela implique que 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.

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 ~~connectée~~ raccordée à un réseau de transport, un réseau en mer, un réseau de distribution, y compris les réseaux de distribution fermés, ou à ~~une liaison~~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),~~. il~~Ils coïncident avec les limites de propriété entre les ouvrages électriques de l'installation et les ouvrages électriques appartenant au réseau public de transport.

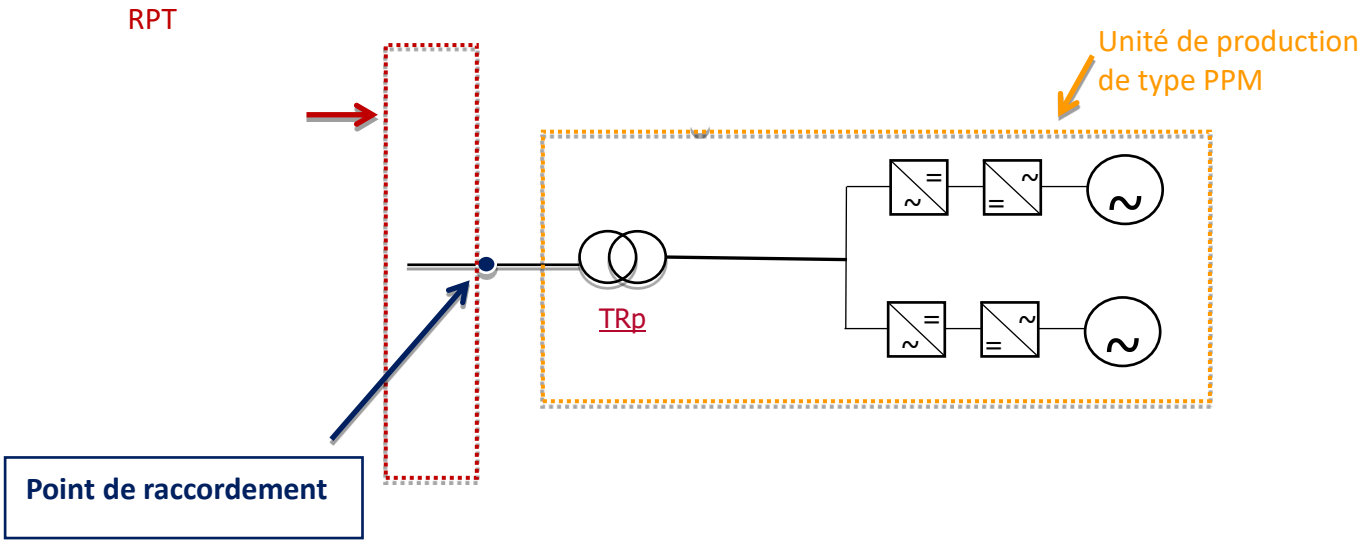


Figure 1 : Schémas de raccordement des unités PPM (AC ou DC) *: (ce schéma simplifié est donné à titre d'exemple, des configurations sans transformateur principal (TRp) peuvent ~~subexsister.~~)*

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.

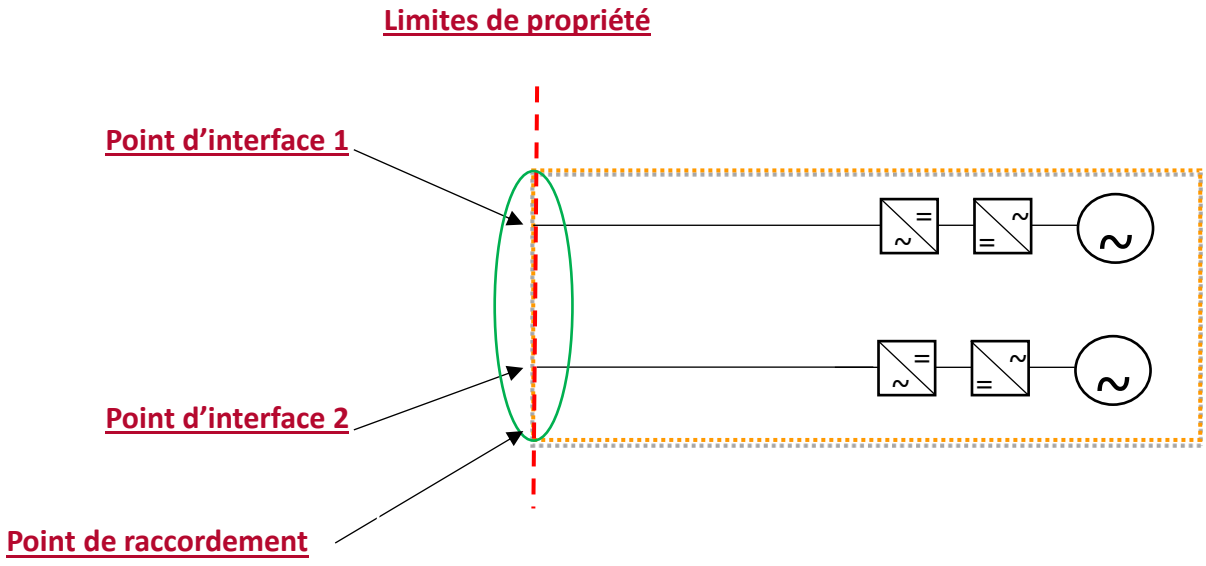


Figure 2 : Points d'interfaces et point de raccordement

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.

