Le réseau de transport d'électricité

Annexe 15 :
Trame type de certification
de l'aptitude au réglage primaire de fréquence
« Agrégats » ou « Stockage Seul »

SOMMAIRE

SOMMAIRE 2
1. Objet du document 3
2. Définitions 3
2.1 Caractéristiques électrique 3
2.2 Etats du réseau 3
2.3 Caractéristiques du réglage de fréquence 4
2.4 Entité de Réserve Diffuse 5
2.5 Réservoir à énergie limitée 5
3. Réglage primaire de fréquence (mode FSM) 7
4. Mesure de frequence 9
4.1 Fréquence pour le Réglage Primaire de Fréquence 9
4.2 Détection de réseaux séparés de grande ampleur (système split) 9
4.3 Résumé 10
5. Dimensionnement et Gestion du stock 10
5.1 Disponibilité du service et dimensionnement du stock 10
5.2 Gestion active du stock 12
5.3 Gestion de l'épuisement et de la saturation du stock 13
5.4 Renouvellement du stock après épuisement ou saturation 13
5.5 Optionnel : Cas des unités avec implémentation des modes LFSM-O et LFSM-U 14
6. Nature des informations échangées 15
7. Exigences complémentaires dans le cas d'un raccordement au Réseau Public de Distribution 18
8. Fiches de contrôle Certification 19
9. Références 20
10. Liste des annexes 21
ANNEXE 1 : Informations et simulations à fournir par le Client (Etape 1) 22
Fiche INFORMATION n°1 : Liste des données 23
Fiche INFORMATION n°2 : Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information 27
Fiche SIMULATION n°1 : Comportement dynamique de la régulation de fréquence et disponibilité de la réserve 28
ANNEXE 2 : Essais à réaliser par le Client (Etape 2) 30
Fiche ESSAI n°1 : Test des systèmes dédiés aux échanges d'information 31
Fiche ESSAI n°2 : Réglage primaire de fréquence –mode FSM 32
Fiche ESSAI n°3 : Réglage de fréquence –mode FSM 37
ANNEXE 3 : TRAME type pour restituer les données numériques 39

Figure 1 : Insensibilité 4
Figure 2 : Bande morte 4
Figure 3 : Loi de réglage FSM (Frequency Sensitive Mode) 8
Figure 4 : délai d'activation et temps de réponse à un échelon 8
Figure 5 : Seuils d'état de charge 12

1. OBJET DU DOCUMENT

Ce document a pour objet de définir les performances attendues pour la participation au réglage primaire de fréquence de l'Entité de Réserve (EDR) [nom EDR] du fournisseur de réserve [nom Client], d'une puissance active maximale à l'injection P_{max} de [valeur P_{max}] MW pour un volume de Réserve Primaire maximum RP_{max} de [valeur RP_{max}]. L'Entité de Réserve est constituée de [liste des sites de soutirage ou groupes de production par type en indiquant le lieu de raccordement la commune pour RPD et le poste HTB pour RPT ainsi que le code Décompte de chacun des sites (à demander si besoin au gestionnaire de réseau du site). Pour chaque unité préciser selon le type :

- unité de stockage (Pmax_unité, capacité totale de stockage (E))
- sites de soutirage
- sites de soutirage diffus (préciser le nombre et répartition géographique),
- groupe de production (Pmax_unité, type d'énergie primaire)

Les performances demandées par RTE sont en cohérence avec les Règles Services Système [1] et le cadre expérimental prévues dans celles-ci, la Documentation technique de référence [2], le code System Operation Guideline (SOGL) [3] et le code Demand Connection Code (DCC) [4].

Le document décrit les simulations et essais à réaliser pour établir le Certificat d'Aptitude au réglage primaire de fréquence.

2. DEFINITIONS

2.1 Caractéristiques électrique

La puissance maximale à l'injection de l'Entité de Réserve (**Pmax_inj**) est la somme des puissances maximales à l'injection des unités (**Pmax_inj_unité**) mesurées.

La puissance maximale au soutirage l'Entité de Réserve (**Pmax_sout**) est la somme des puissances maximales au soutirage des unités (**Pmax_sout_unité**) mesurées.

2.2 Etats 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

Référence : article 18 de [3]

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 si la valeur absolue de l'écart de fréquence était supérieure à 50mHz depuis plus de 15 min, ou dès que la valeur absolue de l'écart de fréquence est inférieure à 100 mHz si la valeur absolue de l'écart de fréquence était supérieure à 100 mHz depuis plus de 5 min.

Les écarts de fréquence sont calculés par rapport à la fréquence nominale f_n = 50,00 Hz
Référence : article 18 de [3]

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; La sortie de l'Etat d'Urgence, 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.

2.3 Caractéristiques du réglage de fréquence

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

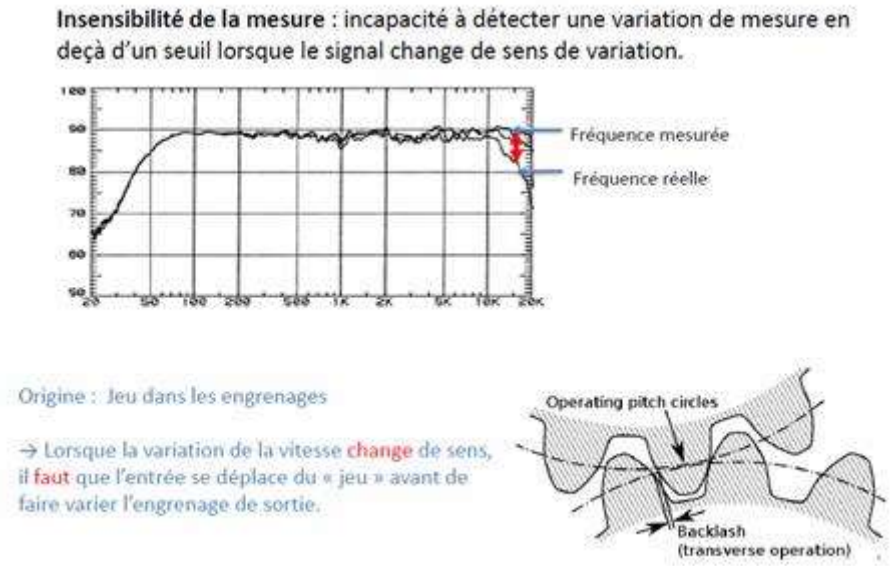


Figure 1 : Insensibilité

Bande morte :

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

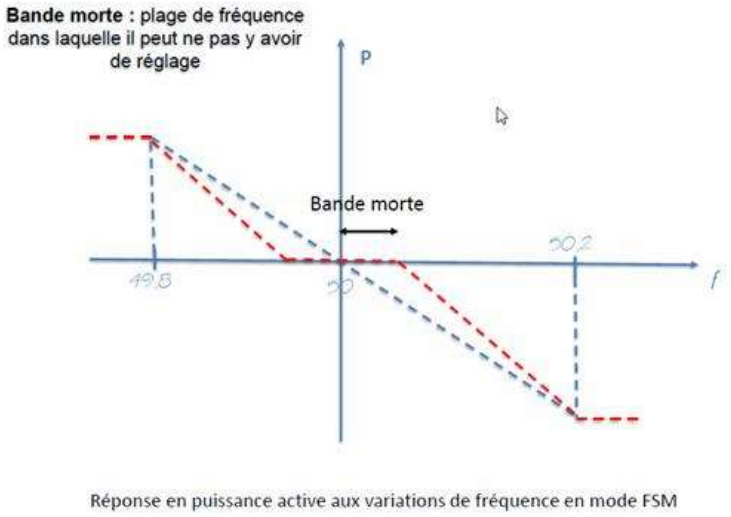


Figure 2 : Bande morte

Régulation de frequence centralisée :

La régulation de fréquence est dite centralisée dès lors que l'activation du réglage d'au moins une unité ou un site n'est pas réalisée à partir d'une mesure de fréquence locale.

2.4 Entité de Réserve Diffuse

Entité de Réserve Diffuse :

EDR constituée de sites de soutirage dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 250 kW.

Région Administrative :

Division administrative de la France qui regroupe plusieurs départements.

2.5 Réservoir à énergie limitée

LER (Limited Energy Reservoir) :

Une EDR est définie comme réservoir à énergie limitée, si elle ne peut fournir de la Réserve Primaire sur la période contractualisée avec RTE (durée respectant le pas de programmation et le délai de neutralisation), à moins d'être rechargée ou déchargée (sur le réseau ou via des apports naturels) de façon récurrente.

Durée de caractérisation LER (T_{LER}) :

C'est la durée correspondant à la période contractualisée avec RTE ci-dessus. Cette durée est fixée à 2h.

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.

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.

Cette notion est généralisable à toute unité disposant d'une quantité limitée d'énergie pour participer au réglage selon le rapport entre l'énergie disponible à la baisse et la capacité utile de l'unité.

