Stockage : Capacités constructives des unités non synchrones

Yacine HASSAINE, DAROS

GT Stockage - 02 Novembre 2020



01

Les définitions

Définition du Clean Energy Package

Stockage d'énergie

Article 2, pt. 59 de la Directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE.

Le stockage d'énergie est défini comme le « *report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou 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 ou son utilisation en tant que vecteur d'énergie* ».

Injecter et soutirer ⇔ ou 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

Soutirer ⇔ 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 ou son utilisation en tant que vecteur d'énergie ».

Définition d'une unité de stockage stationnaire d'électricité

Unité de stockage d'électricité :

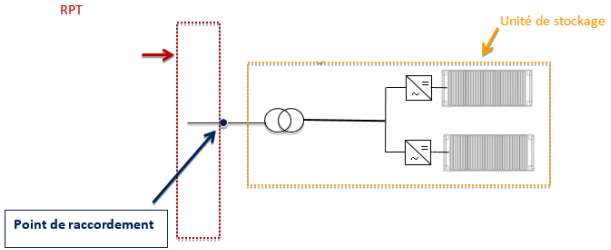
- **Unité de stockage d'électricité synchrone :** Une **Unité de stockage stationnaire synchrone** est une unité permettant la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique. 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.

- **Unité de stockage d'électricité non synchrone :** Une **Unité de stockage stationnaire non synchrone** est une 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.

NB : Ces définitions sont issues des travaux de l'Expert Group « Storage » du Grid Connection Stakeholder Committee.
https://www.entsoe.eu/network_codes/cnc/expert-groups/

Autres définitions nécessaires pour les capacités constructives

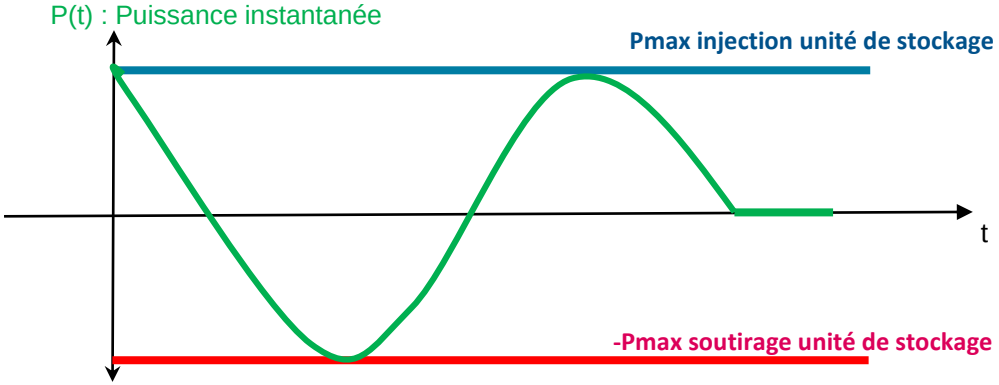
Point de raccordement : Le **Point de raccordement** désigne l'ensemble des points d'interface par lesquels l'installation de stockage est raccordé à un réseau de transport, telle que définie dans la convention de raccordement. Les points d'interface coïncident avec les limites de propriété entre les ouvrages électriques de l'installation et les ouvrages électriques appartenant au réseau public de transport.



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

Autres définitions nécessaires pour les capacités constructives



C'est la puissance instantanée « **P(t)** », qui évolue en fonction du temps « t », qui est limitée par :

1. L'énergie disponible et
2. Les valeurs de Pmax injection et Pmax soutirage.

Capacité techniques

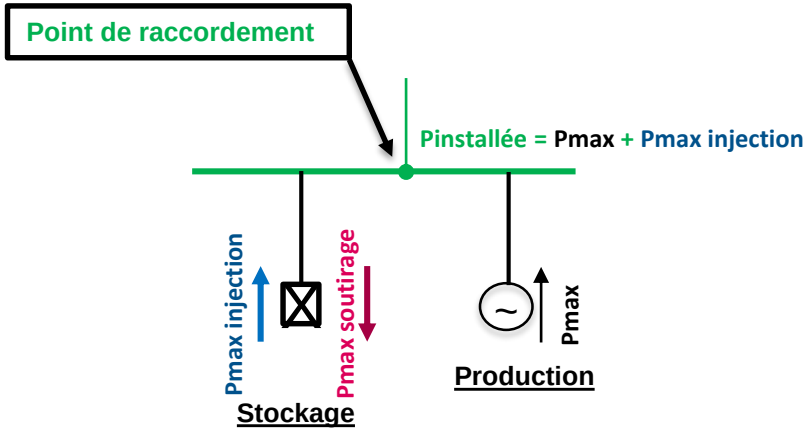
I. **Pmax injection unité de stockage :** La **« Pmax injection unité de stockage »** est la puissance active maximale que **peut injecter**, sans limitation de durée, l'unité de stockage d'électricité, diminuée de toute consommation liée uniquement à la facilitation du fonctionnement de cette unité 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.

