Cahier des charges des Capacités Constructives
Conditions générales
Unité de stockage non synchrone

Ce document définit les capacités constructives demandées par RTE pour une unité de stockage non synchrone, d'une puissance active maximale [Pmax_injection_unité],

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 pour unité de stockage non synchrone

Indice	Date	
1.1	15/11/2019	Version projet utilisée pour les projets raccordement
1.2	29/01/2021	Version projet pré-consultation
1.3	02/08/2021	Pemière version officielle poste consultation
1.4	xx/xx/2022	Prise en compte des critères de tension harmonique

SOMMAIRE

SOMMAIRE 2
1. Objet du document 4
2. Définitions 4
3. Capacités constructives 8
3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension 8
3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim} 8
3.1.2 Transformateur principal 8
3.1.3 Capacités en puissance réactive 8
3.1.4 Compensation du réactif au point de raccordement 9
3.1.5 Réglage primaire de tension 10
3.1.6 Réglage secondaire de tension : asservissement du régulateur primaire de tension au RST 11
3.2 Modulation de la puissance active 14
3.2.1 Comportement de l'unité de stockage pour la résolution des contraintes de transit 14
3.2.2 Equipements permettant la modulation de puissance active 14
3.2.3 Pente de modification de la puissance active 15
3.2.4 Réglage fréquence/puissance 15
3.2.5 Gestion des priorités 26
3.3 Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels 27
3.3.1 Conditions de découplage de l'unité lors des régimes exceptionnels 27
3.3.2 Régimes exceptionnels en tension 27
3.3.3 Régimes exceptionnels en fréquence 29
3.3.4 Ecarts combinés Fréquence/Tension 30
3.3.5 Comportement de l'unité de stockage en réseau séparé 30
3.3.6 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau 30
3.3.7 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau 31
3.4 Participation à la reconstitution du réseau 34
3.4.1 Non perturbation de la reprise de service 34
3.4.2 Reconstitution du réseau 34
3.5 Stabilité 34
3.5.1 Stabilité en petits mouvements 35
3.5.1.1 Evaluation de la robustesse 35
3.5.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension 36
3.5.1.3 Echelon de la consigne RST Uref 36
3.6 Non déclenchement sur creux de tension 36
3.7 Non déclenchement sur surtension 38
La mise en oeuvre du gabarit de surtension n'est pas obligatoire. RTE recommande les paramètres mentionnés ci-dessous et ceci pour les unités de type B, C et D : 38
3.8 Perturbations 39
3.8.1 Unité de stockage raccordée en HTB 1 ou HTB 2 39
3.8.2 Unité de stockage raccordée en HTB 3 39
3.8.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées 40
3.8.4 Tensions harmoniques 40
3.9 Données permettant de simuler le comportement de l'installation 4746
3.10 Echanges d'informations 4948
3.11 Système de protection 4948
4. Fiches de Contrôle avant l'acces définitif au reseau 5049
5. Références 5150
6. Liste des annexes 5251
ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité 5352
1. Définitions 5352
1.1 Boucle de régulation 5352
1.2 Marges de stabilité 5352
2. Principe des mesures des marges de modules 5453

ANNEXE 2 : Définitions des caractéristiques de la réponse à un échelon 5554
ANNEXE 3 : Définitions relatives à la gestion du stock 5655
SOMMAIRE 2
1. Objet du document 3
2. Définitions 3
3. Capacités constructives 7
3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension 7
3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim} 7
3.1.2 Transformateur principal 7
3.1.3 Capacités en puissance réactive 7
3.1.4 Compensation du réactif au point de raccordement 8
3.1.5 Réglage primaire de tension 9
3.1.6 Réglage secondaire de tension : asservissement du régulateur primaire de tension au RST 10
3.2 Modulation de la puissance active 13
3.2.1 Comportement de l'unité de stockage pour la résolution des contraintes de transit 13
3.2.2 Equipements permettant la modulation de puissance active 13
3.2.3 Pente de modification de la puissance active 14
3.2.4 Réglage fréquence/puissance 14
3.2.5 Gestion des priorités 25
3.3 Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels 26
3.3.1 Conditions de découplage de l'unité lors des régimes exceptionnels 26
3.3.2 Régimes exceptionnels en tension 26
3.3.3 Régimes exceptionnels en fréquence 28
3.3.4 Ecarts combinés Fréquence/Tension 29
3.3.5 Comportement de l'unité de stockage en réseau séparé 29
3.3.6 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau 29
3.3.7 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau 30
3.4 Participation à la reconstitution du réseau 33
3.4.1 Non perturbation de la reprise de service 33
3.4.2 Reconstitution du réseau 33
3.5 Stabilité 33
3.5.1 Stabilité en petits mouvements 34
3.5.1.1 Evaluation de la robustesse 34
3.5.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension 35
3.5.1.3 Echelon de la consigne RST Uref 35
3.6 Non déclenchement sur creux de tension 35
3.7 Non déclenchement sur surtension 37
3.8 Perturbations 38
3.8.1 Unité de stockage raccordée en HTB 1 ou HTB 2 38
3.8.2 Unité de stockage raccordée en HTB 3 38
3.8.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées 39
3.9 Données permettant de simuler le comportement de l'installation 39
3.10 Echanges d'informations 41
3.11 Système de protection 41
4. Fiches de Contrôle avant l'acces définitif au reseau 42
5. Références 43
6. Liste des annexes 44
ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité 45
1. Définitions 45
1.1 Boucle de régulation 45
1.2 Marges de stabilité 45
2. Principe des mesures des marges de modules 46
ANNEXE 2 : Définitions des caractéristiques de la réponse à un échelon 47
ANNEXE 3 : Définitions relatives à la gestion du stock 48

1. OBJET DU DOCUMENT

Ce document définit les capacités constructives demandées par RTE pour une unité de stockage non synchrone, d'une puissance active maximale [$P_{max_injection_unité}$].

Afin d'établir les exigences mentionnées dans ce document, RTE a appliqué les recommandations du groupe d'experts sur le stockage (Storage Expert Groupe) piloté par « The Grid Connection European Stakeholder Committee (GC ESC) » (cf [5]) dont l'une des principales recommandations est d'étendre les exigences du code RfG au stockage. Ces exigences seront révisées ultérieurement lorsque le raccordement des installations de stockage fera l'objet :
- d'un code de réseau européen ;
- et d'une réglementation nationale prescrivant les exigences en matière de conception et de fonctionnement du raccordement d'une installation de stockage au réseau public de transport.

Dans le cas d'une mise en service progressive de l'unité de stockage :
Le stockeur et RTE ont convenu d'une mise en service progressive de l'unité de stockage. Les exigences décrites dans le présent document sont celles attendues pour la totalité de l'unité de stockage. La conformité à ces exigences ne sera donc requise que pour la mise en service de la totalité de la [$P_{max_injection_unité}$].
Néanmoins, à chaque étape de mise en service d'une partie de l'unité de stockage, préalablement agréée entre le stockeur et RTE, le stockeur 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.

2. DEFINITIONS

Les définitions utilisées dans ce document sont rappelées ci-après :

Unité de stockage : Ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité. Les technologies de ces équipements regroupent notamment les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, le stockage par conversion de l'électricité en hydrogène, les batteries électrochimiques et les volants d'inertie.

Unité de stockage synchrone[1] : unité permettant la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique. Le transfert d'énergie électrique (i.e. charge ou décharge) depuis/vers le réseau électrique s'effectue au moyen d'une (ou plusieurs) machine(s) synchrone(s) connectée(s) en un point de raccordement. Ce type d'unités de stockage n'est pas concerné par ce cahier des charges.

Unité de stockage non synchrone[2] : unité permettant la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique. Le transfert d'énergie électrique (i.e. charge ou décharge) depuis/vers le réseau électrique s'effectue soit au moyen d'une (ou plusieurs) machine(s) asynchrone(s), soit par une interface d'électronique de puissance connectée(s) en un point de raccordement.

Installation de stockage d'électricité : Installation constituée d'une ou plusieurs unités de stockage et englobe tous les matériels et équipements exploités par le Stockeur qui n'entrent pas dans la concession du Réseau Public de Transport.

Stockeur : Le **Stockeur** est la personne morale, propriétaire ou exploitant d'une Installation de stockage d'électricité.

[1] La définition est issue des travaux de l'Expert Group « Storage » du Grid Connection Stakeholder Committee (Synchronous Electricity Storage Module).
[2] La définition est issue des travaux de l'Expert Group « Storage » du Grid Connection Stakeholder Committee (Non Synchronous Electricity Storage Module).

Autres définitions :

Pmax injection unité ($P_{max\ injection\ unité}$)**:** est la puissance active maximale que peut injecter, sans limitation de durée, l'unité de stockage d'électricité, diminuée de toute consommation liée uniquement à la facilitation du fonctionnement de cette unité de stockage 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 stockage.

Pmax injection de l'unité de stockage est délivrée sans limitation de durée sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire.

Pmax soutirage unité ($P_{max\ soutirage\ unité}$**) :** La puissance active maximale que **peut soutirer**, sans limitation de durée, l'unité de stockage d'électricité (jusqu'à laquelle l'unité de stockage d'électricité peut fournir du réglage de puissance active).

Pmax soutirage de l'unité de stockage est délivrée sans limitation de durée sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire. Le point d'appreciation de cette valeur est le même que celui utilisé pour la $P_{max\ injection\ unité}$.

Point de raccordement : Le point de raccordement est défini dans l'article 1 de l'arrêté du 09 juin 2020 [1]. Sauf cas particulier, les exigences sont demandées au point de raccordement.

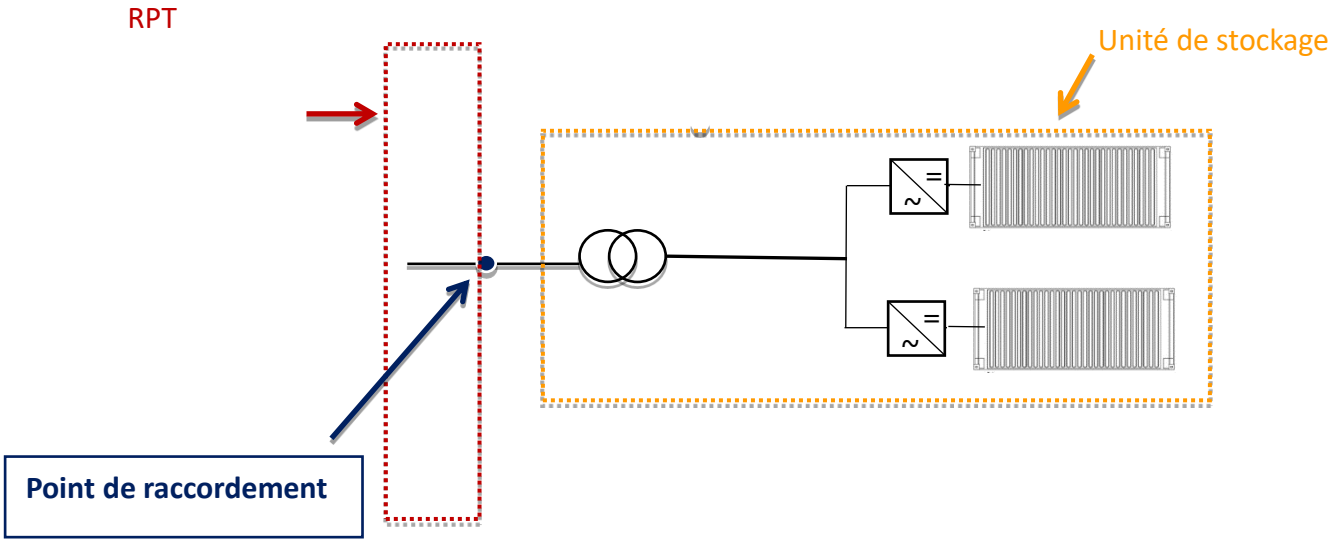


Figure 1 : Exemple de schéma de raccordement au RPT d'unités de stockage

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

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

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 lorsque le signal change de sens.

