GT Stockage

26 février 2020

Ordre du jour

I. Introduction du stockage au mécanisme d'ajustement (90')

1. Introduction
2. Feuille de route
3. Détail des étapes

II. Analyse coûts-bénéfices (ACB) pour les réservoirs à énergie limitée fournissant de la réserve primaire (30')

1. Introduction
2. Dispositions transitoires
3. Rappels des principes de l'ACB
4. Eléments de planning – prochaines étapes
5. Déclinaison nationale

INTRODUCTION

- Le système électrique est déjà bien outillé pour affronter la transformation programmée par la PPE
- Il existe toutefois des facteurs de risques, des besoins identifiés dès aujourd'hui en terme de sûreté d'exploitation en temps réel et des jalons clés à maîtriser
- Les flexibilités sont au cœur de ce programme de transformation du système et certains moyens de flexibilité peuvent contribuer, indépendamment de la croissance du parc ENR, à décarboner encore davantage le système énergétique
- Les flexibilités doivent ainsi pouvoir être raccordées au système de manière efficace
- Elles doivent pouvoir participer à tous les dispositifs de valorisation mis en place par RTE
- C'est pourquoi RTE travaille en permanence à faire évoluer ces dispositifs pour qu'ils soient de mieux en mieux adaptés aux spécificités des nouvelles flexibilités

Accès aux Marchés

Etat des lieux global

Le stockage peut déjà se valoriser sur différents mécanismes

Des adaptations sont en cours pour élargir les opportunités de valorisation

	Eligibilité du stockage	Forme de la participation
Mécanisme de capacité	**oui**	Des dispositions simplifiées permettent de valoriser les batteries engagées en SSyf Le stockage est éligible à l'appel d'offres long terme (AOLT) en cours
Services système fréquence (SSYf)	**oui**	FCR : Expérimentations pour des batteries seules en cours aFRR : Expérimentation pour des batteries seules possible
Mécanisme d'ajustement (MA)	**partielle**	Seules les STEP peuvent participer au MA Les batteries ne peuvent aujourd'hui pas s'insérer dans le cadre appliqué au STEP

Intégration du stockage au MA



01

Introduction

Introduction

Pourquoi l'intégration du stockage au MA ?

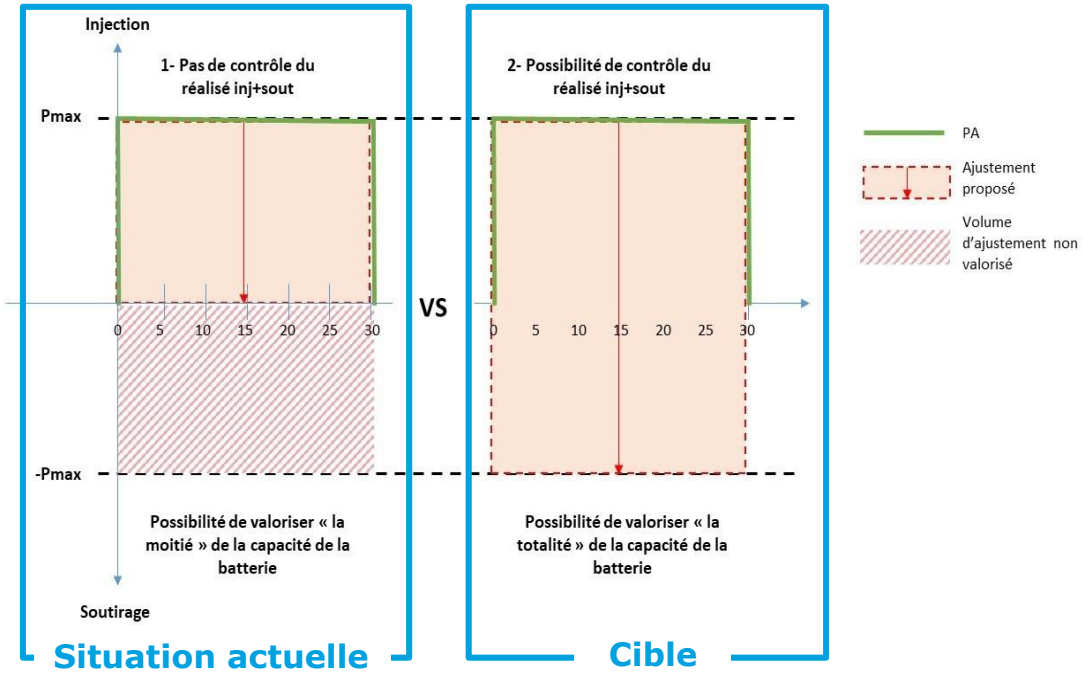
- Les mécanismes de marché de RTE doivent évoluer afin de prendre en compte, le cas échéant, les spécificités du stockage
- Les moyens de stockage commencent d'ailleurs à être intégrés dans d'autres mécanismes, comme les services systèmes (SSY) et le mécanisme de capacité
- Dans cette perspective RTE souhaite proposer un cadre adapté pour la participation des moyens de stockage au mécanisme d'ajustement et ainsi permettre à de nouvelles capacités très flexibles à la hausse et/ou à la baisse d'équilibrer le système électrique ou de contribuer à la gestion des flux sur le réseau
- Enfin, la participation au mécanisme d'ajustement est également un prérequis à une valorisation pour d'autres mécanismes (RR-RC, produits à DOmin courts)

Intégration du stockage au MA – contexte

Pourquoi la participation du stockage au MA requiert des évolutions ?