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

II. **Pmax soutirage unité de stockage :** La puissance active maximale que **peut soutirer**, sans limitation de durée, l'unité de stockage d'électricité.

Autres définitions nécessaires pour les capacités constructives

Définition de Pinstallée (inspirée de Arrêté du 09/06/2020) -> Désigne la puissance installée de l'installation de production ou de stockage d'électricité qui s'entend comme la somme des puissances actives unitaires maximales des machines électrogènes ou des unités de stockage susceptibles de fonctionner simultanément disposant d'un même point de raccordement aux réseaux publics d'électricité.





02

Les Principes

Le cadre

Les exigences techniques que nous proposons émanent des recommandations de l'« Expert Group STORAGE » du Grid Connection Stakeholder Committee où a participé un large panel d'organismes en lien avec l'énergie en général et le stockage en particulier :

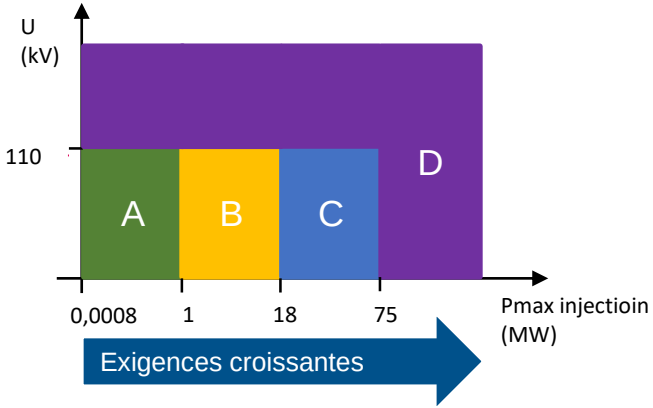
- ENTSO-E, VGB PowerTech, EASE, IFIEC, CEDEC, EURELETRIC, EDSO for smart grids, SmartEN, SolarPower Europe, WindEurope, EUTURBINES, COGEN Europe, ACER et BNetzA.
- https://www.entsoe.eu/network_codes/cnc/expert-groups/

Page 10 du rapport de l'Expert Group :

- The Expert Group believe that a simple approach should be adopted in so far that an electricity storage module is the same as a power generating module. Therefore an electricity storage module will have to meet the same requirements as a power generating module when operating in both a generating mode and consumption mode with specific additional requirements added where necessary (for example charging the storage device during low system frequencies which would equally apply to Type A, B, C and D B Electricity Storage Modules).

Catégories d'unités de stockage

« En utilisant la Pmax injection, étendre le concept de catégorie appliqué aux unités de production dans le cadre de RfG »