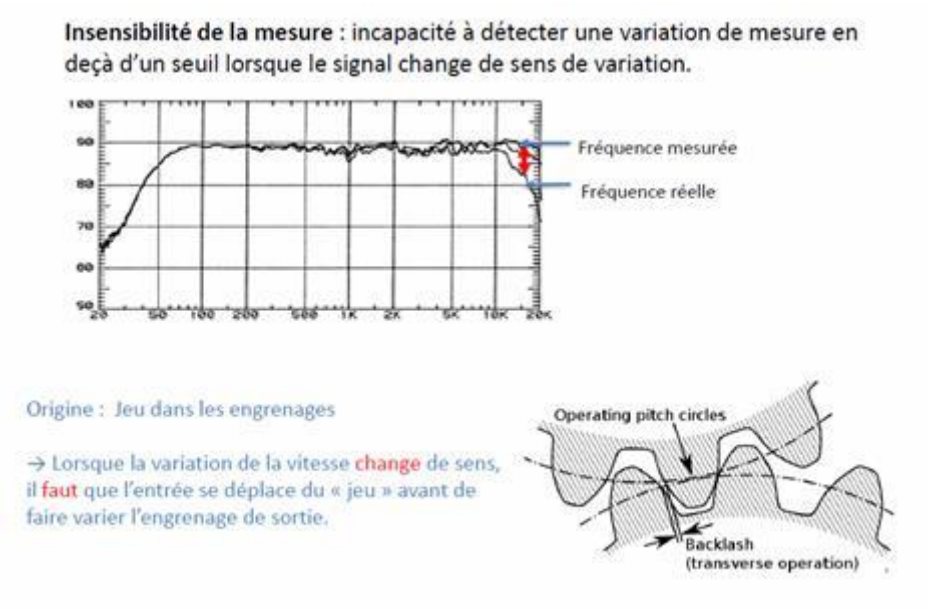
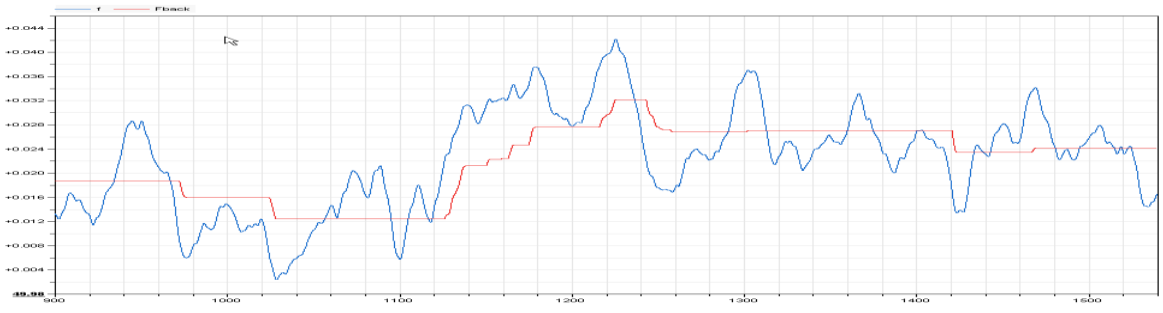


Figure 31 : Insensibilité

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

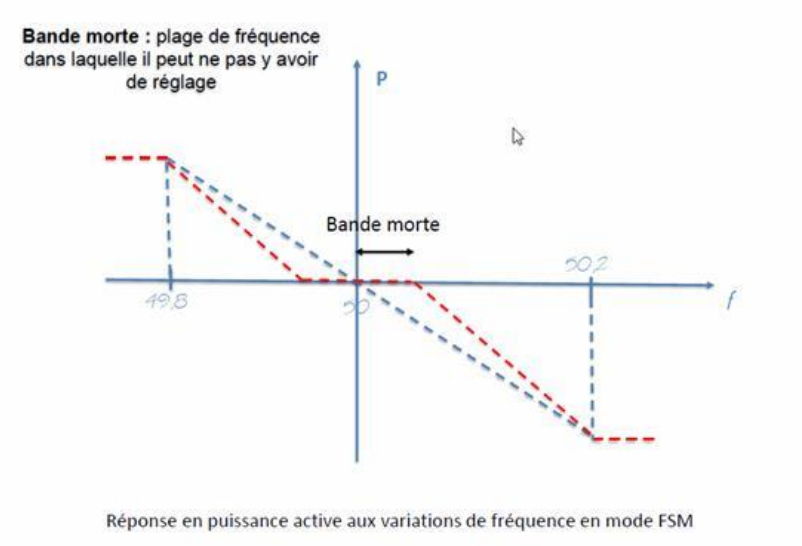


Figure ~~42~~ : Bande morte

Type d'unité A, B, C, D :

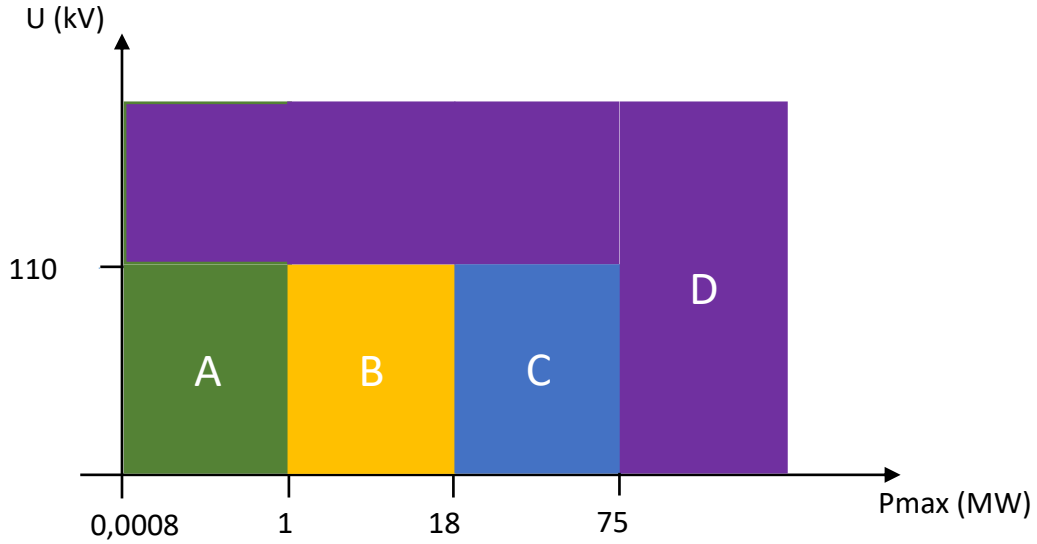


Figure ~~2~~ 5 : Classification des types d'unités PPM (AC ou DC)

Remarque : Ce document concerne les PPM onshore de type B, C, D, et les PPM ~~OffShore~~offS~~s~~hore (PPM_AC ou PPM_DC)[2]. ~~Si les suffixes AC ou DC ne sont pas spécifiées dans le terme PPM cela implique que les deux types d'installations sont concernées par l'exigence.~~

Références :

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

2 PPM raccordé en courant alternatif (AC) ou en courant continu(DC)

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.