Il n'est pas directement possible de valoriser pleinement le stockage sur le MA :

- Le MA ne traite actuellement qu'un seul « cadran » pour un même ajustement (injection ou soutirage)



02

Intégration du stockage au MA - Feuille de route proposée

Intégration du stockage au MA

Etapes chronologiques

- RTE a proposé de séquencer l'intégration du stockage au MA suivant des macro-étapes « logiques ».
- Les premières étapes permettront de définir le socle nécessaire à une intégration minimale du stockage sur le mécanisme d'ajustement.

- Les principales macro-étapes sont :

- **Etape 1 : adapter le cadre de définitions**
- **Etape 2 : permettre la pleine valorisation du stockage sur le MA**

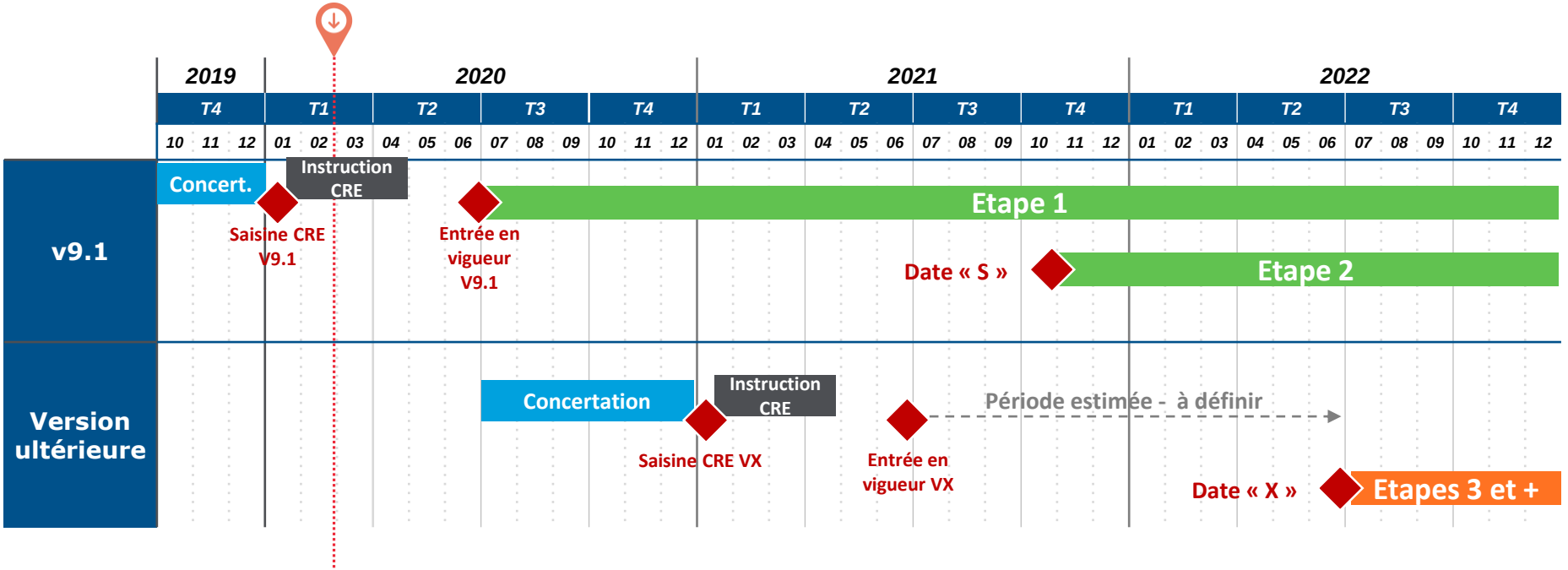
→ **En cours de concertation**

- Etape 3a : proposer un cadre de programmation propre au stockage
- Etape 3b : élargir les possibilités d'agrégation pour le stockage
- Etapes 4 et suivantes : élargir les possibilités de gestion de stock

→ **Concertation à venir**

Calendrier prévisionnel

Evolutions des règles MA-RE V9.1 et suivantes





03

Principes pour les étapes 1 et 2

3.1 Stockage - Etape 1

« Avant la date S »