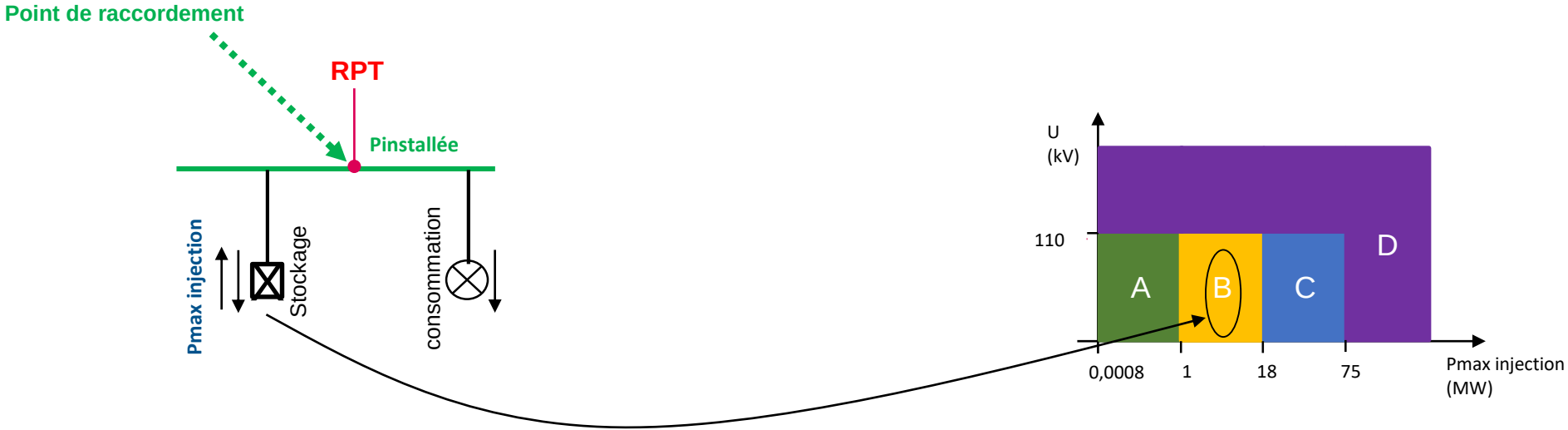


- Les performances exigées dépendent « du type » d'unité de stockage (A, B, C et D)
- Elles sont établies par rapport à la « Pmax injection de l'unité de stockage »
- Les unités de stockage qui ne peuvent pas techniquement injecter de la puissance (Pmax injection = 0) ne sont pas concernées par l'application du code RfG. Par exemple les stations de recharge de véhicule électrique qui ne réinjectent pas l'énergie stockée par les batteries des véhicules.

Illustration unité de stockage sur un site de consommation

« C'est la Pmax injection de l'unité de stockage et non pas la puissance au point de raccordement qui permet de déterminer le type de l'unité de stockage» (idem que les unités de production).

Par exemple, une unité de stockage autonome de Pmax injection = 5MW, qui partage le même point de raccordement qu'une consommation de 20MW, est de type B.

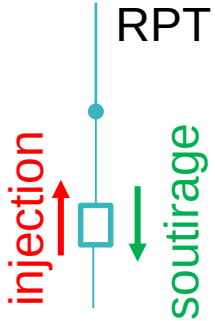


Les deux installations partagent le même point de raccordement

Exigences VS unité en mode injection ou soutirage

« Les exigences du code RfG seront appliquées en mode injection et en mode soutirage »

Par exemple, si une unité de stockage est concernée par les exigences en terme de réglage de fréquence primaire alors elle doit en capacité de mettre en œuvre ces exigences quelque soit le mode de fonctionnement de l'unité de stockage, i.e., en mode injection ou en mode soutirage**.**



Unité de stockage en composante annexe ou autonome

Page 12 du rapport de l'Expert Group STORAGE (exemple PV + Stockage).

A new solar park and battery storage installation are connected with one connection point. The developer proposes to run the solar park and battery storage as one (ie the solar park and battery storage installation are *not* run independently). In this case the new solar park and battery installation (combined) would be treated as one Power Park Module. In this case, the requirements of RfG apply in respect of the maximum capacity of the complete installation (as declared by the developer) plus the additional requirements proposed in the RfG legal Text (Annex I) - see Legal Text section (Appendix A of this report). In other words the requirements of RfG would apply to the complete Power Park Module.

A new solar park and battery storage installation are connected with one connection point. The developer proposes to run the solar park and battery storage installation *independently*. In this case, the installation would still be treated as one Power Park Module. From a compliance perspective the solar park would have to meet the requirements of RfG based on the maximum capacity of the solar park without the presence of the battery storage installation and visa versa. When the battery storage installation is assessed for compliance purposes, the battery storage installation would have to meet the requirements of RfG as applicable to a power park module (without the presence of the solar park) plus the additional storage elements (Annex I) - see Legal Text Appendix A of this report.

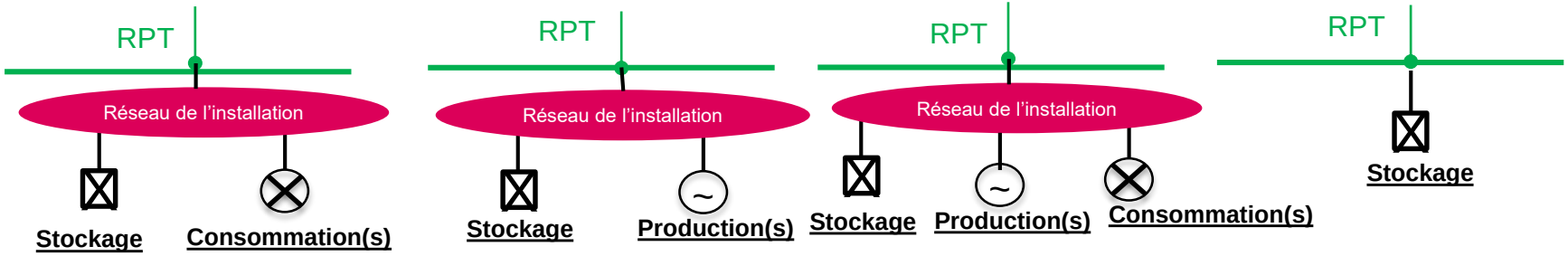
Dépendance dans le fonctionnement entre le PV et le stockage
=> Fonctionnement **Annexe**