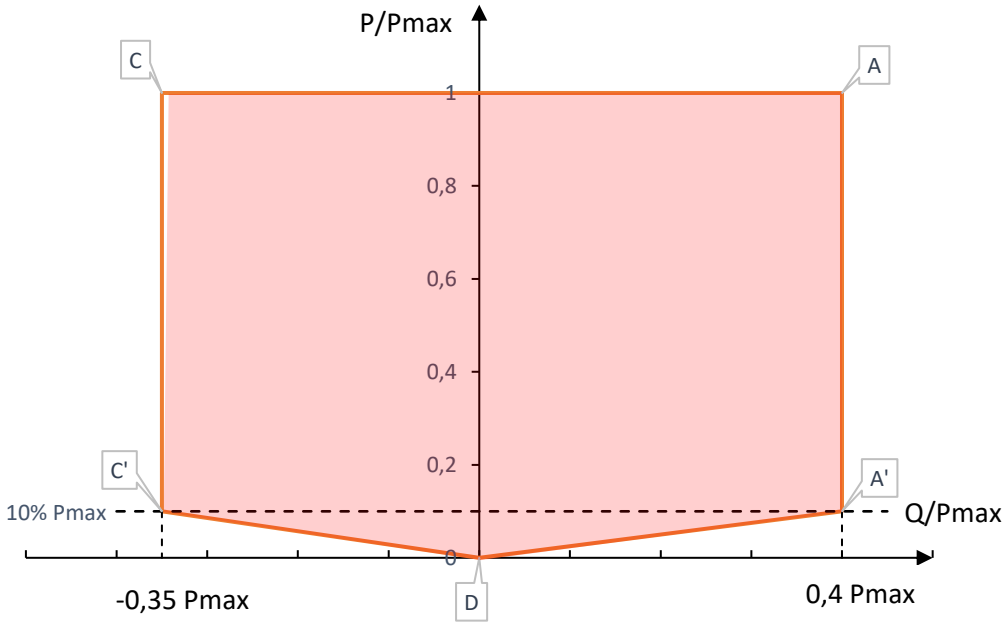


Figure ~~163~~ : Diagramme P-Q /Pmax minimum d'une unité ~~PPM~~ type B

- 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.

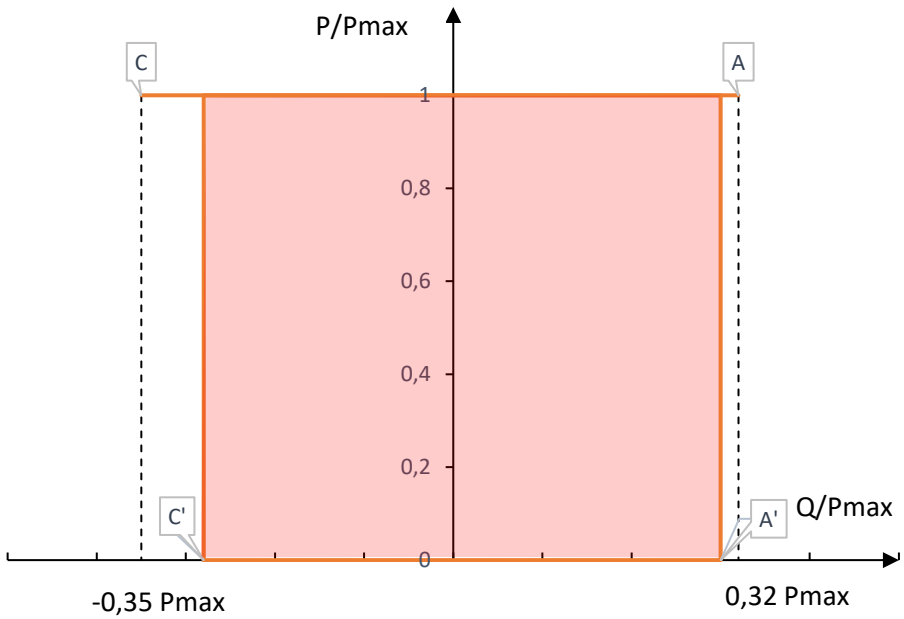


Figure ~~4~~ 7 : Diagramme P-Q /Pmax minimum d'une unité ~~PPM~~ C, D, OffShore PPM

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.

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 §3.9.3).

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 consignes), est définie par RTE parmi l'une des lois décrites ci-après.

Le(s) point(s) de consigne(s) et les ~~la~~ 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 ~~R~~réactive~~f~~ 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 modifications 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.

~~3.1.5.3~~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 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 du 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 ~~de production est à l'arrêt ou~~ ne participe pas au réglage primaire de tension, la télémesure Qcons~~Q$_{cons}$~~ 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])

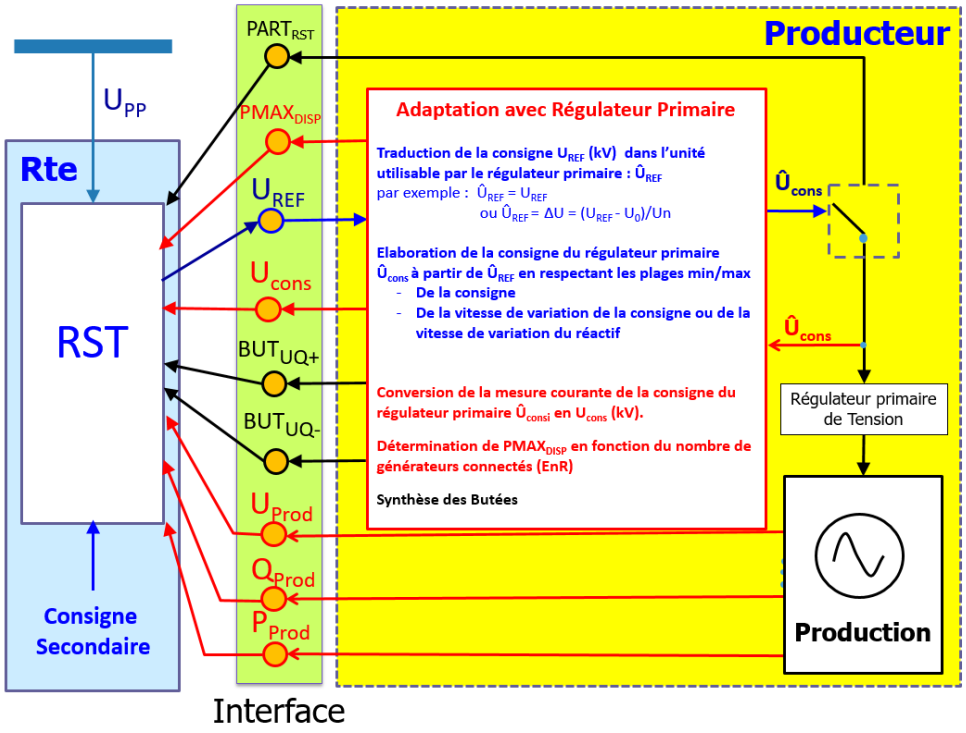
Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place doit permettre au régulateur primaire de tension au [point de consigne]:

- 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 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} : $\bar{U}$consi exprimée en kV

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

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

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 ~~5~~ 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, $U_{consmin}$, $U_{consmax}$ …)[3] 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».