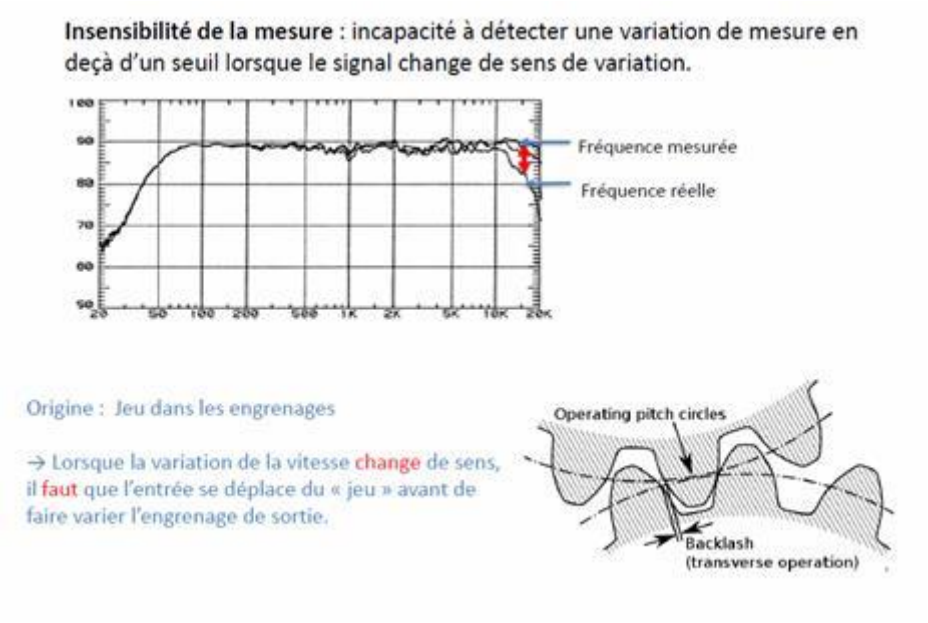
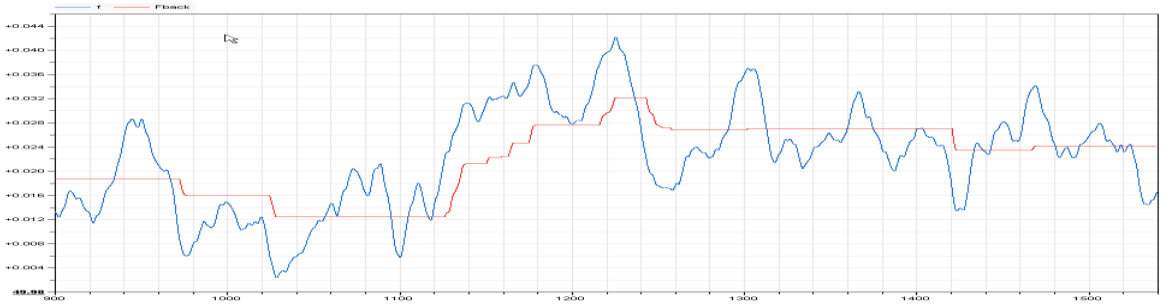


Figure 2 : Insensibilité

Sur la fréquence cela se traduit par 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

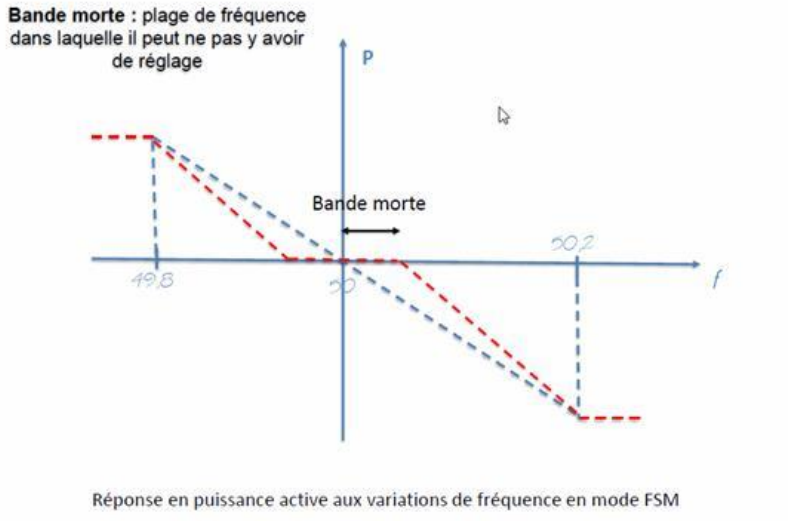


Figure 3 : Bande morte

Type d'unité de stockage A, B, C, D :

La Pmax injection de l'unité de stockage et la tension de raccordement seront utilisées pour identifier la catégorie de l'unité de stockage (type A, B, C ou D).

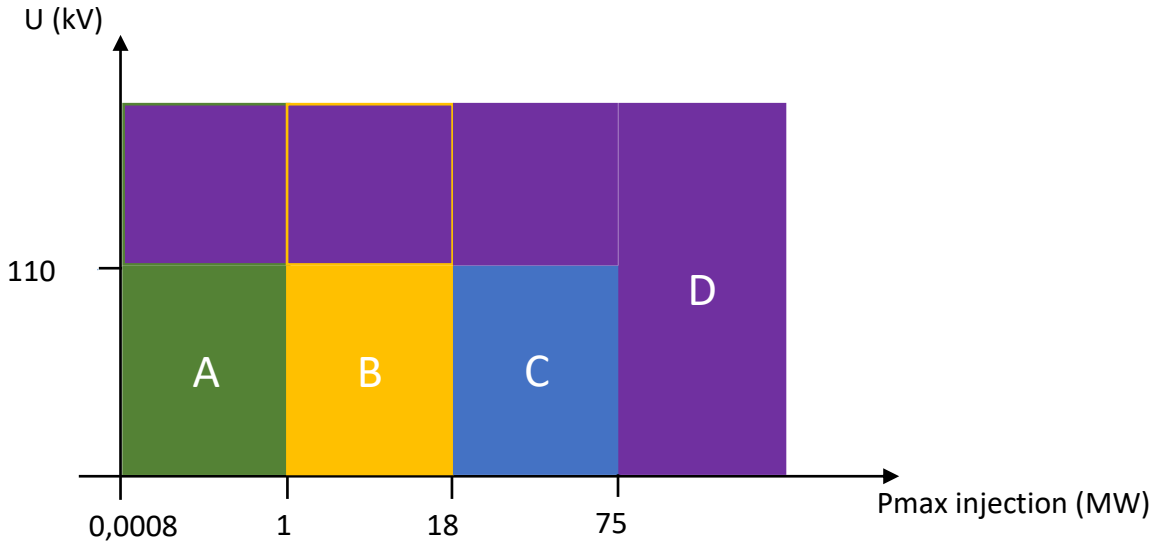


Figure 4 : Classification des types d'unités de stockage

Ce document concerne les unités de stockage non synchrone.

Les définitions relatives à la gestion du stock figurent en annexe 3.

Les définitions relatives à l'état du réseau figurent en annexe 3.

3. CAPACITES CONSTRUCTIVES

3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension

3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim}

Condition d'application : tous

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 :

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

3.1.2 Transformateur principal

Condition d'application : tous

Le type de régleur du transformateur principal est au choix du stockeur.

- Si le Transformateur principal 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 unité de stockage) 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 unité de stockage) avec, à minima, le respect du nombre de prises [N] et de la valeur de chaque prise qui sont définis dans les conditions particulières.

Référence :

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

3.1.3 Capacités en puissance réactive

Condition d'application : types B, C, D

L'unité de stockage 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 stockage sont les suivantes :

1. Quelle que soit P fournie ou soutirée et pour U =[U_{dim}] ; Q en Mvar doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,35 [$P_{max_injection_unité}$] ; 0,32 [$P_{max_injection_unité}$]] (voir figure Figure 5).
2. Quelle que soit P fournie ou soutirée et pour U = [0,9 U_{dim}] ; Q en MVAr doit pouvoir être au moins égale à 0,30 [$P_{max_injection_unité}$].
3. Quelle que soit P fournie ou soutirée et pour toute valeur de U comprise entre [Umin] et [Umax]; l'unité de stockage doit pouvoir moduler sa fourniture et son absorption de puissance réactive dans les limites du domaine de fonctionnement de l'installation.

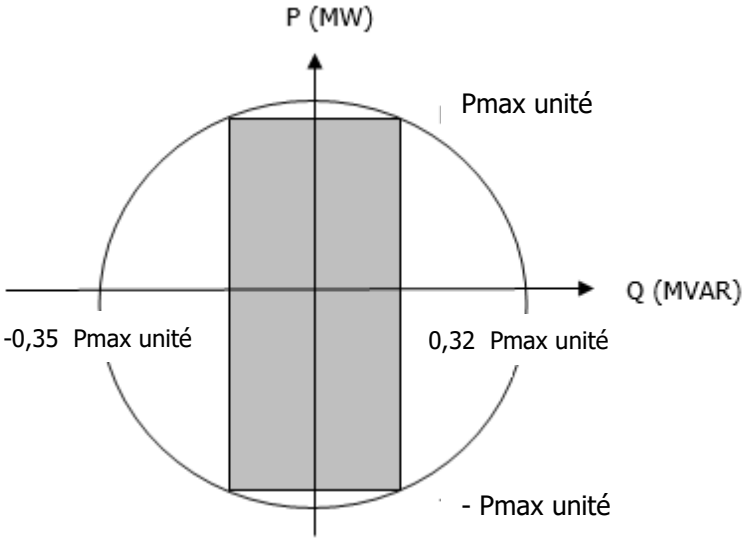


Figure 5 : Diagramme P-Q minimum d'une unité de stockage B, C, D

(Q est donné au point de raccordement et P est donné au point d'appréciation de la Pmax injection unité)

- 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 nominale.

Le stockeur fournit à RTE les diagrammes [U, Q] de l'unité selon les spécifications de la fiche I1. :

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

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

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

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

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

Références :

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

3.1.4 Compensation du réactif au point de raccordement

Champ d'application : Types B, C, D

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

- Découpler son installation (DJ ouvert au point de raccordement)

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 §3.8.3).

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 stockage 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 stockeur, qui aura un délai de 12 mois pour les installer et les mettre en service. Cela sera mentionné dans la convention d'exploitation.

3.1.5 Réglage primaire de tension

Champ d'application : Types B, C, D

L'unité de stockage (fonctionnement en injection et en soutirage) 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, est définie par RTE parmi l'une des lois décrites ci-après.

Le point de consigne et la loi de régulation applicables sont définis par RTE dans les conditions particulières.

$[U_{PROD}]$, $[Q_{PROD}]$ et $[P_{PROD}]$ sont des données remontées par le stockeur, elles 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 prise en compte pour le réglage primaire de tension et définie 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 stockeur dans la convention d'exploitation pour essais.

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

3.1.5.3 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. §3.3.2).

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.

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 stockage transmet via un Equipement de Téléconduite Local (ETL) :

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

Lorsque l'unité de stockage 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.

Références :

- 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)

L'unité de stockage 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] :

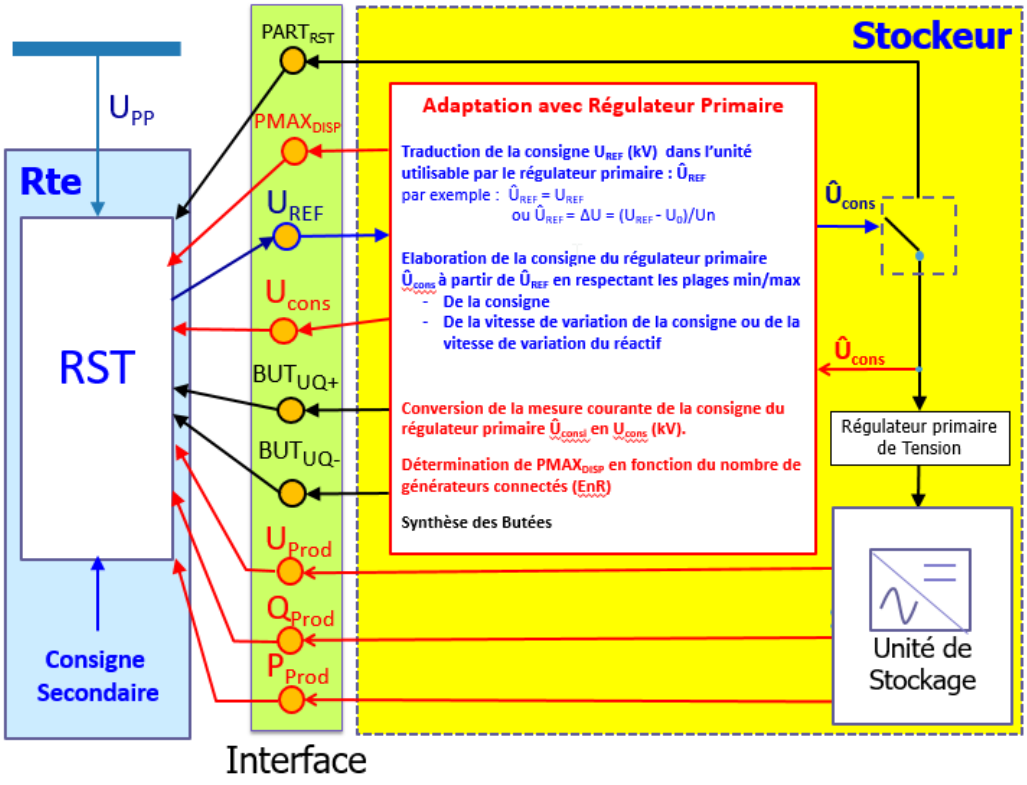
- de fixer la tension de consigne U_{cons} du régulateur primaire,
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation (i) RST ou (ii) hors RST,
- via un Equipement de Téléconduite Local (ETL)
  - d'appliquer la commande U_{ref} du centre de conduite régional RTE dans un délai ≤ 1s (délai maximal entre le moment où l'information arrive sur l'interface avec le stockeur et le moment où elle est prise en compte par le régulateur primaire de tension pilotant l'unité (ou les unités) de stockage).
  - d'acquérir simultanément les télémesures (TM) de l'unité de stockage réglant la tension au [point de consigne] (tension, puissance active et réactive, consigne appliquée au régulateur

primaire, Puissance maximale disponible), 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 stockage 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 stockeur (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 stockeur des informations nécessaires à RTE (retour de la consigne de tension effectivement appliquée au régulateur primaire de tension, limitations, puissance maximale disponible) peut aussi nécessiter un traitement préalable.



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

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

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

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

U_{cons} : Ūconsi exprimée en kV

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

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

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 6 : Schéma de téléconduite du RST

Le réglage primaire de tension est toujours actif, que l'unité de stockage 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 stockage, 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 Stockeur sur la tension de consigne du régulateur primaire de l'unité de stockage doit faire sortir l'unité de stockage du RST et positionner la télésignalisation « PART.RST » à l'état « hors ».
Au démarrage, le dispositif doit être en position hors RST.
Le Stockeur doit prévoir la possibilité d'une mise en service automatique ou manuelle du RST lors du couplage de l'unité de stockage. Pour l'exploitation définitive, le choix de mise en service du RST est fixé en concertation avec le stockeur 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 Stockeur 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 stockage (cas du réglage primaire de tension au point de raccordement)

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

L'atteinte d'une limite du domaine normal de fonctionnement (tension maximale, tension minimale, puissance DC maximale, tension DC maximale, limitation en courant des semi-conducteurs, $U_{consmin}$, $U_{consmax}$ …)[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 » (cf. §3.10).