Indépendance dans le fonctionnement entre le PV et le stockage
=> Fonctionnement **Autonome**

Le stockeur a la possibilité et le choix d'utiliser l'unité de stockage (i) comme **composant annexe** à une installation de production/de consommation ou (ii) comme un **composant autonome**.

Unité de stockage en composante annexe ou autonome

Le stockeur a la possibilité et le choix d'utiliser l'unité de stockage



Composante autonome

Le Stockage fonctionne indépendamment des autres moyens de production et de consommation de la même installation



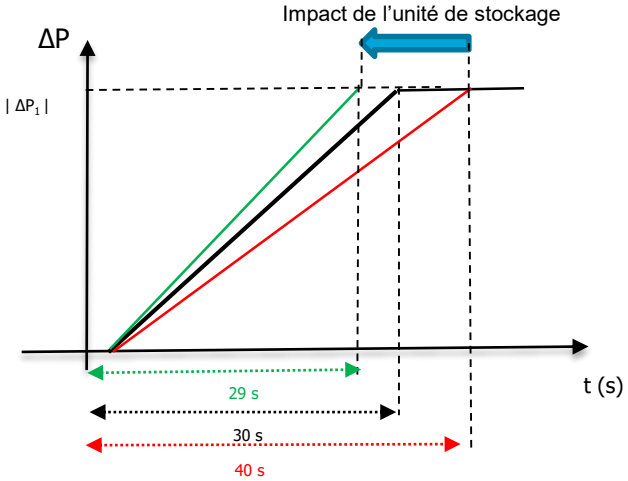
Composante annexe

Le Stockage ne fonctionne pas indépendamment des autres moyens de production ou de consommation de la même installation

Unité de stockage en composante annexe ou autonome

Exemple de stockage annexe (fonctionnel)

Exemple : une unité de production synchrone qui ne satisfait pas l'exigence sur la réponse en puissance active suite à une variation de fréquence.



Pour tout échelon de fréquence Δf entre 0 et +/-200, l'unité de production doit être capable d'activer la totalité de la réserve de puissance attendue ΔP_1 en moins de 30 s.

Dans notre cas l'unité synchrone répond seule en 40s. L'ajout d'un moyen de stockage annexe permettrait de faire passer le temps de réponse à 29 s (<30s).

Unité de stockage en composante annexe ou autonome

Définitions

Composant « annexe » à une installation de production/consommation	Composant « autonome »
L'unité de stockage est dite annexe si elle ne peut pas « fonctionner » ou « être contrôlée » indépendamment d'une autre installation de production ou de consommation partageant le même point de raccordement.	***L'unité de stockage est dite autonome si elle peut « fonctionner » et « être contrôlée » indépendamment de toute autre installation de production ou de consommation partageant le même point de raccordement.*** NB : Dans ce cas l'unité de stockage peut partager un même point de raccordement avec une installation de production ou de consommation, elle peut aussi être seule sous le même point de raccordement.

Unité de stockage en composante annexe ou autonome

.

Conséquences d'un fonctionnement « annexe » à une installation de production/consommation	Conséquences d'un fonctionnement « autonome »
Le contrôle de conformité tient compte du composant annexe. En contrepartie, si l'installation principale ne fonctionne pas, l'unité de stockage ne fonctionne pas non plus. **Cas producteur** Le RfG est appliqué à l'ensemble « unité de production+unité de stockage » avec **Pmax unité production = Pmax injection (unité de stockage) + Pmax unité de production** **Cas Consommateur** • Le RfG ne s'applique pas à l'unité de stockage. • L'unité de stockage fait partie intégrante de l'installation de conso ; à ce titre à tout instant, l'ensemble consomme uniquement et n'injecte pas. • Pas de participation indépendante possible à DSR de l'unité de stockage. L'ensemble de l'installation (comprenant l'unité de stockage) peut participer à DSR. • Au cas par cas, l'ajout de l'unité de stockage peut être considérée ou non comme une modification importante (au sens de l'art 103) ou substantielle au sens de l'article 152 de l'arrêté) entrainant l'application de l'arrêté 2020 et éventuellement de DCC.	• Les exigences du code RfG sont appliquées à l'unité de stockage indépendamment des autres unités de production ou de consommation du même site. • La Pmax injection de l'unité de stockage sera utilisée pour identifier sa catégorie (type A, B, C ou D).