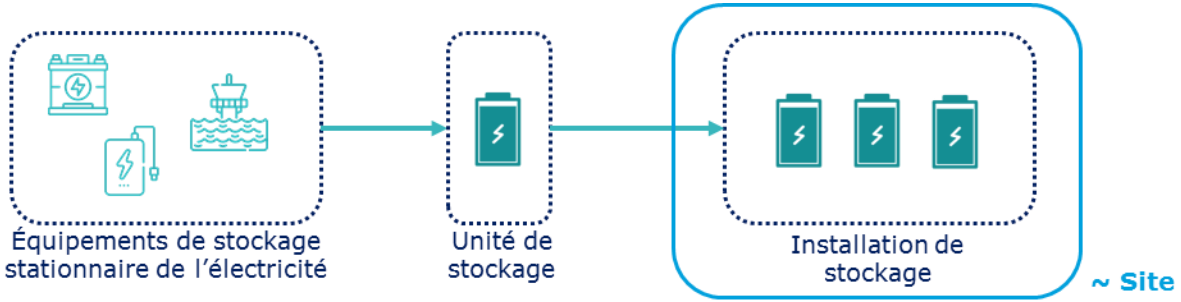
Adaptation du cadre règlementaire

Définitions du stockage communes aux différents mécanismes

- **Unité de Stockage Stationnaire:** Ensemble d'équipements de stockage stationnaire d'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, et de la restituer ultérieurement en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité.

- **Installation de Stockage Stationnaire** : L'installation de stockage stationnaire est un site pour lequel a été conclu soit un contrat d'accès au réseau de transport, soit un contrat d'accès au réseau de distribution, soit un contrat de service de décompte, soit un contrat unique, soit un contrat intégré. L'unité de stockage stationnaire ou un ensemble d'unités de stockage stationnaires installées sur un même site, sont exploitées par le même utilisateur. L'installation englobe tous les matériels et équipements exploités par l'utilisateur.

Pour faire un parallèle avec les définitions existantes pour l'injection et le soutirage, l'unité de stockage se rapproche de la notion de groupe de production, et l'installation de stockage de celle d'un site.



Participation des moyens de stockage au MA – Etape 1

Rappels sur le contexte de l'étape 1 « adaptation du cadre réglementaire »

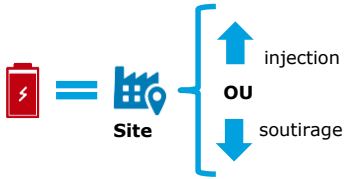
- **Objectifs de l'étape 1 :** Permettre rapidement, en limitant les évolutions du MA existant, aux capacités de stockage de proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement.

- **Principe général retenu en étape 1 :**
  - Une capacité de stockage est assimilée à un site d'injection ou un site de soutirage
  - Le traitement des capacités de stockage est donc entièrement calqué sur le traitement appliqué aux sites classiques

- **Principale limite de l'étape 1 :**
  - Une capacité de stockage ne peut se faire valoriser sur le MA qu'en injection, ou en soutirage. (Seules les variations de la courbe d'injection ou de soutirage peuvent être valorisées au titre du MA)

- **Eléments de planning :** déjà intégré dans les règles V9.1, saisine début février, applicables juillet 2020









MA-RE V9.1 : Juin 2020

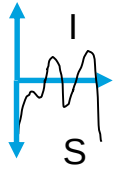
3.2 Stockage - étape 2

« Après la date S »

Participation des moyens de stockage au MA – Etape 2

Rappels sur le contexte de l'étape 2 « valorisation du stockage sur le MA »

- **Objectifs de l'étape 2 :** Permettre aux capacités de stockage de proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement qui peuvent être valorisées sur leur parties Injection et Soutirage.



- **Principe général retenu en étape 2 :**
  - Côté MA, dissociation du stockage de la production et du soutirage :
    - Notion de site de stockage
    - Programmation via des EDP constituée de site de stockage uniquement
    - Offres standard ou spécifiques explicites soumises via des EDA constituées uniquement de sites de stockage
  - Côté RE, la capacité de stockage est traitée suivant son type de contrat de raccordement

  NB : la possibilité offerte en étape 1 (assimilation en I ou S) resterait ouverte