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}.

[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

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 Stockeur, ou d'apparition d'un défaut ou de toute autre anomalie de fonctionnement du dispositif, le régulateur primaire de tension doit être automatiquement sorti du RST sans modifier sa consigne U_{cons}. La télésignalisation « PART.RST » doit alors être positionnée à l'état « Hors ».

Le Stockeur 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 remise en service du RST seront fixées en concertation avec le stockeur 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 :

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

3.2 Modulation de la puissance active

3.2.1 Comportement de l'unité de stockage pour la résolution des contraintes de transit

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

L'étude de raccordement montre que l'unité de stockage génère (en injection et/ou en soutirage), 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 stockage doivent être éliminées en un temps < [T limitation], ce qui nécessite, en cas d'occurrence, de réduire l'injection (resp. le soutirage) 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 réduction de l'injection (resp. le soutirage) de puissance active de l'unité de stockage, ou son inversion, depuis [$P_{max\ injection\ unité}$] (resp. [$P_{max\ soutirage\ unité}$]) jusqu'à [$P_{max\ soutirage\ unité}$] (resp. [$P_{max\ injection\ unité}$]) (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 (cf. §3.10).

A défaut, l'injection (resp. le soutirage) de puissance active de l'unité de stockage sera effacée par fonctionnement d'un automatisme. Dans ce cas, l'unité de stockage 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.

3.2.2 Equipements permettant la modulation de puissance active

3.2.2.1 Arrêt de l'injection (resp. du soutirage) de puissance active

Condition d'application : types A, B

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

3.2.2.2 Modulation de puissance active

L'objectif de la modulation de puissance est de lever des contraintes réseau qui pourraient remettre en cause la sureté système et la sécurité des personnes et des biens et la QdE.

3.2.2.2.1 Réduction de puissance active

Condition d'application : type B

Une unité de stockage de type B est équipée d'une interface logique (port d'entrée) permettant de réduire l'injection (resp. le soutirage en valeur absolue) de puissance active sur instruction reçue au port d'entrée.
La gestion des ordres de modulation de puissance active peut être effectuée selon les éventuelles spécificités définies en accord avec le Stockeur (valeurs intermédiaires fixes, découplage total, etc.) et est détaillée dans la convention d'exploitation de l'installation concernée.

3.2.2.2.2 Ajustement d'une consigne de puissance active

Condition d'application : types C, D

Une unité de stockage de type C ou D dispose d'un contrôle-commande capable d'ajuster une consigne de puissance active en injection (resp. en soutirage) selon les instructions données à l'exploitant par le gestionnaire de réseau.

3.2.3 Pente de modification de la puissance active

Condition d'application : types A, B, C, D

Les valeurs de pente de modification de puissance active de consigne (rampe de charge et rampe de décharge) doivent être réglables et pouvoir prendre toute valeur dans la plage [X_{min} MW/min ; X_{max} MW/min], par pas de 1MW. Les valeurs Xmin et Xmax sont à préciser par le stockeur dans la fiche E1.

Pour l'exploitation définitive, les pentes (rampe de charge et rampe de décharge) sont fixées en concertation avec le stockeur dans la convention d'exploitation.

Dans le cas des unités de stockage non soumises aux Règles de Programmation, en état alerte et en état d'urgence, l'unité ne modifie pas la consigne de sa puissance active.

Références :

- System Operation guideline (SOGL) [4]

3.2.4 Réglage fréquence/puissance

Champ d'application : types A, B, C, D

La capacité constructive de participation au réglage de fréquence, en injection et en soutirage, est définie en fonction de la puissance active maximale [$P_{max_injection_unité}$].

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

$$K = \frac{Pmax\ injection\ unité}{fn}\frac{1}{\delta}$$

avec :

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

K [MW/Hz] = gain de l'unité

δ [%] = statisme de l'unité

$P_{courant}$ est définie comme étant la puissance active effective (en injection ou en soutirage) au moment du dépassement du seuil d'activation du LFSM.

La convention de signe utilisée est la convention producteur, c'est à dire qu'une valeur de P positive correspond à une injection de puissance et une valeur négative à un soutirage.

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

Champ d'application : types A, B, C, D

En cas de hausse de la fréquence, l'unité doit pouvoir réduire sa puissance active injectée (ou augmenter sa puissance active soutirée) de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre $P_{courant}$ et [$P_{max\ soutirage\ unité}$].

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 de stockage 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 stockage de diminuer la puissance active injectée (ou augmenter sa puissance active soutirée) linéairement à partir de ce seuil f_1 avec un statisme δ_{LFSM}, réglable dans la plage [1% ; 12%].

La loi de réglage doit être telle que pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_1$, l'unité de stockage doit être capable de réduire sa puissance active injectée (ou augmenter sa puissance active soutirée) 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.

Lorsque la fréquence redescend vers 50 Hz, le contrôle commande doit demander à l'unité d'augmenter la puissance active injectée (ou diminuer la puissance active soutirée), pour revenir à sa puissance de consigne, hors réglage de fréquence, selon la même pente K_{LFSM}, dans la limite de [$P_{max\ injection\ unité}$].

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 (il ne doit pas être volontairement retardé). 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.

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 augmenter la puissance active injectée (ou diminuer la puissance active soutirée) 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 puissance de consigne avec une pente inférieure à 10% $P_{max\ injection\ unité}$/min. Cette pente $Ramp_{lfsm}$ est à préciser dans la fiche E1.

Références :

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

3.2.4.2 Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U[4] ou LFSM-UI[5])

Condition d'application : types A, B, C, D

En cas de baisse de la fréquence en dessous d'un seuil d'activation f2, l'unité doit pouvoir augmenter sa puissance active injectée (ou diminuer sa puissance active soutirée) de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre $P_{courant}$ et [$P_{max\ injection\ unité}$].

Deux cas peuvent subsister :

1. Si l'unité de stockage (i) injecte et (ii) la fréquence du réseau passe en dessous de f2, RTE demande la mise en œuvre du mode LFSM-U.
2. Si l'unité de stockage (i) soutire et (ii) la fréquence du réseau passe en dessous de f2, RTE demande la mise en œuvre du mode LFSM-UI pour repndre à l'exigence mentionée à l'article 15(3) du Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (dit code « Emergency and Restoration »).

   Le tableau ci-dessous récapitule les différents types de fonctionnement :

	Type de Fonctionnement en cas de passage au-dessous du seuil f2 Hz			
	Unité de type **A**	Unité de type **B**	Unité de type **C**	Unité de type **D**
Unité de stockage en **injection**	--	--	LFSM-U	LFSM-U
Unité de stockage en **soutirage**	LFSM-UI	LFSM-UI	LFSM-UI	LFSM-UI

Tableau 1 : conditions d'activation du LFSM-U et du LFSM-UI

3.2.4.2.1 Mode LFSM-U

L'unité de stockage 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 de stockage 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.

4 *LFSM-U : limited frequency sensitive mode — underfrequency*
5 *LFSM-UI :* Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency Importing

- 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 [1% ;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 active injectée 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.

Lorsque la fréquence remonte vers 50 Hz, le contrôle commande doit demander à l'unité de baisser la puissance active injectée, pour revenir à sa puissance de consigne, hors réglage de fréquence, selon la même pente K_{LFSM}, dans la limite de [$P_{max\ soutirage\ unité}$].

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 et ne doit pas être volontairement retardé. 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. Dans le cas où elle est supérieure à 2 sec, les justifications techniques doivent être transmises à RTE. Lorsque la fréquence remonte vers 50 Hz, le temps de réponse pour diminuer la puissance active injectée 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 puissance de consigne avec une pente inférieure à 10% [$P_{max\ unité}$]/min. Cette pente $Ramp_{lfsm}$ est à préciser dans la fiche E1.

3.2.4.2.2 Mode LFSM-UI

En mode LFSM-UI, l'unité de stockage est capable de fonctionner de manière stable et aucune consigne antagoniste ne peut être envoyée. La zone d'exploitation (ou zone de fonctionnement) est définie dans la figure ci-dessous :

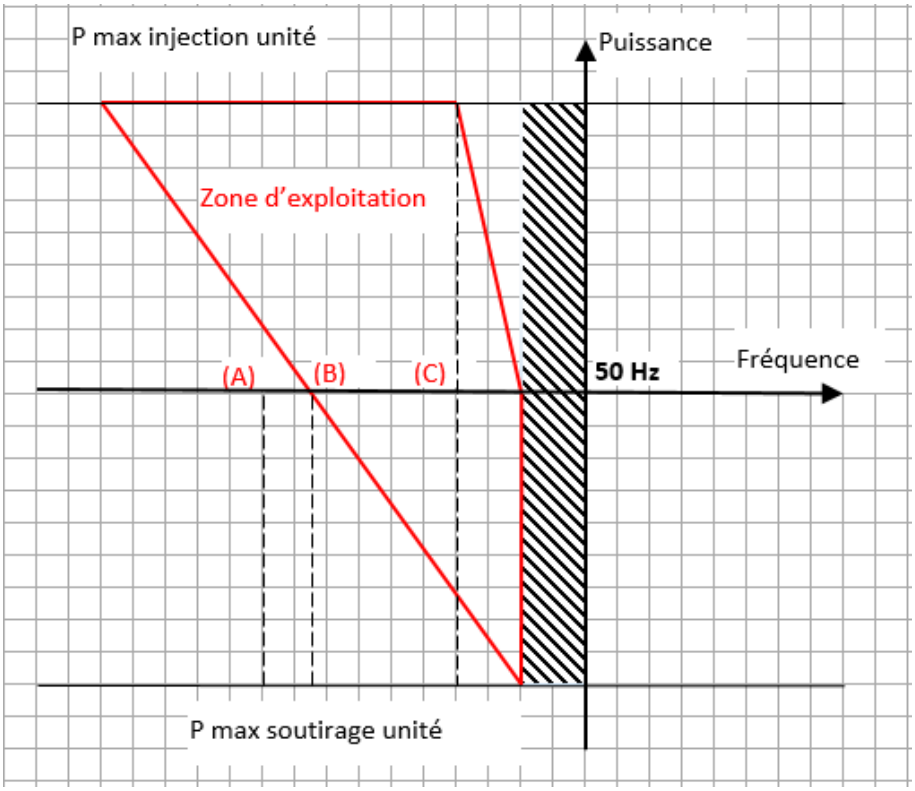


Figure 7 : Zone d'exploitation du LFSM-UI

Le tableau ci-dessous décrit les paramètres du LFSM-UI en cohérence avec la Figure 7Figure 7.

Paramètre	Unité	Plage	Valeur par défaut
Seuil d'activation (f2)	Hz	[49,5-50]	49,8
Gradient ($K_{LFSM-UI}$)	MW/Hz or pu/Hz	[1.7 - 5]pu/Hz	1,7pu/Hz
Point A : Seuil du premier échelon de délestage fréquence métrique (Figure 7)	Hz	Défini par le TSO, en cohérence avec E&R	49
Point B : Fréquence à laquelle l'unité doit être supérieur ou égale à zéro (Figure 7)	Hz	Défini par le TSO, en cohérence avec E&R	49,2
Point C : Fréquence à laquelle Pmax unité peut être atteinte (Figure 7)	Hz	[49.0, 49.6]	49,6
T1 : Durée d'activation complète. Temps maximal pour passer de « Pmax » soutirage à « Pmax » injection (voir Figure 8~~Figure 8~~Figure 8).	s	Défini par le TSO, [1, 25]	4
T2 : Délai d'activation. Ce délai doit être aussi court que possible (Figure 8~~Figure 8~~).	s	Défini par le TSO, [0, 5]	<0,5
T3 : Temps maximal pour passer d'un mode soutirage à un mode injection Figure 8~~Figure 8~~).	s	---	2
Point maximale atteignable lors de l'écroulement de la fréquence	MW	[0, Pmax injection]	Pmax injection

Tableau 2 : valeurs des paramètres du LFSM-UI

Mis en fo

Mis en fo

Mis en fo

Si la fréquence est inférieure à 49,2Hz pendant 2s (T3) et si l'unité de stockage n'est pas passée d'un mode soutirage à un mode injection alors l'unité de stockage doit se découpler.

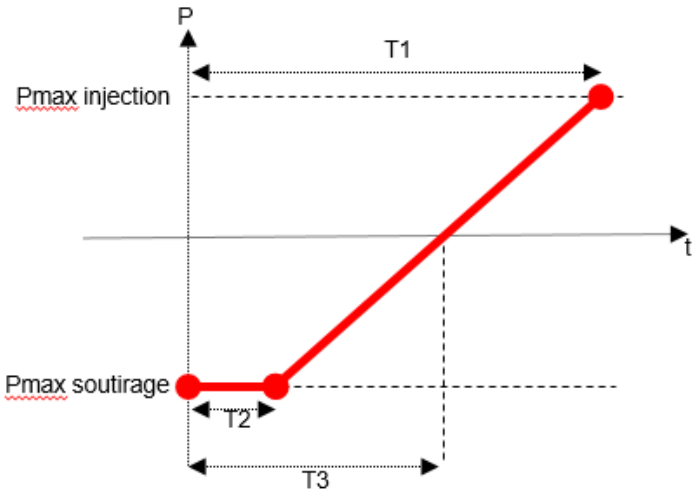


Figure 8 : **Description des grandeurs temporelles T1, T2 et T3**

Lorsque la fréquence remonte vers 50 Hz, le temps de réponse pour diminuer la puissance active injectée (ou augmenter la puissance active soutirée) 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 puissance de consigne avec une pente inférieure à 10% [$P_{max\ unité}$]/min. Cette pente $Ramp_{lfsm}$ est à préciser dans la fiche E1.