New



02

Les exigences techniques

Exigences techniques

Les principes que nous avons adoptés sont ceux de l'Expert Group « Storage » du Grid Connection Stakeholder Committee (page 25 du rapport) :

> The technical requirements are an essential ingredient to this work, but the general approach adopted by EG Storage is that the technical requirements applicable to storage should be equitable and consistent with the requirements for Generation or Demand. In general, the requirements apply at the connection point as provided for in RfG and DCC. In addition, these technical requirements would apply irrespective of whether the storage plant operates in an importing or exporting mode of operation.

Les exigences techniques sont listées dans la suite de la présentation, elles seront détaillées dans un cahier des charges des capacités constructives dédié au stockage.

Exigences techniques

1 - Capacités constructives en réactif et réglage de la tension

- Capacité en puissance réactive
- Compensation du réactif au point de raccordement
- Réglage primaire de tension
- Réglage secondaire de tension

2 – Modulation de la puissance active

- Comportement de l'unité de stockage pour la résolution des contraintes de transit
- Equipements permettant la modulation de puissance active
- Réglage fréquence/puissance

Exigences techniques

3 – Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels

- Conditions de découplage de l'unité lors des régimes exceptionnels
- Régimes exceptionnels en tension/ fréquence
- Comportement de l'unité de stockage en réseau séparé
- Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau
- Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau

4- Reconstitution du réseau :

5- Stabilité

- Stabilité en petits mouvements
- Evaluation de la robustesse
- Echelon de consigne du réglage primaire et secondaire de la tension

Exigences techniques

6 - Non déclenchement sur creux de tension

7 - Non déclenchement sur surtension

8 - Perturbations : Harmoniques, A-coup de tension, Papillotement et Déséquilibre

9 - Données permettant de simuler le comportement de l'installation

10 - Echanges d'informations

11- Système de protection

Pour plus d'information sur les exigences relatives au Code RfG :

- https://www.entsoe.eu/network_codes/cnc/cnc-igds/
- Les rapports de concertation du RfG sont disponibles dans -> https://www.concerte.fr/
- Les guides d'implémentation des codes européens sont disponibles dans : https://www.entsoe.eu/network_codes/cnc/cnc-igds/



03

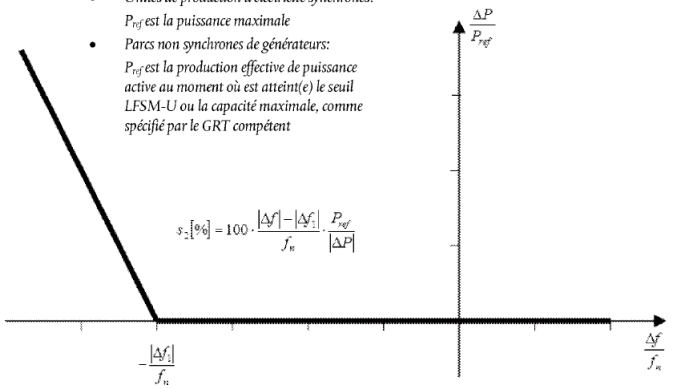
Particularité du stockage sur le mode de réglage restreint à la sous-fréquence

Rappel du fonctionnement LFSM_U

(LFSM-U : limited frequency sensitive mode — underfrequency)

Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode LFSM-U

- *Unités de production d'électricité synchrones:*
  P_{ref} est la puissance maximale
- *Parcs non synchrones de générateurs:*
  P_{ref} est la production effective de puissance active au moment où est atteint(e) le seuil LFSM-U ou la capacité maximale, comme spécifié par le GRT compétent



<u>Principe de fonctionnement du LFSM-U</u>

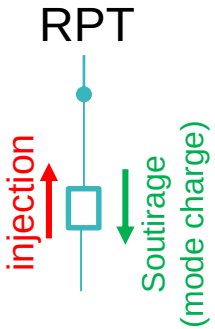
En cas de baisse de la fréquence (par défaut franchissement du seuil **49,8 Hz**), l'unité doit pouvoir augmenter sa puissance active injectée de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre Pcourant et [Pmax unité].