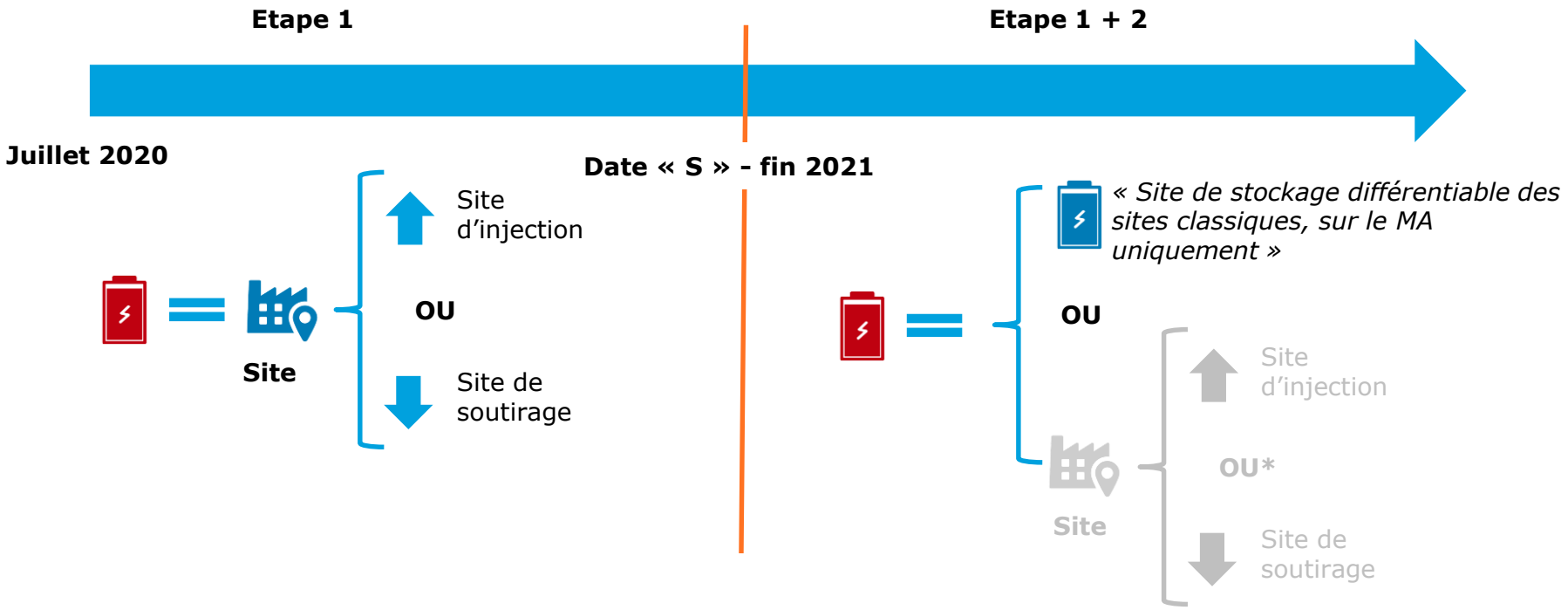
« Site de stockage différentiable des sites classiques, sur le MA uniquement »

- **Principale limite de l'étape 2 :**
  - Impossibilité pour les acteurs d'agréger des sites classiques avec du stockage



- **Eléments de planning :** Principes intégrés dans les règles V9.1. Activation de la date « S » cible fin 2021 – début 2022

Etapes 1 & 2 – chronologie



04

Détail des principes proposés en étape 2

Introduction

➢ Il est nécessaire d'identifier le stockage des sites classiques sur certains volets du corpus des règles MA-RE

Règles MA-RE	Volets	Chapitres	Traitement du stockage
Section 1	1 Programmation	➢ Périmètres de programmation ➢ Soumission des programmes	Nécessité d'identifier le stockage car comportement légèrement différent des sites « classiques »
	2 Mécanisme d'ajustement (MA)	➢ Périmètres d'ajustement ➢ Dépôt des offres ➢ Activation des offres ➢ Contrôle du réalisé ➢ Rémunération / facturation	
Section 2	3 Responsable d'équilibre (RE)	➢ Identification des volume en écart pour les RE	Possibilité d'assimiler le stockage à des sites « classiques »

4.1 Programmation

Rappel MA

Programmation

Rappels – Cas général

- **Qui ?** Responsable de programmation
- **Maille ?** Prévision de production envoyée à la maille EDP
- **Quand ?** Tous les jours
  - 3 passerelles en J-1 : 12h30, 15h et 16h30
  - Re-déclaration possible sans limite jusqu'à 1h avant le temps réel à chaque guichet (aujourd'hui chaque heure ronde)
- **Granularité**
  - **Pas temporel du PA ?** 5' ou 15' ou 30'
  - **Granularité en puissance ?** MW
- **Comment ?** Via l'application TOPASE

L'Entité de Programmation (EDP)

Constituée de groupes de production localisés sur le même site d'injection et ayant le même RE

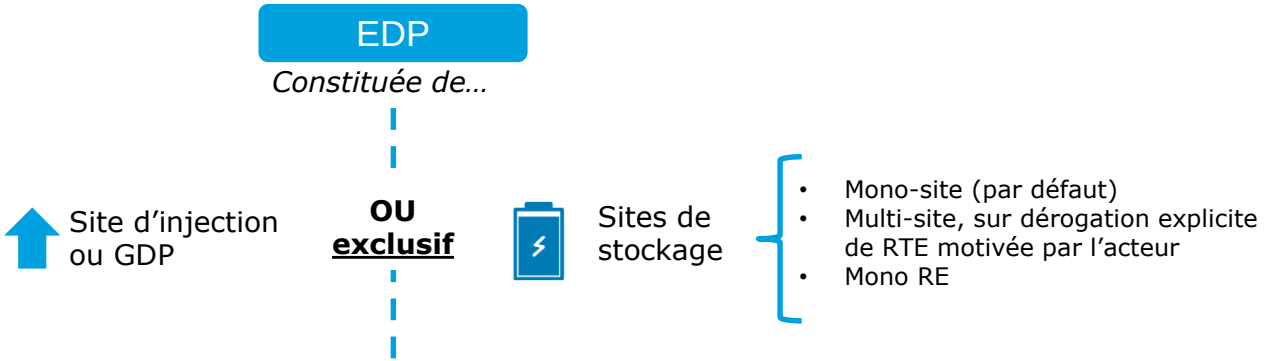
EDP multi-sites d'injection possible avec même RE si demande justifiée à RTE