Références :

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

3.2.4.3 Réglage primaire de fréquence (mode FSM)

Condition d'application : Types C, D

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

- Un volume de réserve de puissance active, dite « réserve primaire, R_p » pouvant être mis à disposition de RTE à la hausse ou à la baisse.
- Une loi de réglage permettant de définir la fourniture effective de cette réserve en réponse à une variation de fréquence.
- Une dynamique temporelle (délai d'activation pour la mise à disposition de cette réserve, délai de maintien de fourniture de cette réserve).

Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre [$P_{max\ soutirage\ unité}$] et [$P_{max\ injection\ unité}$] 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 Pmax soutirage unité < P < Pmax injection 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 Pmax soutirage unité + RP < P < Pmax injection unité (où RP désigne le volume de réserve de puissance nécessaire au réglage).

Volume de réserve primaire (R_p)

- La réserve primaire R_p de l'unité est au moins égale à $R_{p\ min}$ =2,5 % [$P_{max\ injection\ unité}$]
  R_p est à préciser dans la fiche E1.
- Si l'unité de stockage 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} : $RP_{max} \geq R_{P\ min} + pr_{min}$:
  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 mesurée sur le réseau
- 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} = 25 R_p MW/Hz (correspondant à un statisme δ égal à 3%), et ne peut être inférieur à K_{min} =5 R_p MW/Hz (correspondant à un statisme δ égal à 12%).

En exploitation, les valeurs des gains à la hausse et à la baisse pourront être différentes, la valeur de chacun des gains 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 quelle que soit la puissance de consigne,
- lorsque f > f_n ou lorsque f < f_n
  - Etre constant à minima sur une durée de 15 min[6] et en cohérence avec les modifications de puissance de consigne,
  - Etre indépendant de la variation de la fréquence.

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,LFSM-U et LFSM-UI réglés par défaut à 200mHz (cf. § 3.2.4.1 et 3.2.4.2)).

Dynamique temporelle

Pour toute variation de fréquence Δf = f – f_n compris entre 0 et +/- 200 mHz à partir de 50 Hz, l'activation de la réponse de l'unité (délai d'activation t1 et durée d'activation complète t2) ne doit pas être volontairement 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 Δf = f – f_n compris entre 0 et +/-200 mHz à partir de 50 Hz, l'unité de stockage doit être capable d'activer la réponse en puissance active sur ou au-dessus de la ligne pleine de la courbe Figure 9, 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).

[6] 15 min : cette valeur correspond à la durée du futur pas de temps des règlements des écarts prévu à ce jour début 2025 et est cohérente avec la durée minimale de maintien de la réserve primaire.

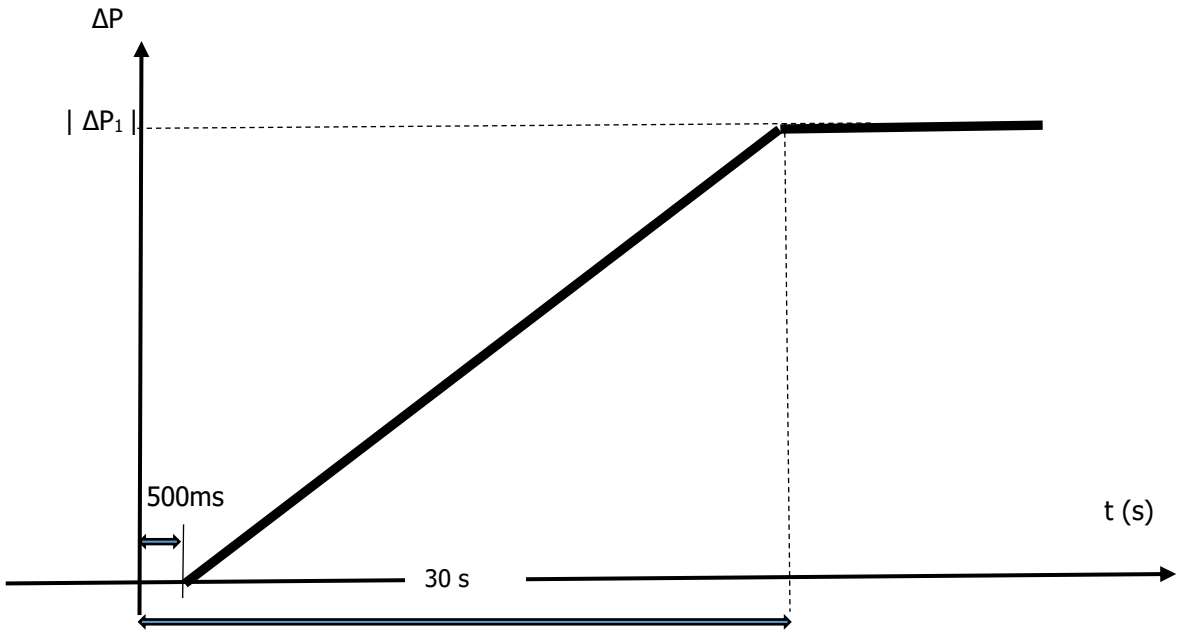


Figure 9 : Capacités de réponse en puissance active aux variations de fréquence

Pour toute variation de fréquence Δf = f – f_n supérieure à ±200mHz (modes LFSM-O, LFSM-U et LFSM-UI), le comportement attendu est défini aux paragraphes § 3.2.4.1 et § 3.2.4.2.

La résolution de la mesure de fréquence 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.

3.2.4.3.1 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 régulation), 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 mesurée sur le réseau aux bornes de l'unité
- Gain K à la hausse de l'unité
- Gain K à la baisse de l'unité

Références :

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

3.2.4.4 Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP)

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

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

L'unité de stockage 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 [$P_{max\ injection\ unité}$].

La demi-bande de réglage secondaire pr doit s'additionner à la réserve primaire R_p pour constituer une réserve totale, à la hausse ou à la baisse, supérieure ou égale à 7 % de [$P_{max\ injection\ unité}$].

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

L'unité de stockage 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 stockage (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 stockage 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) sans modifier sa puissance de consigne.

3.2.4.4.1 Performances de la fonction RSFP

Le fonctionnement en RSFP doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre [$P_{max_injection\ unité}$] et [$P_{max_soutirage\ unité}$] 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.

$$P - P_c \leq \frac{dN_{RSFP}}{dt} \cdot pr \cdot T_{eq}$$

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 doit autant que possible se rapprocher de la dynamique décrite ci-dessus. Celle-ci ne doit pas être volontairement bridée.

La participation au RSFP (pr) doit être introduite au niveau du contrôle – commande avec une résolution inférieure ou égale à 1 MW. La résolution sera précisée dans la fiche d'information E1.

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

La réserve de puissance doit pouvoir être délivrée sur toute la plage de variation de l'état de charge dans la Capacité utile du stock (E_{utile})

La participation de L'Entité de Réserve et sa réserve de puissance devra être garantie sur toutes les périodes où elle est programmée.

3.2.4.4.2 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 régulation, 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 :

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

3.2.4.5 Gestion du stock

Condition d'application : types A, B, C, D

Les définitions relatives au stock sont listées dans l'annexe 3

Une télémesure de stock doit être transmise à RTE

3.2.4.5.1 Disponibilité du service et dimensionnement du stock en mode FSM

Condition d'application : types C, D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage primaire fréquence/puissance (FSM) :

L'entité de réglage (EDR) doit fournir le service de réglage primaire de fréquence de manière continue et permanente en Etat Normal.

En Etat d'Alerte ou en Etat d'Urgence, l'entité de réglage doit fournir le service de réglage primaire de fréquence et être en mesure de maintenir une activation complète de la réserve primaire correspondant à un écart supérieur ou égal à +200mHz (respectivement inférieur ou égal à -200mHz), pendant une durée de t3 (15 minutes) ou l'équivalent en énergie en cas d'écart de fréquence inférieur à 200mHz (respectivement supérieur à -200mHz).

Afin de garantir une réserve en énergie pour un maintien t3 (15 minutes) de l'activation complète du réglage primaire de fréquence à la hausse et à la baisse, l'entité de réglage doit présenter un ratio énergie utile (E_{utile}) sur R_p supérieur à 0,5.

L'entité de réglage doit continuer à fournir le service de réglage primaire de fréquence tant que le stock d'énergie n'est pas épuisé ou saturé (cf § 3.2.4.5.3).

3.2.4.5.2 Disponibilité du service et dimensionnement du stock mode RSFP

Condition d'application : type D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage secondaire fréquence/puissance (RSFP) :

L'unité de Stockage doit fournir le service de réglage secondaire de fréquence de manière continue et permanente sur toute la durée de programmation.

3.2.4.5.3 Gestion active du stock en mode FSM

Condition d'application : types C, D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage primaire fréquence/puissance (FSM) :

Un processus de gestion active du stock doit être mis en œuvre au niveau de l'entité de réglage pour garantir la continuité du service et la disponibilité des réserves en énergie.

Afin de permettre la gestion active du stock et la fourniture de réserve primaire simultanément, la puissance maximale $P_{max\ foinjection\ unité}$ doit être supérieure à 110% de la réserve primaire Rp ($P_{max\ soutirage\ unité}$ doit être inférieure à 110% de la réserve primaire Rp).

La puissance de consigne ne doit pas limiter la participation à la réserve primaire. La puissance de consigne maximale P_{cmax} devra être inférieure ou égale à $P_{max\ injection\ unité}$ -RP.

Le processus de gestion actif du stock pourra modifier la puissance de consigne P_c de façon à maintenir l'état de charge (SoC) en Etat Normal entre SoC_{inf} et SoC_{sup} ou avoir un état de charge permettant de dégager à la hausse ou à la baisse RP pendant t3 (15 minutes).

Le processus de gestion active du stock ne doit pas avoir d'impact sur le service fourni au titre du réglage primaire (par exemple, le volume de réserve fourni ne doit pas être réduit du fait d'une modification de puissance de consigne).

Dans le cas d'une variation de puissance de consigne en palier, les durées de palier doivent être paramétrables avec une durée minimum de 15 min[7].

Dans le cas d'une variation continue de puissance de consigne, les rampes (MW/min) doivent être paramétrables et ne pas conduire à un passage de 0 à la puissance de consigne minimale (ou à la puissance de consigne maximale) en moins de 15 min.

En Etat d'Alerte ou en Etat d'Urgence, la modification de la puissance de consigne doit être figée si cette modification va à l'encontre des besoins du système électrique (par exemple, il est interdit de modifier la puissance de consigne à la baisse vers le soutirage si la fréquence est en dessous 50 Hz). Dans le cas de l'occurrence d'un Etat d'Urgence le figeage de la puissance de consigne doit rester actif tant que la fréquence n'est pas revenue dans la plage 50Hz +/- 50 mHz.

Le principe du processus de gestion active du stock et la méthode d'estimation de l'état de charge seront décrits de manière détaillée dans la fiche E1. Toute modification du processus de la gestion active du stock doit faire l'objet d'une information à RTE qui pourra demander éventuellement des compléments.

3.2.4.5.4 Gestion active du stock en mode RSFP

Condition d'application : type D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage secondaire fréquence/puissance (RSFP) :

Un processus de gestion active du stock peut être mis en œuvre au niveau de l'unité de stockage pour garantir la continuité du service et la disponibilité des réserves en énergie.

La puissance de consigne ne doit pas limiter la participation à la réserve secondaire (le cas échéant la réserve primaire). La puissance de consigne maximale Pc0max devra être inférieure ou égale à Pmax-RS (-RP le cas échéant). La puissance de consigne minimale devra être supérieure ou égale à Pmax_soutirage + RS (+RP le cas échéant)

Le processus de gestion active du stock pourra modifier la puissance de consigne Pc et le volume de réserve secondaire de façon à garantir la disponibilité de la réserve sur toute la durée de programmation.

Le processus de gestion active du stock ne doit pas avoir d'impact sur le service fourni au titre du réglage secondaire (par exemple, le volume de réserve fournie ne doit pas être réduit du fait d'une modification de puissance de consigne).

La modification de la puissance de consigne devra être réalisée en palier dans la cadre unique d'une programmation conforme aux règles en vigueur de programmation, avec en particulier le respect des pas de programmation et du délai de neutralisation. Les mêmes règles doivent s'appliquer dans le cas où des modifications de réserve secondaire sont envisagées.

Dans le cas d'une participation simultanée au réglage Primaire et Secondaire de Fréquence, la modification de consigne devra s'effectuer en conformité des règles en vigueur de programmation.

Les rampes (MW/min) pour les changements de palier de puissance de consigne doivent être paramétrables (dans le cas ou RTE imposerait des rampes dans le futur).

Le principe du processus de gestion active du stock, de la modification de la puissance de consigne et des réserves, de la gestion de la programmation et la méthode d'estimation de l'état de charge seront décrits de manière détaillée dans la ficheE1. Toute modification du processus

[7] 15 min : cette valeur correspond à la durée du futur pas de temps des règlements des écarts prévu à ce jour début 2025 et est cohérente avec la durée minimale de maintien de la réserve primaire.

de la gestion active du stock doit faire l'objet d'une information à RTE qui pourra éventuellement demander des compléments.

3.2.4.5.5 Gestion de l'épuisement et de la saturation du stock

Condition d'application : types A, B, C, D

L'épuisement ou la saturation du stock sont gérés par l'activation du Mode Réserve, lorsque l'état de charge est respectivement inférieur à $SoC_{reserve\ inf}$ ou supérieur à $SoC_{reserve\ sup}$. Le fonctionnement en Mode Réserve sera défini ultérieurement par RTE.