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

Pour une EDR de type LER constituée d'une agrégation d'unité, le stock de l'agrégat est défini comme la somme pondérée des stocks en fonction de leur capacité utile :

$$SoC_{LER} = \frac{\sum_{i \in LER} SoC_i \times E_{utile\,i}}{\sum_{i \in LER} E_{utile\,i}}$$

Les unités n'ayant pas de contraintes de limitation d'énergie ne sont pas intégrées au calcul du stock de l'EDR.

Pour les EDR constitutées d'entités de type LER et non LER, le besoin de RTE est de conserver le besoin d'observabilité du SoC. On ne peut donc pas regarder le ratio E/RP. Le seul véritable stock (au sens quantité d'énergie limitée) est le stock du stockage LER. Dans cette logique le stock de l'EDR est le stock LER (Eutile_LER). Par contre, il ne peut pas être comparé directement avec la RP car le lien entre Eutile_LER et RP dépend de la répartition de puissance dans l'EDR.

3. REGLAGE PRIMAIRE DE FREQUENCE (MODE FSM)

Applicable à tous

L'Entité de Réserve doit disposer d'une aptitude au réglage primaire (mode FSM) caractérisée par :

- Un volume de réserve de puissance active, dite « réserve primaire, RP » 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, et durée de maintien de fourniture de cette réserve)

Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible lors des pentes de variation de puissance de consigne.

Volume de réserve primaire (RP)

La réserve primaire maximale RP_{max} est à préciser dans la fiche d'information n°1.

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

L'Entité de Réserve 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'Entité de Réserve en mode quasi stationnaire

P_c [MW] : puissance de consigne de l'Entité de Réserve 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'Entité de Réserve

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.
Le gain K de l'Entité de Réserve peut être réglable. Pour une RP , il ne peut être supérieur à K_{max} = 25 RP MW/Hz et ne peut être inférieur à K_{min} = 5 RP MW/Hz.

En exploitation, les valeurs des gains à la hausse et à la baisse pourront être différentes, la valeur de chacun des gains devra :

- garantir la libération de la totalité de la réserve mise à disposition de RTE pour tout écart de fréquence d'amplitude supérieure ou égale à 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[1] 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.

[1] 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.

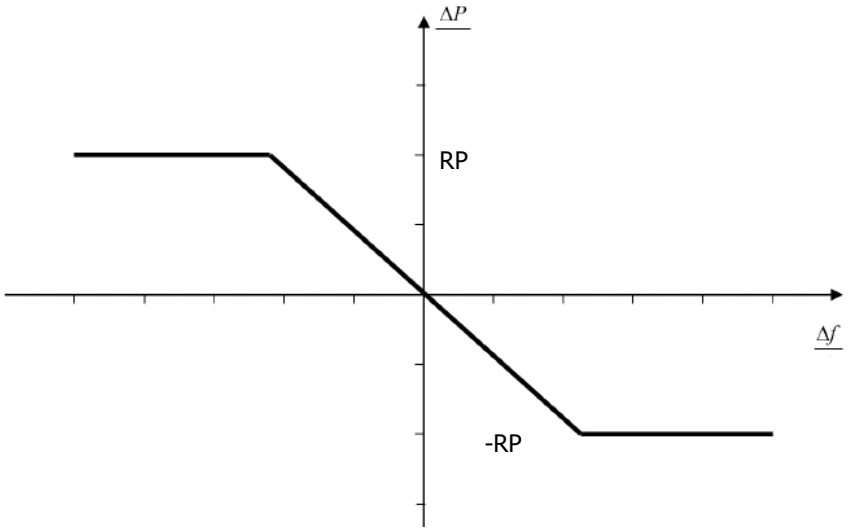


Figure 3 : Loi de réglage FSM (Frequency Sensitive Mode)

Δf : variation de fréquence mesurée sur le réseau
ΔP : variation de puissance active et, en fonction des conditions de fonctionnement,

Dynamique temporelle

Pour toute variation de fréquence $\Delta f = f - f_n$ comprise entre 0 et +/- 200 mHz à partir de 50 Hz, l'activation de la réponse de l'Entité de Réserve ne doit pas être indûment retardée : le délai d'activation (t1) est à préciser dans la fiche 1 (Si t1 est supérieur à 500 ms, des justifications techniques devront être fournies).

Pour tout échelon de fréquence $\Delta f = f - f_n$ compris entre 0 et +/-200 mHz à partir de 50 Hz, l'Entité de Réserve doit être capable d'activer la réponse en puissance active (ΔP1) sur ou au-dessus de la ligne pleine de la courbe ci-dessous, et notamment de fournir la totalité de la réserve de puissance attendue RP en moins de 30 s (t2).

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

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

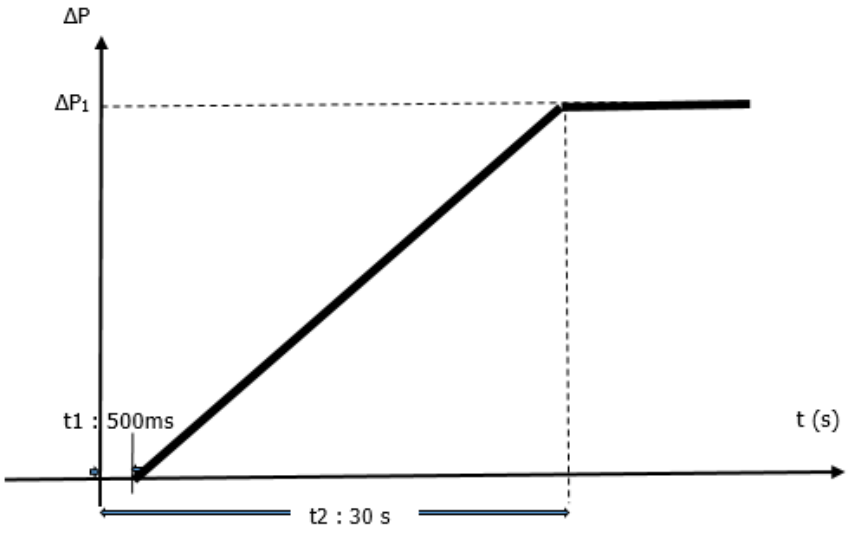


Figure 4 : délai d'activation et temps de réponse à un échelon

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 ou égale à 10 mHz.

L'insensibilité de la régulation primaire de la fréquence doit être inférieure ou égale à ±10 mHz. L'insensibilité est à préciser dans la fiche d'information n°1.

La mise en œuvre du mode FSM doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation. Lorsque l'Entité de Réserve n'est pas en état de contribuer au réglage primaire fréquence-puissance (unité non connectée, 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'Entité de Réserve en mode quasi stationnaire
- Puissance de consigne de l'Entité de Réserve à la fréquence de référence f_n
- Fréquence mesurée sur le réseau
- Gain K à la hausse de l'Entité de Réserve
- Gain K à la baisse de l'Entité de Réserve

4. MESURE DE FREQUENCE

4.1 Fréquence pour le Réglage Primaire de Fréquence

Applicable à tous

Chaque unité dont la capacité de réglage primaire est supérieure ou égale à 1MW doit disposer d'une mesure de fréquence locale en HTA ou HTB.

Le temps d'acquisition de la mesure de fréquence servant au réglage (fréquence consolidée dans le cas d'un pilotage centralisé ou mesure locale dans le cas d'un pilotage local) est inférieur ou égal à 0,2s conformément à l'article 29 F de [4] .

Pour les unités de l'Entité de Réserve assurant un réglage proportionnel à l'écart de fréquence, la fréquence utilisée devra être mesurée localement.

Applicable aux EDR diffuses

Dans le cas d'une régulation centralisée, la fréquence utilisée pour assurer le réglage de fréquence doit être issue de 3 mesures de fréquence sur des régions administratives distinctes en France.

La mesure de fréquence est considérée comme consolidée dès lors que 2 ou plus mesures sont égales, à la résolution près. Le traitement des différentes mesures de fréquence sera décrit dans la Fiche Information N°1.

Le temps d'acquisition de la mesure de fréquence consolidée est inférieur ou égal à 0,2s.

4.2 Détection de réseaux séparés de grande ampleur (système split)

La gestion centralisée doit permettre de détecter des réseaux séparés de grande ampleur.

Dans le cas de sites raccordés au RPD, sans mesure de fréquence locale, dès lors qu'un volume supérieur à 1.5 MW de capacité de réglage primaire est atteint dans une région administrative, 3 mesures de fréquence sont requises dans cette région.

Deux réseaux sont considérés comme étant séparés si l'écart entre les mesures de fréquence est supérieur à 100mHz pendant 1 seconde. La mesure de fréquence devra être consolidée dans le cas d'une gestion centralisée.