Nouvelle fonction introduite par EG Storage

Besoin :
Article 15 - 3 du règlement (UE) 2017/2196 de la commission du 24 novembre 2017 (Code E&R) établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique **:**

« Avant d'activer le système de déconnexion de la charge nette en fréquence basse, chaque GRT et GRD identifiés en vertu de l'article 11, paragraphe 4, ***prévoient que les unités de stockage d'énergie en mode charge*** *raccordées à son réseau:*

- ***a. basculent automatiquement en mode production dans le délai prévu*** *et en respectant la consigne de puissance active fixée par le GRT dans le plan de défense du réseau;* ***ou***
- ***b. se déconnectent automatiquement si elles ne sont pas en mesure d'assurer ce basculement*** *dans le délai fixé par le GRT dans le plan de défense du réseau. »*



=> Création d'une nouvelle exigence pour répondre au besoin du règlement (UE) 2017/2196 (Code E&R). Cette exigence n'existe pas dans la version actuelle du RfG.

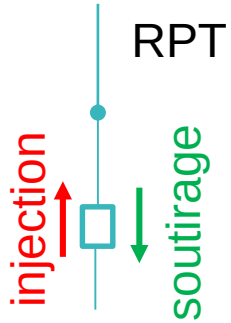
Nouvelle fonction introduite par EG Storage

LFSM-UI

1. Si l'unité de stockage (i) **injecte** et (ii) la fréquence du réseau passe en dessous de 49,8Hz => mise en œuvre du **LFSM-U**.

2. Si l'unité de stockage (i) **soutire** et (ii) la fréquence du réseau passe en dessous de 49,8Hz => mise en œuvre du **LFSM-UI** (Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency **Importing**)

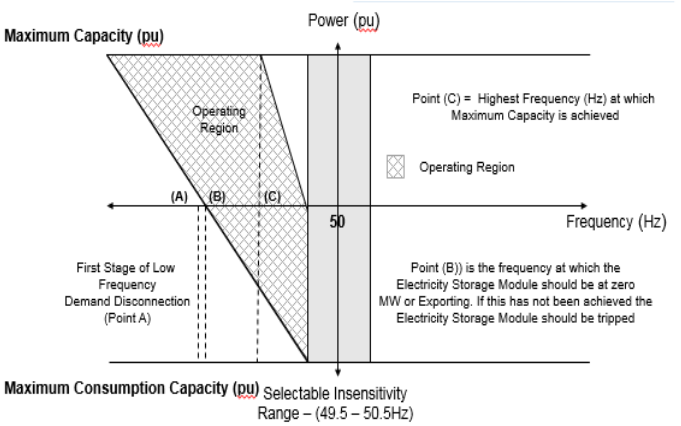
NB : Cette exigence s'applique au stockage autonome.



	Type de Fonctionnement en cas de passage au dessous du seuil 49,8Hz			
	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

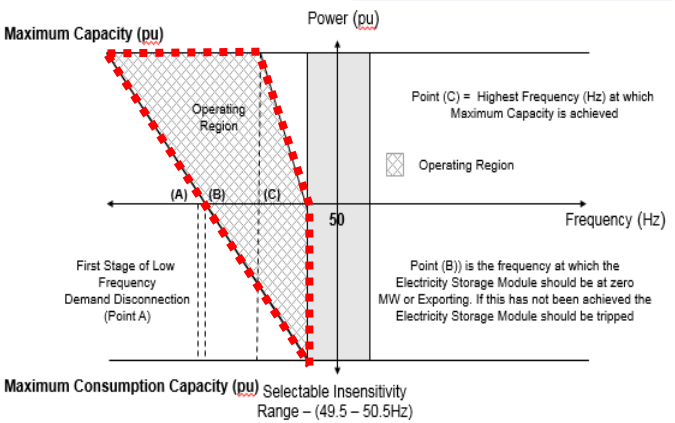
Nouvelle fonction introduite par EG Storage « LFSM-UI » (1/5)