En l'absence de Mode Réserve les seuils d'état de stock respectent les égalités suivantes :

- $SoC_{reserve\ sup}$ = 100% (qui est la valeur de l'énergie utile)
- $SoC_{reserve\ inf}$ = 0%

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage fréquence/puissance (LFSM-O, LFSM-U, FSM et RSFP) :

Lorsque l'état de charge de l'unité de stockage est proche de son seuil maximum 100%, l'unité de stockage doit arrêter progressivement sa participation au réglage : la puissance active doit revenir à 0 suivant une pente réglable (en MW/min), définie par le stockeur dans la fiche E1, avant que l'état de charge maximal 100% ne soit atteint.

Lorsque l'état de charge de l'unité de stockage est proche de son seuil minimum 0%, l'unité de stockage doit arrêter progressivement sa participation au réglage : la puissance active doit revenir à 0 suivant une pente réglable (en MW/min), définie par le stockeur dans la fiche E1, avant que l'état de charge minimal 0% ne soit atteint.

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage fréquence puissance FSM / RSFP :

- Lorsque l'état de charge atteint les seuils du Mode Réserve, la télésignalisation PART.FSM / RSFP doit alors être positionnée à l'état hors service « PART.FSM HS » / « RSFP HS ».

Lorsqu'un Mode Réserve est implémenté, il doit être décrit de manière détaillée dans la fiche E1.

3.2.4.5.6 Renouvellement du stock après épuisement ou saturation

Condition d'application : types A, B, C, D

Dans tous les cas, l'unité de stockage ne reconstitue pas son stock tant que la fréquence est en Etat d'Alerte ou en Etat d'Urgence.

Condition d'application : types C, D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage fréquence/puissance (FSM et RSFP) :

Lorsque le stock est épuisé, saturé, ou que le Mode Réserve a été activé, l'entité de réglage doit renouveler son stock au plus tard 2 heures après le retour en Etat Normal.

Lorsque le stock est renouvelé, l'entité de réglage doit à nouveau participer au réglage fréquence / puissance et la télésignalisation PART.FSM / RSFP doit alors être positionnée à l'état en service « PART.FSM ES » / « RSFP ES ».

Le principe de renouvellement du stock sera décrit dans la fiche E1.

Références :

- System Operation guideline (SOGL) [4]

3.2.5 Gestion des priorités

Conditions d'applications : Types A, B, C, D

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

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

3.3 Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels

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

Conditions d'applications : Types A, B, C, D

Le Stockeur 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.

3.3.2 Régimes exceptionnels en tension

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

L'unité de stockage (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 de stockage 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 de stockage 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

150kV et 225 kV

Pour le niveau 225 kV 1 pu =220 kV,
Pour le niveau 150 kV 1 pu = 150 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 de stockage 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 de stockage 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 stockage 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 injection 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 injection 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].

3.3.3 Régimes exceptionnels en fréquence

Conditions d'applications : Types A, B, C, D

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 de stockage doit être capable de fonctionner (en injection et en soutirage) 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

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 stockage, en tenant compte de la capacité technique de l'unité de stockage.

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

3.3.4 Ecarts combinés Fréquence/Tension

Condition d'application : Type A, B, C, D

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 stockage, la durée de fonctionnement requise est la plus courte de celles admises pour ces deux situations (cf §3.3.2 et 3.3.3).

Références :

- Documentation Technique de Référence [3]

3.3.5 Comportement de l'unité de stockage en réseau séparé

Condition d'application : Types C, D

Sur apparition d'un réseau séparé comprenant des ouvrages RTE dans sa zone, l'unité de stockage doit être capable de fonctionner dans les limites définies ci-dessus (aux paragraphes §3.3.2, §3.3.3, §3.3.4).

La méthode de détection du réseau séparé sera convenue entre le stockeur 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 stockage doit être capable de fonctionner en mode LFSM-O et LFSM-U lors du fonctionnement en réseau séparé.
- L'unité de stockage 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 ».

3.3.6 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau

Condition d'application : Types A, B

L'unité de stockage 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 stockeur dans la fiche E1. Il est consigné dans la convention d'exploitation.

Condition d'application : Types C, D

L'unité de stockage 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 stockage 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 A, B, C, D

Si l'unité de stockage 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.
- Les valeurs de pente de la puissance active doivent être conformes aux exigences notées au §3.2.3 Pente de modification de la puissance active
- RTE pourra demander la désactivation de cette fonction.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.5 « Reconstitution du Réseau – Renvoi de tension ».

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

Condition d'application : Type B, C, D

La conformité au paragraphe 4.7.4.2 de la norme EN50549-2 :2019 est attendue pour cette fonctionnalité.

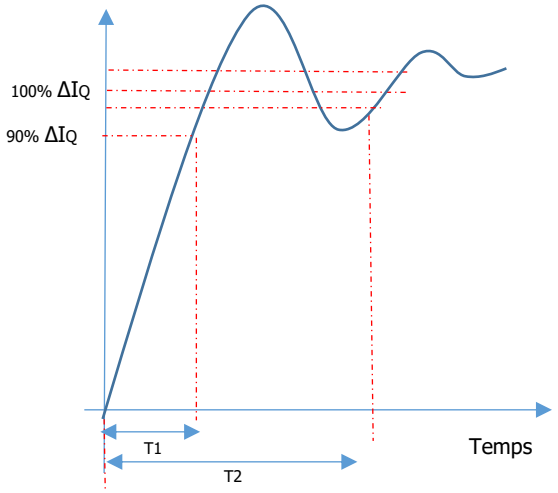
L'unité de stockage doit être capable de fournir (en injection et en soutirage) un courant réactif supplémentaire au point de raccordement (i.e. réponse rapide en injection de courant réactif) lors d'évènements en tension (symétriques ou dissymétriques) qu'il s'agisse de creux de tension, de surtensions 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 stockage 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 :2019, 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:

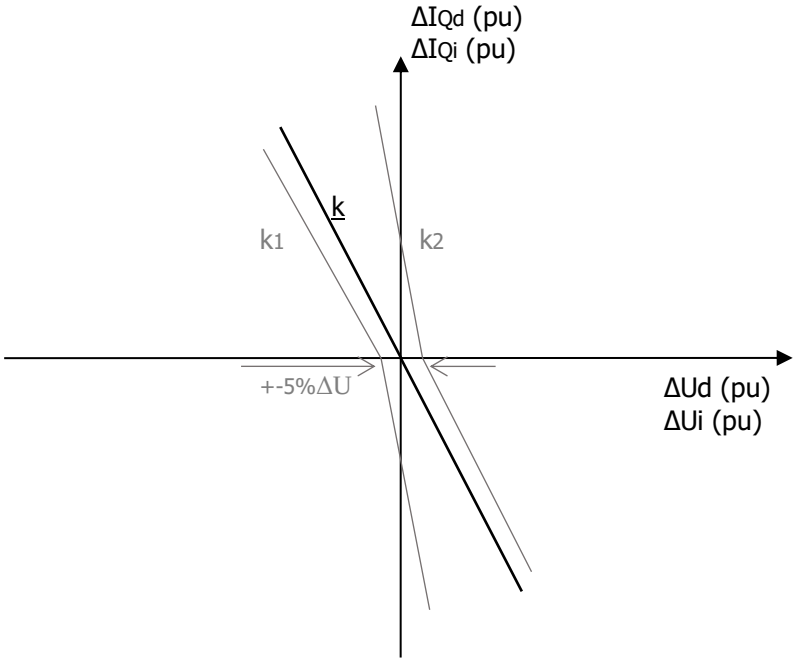
- 90% de la valeur attendue du courant réactif additionnel en respect du gabarit sont fournis par l'élément au point de connexion en maximum 30 ms (T1 temps de réponse à +/- 10% de la valeur attendue).
- Le temps d'établissement du courant réactif additionnel T2, à +/- 5 % de la valeur attendue, doit être inférieur à 60 ms.



Nota : Cette dynamique s'applique uniquement au courant réactif contrôlé

Figure 10 : 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.

Pour plus de détails (tolérances,…), voir le paragraphe 4.7.4.2 de la norme EN50549-2:2019

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

Figure 11 : 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 fixées, en accord avec les plages ci-dessus, dans les Conditions Particulières.

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 %
La plage d'insensibilité est fixée dans les Conditions Particulières.

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 valeur du gradient k_d est fixée dans les Conditions Particulières.

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.
La valeur du gradient k_i est fixée dans les Conditions Particulières.

La fonction d'injection rapide de courant réactif doit pouvoir être désactivée, les modalités de mise en œuvre seront détaillées dans la convention d'exploitation.

Références :

- Norme EN50549-2 :2019

3.4 Participation à la reconstitution du réseau

3.4.1 Non perturbation de la reprise de service

Condition d'application : Types A, B, C, D

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

Si l'unité de stockage 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 stockeur 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 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 de RTE suivant des modalités définies dans la convention d'exploitation.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.4 « Réseau séparé ».

3.4.2 Reconstitution du réseau

Condition d'application : Types C ou D

Il n y a pas d'exigences sur la reconstitution de réseau et le black-start pour les unités de stockage.

3.5 Stabilité

Le Stockeur 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 stockage, à l'aide de schémas de réseau simplifiés standards où l'unité de stockage 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 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 Pmax_unité ≥ 50 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.3 p.u. base [U_{dim}], S_n

Condition d'application : Type D 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 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

3.5.1 Stabilité en petits mouvements

Condition d'application : Types B, C, D

L'étude de stabilité en petits mouvements est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où l'unité de stockage 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 ».

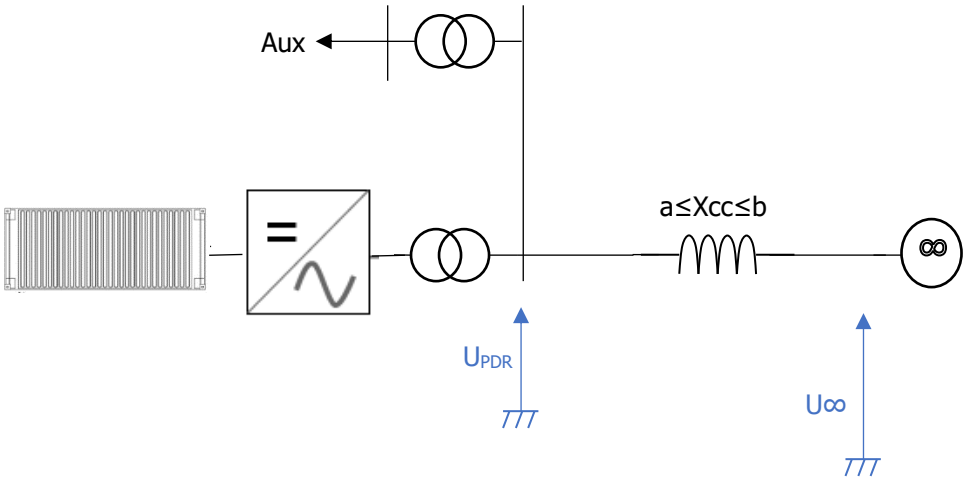


Figure 12 : Schéma de réseau simplifié stabilité en petits mouvements

3.5.1.1 Evaluation de la robustesse

Dans le cas d'une unité de stockage, le calcul est à réaliser pour les quatre points de fonctionnement selon les deux modes injection (avec P = [$P_{max\ injection\ unité}$]) et soutirage (avec P = [$P_{max\ soutirage\ unité}$]).

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 = [$P_{max\ injection\ unité}$], Q = 0 et U = [$U_{dim}$] ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants :

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

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

C : P = [$P_{max\ injection\ unité}$], Q = -0,35[$P_{max\ injection\ unité}$] 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 stockage peut être modifiée pour respecter cette contrainte.

La régulation de tension de l'unité de stockage 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

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

3.5.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension

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

Dans le cas d'une unité de stockage, à réaliser alternativement en injection (avec P = [$P_{max\ injection\ unité}$]) et soutirage (avec P = [$P_{max\ soutirage\ unité}$]).

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

L'unité de stockage 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

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

3.5.1.3 Echelon de la consigne RST Uref

Condition d'application : Unités de type D

Dans le cas d'une unité de stockage, à réaliser alternativement en injection (avec P = [$P_{max\ injection\ unité}$]) et soutirage (avec P = [$P_{max\ soutirage\ unité}$]).

Echelon de +1% sur la consigne RST de l'unité de stockage initialement à P = [$P_{max\ injection\ unité}$], 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 stockage.

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

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

3.6 Non déclenchement sur creux de tension

Condition d'application : Types B, C, D

Pour tout creux de tension triphasé ou monophasé d'amplitude inférieure ou égale au gabarit ci-dessous l'unité de stockage (quelque soit P en injection ou en soutirage) ne doit pas déclencher.