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

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

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.

Référence :

- 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.

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 P_{ref} avec une pente inférieure à 10% $P_{max\ unité}$/min. Cette pente $Ramp_{lfsm}$ est à préciser dans la fiche E1.

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.

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'installation 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).

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_{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.

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 $\Delta f = f - f_n$ compris entre 0 et +/- 200 mHz à partir de 50 Hz, l'activation de la réponse de l'unité ne doit pas être indûment retardée : le délai d'activation (t1) est à préciser dans la fiche E1 (Si t1 est supérieur à 500 ms, des justifications techniques devront être fournies). 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 Figure 10~~e~~ Figure ~~Figure 6~~, 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).

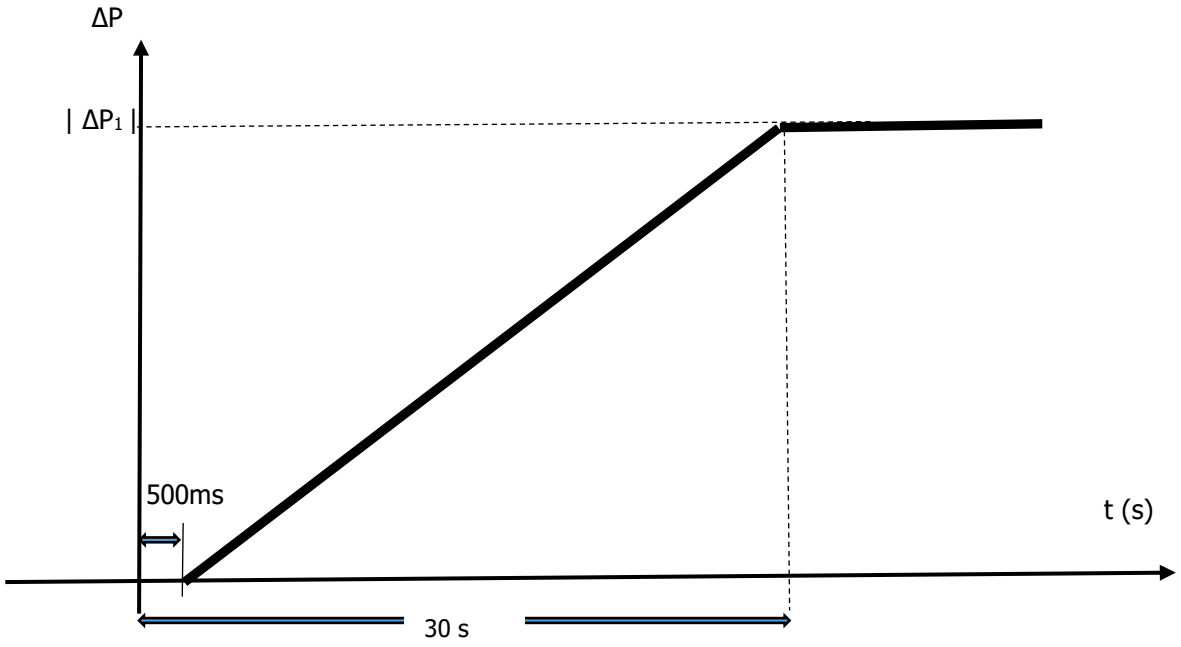


Figure ~~6~~ 10 : Capacités de réponse en puissance active aux variations de fréquence

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} = 4,5 % de [$P_{max\ unité}$].

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 :

- 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.

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 ».

3.3 Comportement de l'unité pour la résolution des contraintes de transit

Conditions d'applications : Types B, C, D, Offshore PPM auxquelles RTE a indiqué des limitations dans la Proposition Technique et Financière (PTF)

L'étude de raccordement montre que l'unité de production génère, dans certaines situations d'exploitation des contraintes de transit sur le réseau existant de la zone de raccordement.

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 ou par le système de transmission d'ordres à exécution rapide.

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.

3.4 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
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

Tension nominale entre 110 kV à 300 kV (cette valeur non incluse)
~~*150kV et 225 kV*~~

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
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 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

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 ~~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]	*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).

Conditions d'applications : 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.

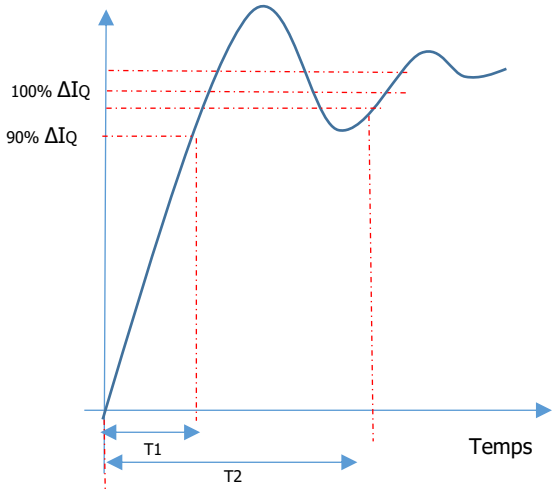
L'unité de production doit être capable de fournir un courant réactif supplémentaire au point de raccordement (i.e. réponse rapide en injection de courant réactif) lors d'évènements en tension (symétriques ou dissymétriques) qu'il s'agisse de creux de tension, de surtensions ou de variations brusques 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:

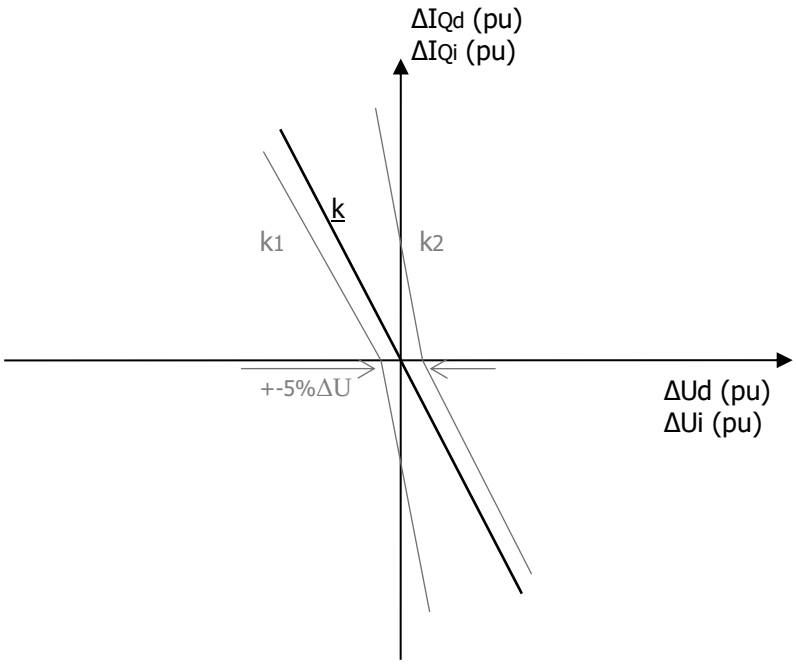
- 90% de la valeur attendue du courant réactif additionnel en respect du gabarit sont fournis par l'élément au point de connexion en maximum 30 ms (T1 temps de réponse à +/- 10% de la valeur attendue).
- Le temps d'établissement du courant réactif additionnel T2, à +/- 5 % de la valeur attendue, doit 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 ~~7~~ 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 ~~8~~ 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