Paramètre	Unité	Plage	Valeur par défaut proposé par RTE
Zone d'insensibilité	Hz	[49,5-50,5]	?
Gradient	MW/Hz or pu/Hz	Définie dans la zone d'exploitation (« operating region »)	?
Point A : seuil du premier échelon de délestage fréquence métrique	Hz	Défini par le TSO, en cohérence avec E&R	?
Point B : Fréquence à laquelle l'unité doit être supérieur ou égale à zéro	Hz	Défini par le TSO, en cohérence avec E&R	?
Point C : Fréquence à laquelle Pmax unité peut être atteinte.	Hz	[49.0, 49.6]	?
T1 : Durée d'activation complète. Temps maximal pour passer de « Pmax » soutirage à « Pmax » injection.	s	Défini par le TSO, [1, 25]	?
T2 : Délai d'activation. Ce délai doit être aussi court que possible.	s	Défini par le TSO, [0, 5]	?
T3 : Temps maximal pour passer d'un mode soutirage à un mode injection	s	---	?
Point maximale atteignable lors de l'écroulement de la fréquence	MW	[0, Pmax unité]	?



Nouvelle fonction introduite par EG Storage « LFSM-UI » (2/5)

Paramètre	Unité	Plage	Valeur par défaut proposé par RTE
Zone d'insensibilité	Hz	[49,5-50,5]	**49,8**
Gradient	MW/Hz or pu/Hz	Définie dans la zone d'exploitation (« operating region »)	?
Point A : seuil du premier échelon de délestage fréquence métrique	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	Hz	Défini par le TSO, en cohérence avec E&R	**49,2**
Point C : Fréquence à laquelle Pmax unité peut être atteinte.	Hz	[49.0, 49.6]	**49,6**
T1 : Durée d'activation complète. Temps maximal pour passer de « Pmax » soutirage à « Pmax » injection.	s	Défini par le TSO, [1, 25]	?
T2 : Délai d'activation. Ce délai doit être aussi court que possible.	s	Défini par le TSO, [0, 5]	?
T3 : Temps maximal pour passer d'un mode soutirage à un mode injection	s	---	?
Point maximale atteignable lors de l'écroulement de la fréquence	MW	[0, Pmax unité]	?

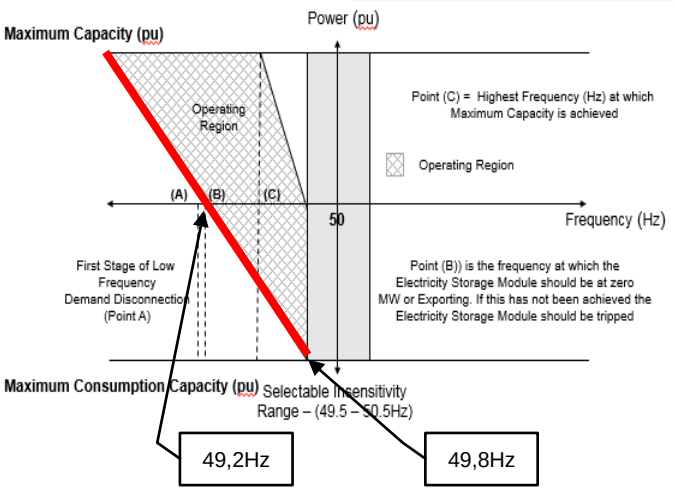


- **Zone d'exploitation** (*operating région)* est la zone de fonctionnement du LFSM-UI
- **Zone d'insensibilité** : on prend la même que le LFSM-U, i.e., 49,8Hz.
- **Le Point A** correspond au primer échelon de délestage, i.e., 49Hz (voir Arrêté du 5 juillet 1990).
- **Le Point B** est calé sur la fréquence de déconnection des dernières STEP[1] en cas de soutirage, i.e., 49,2Hz.
- **Le point C** nous proposons 49,6Hz.

[1]STEP: stations de transfert d'énergie par pompage

Nouvelle fonction introduite par EG Storage « LFSM-UI » (3/5)

Paramètre	Unité	Plage	Valeur par défaut proposé par RTE
Zone d'insensibilité	Hz	[49,5-50,5]	**49,8**
Gradient	MW/Hz or pu/Hz	Définie dans la zone d'exploitation (« operating region »)	**1,7pu/Hz**
Point A : seuil du premier échelon de délestage fréquence métrique	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	Hz	Défini par le TSO, en cohérence avec E&R	49,2
Point C : Fréquence à laquelle Pmax unité peut être atteinte.	Hz	[49.0, 49.6]	49,6
T1 : Durée d'activation complète. Temps maximal pour passer de « Pmax » soutirage à « Pmax » injection.	s	Défini par le TSO, [1, 25]	?
T2 : Délai d'activation. Ce délai doit être aussi court que possible.	s	Défini par le TSO, [0, 5]	?
T3 : Temps maximal pour passer d'un mode soutirage à un mode injection	s	---	?
Point maximale atteignable lors de l'écroulement de la fréquence	MW	[0, Pmax injection]	**Pmax injection**