Pour le stockage…

Périmètres de programmation

Evolutions pour le stockage

- Une installation de stockage voulant participer au MA doit avoir un Responsable de Programmation (RP) et rejoindre un périmètre de programmation via une Entité de Programmation (EDP)
- Pour le Stockage, le Responsable de Programmation = l'Acteur d'Ajustement (RP=AA)
- Une EDP ne peut contenir que des installations de stockage (ou aucune)



Pour le stockage...

Soumission des programmes

Evolutions pour le stockage

➢ Pour une EDP constituée d'installations de stockage, le programme est envoyé par le RP en quintuplet, avec un programme d'appel en puissance active en valeurs algébriques

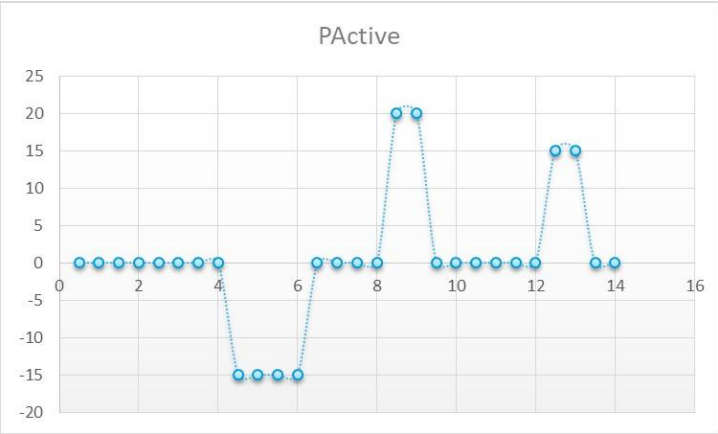
Dépôt des programmes
Responsable de programmation - *Via l'application TOPASE*

Programme : quintuplet de valeurs envoyé par le RP

1. **puissance active** (valeurs positives ou négatives)

   \+ participation aux services système (valeurs positives)

2. **Réserve primaire** hausse
3. **Réserve primaire** baisse
4. **Réserve secondaire** hausse
5. **Réserve secondaire** baisse



Un seul programme positif/négatif pour la puissance active

Remarque : Si la capacité ne fournit pas de SSY ➔ valeurs à zéro

4.2 Mécanisme d’ajustement

Rappel MA

Mécanisme d'ajustement

Rappel – Principe général

- **Qui ?** L'Acteur d'Ajustement (AA)
- **Maille ?** Via une Entité d'ajustement
- **Quoi ?** Déposer une ou plusieurs types d'offres d'ajustement :
  - Offres spécifiques ou standard
  - Offres Implicites ou Explicites
- **Quand ?** Aux guichets de dépôt d'offres d'ajustement :
  - Horaires pour le standard (actuellement)
  - A l'HLAR (16h30 en J-1), puis guichets de redéclaration horaire pour le spécifique
- **Comment ?** Via les applications :
  - Syga (spécifique)
  - Topase (standard)

L'Entité d'Ajustement (EDA)

Maille élémentaire à laquelle un Acteur d'Ajustement fait une offre

Elle est composée d'un ou plusieurs groupes de production et/ou d'un ou plusieurs sites