Condition d'application : Types B, C

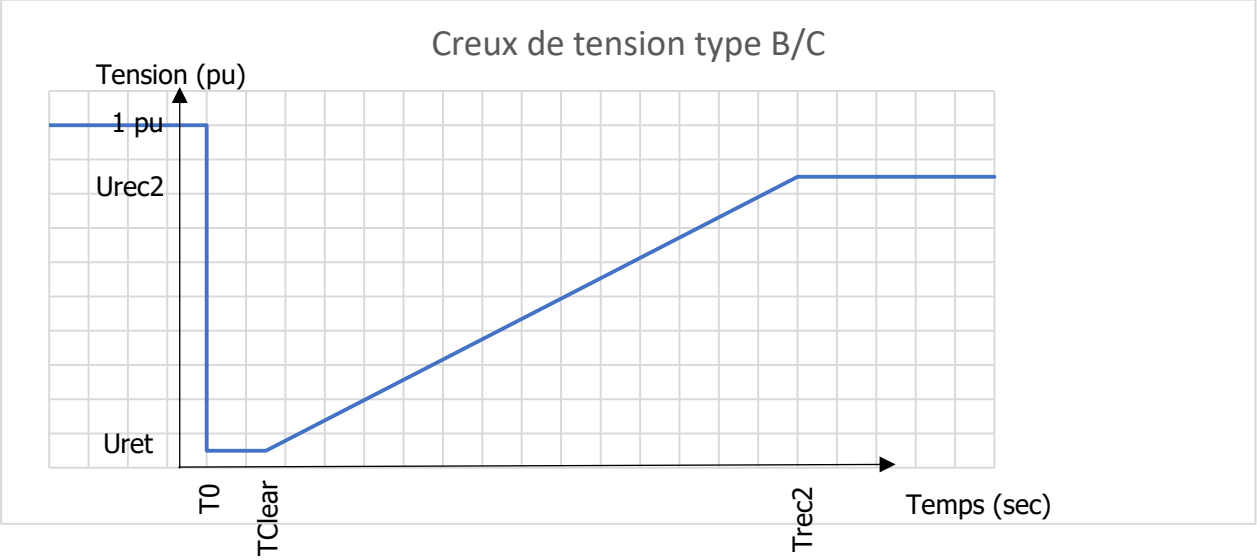


Figure 13 : Gabarit de creux de tension type B/C

Tableau 3 : Paramètres du gabarit de creux de tension pour types B, C 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

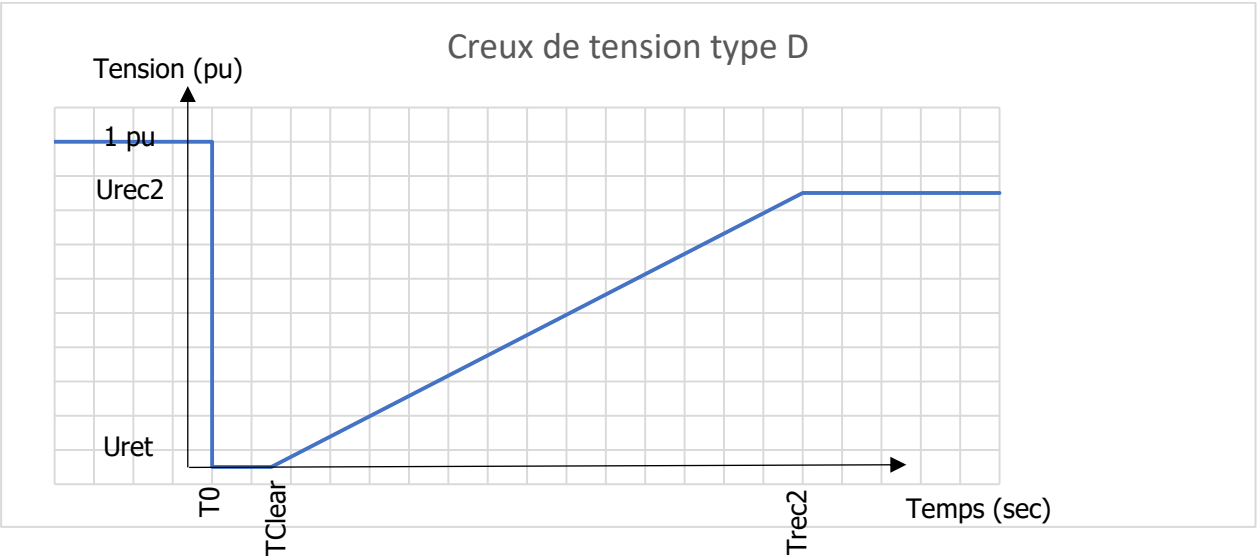


Figure 14 : Gabarit de creux de tension type D

Tableau 4 : Paramètres du gabarit de creux de tension pour types D 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

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 ».

3.7 Non déclenchement sur surtension

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

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

Pour toute surtension triphasée ou monophasée d'amplitude inférieure ou égale au gabarit ci-dessous l'unité de stockage (quelque soit P en injection ou en soutirage) ne doit pas déclencher.

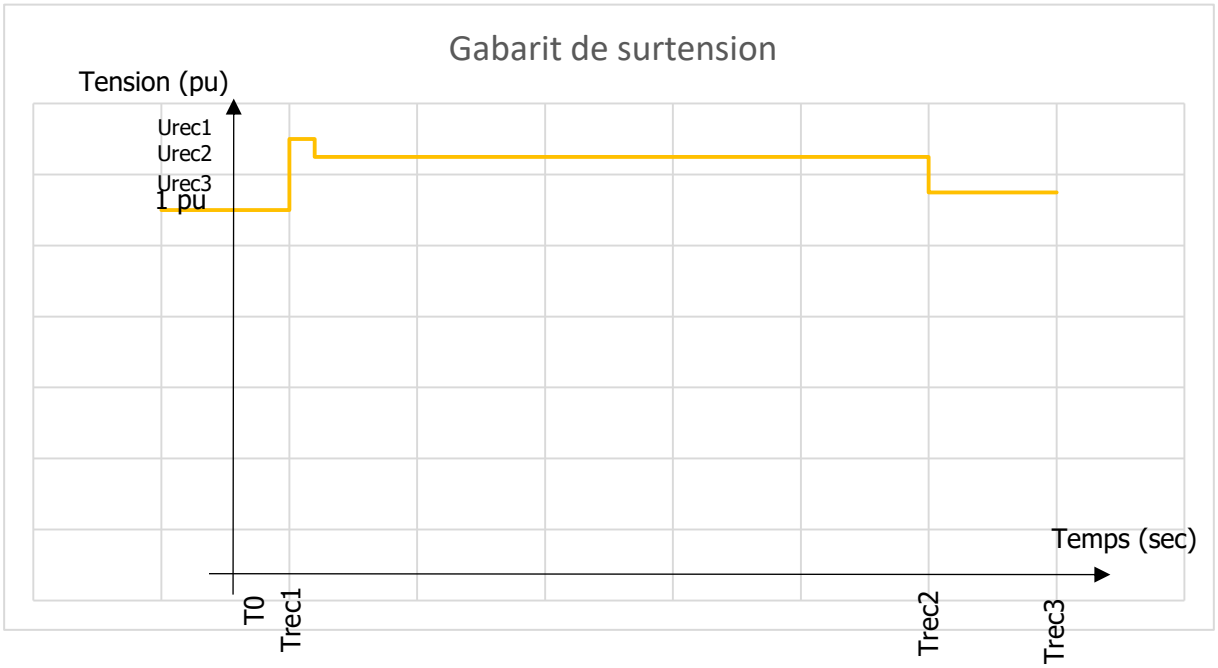


Figure 15 : Gabarit de surtension

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

3.8 Perturbations

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

Les perturbations produites par l'unité de stockage (quelque soit P en injection ou en soutirage), mesurées au point de raccordement, ne doivent pas excéder les valeurs limites autorisées ci-dessous :

3.8.1 Unité de stockage raccordée en HTB 1 ou HTB 2

- A-coup de tension (notamment au couplage) : amplitude max= 5 %
- 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 %

3.8.2 Unité de stockage raccordée en HTB 3

- A-coup de tension (notamment au couplage) : amplitude max = 3 %
- 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 %

3.8.3 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.

3.8.4 Tensions harmoniques

Condition d'application :

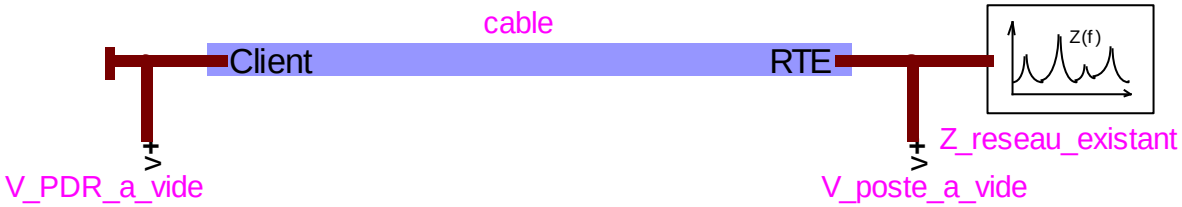
- ***Unités de type B, C, D (sur demande de RTE),***

Les exigences déclinées dans ce paragraphe s'appuient sur les documents [6]~~[4]~~ & [7]~~[5]~~.

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

3.8.4.1 Etude réalisée par RTE

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



Il s'agit de vérifier que les niveaux obtenus (hx_{RTE}) présentent une marge suffisante par rapport à aux seuils de tension V_{global} [8]et par rapport aux seuils de THD globaux. Cette marge permettra, après connexion du client, d'absorber les harmoniques émises et amplifiées par le raccordement.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

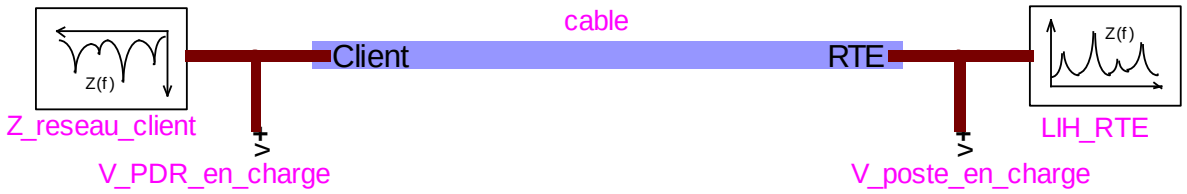
$V_{PDR\ à\ vide}$ correspond à la tension harmonique au Point De Raccordement (PDR).
$V_{Poste\ RTE\ à\ vide}$ correspond à la tension harmonique au poste de raccordement, défini comme le premier nœud du réseau contenant des départs ne faisant pas partie du raccordement.
V_{marge} correspond au niveau maximal que RTE pourra atteindre dans son étude harmonique à vide (s'il le dépasse, RTE prendra les dispositions permettant d'abaisser le niveau sous le V_{marge}). Ce niveau permet, d'assurer que la limite imposée au client restera sous la limite V_{global}. Par exemple, dans la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**~~Figure 13~~ du §**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**~~3.9.4.2~~, le V_{marge} est de 3% : si on prolongeait la courbe verte, elle dépasserait le V_{global} ce qui n'est pas acceptable.
Une définition mathématique du V_{marge} peut être donnée: il s'agit de l'abscisse du point d'intersection de la droite de limite imposée au client (équation 5 ou 6 selon les cas de figure) avec la droite V_{global}.

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

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

3.8.4.2 Limite en tension

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



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

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

Mis en fo
Mis en fo
Mis en fo

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

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

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

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

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

Les équations 4, 5 et 6 sont représentées respectivement en Orange, et Vert sur les Figures 13 et 14. Leurs plages d'utilisation permettent de garantir la continuité des limites hx_{LIMITE} fixées par RTE, quels que soient les niveaux hx_{RTE}. Le passage du seuil haut au seuil bas se fait à l'intersection des courbes des équation 4 et 5 (rangs< 15) ou équations 4 et 6 (rangs ≥ 15).
Une fréquence inter-harmonique est une fréquence non multiple de la fréquence fondamentale (50Hz). Pour les inter-harmoniques, la limite est :

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

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

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

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

Les Equation 4 et 5 sont présentées sur la figure 16, avec une limite V_{global} de 4% (cas du rang 3, 5 ou 7) :

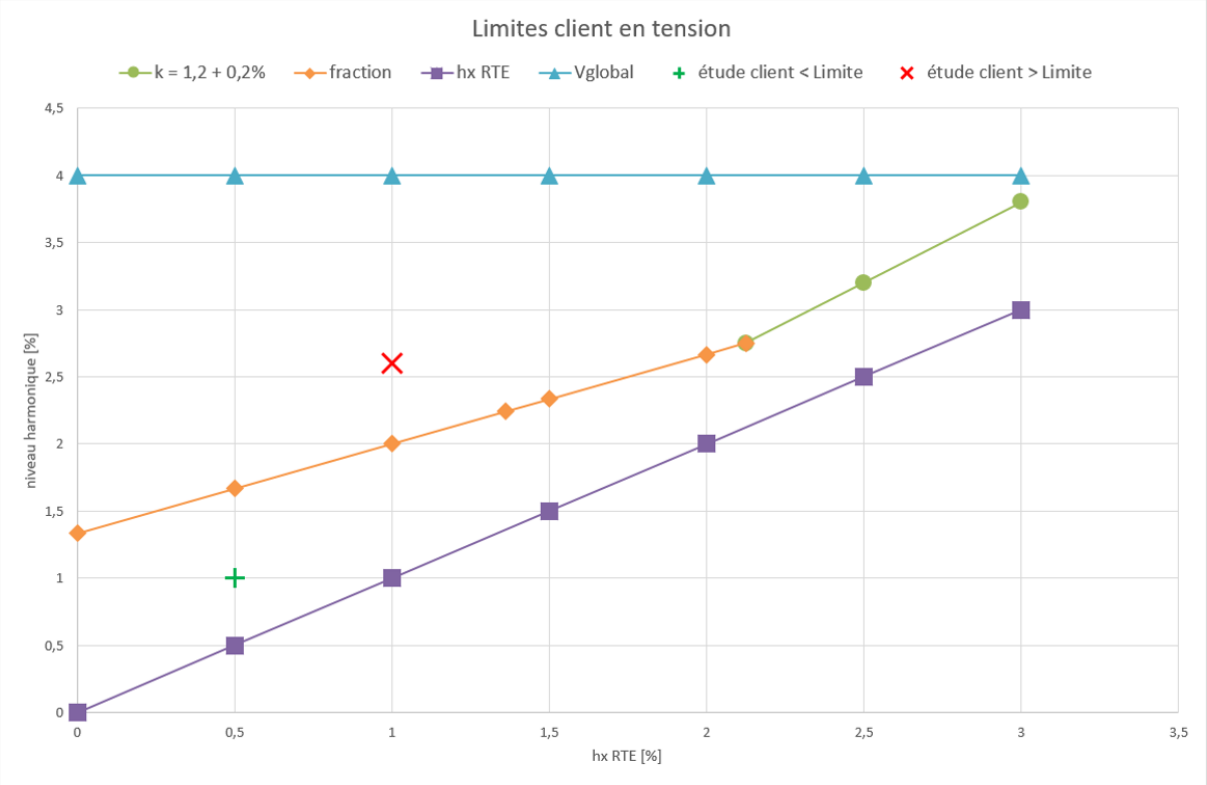


Figure 16 – Limites client en tension (pour une limite V_{global} à 4%)