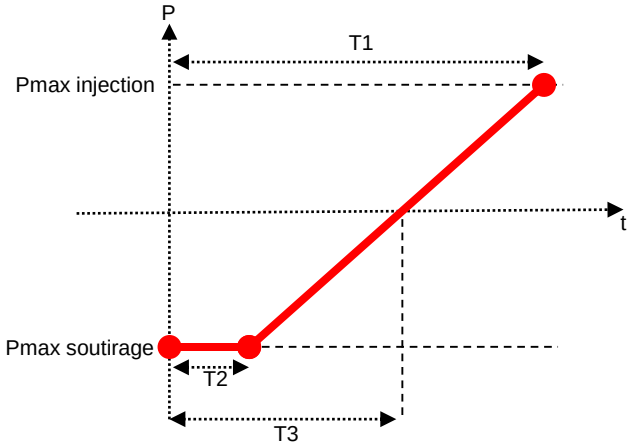
Calculer du gradient

1. Passer de [**Pmax soutirage]** à **0** si la fréquence chute de 49,8Hz à 49,2Hz =>
   Gradient = 1 pu / 0,6Hz = 1,66 pu/Hz ≈ **1,7pu/Hz** (**droite rouge**). On continue avec le même gradient tant que la fréquence ne s'est pas stabilisée (Pmax injection).

2. Si le dépassement (du seuil 49,8Hz) se fait à [**Pmax soutirage]/2**, l'évolution de la puissance suivra la courbe en pointillée rouge qui à la même pente que la courbe rouge.

Nouvelle fonction introduite par EG Storage « LFSM-UI » (4/5)

Paramètre	Unité	Plage	Valeur par défaut proposé par RTE
Zone d'insensibilité	Hz	[49,5-50,5]	**49,8**
Gradient	MW/Hz or pu/Hz	Définie dans la zone d'exploitation (« operating region »)	**1,7pu/Hz**
Point A : seuil du premier échelon de délestage fréquence métrique	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	Hz	Défini par le TSO, en cohérence avec E&R	49,2
Point C : Fréquence à laquelle Pmax unité peut être atteinte.	Hz	[49.0, 49.6]	49,6
T1 : Durée d'activation complète. Temps maximal pour passer de « Pmax » soutirage à « Pmax » injection.	s	Défini par le TSO, [1, 25]	**4**
T2 : Délai d'activation. Ce délai doit être aussi court que possible.	s	Défini par le TSO, [0, 5]	**0,5**
T3 : Temps maximal pour passer d'un mode soutirage à un mode injection	s	---	**2**
Point maximale atteignable lors de l'écroulement de la fréquence	MW	[0, Pmax injection]	Pmax injection



Calcul des temps T1, T2 et T3

1. **Pour le LFSM_U nous avons pris 2s pour un ΔP = 50% Pmax, si l'on souhaite avoir le même comportement que les producteurs => T1 = 8s. Nous proposons T1 = 4s car il n y a pas de contraintes mécaniques pour le stockage.**
2. Nous proposons **T2 ≤ 0,5s** (idem que le PV et l'éolien). Ce n'est pas une valeur imposée, c'est une valeur à ne pas depasser.
3. Nous proposons de prendre **T3 = T1/2 = 2s**

Nouvelle fonction introduite par EG Storage « LFSM-UI » (5/5)

- Si l'unité de stockage ne passe d'un mode soutirage à un mode injection en après 2s (T3) et si la fréquence est inferieur à 49,2Hz (point B) alors l'unités de stockage doit se découpler.

- **Validation de la fonction LFSM_UI**

Nous allons proposer, pour consultation, une nouvelle fiche de simulation dans le cadre du contrôle de conformité dédiée à la fonction LFSM_UI.

Perspectives

Planning pour la suite

En 2020

(i) Cahiers des charges des capacités constructives (unités de stockages non synchrones).
(ii) Trame de contrôle initial des unités de stockages non synchrones.
(iii) Cahier des charges téléconduite.

1. Une phase de concertation est prévue de septembre à novembre 2020.
2. Une phase de consultation est prévue en décembre 2020.

En 2021

1. Article 5.1 (Exigences pour le raccordement d'une unité de stockage)
2. « Cahier des charges des capacités constructives pour les unités de stockages synchrones».