Rappel MA

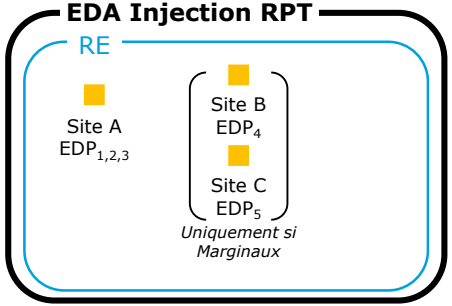
Mécanisme d'ajustement

Rappel – Les types d'entités d'ajustement (EDA) possibles

Site RPT
Site RPD
Injection
Soutirage – Télérelevé
Soutirage – Profilé

Injection

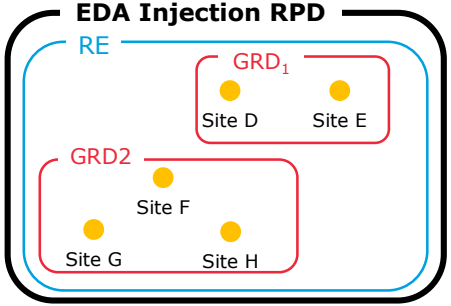
EDA Injection RPT



- Mono Site*
- Mono RE

** Sauf si Sites marginaux*

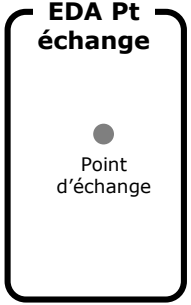
EDA Injection RPD



- Multi Sites
- Mono RE
- Multi GRD

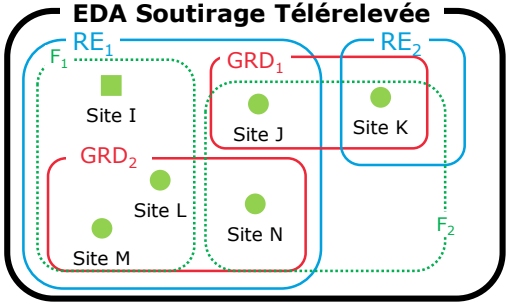
Point d'échange

EDA Pt échange



Soutirage

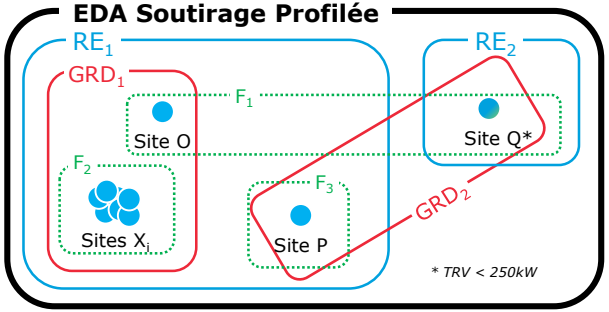
EDA Soutirage Télérelevée



- Multi Sites
- Multi RE
- Multi GRD
- Multi Fournisseur

Versement fournisseur:
- Corrigé si RPT ou RPD > 36kVA
- Régulé (par défaut)
- Contractuel (sur demande)

EDA Soutirage Profilée



- Multi Sites
- Multi RE
- Multi GRD
- Multi Fournisseur

Versement fournisseur:
- Régulé (par défaut)
- Contractuel (sur demande)

Rappel MA

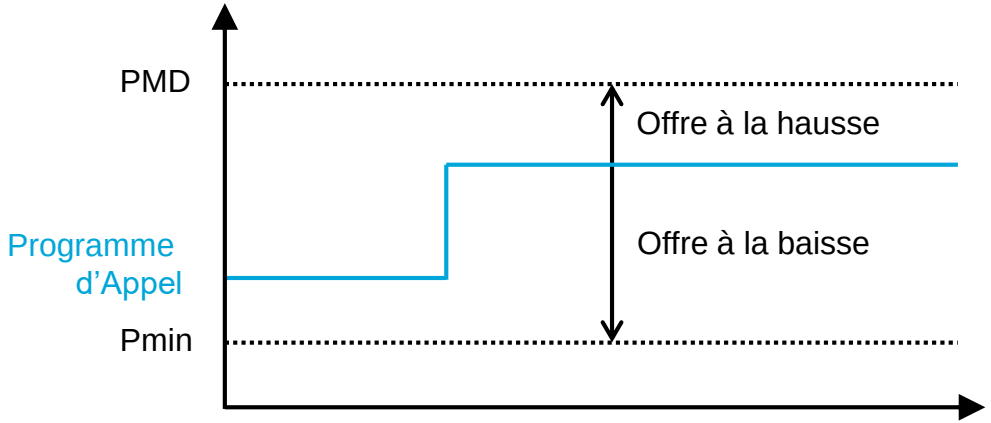
Mécanisme d'ajustement

Rappel - Offres implicites vs offres explicites

Offres implicites

Le volume offert représente la variation possible par rapport au programme d'appel déclaré par le responsable de programmation

Exemple : une centrale thermique au gaz connectée au RPT dont le PMD est 500 MW et le PA 430 MW offre implicitement à la hausse 70 MW sur le MA.



Offres explicites

Le volume offert est défini explicitement par l'acteur d'ajustement

Exemple : un industriel offre explicitement à la hausse 100 MW sur le MA (offre d'effacement)

Rappel MA

MÉCANISME D'AJUSTEMENT

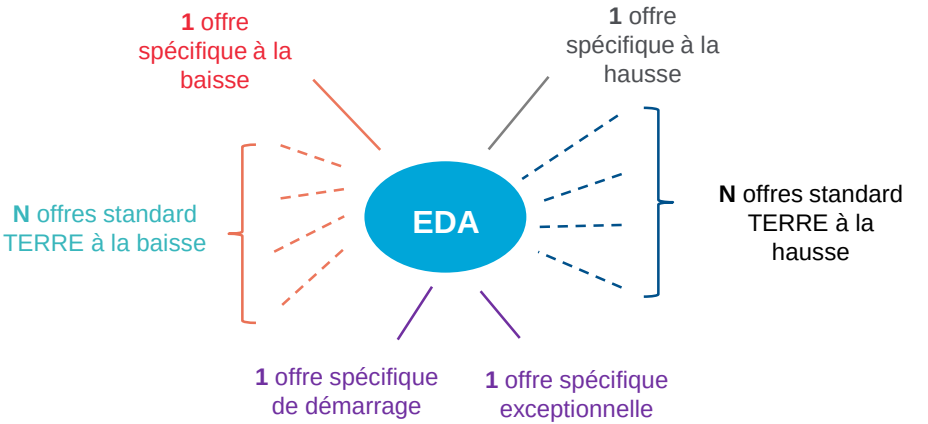
Rappel - Offres Standard *Vs* Spécifique