3.6 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 50MW <= 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

Remarque pour les PPM l'offshore : lL'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 ».

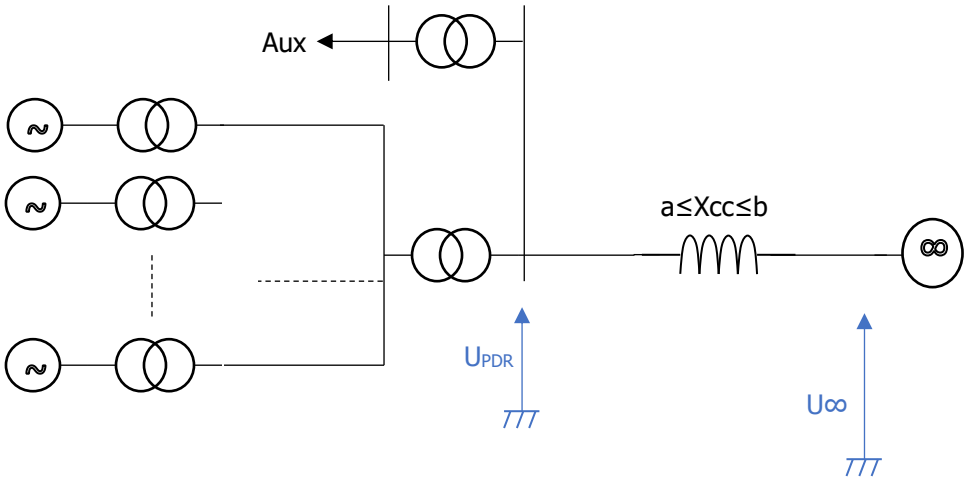


Figure 9-13 : Schéma de réseau simplifié stabilité en petits mouvements

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 ».

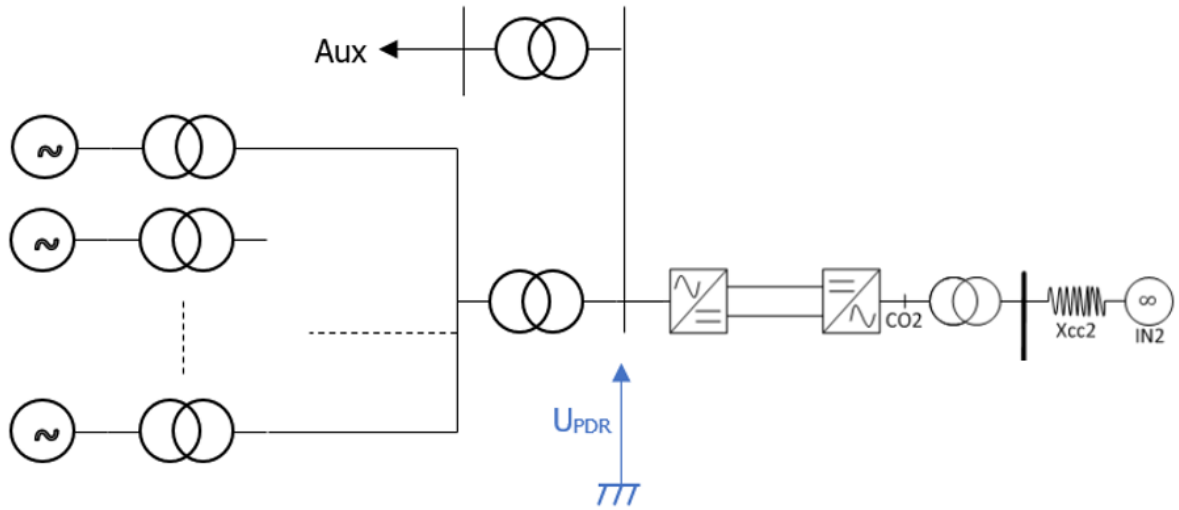


Figure 14: Schéma du parc raccordé au réseau via une HVDC

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.

~~3.6.1.1~~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.

~~3.6.1.2~~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 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~~s~~ en HTB 1

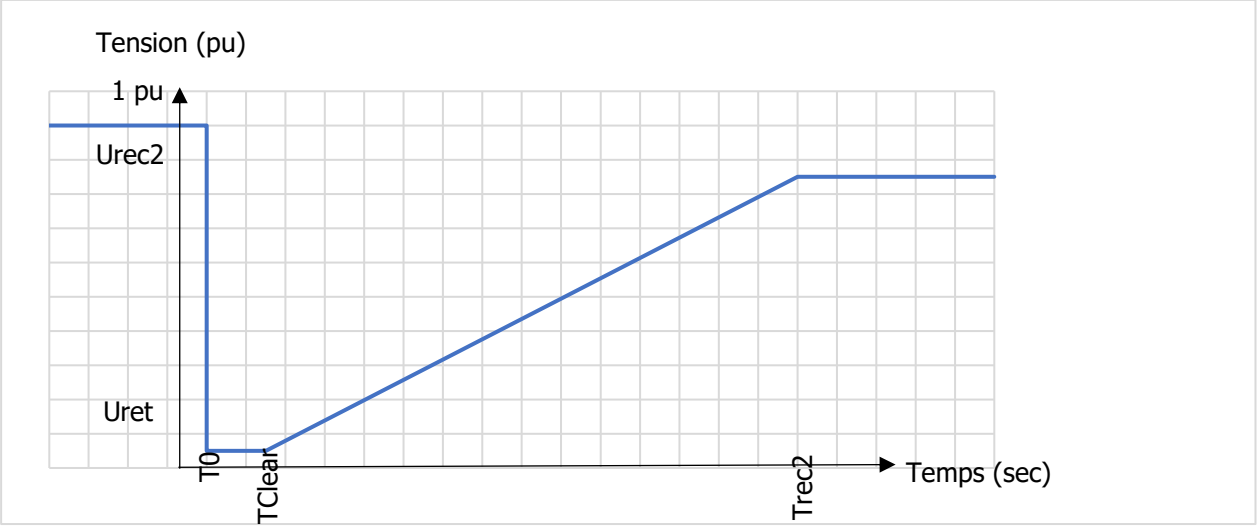


Figure ~~10~~ ~~214~~ : Gabarit de creux de tension ~~PPM~~ types B, ~~/~~C , D raccordés en HTB1 et *Offshore PPM raccordé en HTB 1*