En cas de détection de réseau séparé de grande ampleur, seuls les unités ou sites disposant de mesure de fréquence locale et réalisant une variation de puissance proportionnelle à un écart de fréquence continuent de participer au réglage primaire de fréquence, les autres sites arrêtent de régler sauf si ils peuvent réagir selon la fréquence de leur région administrative.

4.3 Résumé

	Pilotage de l'EDR centralisé	Pilotage de l'EDR décentralisé
EDR Diffuse	Cas 1	Cas 2
EDR non Diffuse	Cas 3	Cas 4

Cas 1 :
Mesure de frequence consolidée à partir de 3 fréquencemètres en France dans des zones administratives distinctes.
Si la capacité de réglage primaire de l'EDR est supérieure à 1.5 MW dans une zone administrative : 3 fréquencemètres dans cette zone.

Cas 2 :
Chaque unité de l'EDR a une mesure locale et règle par rapport à cette mesure.

Cas 3 :
Chaque unité réglant proportionnellement à l'écart de frequence a une mesure locale en HTB ou HTA.
Chaque unité raccordée en HTB a une mesure locale (quelque-soit sa participation en reglante ou en suivi de consigne).
Chaque unité raccordée en HTA dont la capacité de réglage primaire est supérieure à 1 MW a une mesure locale (quelque-soit sa participation en K.Δf ou en suivi de consigne)
L'acteur doit indiquer dans la fiche E1 comment sont prises en compte les mesures de fréquence locales pour la consolidation de la fréquence servant au pilotage centralisé.

Cas 4 :
Chaque unité de l'EDR a une mesure locale et règle par rapport à cette mesure.

5. DIMENSIONNEMENT ET GESTION DU STOCK

Applicable au LER

5.1 Disponibilité du service et dimensionnement du stock

Applicable au LER

L'Entité de Réserve 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 Réserve 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). Cette durée est comptabilisée à partir du moment de l'entrée en Etat d'Alerte ou de l'entrée en Etat d'Urgence lors qu'il n'est pas directement précédé d'un Etat d'Alerte.

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 Réserve, si elle est composée

exclusivement d'unités à énergie limitée, doit présenter un ratio énergie utile (E_{utile}) sur RP_{max} supérieur à 0,5.

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 en puissance et en énergie
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 en puissance et en énergie
SoC_{max}	Seuil limite supérieur d'état de charge en exploitation, correspondant à une contrainte de 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.

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 *[cas des unités de stockage stationnaire]* et non la capacité totale de la batterie.

Applicable batterie

La capacité utile peut être définie côté DC ou AC, ce choix sera précisé dans la fiche 1.

Applicable LER

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

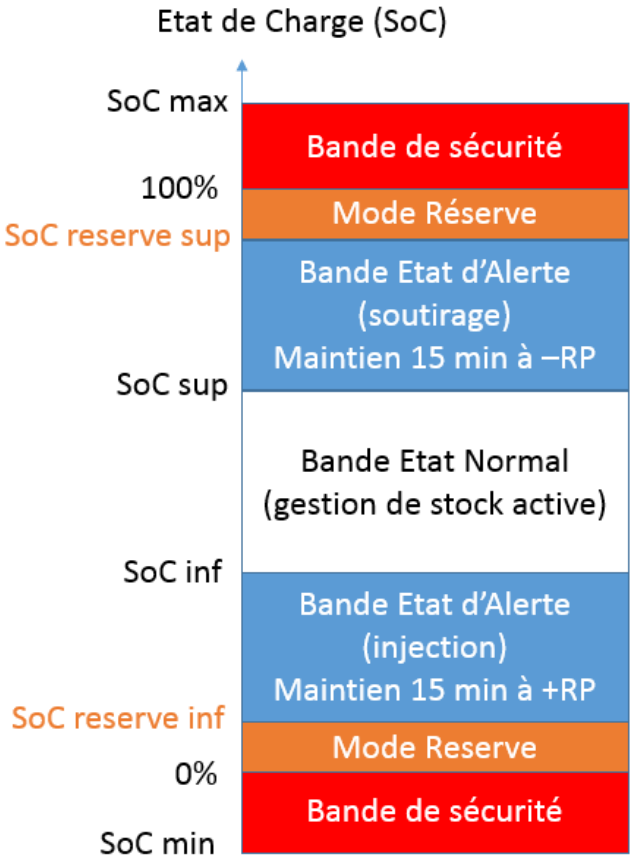


Figure 5 : Seuils d'état de charge

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 § 5.3).

5.2 Gestion active du stock

Applicable au LER

Un processus de gestion active du stock doit être implémenté au niveau de l'Entité de Réserve pour garantir la continuité du service et la disponibilité des réserves en énergie.

[Cas des unités de stockage stationnaire] Afin de permettre la gestion active du stock et la fourniture de réserve primaire simultanément, la puissance maximale P_{max} doit être supérieure à 110% de la réserve primaire RP_{max}.

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}-RP.

[Hors Cas des unités de stockage stationnaire] La puissance de consigne ne doit pas limiter la participation à la réserve primaire

Le processus de gestion actif du stock pourra modifier la puissance de consigne Pc 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[2]. Les rampes (MW/min) pour les changements de palier doivent être paramétrables (dans le cas ou RTE imposerait des rampes dans le futur).

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. La variation doit se faire en 15 min de facon continue avec une pente maximum corresponant au passage entre les Puissances entre 0 et 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 l'écart de fréquence n'est pas revenu dans la plage +/- 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 d'Information 1. 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.

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

Applicable au LER

L'épuisement ou la saturation du stock sont gérés par l'activation du Mode Réserve [5], 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 attendant cette définition, l'implémentation d'un Mode Réserve selon les principes de [5] ou l'absence de Mode Réserve est laissée au choix du fournisseur de réserves.

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

- $SoC_{reserve\ sup} = 100\%$
- $SoC_{reserve\ inf} = 0\%$

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

Lorsqu'un Mode Réserve est implémenté, il doit être décrit de manière détaillée dans la fiche d'Information 1.

5.4 Renouvellement du stock après épuisement ou saturation

Applicable au LER

Lorsque le stock est épuisé, saturé ou que le Mode Réserve a été activé, l'Entité de Réserve doit renouveler son stock au plus tard 2 heures après le retour en Etat Normal. En Etat d'Urgence ou d'Alerte, le renouvellement du stock ne doit pas être mis en œuvre.

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

Le principe de renouvellement du stock sera décrit dans la fiche d'Information 1.

Le mode réserve est décrit dans la proposition des GRT [C] All CE TSOs' proposal for additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2

[2] 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

August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation. RTE attend la validation de la proposition par les régulateurs avant de proposer son implémentation.

5.5 Optionnel : Cas des unités avec implémentation des modes LFSM[3]-O et LFSM-U

Applicable aux unités avec LFSM

Pour les unités constituant l'Entité de Réserve qui ont implémenté le mode LFSM-O et LFSM-U, quel que soit le mode de fonctionnement (gestion active du stock, mode réserve ou renouvellement du stock) le LFSM doit rester activé.

[3] LFSM : Limited Frequency Sensitive Mode ou Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (mode LFSM-O) ou à la sous-fréquence (LFSM-U)

6. NATURE DES INFORMATIONS ECHANGEES

Informations relatives au réglage primaire de fréquence au niveau de l'Entité de Réserve:

Libellé court	**Info**	Description **Sous fonction**	**Usage**	**Unité Physique**	**Plage de configuration de la TM**
P	TM	Puissance active P de l'Entité de Réserve	La valeur de P peut –être négative (soutirage)	MW	[-110% Pmax_sout; 110% Pmax_inj]
PART.FSM	TS	Entité de Réserve asservie au réglage primaire de fréquence (En ou Hors FSM)	Indique la participation au réglage primaire de fréquence (commutateur positionné par le client signalant l'état de participation de l'unité au FSM)		
F.PROD	TM	Fréquence F du réseau utilisé par le dispositif assurant le réglage continu l'Entité de Réserve	Précision requise : 1/100ème de Hertz	Hz	[47 ; 52 Hz]
PC	TM	Puissance de consigne de l'Entité de Réserve	Puissance de consigne de l'Entité de Réserve à la fréquence de référence fn. La valeur de Pc peut –être négative (soutirage)	MW	[-110% Pmax_sout; 110% Pmax_inj]
K.FSM.H	TM	Gain de l'Entité de Réserve à la hausse	Indique le gain de l'Entité de Réserve lorsqu'elle participe au réglage primaire de fréquence	MW/Hz	[0 ; 25 x RPmax]
K.FSM.B	TM	Gain de l'Entité de Réserve à la baisse	Indique le gain de l'Entité de Réserve lorsqu'elle participe au réglage primaire de fréquence	MW/Hz	[0 ; 25 x RPmax]

Applicable LER

Libellé court	**Info**	Description **Sous fonction**	**Usage**	**Unité Physique**	**Plage**
SOC.EDR	TM	Etat de charge de l'Entité de Réserve	Indique l'état de charge de l'Entité de Réserve	%	[0 ; 100%]

Applicable pour toutes les unités de stockage

Informations relatives à l'unité de stockage:

Libellé court	**Info**	Description **Sous fonction**	**Usage**	**Unité Physique**	**Plage**
P	TM	Puissance active P de l'unité de stockage	La valeur de P peut –être négative (soutirage)	MW	[-110% Pmax_unité; 110% Pmax_unité]
PC	TM	Puissance de consigne de l'unité de stockage	Puissance de consigne de l'unité à la fréquence de référence fn. La valeur de Pc peut –être négative (soutirage)	MW	[-Pmax_unité; Pmax_unité]
SOC.BESS	TM	Etat de charge de l'unité de stockage	Indique l'état de charge de l'unité de stockage	%	[0 ; 100%]

Annexe 15 :
Trame type de certification
de l'aptitude au réglage primaire de fréquence – VERSION PROJET 03 02 2021

Applicable pour toutes les unités raccordées en HTB

Pour rappel, tous les sites raccordés en HTB doivent être observables. La liste des informations a échanger est défini dans un Cahier des Charges Téléconduite en fonction du raccordement.