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

Mis en fo
Mis en fo

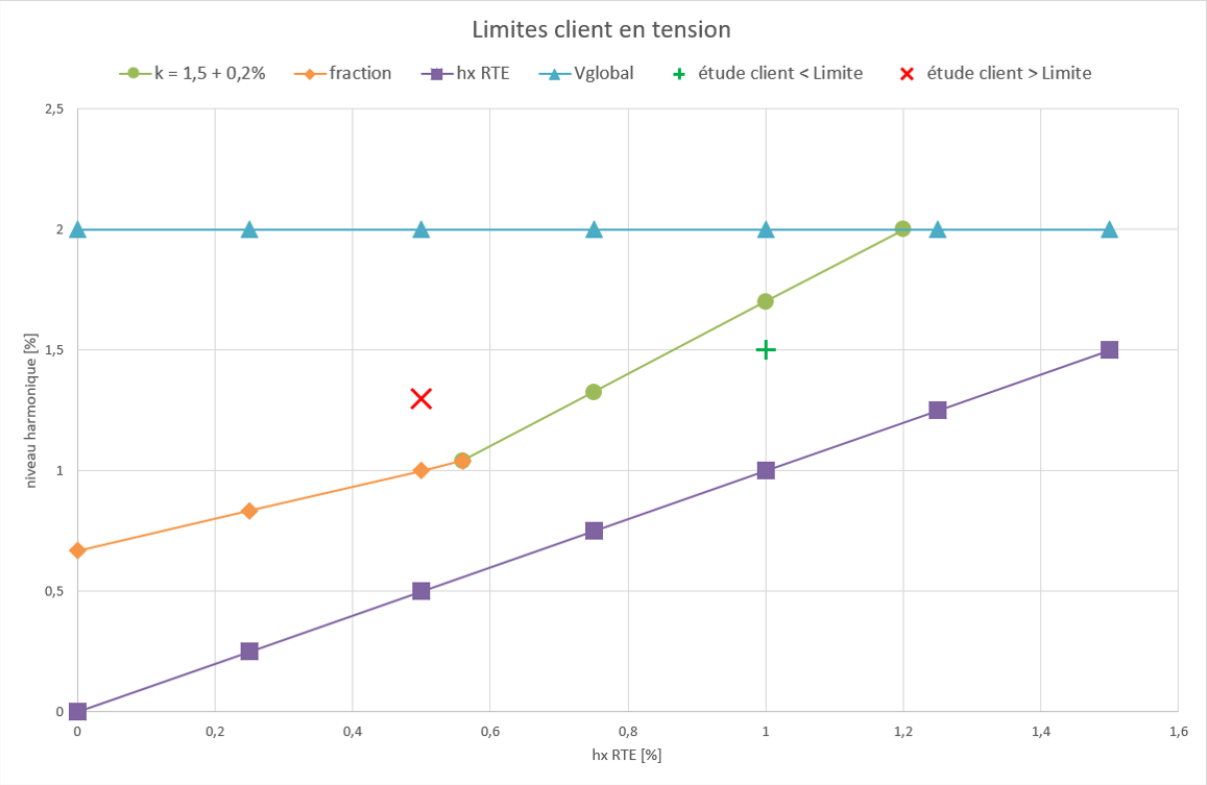


Figure 17 – Limites client en tension (pour une limite V_{global} à 2%)

3.8.4.3 Etude réalisée par le client

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

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

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

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

On peut expliciter la formule :

Équation 9

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

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

RTE pourra demander à consulter le rapport d'études du client, en particulier pour un raccordement de plusieurs clients (§3.8.4.~~3.9.4.4~~).

Des essais à la mise en service permettront de s'assurer du respect de l'augmentation totale par rapport à la situation parc déconnecté. Les essais se déroulent en 2 phases :

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

3.8.4.4 Connexion de plusieurs clients au même poste

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

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

CAS 1: Raccordement des clients en simultané :

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

CAS 2: Raccordement des clients en décalé :

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

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

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

Si un client prévoit de se raccorder selon plusieurs Points d'Interface (PI), il devient délicat pour RTE de calculer les LIH vus à chacun des PI. En effet, le LIH du PI N°1 (flèche rouge ci-dessous) est influencé par le PI N°2, et donc par le client qui y est raccordé, dont RTE n'a pas encore les caractéristiques. Dans

ce cas, RTE transmet le LIH vu du poste électrique RTE voisin (flèche verte ci-dessous), ainsi que les éléments nécessaires (schémas RTE, caractéristiques électrotechniques) à la modélisation des raccordements par le client.

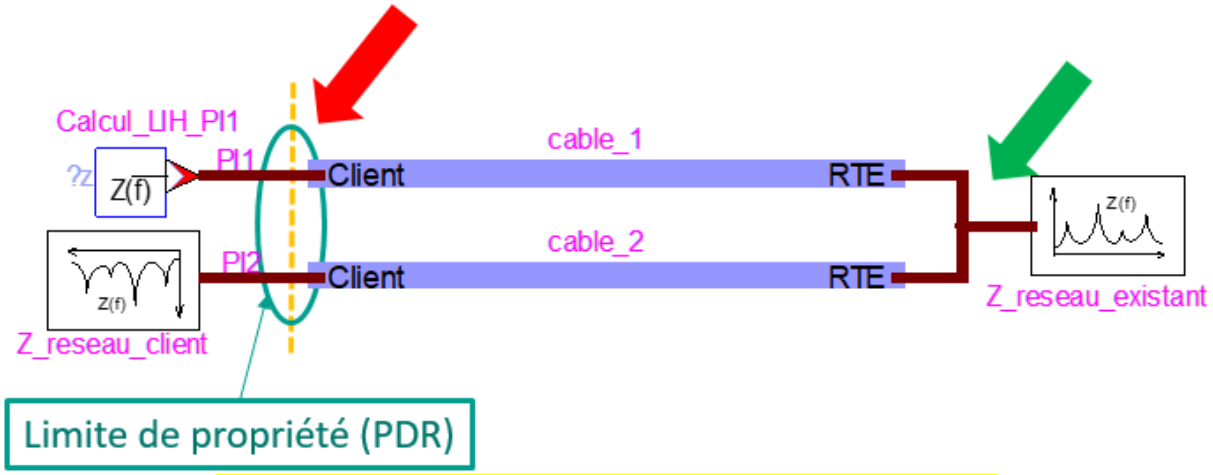


Figure 18 – Point de Raccordement (PDR) et Point d'Interface (PI)

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

3.8.4.6 Complément pour les raccordements HVDC

Dans le cadre de raccordement effectué en HVDC (PPM DC), le périmètre des études du client en tension est à étendre jusqu'au rang harmonique N°100 en supposant que le niveau pré existant sur le RPT est nul, ou en instrumentant le réseau d'équipements non qualifiés à ce jour par RTE.

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

3.8.4.7 Transmission des données

RTE communique au stockeur les données relatives à son étude au plus tard, à la dernière des deux dates suivantes :

- date de la signature de la convention de raccordement
- ou **36 mois** avant l'EON.

Les données transmises sont :

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

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

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

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

Références :

- Code RfG [1] : article 15.6.b

Code RfG [6] : article 44

3.9 Données permettant de simuler le comportement de l'installation

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

Pour tous les projets de raccordement au RPT, le Stockeur fournit à RTE un modèle de l'unité de stockage (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 stockeur 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.

Condition d'application : Types C, D

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

Ces données doivent permettre à RTE de développer un modèle adapté aux études de transitoires électromagnétiques. Ce modèle doit représenter fidèlement le comportement transitoire (phénomènes

de dynamique rapide, ~ 10 kHz) en régime direct, inverse et homopolaire de l'unité de stockage. On peut citer à minima:

- analyses fréquentielles
- analyse de défaut proche et de transitoires électromagnétiques rapides
- études harmoniques

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

- **des données préliminaires** doivent être fournies à RTE au plus tard **18 mois** avant la 1ère injection,
- **des données définitives** doivent être fournies à RTE au plus tard **8 mois** avant la 1ère injection

Description des données

On peut identifier deux types de données :

a. Les caractéristiques électriques détaillées des équipements utilisés.

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

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, etc.), doivent être fournies dans un document. 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 stockage de type batterie électrochimique, seront fournies les caractéristiques individuelles de chaque batterie, les caractéristiques des câbles et transformateurs reliant chaque batterie, les caractéristiques des convertisseurs utilisés au niveau de chaque batterie.

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. 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 intégrés 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.

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

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

Les modalités de validation des modèles avant fourniture à RTE seront également définies.

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 : 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 stockage au plus tard 1 mois après la mise en service finale.
- La version finale du modèle PSCAD si ce logiciel a été utilisé par le fournisseur pour concevoir l'unité de stockage.
- 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 du stockeur à garantir pendant toute la durée de vie du contrôle commande le maintien de la similitude entre le contrôle-commande réel et le modèle fourni à RTE, sur les modifications impactant les performances de l'unité de stockage.

Références :

▫

3.10 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 client 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).

3.11 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 Stockeur 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 stockage est définie dans l'article 8.3.3 « Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage », la procédure de contrôle de conformité est divisée en trois étapes :

- Informations à fournir par le stockeur (Etape 1)
- Simulations à réaliser par le stockeur (Etape 2)
- Essais à réaliser par le stockeur (Etape 3)

Le traitement en cas de mise en service progressive est précisé pour chaque fiche.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 1.2 « Raccordement des installations de production » et Chapitre 5 « Contrôle de conformité des installations ».
- Documentation Technique de Référence [3], art 8.3.3 « Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage ».

5. REFERENCES

[1]. Arrêté du 09 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité

[2]. Documentation Technique de Référence en vigueur à la date de signature de la PTF.

[3]. Le 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 (« code RfG : Requirements for Generators»)

[4]. System Operation guideline (SOGL) : Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

[5]. Storage Expert Groupe : Phase II Final Report.

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

~~[5].~~[7]. IEEE 519 – Recommended practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems

6. LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité

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

ANNEXE 3 : Définitions relatives à la gestion du stock

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) :

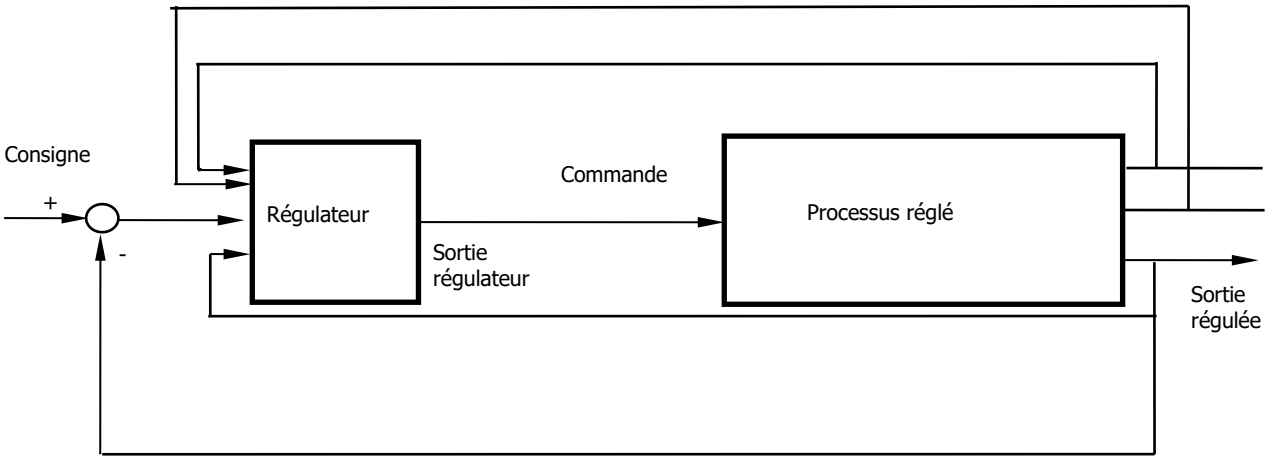


figure 1

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[9] 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)**