❖ **Offres spécifiques** : Offres soumises à RTE et sélectionnées *via* une liste de préséance technico-économique nationale

❖ **Offres standards** : Offres soumises à RTE et sélectionnées *via* une liste de préséance économique commune européenne

- *Aujourd'hui, uniquement de « Replacement Reserve » (RR)*
- *Demain également de « manual Frequency Restoration Reserve » (mFRR)*

Pour une EDA qualifiée pour la soumission d'offres standard de RR



Remarque :

En règle générale, une offre standard doit être doublée d'une offre spécifique

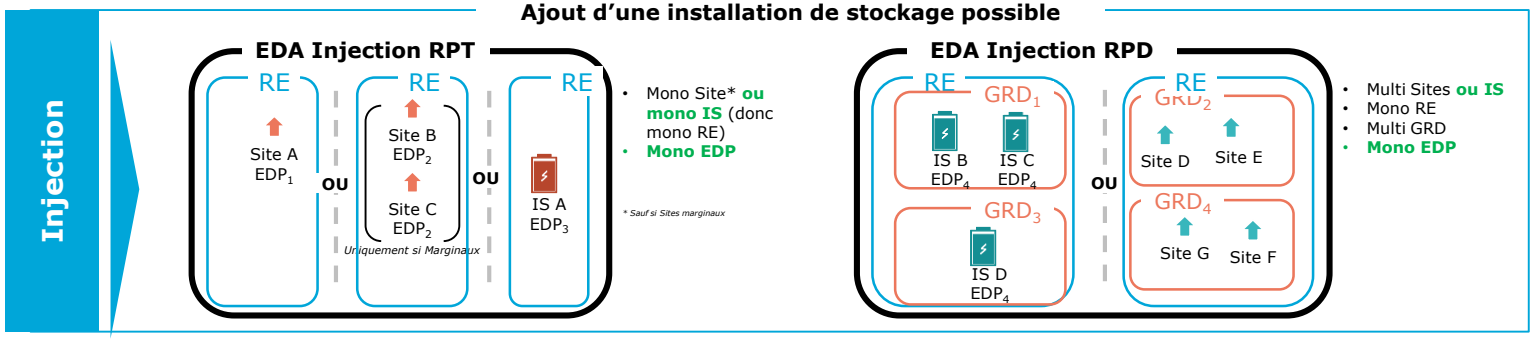
Il est cependant possible de ne déposer que des offres standard si l'offre fait moins de 10 MW

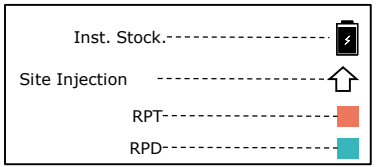
Pour le stockage...

Périmètres d'ajustement

Evolutions pour le stockage

- Une <u>unique</u> EDP constituée d'installation de stockage, toutes raccordées au RPT peuvent rejoindre une EDA constituée d'installations de stockage uniquement et ayant les mêmes caractéristiques et contraintes qu'une EDA injection RPT actuellement.
- <u>Une ou plusieurs</u> installations de stockage, toutes raccordées au RPD peuvent rejoindre une EDA constituée d'installations de stockage uniquement et ayant les mêmes caractéristiques et contraintes qu'une EDA injection RPD actuellement





Remarque : A la cible, il est prévu de pouvoir avoir dans une même EDA des installations de stockage et des sites d'injection ou soutirage

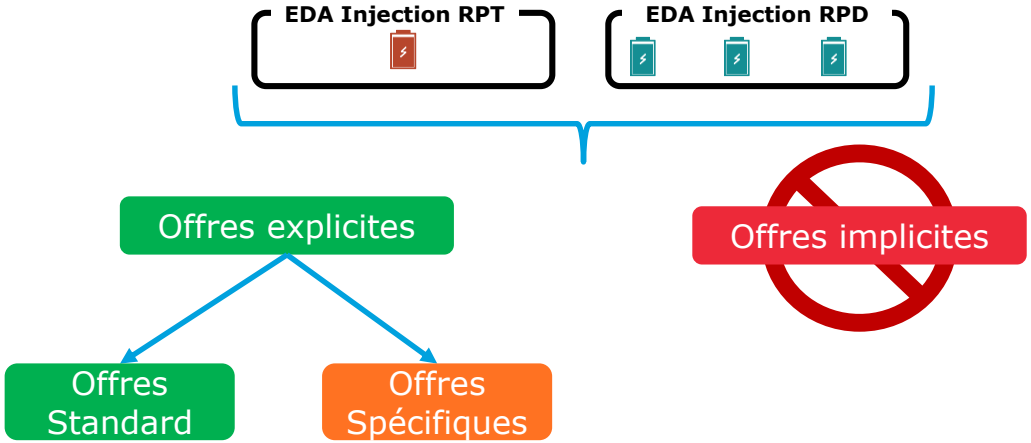
Pour le stockage...