RTE se réserve la possibilité de spécifier des téléinformations complémentaires ultérieurement.

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

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

7. EXIGENCES COMPLEMENTAIRES DANS LE CAS D'UN RACCORDEMENT AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION

Pour les unités de l'Entité de Réserve raccordées sur le Réseau Public de Distribution (RPD), le fournisseur doit se rapprocher du Gestionnaire de Réseau de Distribution afin de s'assurer qu'aucune contrainte technique ou système de protection n'empêche la fourniture du service de réglage primaire de fréquence tel que défini dans les paragraphes précédents. En particulier, les rampes maximales de variation de puissance active imposées par Gestionnaire de Réseau de Distribution, ne doivent pas impacter les variations de puissance exigées pour le réglage primaire de Fréquence (par exemple une rampe maximale de 8 MW/min impose une réserve primaire maximale de 4 MW).

8. FICHES DE CONTROLE CERTIFICATION

Les contrôles avant certification sont réalisés à l'aide des fiches d'Information, de Simulations et d'Essais présentes en annexe 1 et 2.

Liste des fiches de contrôle certification

Etape 1 (annexe 1) : Informations et Simulations à réaliser avant les essais

Fiches	**Contrôle**	**Nature du contrôle**	**Installation concernée :**
Information 1	Liste des données	Informations	Oui
Information 2	Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information	Informations	Oui
Simulation 1	Comportement dynamique de la régulation de fréquence et disponibilité de la réserve	Simulations	EdR LER

La validation par RTE de l'étape 1 avec les modalités définies au paragraphe 5.3 de [1] est un prérequis à la réalisation des essais de l'étape 2.

Etape 2 (annexe 2) : Essais

Fiches	**Contrôle**	**Nature du contrôle**	**Installation concernée**
Essai 1	Test des systèmes dédiés aux échanges d'information	Essai réel	Oui
Essai 2	Réglage primaire de fréquence	Essai réel	Oui
Essai 3	Réglage de fréquence	Essai réel	Oui

9. REFERENCES

[1] Règles Services Système Fréquence en vigueur.

[2] Documentation Technique de Référence en vigueur.

[3] 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.

[4] Demand Connection Code (DCC) : Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

[5] All CE TSOs' proposal for additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.

10. LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Informations et Simulations à fournir par le Client (Etape 1)

ANNEXE 2 : Essais à réaliser par le Client (Etape 2)

ANNEXE 3 : Trame type pour restituer les données numériques

ANNEXE 1 : INFORMATIONS ET SIMULATIONS A FOURNIR PAR LE CLIENT (ETAPE 1)

FICHE INFORMATION N°1 : LISTE DES DONNEES

Informations
Dossier intermédiaire

Objectifs
Le Client doit fournir des données techniques afin de permettre à RTE d'évaluer l'impact de l'Entité de Réserve sur le RPT.

Description

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

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

Résultats (Client → RTE)
La liste des données complétée intégralement (valeurs et précisions), si l'Entité de Réserve n'est pas concernée, faire figurer la mention « sans Objet ».
Le Client doit renseigner :
- Avant la première mise sous tension de chaque élément : les données de ces éléments avec un statut « révisable »,
- Avant la Certification finale : l'ensemble des données avec un statut « ferme ».

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

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

	Unité	***Valeur***	***Précision***
Pour chaque mode de fonctionnement de l'Entité de Réserve Régulation de fréquence:			
Réserve primaire maximum de l'EDR : RP_{max}	MW		
Délai d'activation FSM : t1	ms		
Insensibilité de la régulation de fréquence	mHz		

Description de la loi de la régulation et des conditions prévues en exploitation (gain K dynamique, sur-réglage, adaptation de la dynamique de réponse …)	Texte		
Plage du gain K à RP_{max}	MW/Hz		
Durée de maintien de la réserve primaire en fonction de RP (justifications si durée supérieure 15 min)	Tableau / Texte		
Le cas Echéant : Si la réserve maximale programmée dépend des conditions extérieures : Conditions pour atteindre la RP_{max} en fonction des conditions extérieures et justification.	Texte		
Le cas Echéant : Si la réserve maximale programmée dépend des conditions extérieures : Table ou abaque théorique des différents paramètres de réglage de fréquence en exploitation en fonction des conditions extérieures.	Tableau / Texte		
Description précise de la stratégie de gestion de réglage et du Stock de l'Entité de Réserve : du recalage de la puissance de consigne (plage de fréquence, dynamique (rampe (MW/Min), modification en continu ou palier, plage de SOC …), du comportement de l'Entité de Réserve en cas d'épuisement/saturation du Stock , et de la stratégie pour le renouveler, du comportement en état d'Alerte ou d'Urgence, du mode réserve, ……	Schéma / Texte		
Description de la localisation des différents dispositifs de contrôle commande utilisés pour effectuer le réglage, voies de transmission, données échangées entre les différents sites, délai de transmission….	Schéma / Texte		
Description de de la modification de la stratégie de gestion de la charge en cas de réserve primaire de fréquence programmée inférieure à RP_{max}	Texte		
Description des mesures de fréquence utilisées pour le réglage de fréquence (lieu de mesure, traitement, délai éventuel, type, performances (précision, résolution, temps d'acquisition) ….) et de leur traitement pour garantir la consolidation de la fréquence utilisée	Texte		
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique, de la boucle de réglage, des boucles de limitation associées, comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagrammes et valeurs numériques		
Description du traitement des fréquences pour détecter les réseaux séparés de grande ampleur	Texte		
Gestion de l'EDR en cas de détection ou information d'un réseau séparéde grande ampleur.	Texte		
Description de la méthode d'estimation ou de mesure de l'état de charge de l'EDR transmise à RTE	Schéma / Texte		
Etudes réalisées (simulation, essais …) pour garantir la stratégie de gestion de l'état de charge	Texte		
Description des dispositifs mis en œuvre pour surveiller la participation de l'EDR au réglage de fréquence, en particulier si des aléas surviennent (y compris des voies de transmissions) Description de l'organisation mise en place pour transmettre les informations à RTE (Surveillance 24/24h ou jours/heures ouvrables, opérateurs de permanence ou d'astreinte ; processus de déclaration à RTE d'une contrainte technique en cas de détection d'une mauvaise ou absence de participation au réglage de fréquence, d'un réseau séparé de grande ampleur)	Texte		
Le cas Echéant : Pour chaque unité de stockage: Données Générales Indiquer dans la colonne valeur si la valeur est coté AC ou DC			
Puissance maximale en injection et soutirage (Pmax_unité)	MW		
Puissance apparente nominale (Sn_unité)	MVA		
Type de technologie, fabricant, intégrateur de la partie stockage et électronique de puissance DC/AC de l'unité de stockage	Texte		
Capacité totale du stock (E)	MWh		

Capacité utile du stock (E_{utile}) :	MWh		
Justification E_{utile} par un compte rendu d'essai (ex : « Actual energy capacity test » de la norme IEC 62933-2-1)	Schéma / Texte		
Description de la dégradation dans le temps des performances de l'unité de stockage et la gestion de cette baisse de performance (requalification, baisse de la performance contractuelle, changement des éléments …)	Texte		
Courbe d'évolution de la charge de l'unité de stockage en fonction des conditions externes (température …).	Schéma / Texte		
Description des contraintes pouvant impacter la puissance active de la batterie et ne permettant pas de garantir le maintien de Pmax inj et/ou Pmax sout. Par exemple celles liées au SOC, à la température, la polarisation des cellules …. . Le cas échéant transmission d'un abaque Pmax inj / Pmax sout en fonction de la contrainte : SOC, de la température …	Schéma / Texte		
Seuil supérieur d'état de charge en exploitation normale, garantissant la disponibilité du maintien 15 min à –RP (SoC_{sup}) en puissance et en énergie	MWh		
Seuil supérieur d'état de charge en exploitation normale, garantissant la disponibilité du maintien 15 min à +RP (SoC_{inf}) en puissance et en énergie	MWh		
Seuil supérieur d'état de charge en exploitation, contrainte technique (SoC_{max})	MWh		
Seuil inférieur d'état de charge en exploitation, contrainte technique (SoC_{min})	MWh		
Seuil au-dessus duquel le Mode Réserve est activé pour gérer la saturation du stock ($SoC_{reserve\ sup}$)	MWh		
Seuil au-dessous duquel le Mode Réserve est activé pour gérer l'épuisement du stock ($SoC_{reserve\ inf}$)	MWh		
Rendement en charge et en décharge de l'unité de stockage (charge/décharge)	%		
Unifilaire de raccordement de l'unité de Stockage	Schéma		
Description des auxiliaires de l'unité de Stockage (localisation, puissance …)	Texte		