[9] 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

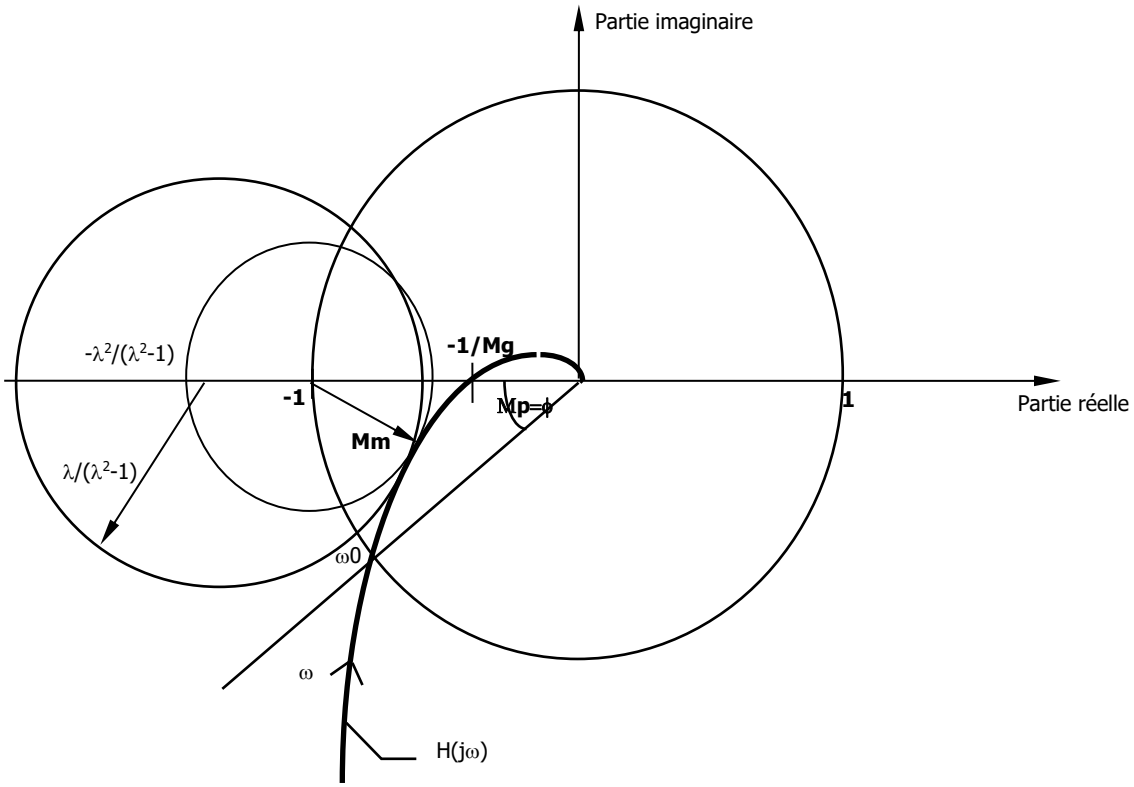
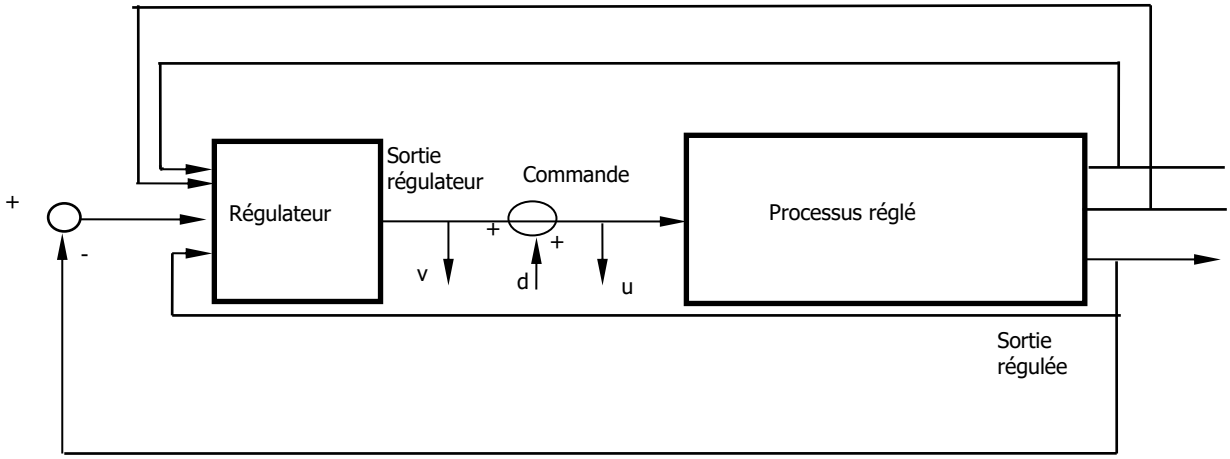


Figure 2

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.

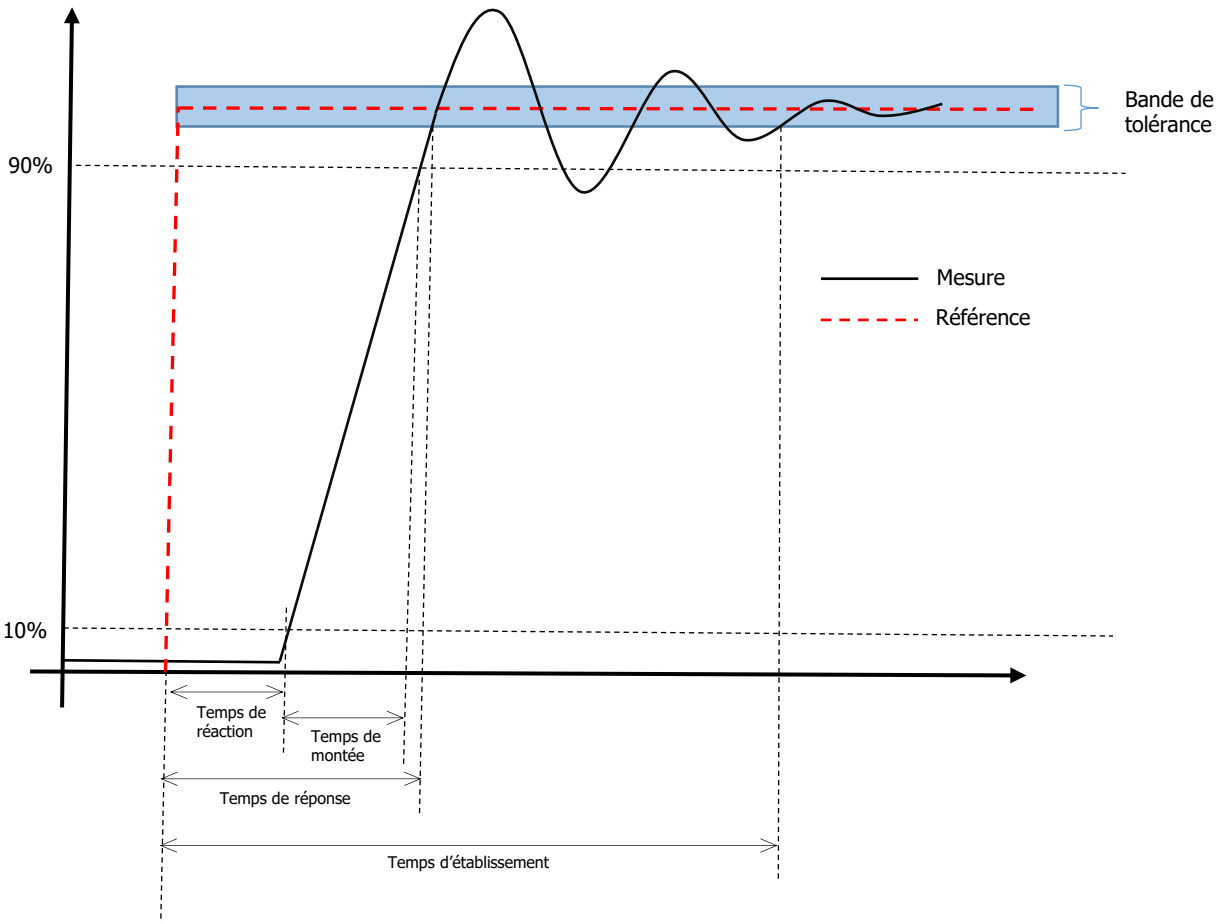
La fonction de transfert entre d et u, u(p)/d(p), est égale à la fonction de sensibilité S.

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



ANNEXE 3 : DEFINITIONS RELATIVES A LA GESTION DU STOCK

Les états du réseau :

L'Etat Normal (Normal State) de la fréquence du réseau est déclaré lorsque :
- la valeur absolue de l'écart de fréquence n'est pas supérieure à 200 mHz;

Et
- la valeur absolue de l'écart de fréquence n'est pas supérieure à 50 mHz depuis plus de 15 min ou n'est pas supérieure à 100 mHz depuis plus de 5 minutes

L'Etat d'Alerte (Alert State) de la fréquence du réseau est déclaré lorsque :
- la valeur absolue de l'écart de fréquence n'est pas supérieure à 200 mHz;

Et
- la valeur absolue de l'écart de fréquence est supérieure à 50mHz depuis plus de 15 min ou supérieure à 100mHz depuis plus de 5 minutes

La sortie de l'Etat d'Alerte, c'est à dire le retour à l'Etat Normal, a lieu dès que la valeur absolue de l'écart de fréquence est inférieure à 50 mHz

Les écarts de fréquence sont calculés par rapport à la fréquence nominale f_n = 50,00 Hz

L'Etat d'Urgence (Emergency State) de la fréquence du réseau est déclaré lorsque :
La valeur absolue de l'écart de fréquence est supérieure à 200 mHz;

Références : article 18 de [4]

Capacité utile (E_{utile})

La capacité utile est la quantité d'énergie, exprimée en MWh, mise à disposition pour effectuer le Réglage Primaire de Fréquence.

Pour les unités de stockage, par convention dans ce document, la capacité utile est la capacité pour assurer le service de réglage et non la capacité totale de l'unité (E : est communiquée par le stockeur, voir la figure 3 de l'annexe 3) .

Cette notion est généralisable à toute unité disposant d'une quantité limitée d'énergie pour participer au réglage, la capacité utile est la somme de l'énergie disponible à la hausse et l'énergie disponible à la baisse.

Etat de charge (SoC ou State of Charge) :

L'État de charge correspond à la valeur instantanée de la quantité d'énergie disponible pour le réglage exprimé en % de la capacité utile.

Cet état correspond au rapport entre l'énergie disponible à la baisse et la capacité utile de l'unité.

$$SoC_{unité}(t) = \frac{E_{baisse}(t)}{E_{utile}}$$

Le tableau ci-dessous récapitule les différentes notions de niveaux de stock:

Sigle	Définition
SoC	Etat de charge, niveau de stock à un instant
SoC_{sup}	Seuil supérieur d'état de charge en exploitation normale, garantissant la disponibilité du maintien 15 min (t3) de la réserve primaire R_P à la baisse
SoC_{inf}	Seuil inférieur d'état de charge en exploitation normale, garantissant la disponibilité du maintien 15 min (t3) de la réserve primaire R_P à la hausse
SoC_{max}	Seuil limite supérieur d'état de charge en exploitation, correspondant à une contrainte sécurité pour l'EDR
SoC_{min}	Seuil limite inférieur d'état de charge en exploitation, correspondant à une contrainte de sécurité pour l'EDR
$SoC_{reserve\ sup}$	Seuil au-dessus duquel le Mode Réserve est activé pour gérer la saturation du stock
$SoC_{reserve\ inf}$	Seuil au-dessous duquel le Mode Réserve est activé pour gérer l'épuisement du stock
E_{utile}	La capacité utile du stock

La capacité utile du stock est exprimée en MWh.

La capacité utile peut être définie côté DC ou AC, ce choix sera précisé dans la fiche E1.

Les niveaux de stock sont exprimés en % de la capacité utile.

Par convention dans ce document, la capacité utile est la capacité pour assurer le service de réglage de fréquence et non la capacité totale del'unité de stockage.

Le schéma ci-dessous propose une représentation graphique de ces seuils et des intervalles de stock correspondant à des modes de fonctionnement de l'unité de stockage.

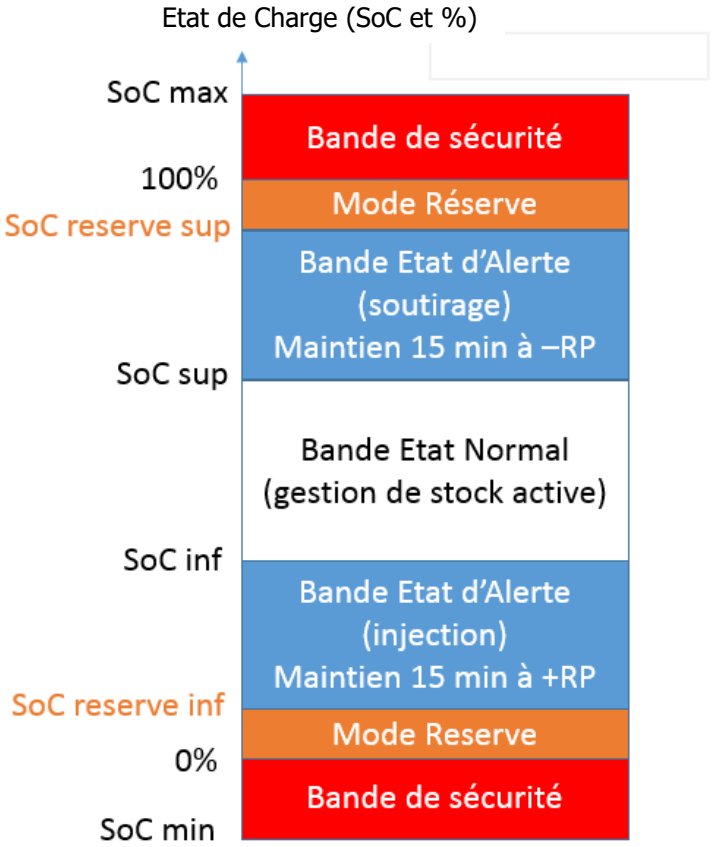


Figure 3 : Seuils d'état de charge (SoC et %)