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~~s~~ en HTB 2 ou 3

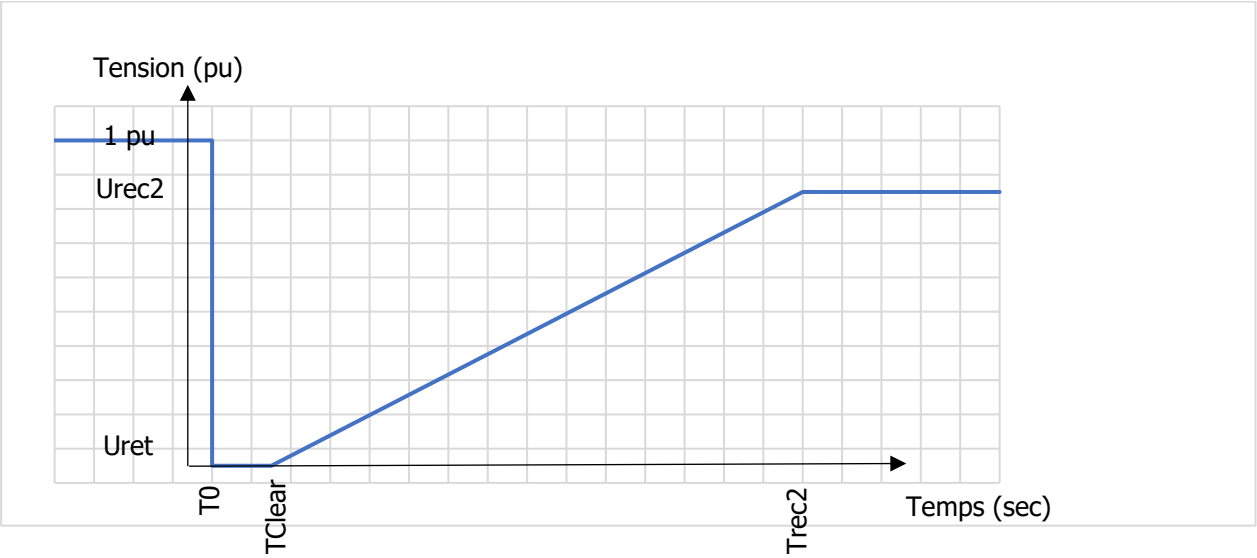


Figure ~~3~~15 : Gabarit de creux de tension PPM types D *raccordés en HTB 2 ou 3, et* et Offshore PPM raccordés en HTB 2 ou 3

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

Le gabarit de surtension est obligatoire pour les PPM DC.

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

Pour toute surtension causée par un défaut triphasée ou monophasée (tension RMS à la fréquence fondamentale) d'amplitude inférieure ou égale au gabarit ci-dessous l'unité de production ne doit pas déclencher.

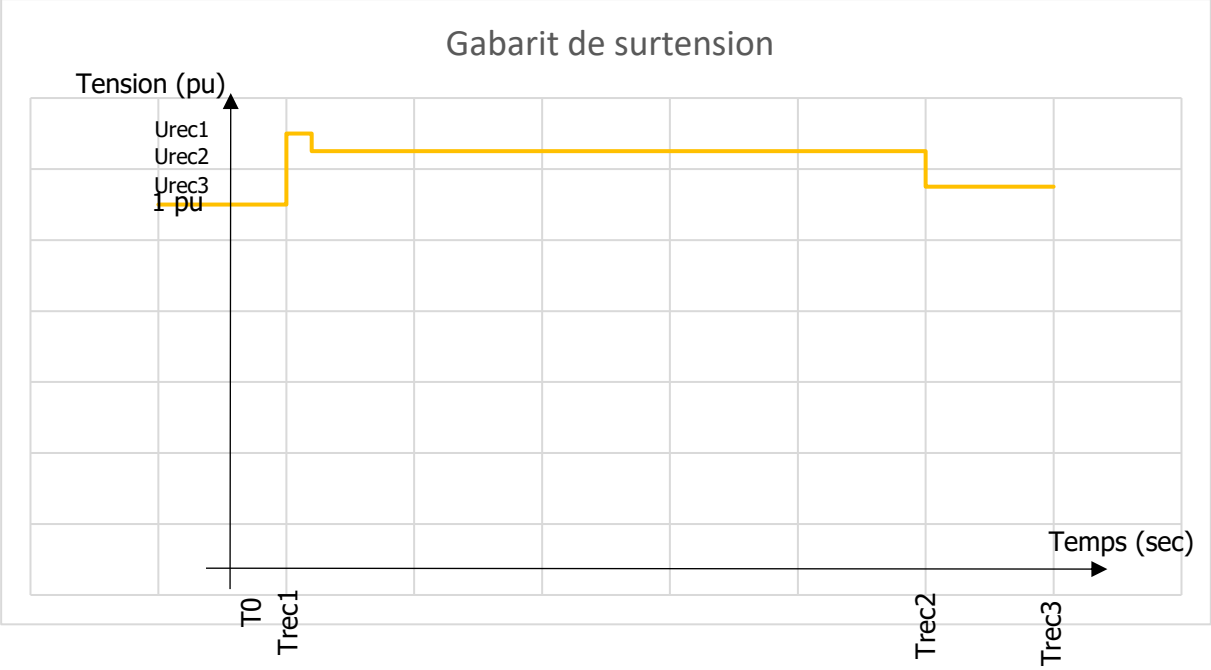


Figure ~~12~~ ~~417~~ : Gabarit de surtension

Paramètres de tension (pu)		***Paramètres de temps (sec)***	
Urec1	***1.3***	***T0***	***0***
Urec1	***1.3***	***Trec1***	***~~0.05~~ (0,1)***
Urec2	***1.25***	***Trec2***	***2.5***
Urec3	***1.15***	***Trec3***	***30***

3.9 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 :

3.9.1 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 %

3.9.2 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 %

3.9.3 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 Données permettant de simuler le comportement de l'installation

3.10.1 Modèle de type « phaseur »

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

Pour tous les projets de raccordement au RPT, le producteur fournit à RTE un modèle de l'unité de production (pas de modèle propriétaire, ni black-box) (schémas blocs et paramètres des régulations, caractéristiques de du/des transformateurs, pour les technologies à convertisseur électronique intégral, le modèle équivalent du convertisseur…) permettant de faire les études de stabilité en tension et de stabilité transitoire (modélisation type phaseur). Il est par exemple possible pour le producteur de fournir les paramètres de régulation du modèle de type phaseur selon la norme IEC 61400-27-1. Ces informations sont transmises dans la fiche E1 du Cahier des charges capacités constructives.