Description de la méthode d'estimation ou de mesure de l'état de charge de la batterie transmise à RTE	Schéma / Texte		
Le cas Echéant : Pour chaque unité de soutirage participant à l'EDR			
Coordonnée GPS, commune de l'entité	Texte		
Description du process piloté.	Schéma / Texte		
Description du comportement sur les régimes exceptionnels de fréquence du site : comportement du process ; description des éventuels protections / automates.	Tableau / texte		
Description des mesures de fréquence (localisation, qualité) sur le site	Texte		
Description et Localisation de la mesure de puissance active utilisée pour la télémesure transmise à RTE	Texte		
Le cas échéant si utilisation d'une sous mesure : Analyses, études, et essais pour démontrer l'absence de contre réglage sur l'ensemble du site	Texte		
Le cas Echéant : Pour chaque unité de l'EDR raccordée sur le Réseau de Distribution : Données Générales Raccordement			
Code Décompte GRD concernée, (fournir un fichier Excel avec code decompte et GRD concerné)	Tableau / texte		
Le cas échéant : type de protection sur le départ HTA installé par l'entreprise locale de Distribution	Texte		
Le cas échéant : Contraintes et éventuelles dérogations imposées sur l'unité de Stockage par l'entreprise locale de distribution (restriction dynamique, pente maximale MW/min, limitation en actif …)	Texte		
Le cas échéant : la plage de réactif imposée par l'entreprise locale de distribution	MVAR		
Le cas échéant : la loi de régulation de tension imposée par l'entreprise locale de distribution	Texte		
Nom du départ HTA	Texte		
Le cas Echéant : Pour chaque entité de l'EDR raccordée sur le Réseau de Transport : Données Générales Raccordement			
Poste de raccordement HTB	texte		
Le cas Echéant : Cas du diffus			
Description des process pilotés.	Texte		
Description et Localisation de la mesure de puissance active utilisée pour la télémesure transmise à RTE	Tableau / texte		
Le cas échéant si utilisation d'une sous mesure : Analyses, études, et essais pour démontrer l'absence de contre réglage sur l'ensemble du site	Texte		
Nombre de sites total pour chaque process pilotés en France	Texte		
Répartition géographique par département (nombre de site par process)	Tableau / texte		
Pour chaque site Code Décompte GRD concernée, (fournir un fichier Excel avec code decompte et GRD concerné)	Tableau / texte		

FICHE INFORMATION N°2 : CONFORMITE DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION

Informations
Dossier intermédiaire

Objectifs
Les échanges d'informations sont nécessaires pour une bonne intégration de l'Entité de Réserve dans le système électrique, et ceci aux différentes échéances de temps. Les informations échangées, qui dépendent de l'importance de l'Entité de Réserve et de sa participation aux services auxiliaires, doivent être compatibles et cohérentes avec les systèmes de téléconduite et de communication qu'utilise RTE avec les différents acteurs.

Description
Vérification de la conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information avec les performances spécifiées par RTE dans les cahiers de charges système d'information le cas échéant annexés à la convention de raccordement. Ces systèmes dédiés aux échanges d'information concernent en particulier :

- le système de téléconduite, (TS, TM, signaux de téléréglages)

Chaque équipement sera testé en liaison avec RTE et dans le respect des protocoles d'échanges.

1. Test du bornier d'interface RTE jusqu'au centre de conduite RTE à partir de signaux fictifs

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → Client)

Résultats (Client → RTE)

Le client doit fournir à RTE le procès-verbal des essais jusqu'au centre de conduite à partir d'injection de signaux fictifs.

Un test complet sera réalisé par RTE afin de tester les équipements mis en place (voir étape 1 de la fiche Essai 1).

Critères de conformité
La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats »

Applicable aux EDR LER

FICHE SIMULATION N°1 : COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE LA REGULATION DE FREQUENCE ET DISPONIBILITE DE LA RESERVE

- CAS D'UNE ENTITE DE RESERVE LER–

Simulation

Objectifs

L'objectif est de vérifier le comportement de l'installation en réglage primaire de fréquence et la capacité à assurer la gestion active d'un stock équivalent au maintien de la fourniture de réserve primaire maximum pendant t3 (15 minutes).

Description

Test 1 : Simulation du comportement de l'EDR en réglage primaire de fréquence et de la gestion active de la charge sur l'historique de la fréquence de la période du 01/05/2015 au 30/04/2018

- **Test 1.a :** Simulation numérique sur la période de test
- **Test 1.b :** Analyse et recensement des périodes hors plage [SoC_{inf} ; SoC_{sup}]
- **Test 1.c :** Analyse détaillée des journées du 09 et 10/01/2017 (profil de fréquence basse)
- **Test 1.d :** Analyse détaillée des journées du 6 et 7/04/2018 (profil de fréquence haute)

Test 2 : Simulation de la reconstitution du stock suite à utilisation du réservoir

- **Test 2.a :** En fréquence basse

Simulation à partir du profil de fréquence théorique suivant :

Début	Fin	Fréquence (Hz)
T0	T0 + 40 min	49.8
T0 + 40 min	T0 + 50 min	49.9
T0 + 50 min	T0 + 200 min	50.0

- **Test 2.b :** En fréquence haute

Simulation à partir du profil de fréquence théorique suivant :

Début	Fin	Fréquence (Hz)
T0	T0 + 40 min	50.2
T0 + 40 min	T0 + 50 min	50.1
T0 + 50 min	T0 + 200 min	50.0

Conditions particulières

- L'Entité de Réserve doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche d'information (énergie utile, processus de gestion active de la charge, seuils de stock, rendement des différentes unités…).
- Les conditions initiales des simulations sont fixées aux valeurs moyennes de l'état de charge (SoC) et de puissance de consigne.
- La simulation doit être représentative du comportement en réglage primaire l'Entité de Réserve en exploitation.
- La bande morte sera fixée à 0.
- Le pas de temps des simulations est de 10 secondes au maximum.

Données d'entrée (RTE → Client)

- Chronique de fréquence au pas 10 s (disponible : https://www.services-rte.com/fr/telechargez-les-donnees-publiees-par-rte.html?category=public_transmission_system&type=network_frequencies)

- Annexe 3 : Trame type pour restituer les données numériques (fichier en format csv transmis par RTE)

Résultats (Client → RTE)

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.
Pour chaque simulation, la valeur de RP_{max} sera transmise.

Pour chaque simulation, restitutions des signaux temporels suivants simulés :
- Puissance de consigne (puissance à 50,00 Hz)
- Puissance active
- Etat de charge SoC (%)
- Gain K (différencié si différent hausse et baisse)
- Fréquence
- Etat D'alerte
- Autres facteurs externes rentrant dans la stratégie de gestion de la charge (Prix de marché …..)

Pour les tests 1 et 2, les résultats doivent se présenter sous la forme suivante :
Données numériques des enregistrements (suivant trame transmise par RTE en annexe 3).

Pour les tests 1.c, 1.d et 2, les résultats doivent être présentés sous la forme suivante :
- Graphes avec légende (grandeurs simulées et unités, seuils d'état de charge).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Pour les tests 1.b, c et d, les instants d'entrée et sortie dans la plage [SoC_{inf} ; SoC_{sup}] seront indiqués (format jj/mm/aa hh :mm:ss).

Critères de conformité pour tous les tests :
- Le comportement de l'Entité de Réserve doit être conforme aux exigences décrites dans le paragraphe «3 Réglage primaire de fréquence (mode FSM) »
- Le figeage de la puissance de consigne doit être conforme aux exigences décrites dans le paragraphe « 5.2 Gestion active du stock »
- L'état de charge en Etat Normal doit rester dans la plage [SoCinf ; SoCsup]. Les sorties de cette plage sont autorisées si l'état de charge permet de dégager à la hausse ou à la baisse RPmax pendant t3 (15 minutes)
- Les résultats de la simulation doivent être conformes à la stratégie de gestion de la charge décrite dans la fiche d'information 1.
- Les dates et heures d'entrée et sortie de l'état de charge de la plage [SoCinf ; SoCsup] doivent correspondre aux situations Etat d'Alerte.
- Le passage en Réserve Mode ou en épuisement ou saturation de stock doit intervenir après libération d'une énergie équivalente à 15 minutes d'activation complète de RPmax.
- Le comportement en Mode Réserve correspond à la description fournie en fiche d'Information 1.
- Le renouvellement du stock est conforme aux exigences du paragraphe « 5.3 Gestion de l'épuisement et de la saturation du stock »

ANNEXE 2 : ESSAIS A REALISER PAR LE CLIENT (ETAPE 2)

FICHE ESSAI N°1 : TEST DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION
Essais réels ***Dossier intermédiaire***
Objectifs L'essai vise à vérifier le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information.
Description Chaque équipement sera testé en liaison avec RTE et dans le respect des protocoles d'échanges. 1. Test de l'ensemble des équipements dédiés aux échanges d'information entre l'Entité de Réserve et le centre de conduite RTE en réalisant la première injection.
Conditions particulières Tous les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
Données d'entrée (RTE → Client)
Résultats (Client → RTE) Procès-verbal des tests des équipements.
Critères de conformité Chaque équipement doit fonctionner correctement dans le respect des protocoles d'échanges.

FICHE ESSAI N°2 : REGLAGE PRIMAIRE DE FREQUENCE –MODE FSM

Essais réels
Dossier final

Objectifs

En cas de déséquilibre entre puissance injectée et soutirée sur le réseau (aléas, montée de charge,…), toute Entité de Réserve participant au réglage fréquence-puissance doit adapter la puissance produite par dans un laps de temps suffisamment court, dans les proportions voulues et une durée suffisante.

Description

Les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1 : Cas d'une baisse de fréquence : vérification volume et maintien RP maximale (dépendant des conditions extérieures) et dynamique temporelle**

  Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = - 200 mHz pendant 35 minutes au niveau du dispositif assurant le réglage de fréquence.

  L'Entité de Réserve est à la puissance P_{essai1} la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité (ex puissance de consigne à Pc maximum et état de charge le plus défavorable dans cette configuration en état normal de fréquence)

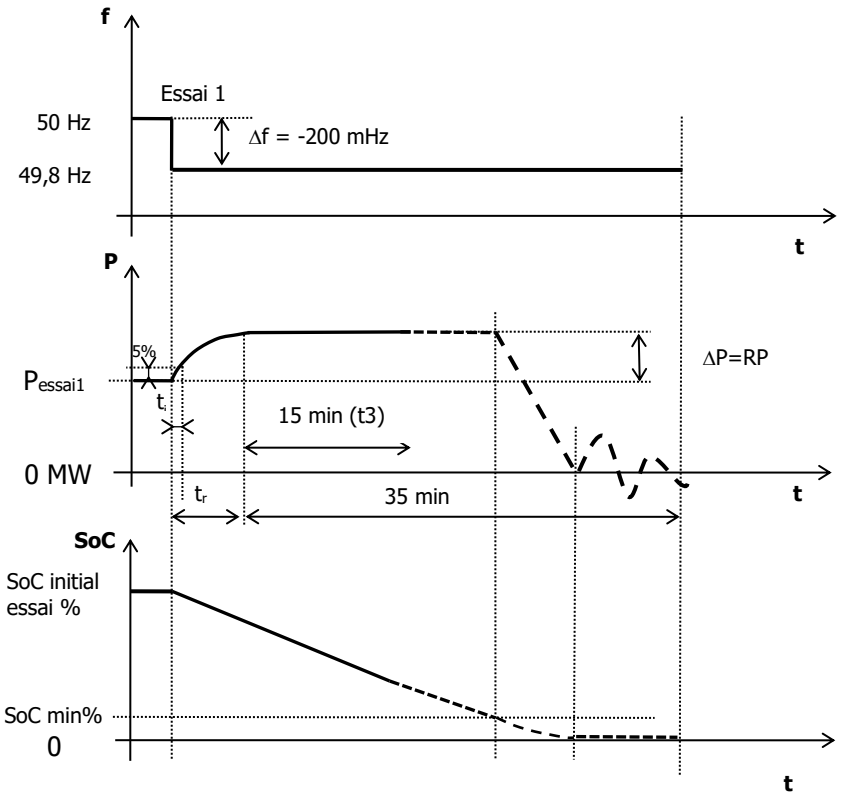


Figure 1

t_i : temps au bout duquel la réponse en puissance est supérieure à l'incertitude de mesure de celle-ci.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de la réserve primaire RP

- **Essai 2 : Cas d'une hausse de fréquence : vérification volume et maintien RP maximale (dépendant des conditions extérieures) et dynamique temporelle**

  Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = + 200 mHz pendant 35 min au niveau du régulateur primaire de fréquence.

  L'Entité de Réserve est à la puissance P_{essai2} la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité (ex puissance de consigne à Pc minimum et état de charge le plus défavorable dans cette configuration en état normal de fréquence).

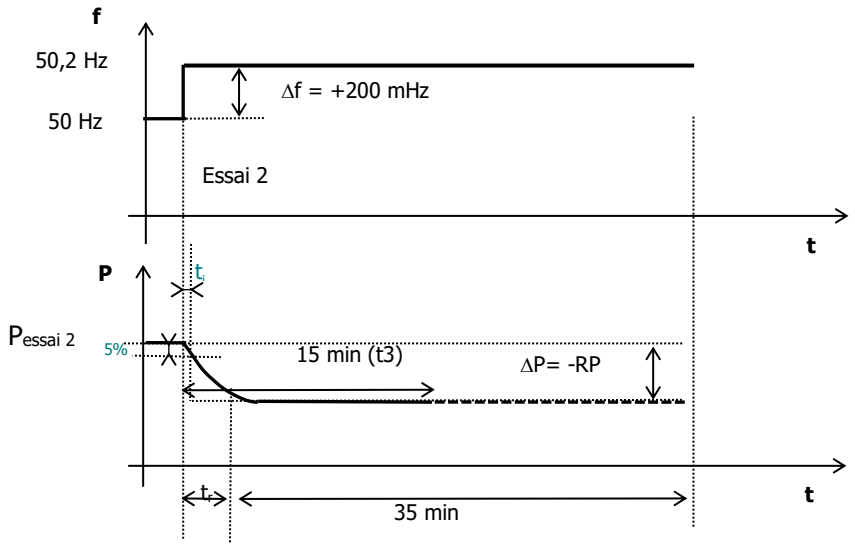


Figure 2

t_i : temps au bout duquel la réponse en puissance est supérieure à l'incertitude de mesure de celle-ci.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % -RP.

- **Essai 3 : Cas d'une baisse de fréquence : dynamique temporelle sur petit échelon**
  Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = - 50 mHz au niveau du régulateur primaire de fréquence pendant 5 minutes.
  L'Entité de Réserve est à la puissance P_{essai3} la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité à laquelle on soustrait la réserve primaire RP.

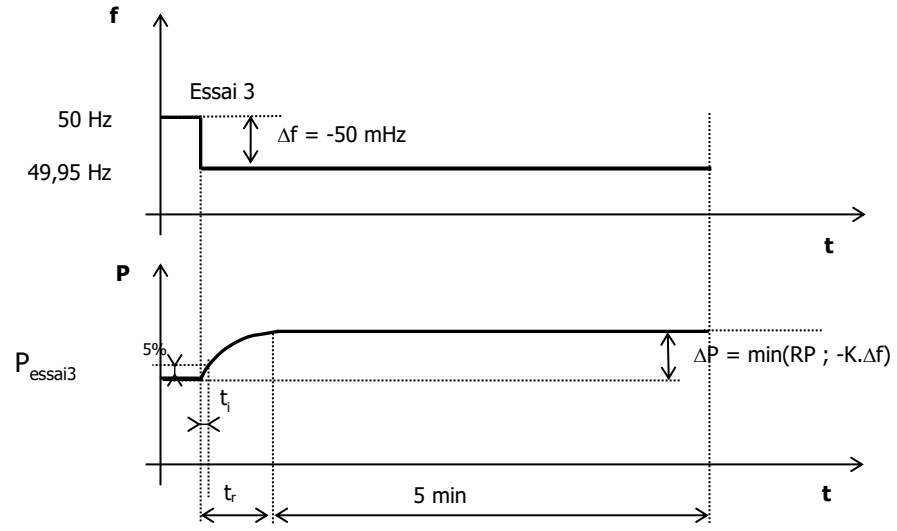


Figure 3

t_i : temps au bout duquel la réponse en puissance est supérieure à l'incertitude de mesure de celle-ci.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de min(RP ; -K.Δf).

- **Essai 4 : Cas d'une hausse de fréquence : dynamique temporelle sur petit échelon**
  Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = + 50 mHz au niveau du régulateur primaire de fréquence pendant 5 minutes
  L'Entité de Réserve est à la puissance P_{essai4} la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité.