3.10.2 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 ldes 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 données doivent permettre à RTE de développer un modèle adapté aux études de 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 ~~On peut citer à~~ a minima:

- ~~o~~ les études de phénomènes sous synchrones (~~I~~interactions tortionnelles sous synchrones avec le réseau de transport)~~analyses fréquentielles,~~
- les études de comportement du parc de production sur défaut (dans le réseau offshore ou sur le réseau de transport)~~analyse de défaut proche~~ et de transitoires électromagnétiques rapides,
- ~~L~~les études de stabilité harmonique~~s~~,
- 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~~, . Pour les unités PPM DC, les données devront être fournies au plus tôt dès la sélection du constructeur des turbines et au plus tard 24 mois avant la première injection.~~
- **des données~~ -~~ définitives** doivent être fournies à RTE au plus tard 8 mois avant la 1ère injection~~. Pour les unités PPM DC, les données devront être fournies au plus tôt dès la sélection du constructeur des turbines et au plus tard 12 mois avant la première injection.~~

Dans le cas de raccordement de ~~"~~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'intégrations 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 ~~deux~~ trois types de données que le producteur doit fournir à ~~Rte~~RTE :

a. Les caractéristiques électriques détaillées des équipements utilisés.

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

~~b.~~c. Le 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®). ~~Le(s) modèle(s) des systèmes de contrôle commande et de protection~~

Exigences sur ~~L~~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 ~~afin que RTE puisse créer dans ses outils de simulation de transitoires électromagnétiques un modèle détaillé 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 ~~(EMTP® ou compatible avec le logiciel de conception de l'installation)~~

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, stockage…), 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.

~~**Le(s) modèle(s) des systèmes de contrôle commande et de protection**~~

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 (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 systèmes de contrôle commande et de protection doivent être modélisés de manière détaillée afin d'être intégré au modèle détaillé de l'installation décrit ci-dessus. Par conséquent ils ne doivent pas être agrégés.~~ Ces modèles de contrôle commande doivent permettre l'étude de transitoires électromagnétiques. Pour un parc de production distribué (éoliennes~~,~~ et 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 pâales).

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

~~Les interfaces de communication entre les unités de production et les contrôleurs de parcs doivent être représentées dans le modèle avec leurs délais~~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 après moins de 3 secondes de simulation.

.

Les consignes de production en actif, ~~et~~en réactif, ~~ern ou de contrôle de la~~ tension et en fréquence devront être des paramètres réglables du modèle.

~~Ces modèles "boites noires" seront des codes compilés (bibliothèque statique ou dynamique – pas d'exécutable) qui pourront être appelés dans une boucle temporelle à pas de temps fixe à partir d'un code en langage C ou FORTRAN, indépendants de tout logiciel de simulation.~~

Les modèles doivent pouvoir fonctionner et fournir des comportements valides à des pas de calcul multiple 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. 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.

~~RTE sera ensuite en charge d'intégrer ces composants dans ses logiciels de simulation de transitoires électromagnétiques, à savoir EMTP-RV et HYPERSIM.~~

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~~.~~.

La liste minimale des signaux suivants doit être fournie par les modèles en fonction du type d'installation:

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 machines Couple mécanique fourni par la/les machines Courants actifs et réactifs injectés par chaque unité de production et calculés par le système de mesure. Angle d'inclinaison des p~~â~~ales Signaux d'activation des fonctions de FRT Consignes en puissance active, reéactive, 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 actifs et réactifs injectés par chaque unité de production et calculés par le système de mesure. Signaux d'activation des fonctions de FRT Consignes en puissance active, reéactive, en tension et en fréquence.

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

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".

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 mise en service finale, conformément aux fiches de validation I11 et F15.
- ~~La version finale du modèle PSCAD si ce logiciel a été utilisé 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 exemple d'utilisation sous la forme d'un code informatique qui interagit avec le modèle de contrôle commande. L'objectif de cet exemple est de valider le fait que le modèle boîte noire peut communiquer avec un processus externe. Cet exemple ne servira pas à valider le comportement du modèle en tant que tel.~~
- ~~Un rapport de validation incluant pour chaque test d'acceptation en usine la superposition (sur la même figure) des résultats donnés par le modèle et des résultats donnés par le contrôle-commande réel (relié à un simulateur en temps réel).~~
- Un engagement ~~de [nom Client]~~ du producteur à garantir pendant toute la durée de vie ~~du contrôle commande~~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 ~~[nom Client]~~ 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

3.10.3 Réplique du contrôle-commande ~~des éoliennes~~

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 ~~type~~

~~d'éolienne~~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).

~~Cette exigence~~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 ~~à~~ 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 ~~42.c~~57

3.10.4 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.
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 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 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 conformité - contrôle initial.

6. LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité

ANNEXE 2 : Informations à fournir par le producteur (Etape 1)

ANNEXE 3 : Simulations à réaliser par le producteur (Etape 2). Cette annexe est dans l'article 8.3.3 de la DTR

ANNEXE 4 : 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) :

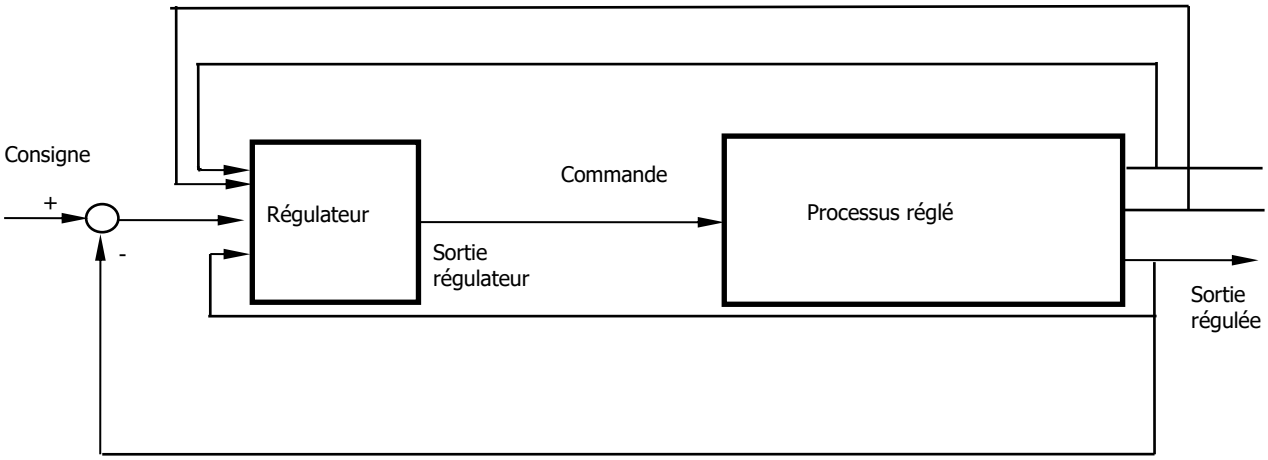


figure 1

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[4] de la fonction de sensibilité $S = \frac{1}{1+H}$.

- **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)**

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

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 $\frac{-\lambda^2}{\lambda^2-1}$ et de rayon $\frac{\lambda}{|\lambda^2-1|}$ dans le plan de Nyquist (courbe de variation de la fonction de transfert en fonction de la fréquence du signal ω).

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

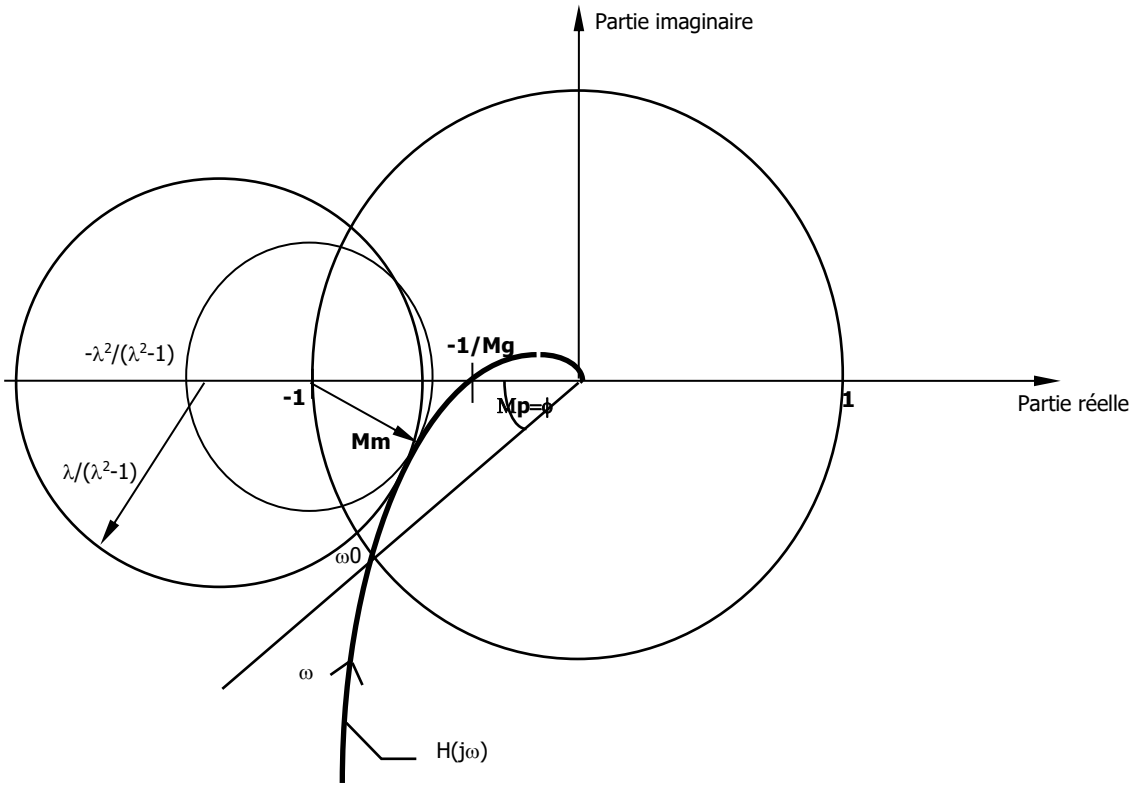
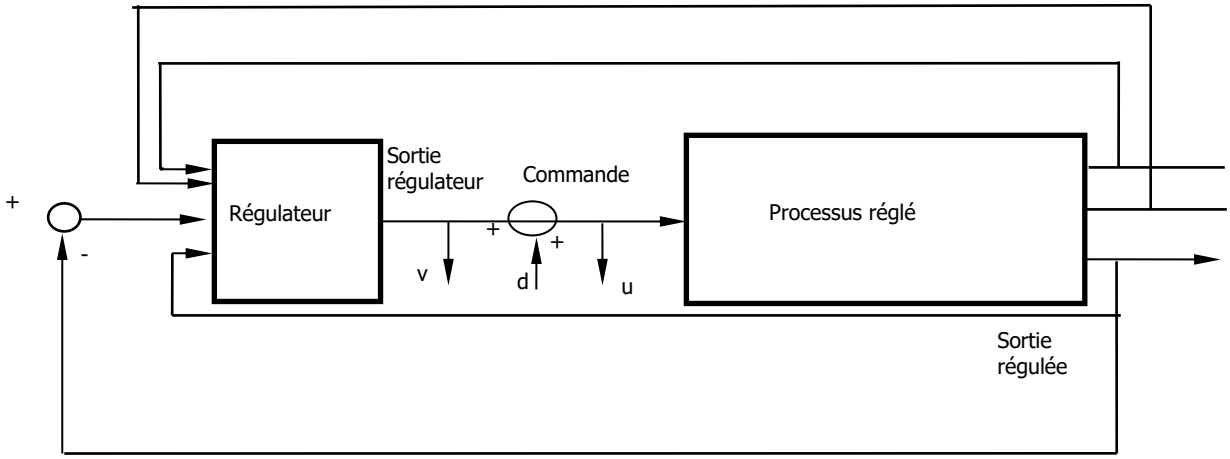


Figure 2

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) : 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