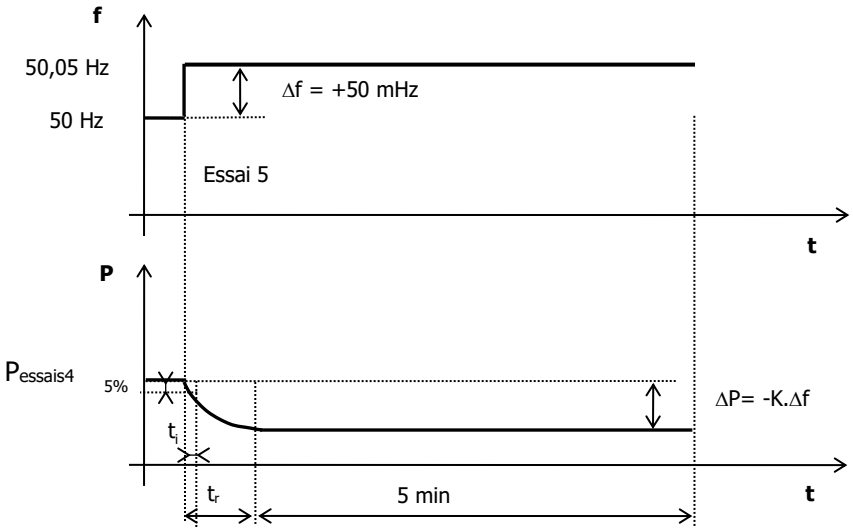
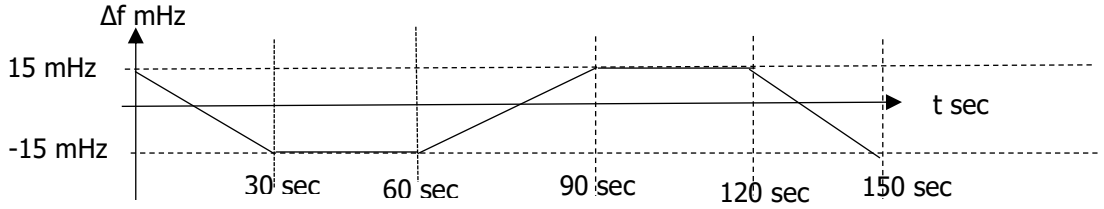


Figure 4

t_i : temps au bout duquel la réponse en puissance est supérieure à l'incertitude de mesure de celle-ci.
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de -K.Δf.

- **Essai 5 : Vérification de l'absence de bande morte et de l'insensibilité**
  Injection artificielle d'un profil de fréquence suivant le profil suivant :
  L'Entité de Réserve est à la puissance de référence P_{essai5} à laquelle on soustrait la réserve primaire RP.



Conditions particulières

- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- La variation de la puissance de consigne devra être conforme à la stratégie de gestion de la charge décrite.
- Si une gestion de l'épuisement du stock (Mode Réserve) est présente, celle-ci doit être activée sur les essais 1 et 2. La Reconstitution du stock après épuisement ne sera pas mise en œuvre.
- Les tests doivent être réalisés dans la situation initiale la plus défavorable, dans un état normal de fréquence, tels que précisés dans la description de la stratégie de gestion de la charge. Le cas échéant, un profil de fréquence fictif sera injecté afin d'amener l'Entité de Réserve dans cet état défavorable (ce profil sera décrit et expliqué).
- L'Entité de Réserve ne participe pas au réglage primaire de fréquence en exploitation au moment des essais.
- S'il existe une bande morte volontaire dans la régulation de fréquence, elle doit être inactive (fixée à 0) pendant les essais.
- Si un gain variable est implémenté dans le processus de gestion de la charge l'Entité de Réserve, les essais seront réalisés avec le gain le plus faible prévu. En complément, les essais 1 à 4 seront réalisés une deuxième fois avec le gain le plus élevé (essai 1 et 2 réduit à une durée de 5 min).
- Le profil de fréquence sera injecté au plus proche de la mesure réelle de la fréquence d'exploitation. En cas de traitement entre la mesure réelle de fréquence et l'endroit où est injectée la fréquence fictive lors de l'essai, celui-ci sera explicité. En particulier si ce traitement introduit un délai supplémentaire significatif, celui-ci sera rajouté au différents temps demandés pour le critère de conformité.
- Si l'Entreprise Locale de Distribution impose un retard dans le délai de réaction de l'Entité de Réserve lorsqu'elle participe au réglage primaire, ce retard ne devra pas être mis en œuvre lors de ces essais.
- Si la réserve primaire pouvant être réalisée pendant les essais dépend de conditions extérieures (températures, débit, côtes..) celle-ci sera programmé sa valeur maximale possible (> 70 % RP_{max}) dans le cas contraire elle sera égale à RP_{max}.

Données d'entrée (RTE → Client)
t3 : 15 minutes

Données d'entrée (Client -> RTE)
Description de la stratégie de gestion de la charge
Justification des paramètres choisis lors des essais : condition la plus défavorables pour les conditions initiales, RP maximale en lien avec les conditions extérieures,
Conditions pour atteindre la RP_{max} en fonction des conditions extérieures et justification.
Table ou abaque théorique des différents paramètres en exploitation en fonction des conditions extérieures : RP, .
Description de la méthode caractérisant l'incertitude de mesure pour définir t_i

Résultats (Client → RTE)
1. K (MW/Hz)
2. RP maximale (MW)
3. Insensibilité de la régulation primaire de fréquence (mHz)

Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :
4. Consigne injectée artificiellement dans le régulateur primaire de fréquence
5. Puissance active fournie par l'Entité de Réserve
6. Puissance de consigne (puissance hors réglage ou puissance à 50,00 Hz)
7. Etat de charge SOC (%) de l'Entité de Réserve
8. Les cas échéant :
    - Puissance des différentes entités participant à l'EDR
    - Dans le cas de l'utilisation d'une sous mesure, autre mesure (télémesure / comptage) permettant de démontrer l'absence de contre Réglage
    - Analyse du comportement des différentes entités et informations échangées (ordres, consigne …)
    - Si l'Entité de Réglage comporte une unité de Stockage, les enregistrements de puissance active, puissance de consigne et SOC seront aussi restitués au niveau de l'unité de stockage
    - Si ΔP ne peut être maintenu pendant toute la durée de l'essai, une analyse de l'origine des variations de puissance sera transmise et devra permettre de jusitifer le maintien pendant la durée t_3 sur toute la plage de SOC

et indication sur les enregistrements de l'Entité de Réglage, des valeurs suivantes :
- t_i,
- t_r
- ΔP
- P_{essai}
- SOC_{sup} et SOC_{inf}
- SOC_{min} et SOC_{max}
- $SOC_{reserve\ sup}$ et $SoC_{reserve\ inf}$

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Il est nécessaire d'avoir un zoom sur les transitoires avec un échantillonnage minimum de 10 Hz pour l'Entité de Réserve.
Ces enregistrements doivent se présenter sous la forme suivante :
- Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeurs mesurées et unités).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

De plus on calculera pour chacun des essais le gain K du régulateur à partir de la valeur de ΔP mesurée dans les essais 1, 2, 3, 4 et de la formule suivante :

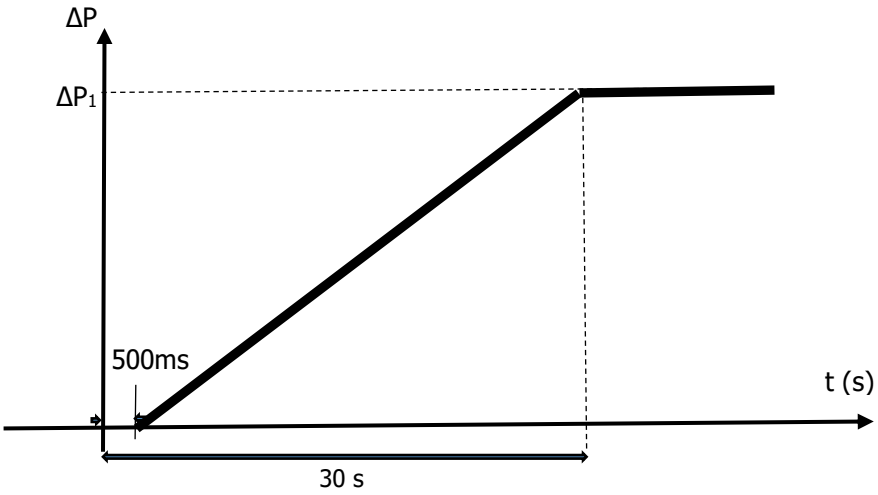
$$K = \frac{P - P_{essai}}{f_n - f}$$

Le choix de l'état initial le plus défavorable sera explicité.

Critères de conformité

Pour tous les essais 1, 2, 3, 4, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :

- Le comportement doit être conforme à la description de la stratégie de gestion de la charge fournie par le Client
- K_{min} <K (MW/Hz) <K_{max}
- Forme d'onde non oscillante,
- Temps t_i inférieur à 0,5 sec
- La réponse en puissance active sera supérieure au gabarit ci-dessous pendant 95 % du temps, hors période délai d'activation.
- RP maximale fonction des conditions extérieures supérieure à 70 % RP_{max}



Pour l'essai 1 :

- Variation ΔP ≥ RP maintenue 15 min (t3) après t_r.
- Temps t_r inférieur à 30 s, prouvé visuellement par les enregistrements

Pour l'essai 2 :

- Variation ΔP ≤ -RP maintenue 15 min (t3) après t_r.
- Temps t_r inférieur à 30 s, prouvé visuellement par les enregistrements

Pour les essais 1 et 2, dans le cas où la puissance ne serait pas maintenue après t3, les phénomènes mis en jeu devront être explicités et mis en lien avec l'état de charge initial choisi.

Pour les essais 3, 4 :

- Variation ΔP ≥ min (RP ; -K.Δf) maintenue 5 min après t_r.
- Temps t_r inférieur à 30 s, prouvé visuellement par les enregistrements

Pour les essais permettant de calculer le gain K, les enregistrements doivent montrer que :

- K mesuré = K préréglé à ±5 % près.

Pour l'essai 5 :

- L'essai doit démontrer l'absence de bande morte.
- L'essai doit démontrer une insensibilité de la régulation primaire de fréquence < 10 mHz

FICHE ESSAI N°3 : REGLAGE DE FREQUENCE –MODE FSM

Essais réels
Dossier final

Objectifs

Observation du réglage de fréquence lorsque l'Entité de Réserve est en réglage primaire de fréquence.
Selon les conditions de participation au réglage de fréquence souhaitées en exploitation (gain dissymétrique par exemple), les essais réalisés peuvent être adaptés afin de permettre de valider le fonctionnement de l'Entité de Réserve.

Description

L'Entité de Réserve est couplée pendant huit heures.
Le fonctionnement global de l'Entité de Réserve au réglage de fréquence est contrôlé.

Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés :
Essai 1 : Passage de l'Entité de Réserve de hors FSM à en FSM (et réciproquement).
Essai 2 : Test de fiabilité pendant 8 heures

Conditions particulières

- L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
- L'Entité de Réserve participe au réglage primaire de fréquence.
- Le programme de fonctionnement doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitive de l'Entité de Réserve (ex l'essai doit être réalisé avec la puissance de consigne initiale et l'état de charge initial à leur valeur moyenne)
- Les conditions de participation au réglage primaire doivent être conformes à celles choisies dans la fiche essai n°2.
- L'essai 1 doit comporter plusieurs passages de l'état hors FSM à en FSM (et réciproquement) en laissant plusieurs minutes s'écouler entre chaque changement d'état.
- S'il existe une bande morte volontaire dans la régulation primaire de fréquence, elle doit être inactive (fixée à 0) pendant les essais.
- Si la réserve primaire pouvant être réalisée pendant les essais dépend de conditions extérieures (températures, débit, côtes..) celle-ci sera programmé sa valeur maximale possible (> 70 % RPmax) dans le cas contraire elle sera égale à Rpmax.

Données d'entrée (RTE → Client)

- Justification des paramètres choisis lors des essais : condition pour les conditions initiales, RP maximale en lien avec les conditions extérieures,

Résultats (Client → RTE)

- K (MW/Hz) différencié si différence hausse et baisse
- RP (MW)
- Insensibilité de la régulation primaire de fréquence (mHz)
- Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion
- Puissance de consigne (puissance hors réglage ou puissance à 50,00 Hz)
- Etat de charge SOC (%) de l'Entité de Réserve
- Les cas échéant :
  - Puissance des différentes entités participant à l'EDR
  - Dans le cas de l'utilisation d'une sous mesure, autre mesure (télémesure / comptage) permettant de démontrer l'absence de contre Réglage
  - Analyse du comportement des différentes entités et informations échangées (ordres, consigne …)
  - Si l'Entité de Réserve comporte une unité de Stockage, les enregistrements de puissance active, puissance de consigne et SOC seront aussi restitués au niveau de l'unité de stockage

Grâce aux téléinformations disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'Entité de Réserve lors de l'évolution de la fréquence.

Critères de conformité

Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu.

- Le comportement de l'Entité de Réserve doit être conforme aux exigences décrites dans le §3
- Les résultats de l'essai doivent être conformes à la stratégie de gestion de la charge décrite par le Client (évolution Pc, respect des seuils de SOC…)
- TS/TM conformes à l'état l'Entité de Réserve et le cas échéant sur l'unité de stockage

- K_{min} <K (MW/Hz) <K_{max}
- Bande morte fixée à 0 mHz
- Insensibilité de la régulation primaire de fréquence < 10 mHz
- RP maximale fonction des conditions extérieures supérieure à 70 % RP_{max}

ANNEXE 3 : TRAME TYPE POUR RESTITUER LES DONNEES NUMERIQUES

Fichier au format « .csv » :

- séparateur de colonne : « ; »
- Séparateur décimal : « . »

Colonne A	Colonne B	Colonne C	Colonne D	Colonne E	Colonne F	Colonne G	Colonne H	Colonne I	Colonne J	Colonne K	Colonne L	Colonne M	Colonne N
Date au format jj/mm/aaaa HH:MM:SS (période d'échantillonnage de 10 secondes au plus, à préciser lors de l'envoi si elle est inférieure)	Fréquence en Hz, au mHz près au moins (optionnel si l'EDR ne participe pas au RPFP)	NiveauRSFP entre -1 et 1 (optionnel si l'EdR ne participe pas au RSFP)	Puissance en MW	Puissance sans réglage en MW (optionnel)	Puissance totale installation en MW (optionnel)	Etat d'Alerte (à 1 lorsque un état d'alerte est déclaré, sinon à 0)	Rp hausse (en MW)	Rp baisse (en MW)	K hausse (MW/Hz) lorsque f> fn	K baisse (MW/Hz) lorsque f < fn	SoC en %	RS hausse (en MW)	RS baisse (en MW)
01/07/2015 00:00	50.0245		25.32	25.121	24.32	0	1	1	25	5	50.05		
01/07/2015 00:00	50.023		25.17	25	24.17	0	1	1	25	5	50.06		
01/07/2015 00:00	50.022		24.8224	25	23.8224	0	1	1	25	5	50.07		
01/07/2015 00:00	50.022		24.755	25	23.755	0	1	1	25	5	50.08		
01/07/2015 00:00	50.023		24.91	25	23.91	0	1	1	25	5	50.09		
01/07/2015 00:00	50.025		25.6231599	25	24.62315987	0	1	1	25	5	50.1		
01/07/2015 00:01	50.031		25.80015	25.0145	24.80015	0	1	1	25	5	50.11		

Légende des colonnes :

Colonne A : Date au format jj/mm/aaaa HH:MM:SS (période d'échantillonnage de 10 secondes au plus, à préciser lors de l'envoi si elle est inférieure)

Colonne B : Fréquence en Hz, au mHz près au moins

Colonne C : le cas échéant, Niveau RSFP (entre -1 et 1), valeur optionnelle, à compléter si l'EDR participe au réglage secondaire de fréquence

Colonne D : Puissance active en MW; Puissance réelle fournie par l'EDR en mode quasi stationnaire, P= Pc + KdeltaF (valeur positive si injection),

Colonne E : Puissance sans réglage en MW (optionnelle) ; Puissance de consigne de l'EDR à fn =50,00Hz (valeur positive si injection)

Colonne F : le cas échéant, Pt, Puissance totale installation en MW (valeur positive si injection), valeur optionnelle ; Dans le cas d'une unité de stockage c'est la somme au point de raccordement de la puissance de l'unité de stockage et des autres process de l'installation (auxiliaires, consommation du site consommateur si raccordement sur un site consommateur)

Colonne G : Etat d'Alerte (à 1 lorsque un état d'alerte est déclaré, sinon à 0) ;

Colonne H : Volume de réserve primaire RP à la hausse programmé en MW lorsque f> fn ;

Colonne I : Volume de réserve primaire RP à la baisse programmé en MW lorsque f < fn ;

Colonne J : Gain K à la hausse en MW/Hz lorsque f> fn ;

Colonne K : Gain K à la baisse en MW/Hz lorsque f < fn ;

Les colonnes suivantes sont spécifiques aux EdR LER (les données fixes SoC max en %, SoC reserve sup en %, SoC sup en %, SoC inf en %, SoC reserve inf en %, SoC min en %, …, E en MWh, sont à fournir en accompagnement du fichier)

Colonne L : SoC en %, état de charge à un instant ;

Colonne M : Volume de réserve secondaire RS à la hausse programmé en MW lorsque N>0;

Colonne N : Volume de réserve secondaire RS à la baisse programmé en MW lorsque N<0