Dépôt des offres

Evolutions pour le stockage

- EDA (RPT ou RPD) composée d'installations de stockage peut soumettre des offres standard ou spécifiques, à la hausse ou à la baisse, explicites uniquement.

Dépôt des Offres
Acteur d'ajustement - *Via l'application TOPASE (standard) ou Syga (spécifique)*



Remarque : *Dans le cas où la date de mise en œuvre M' serait postérieure à la date attendue de soumission d'offres spécifiques pour le stockage → pas d'offres spécifiques pour le stockage*

Rappel MA ET Pour le stockage...

Mécanisme d'ajustement

Rappel – Activation des offres

➢ Le principe d'activation des offres reste inchangé pour les EDA constituées d'installations de stockage

Activation des offres
Par RTE aux Acteurs d'ajustement - *via l'application TAO*

- **RTE classe en continu l'ensemble des offres spécifiques** par ordre croissant (pour les offres à la hausse) et par ordre décroissant (pour les offres à la baisse) de leurs prix d'Offre et **appelle des offres en fonction de leurs prix d'offre, de leurs conditions d'utilisation et de leurs contraintes techniques**

- **La plateforme commune d'échange de produits standard** sélectionne aux guichets horaires (pour l'instant) **suivant une liste de préséance économique commune** aux pays participants, en respectant les contraintes d'interconnexion et **transmet les offres à activer en France à RTE**

- L'activation des EDA est « manuelle » et se fait par l'acteur d'ajustement : **RTE n'a pas de lien technique direct avec les sites d'une EDA**

Rappel MA

Mécanisme d'ajustement

Rappel – Contrôle du réalisé

❖ **Pourquoi ?** Le contrôle du réalisé permet à RTE :

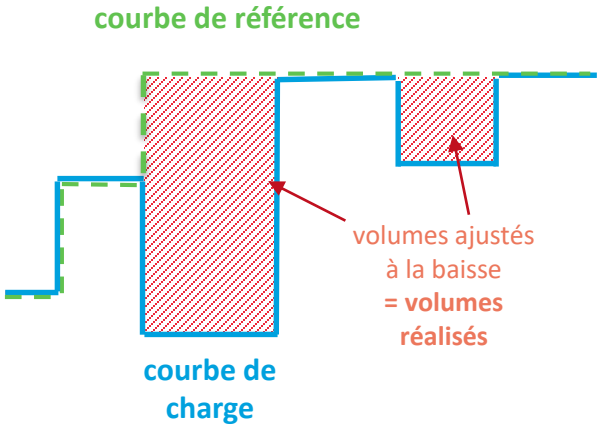
- De vérifier la bonne exécution des ajustements pour le MA
- D'attribuer les volumes ajustés aux bons acteurs (RE,AA)
- De calculer le montant de la rémunération des acteurs d'ajustement

❖ **Maille ?** Entité d'ajustement (EDA)

❖ **Comment ?** RTE calcule le volume réalisé en comparant :

- La courbe de charge, corrigée des énergies des services système fréquence, au pas 10 min*
- La courbe de référence, qui correspond à ce qui aurait eu lieu en l'absence de l'ajustement

❖ **Quand ?** En M+1, puis en M+x



** Pour les sites télérelevés, cela correspond aux données de consommation au pas 10' issues des compteurs (mesurées par RTE ou remontées par les GRD le cas échéant)*

Pour le stockage...

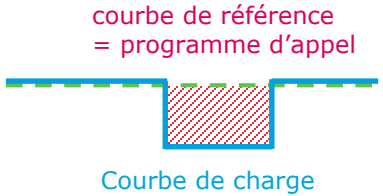
Contrôle du réalisé

Evolutions pour le stockage

- Une installation de stockage (ou site de stockage) doit disposer d'un dispositif de comptage télérelevé au pas 10' en injection et en soutirage
- La courbe de référence d'une EDA constituée exclusivement d'installations de stockage est égale au programme d'appel envoyé par le responsable de programmation pour l'entité de programmation (EDP) faisant partie de l'EDA

Cas des EDA constituées d'installations de stockage :

- Courbe de référence définie à la **maille de l'entité**
- **Courbe de référence** = somme des valeurs de puissance du dernier Programme d'Appel tracé par RTE de chaque EDP constitutive de l'EDA



Remarques : Actuellement, les courbes de référence sont :

- Pour les sites d'injection RPT ou RPD implicites : programme d'appel (comme pour le stockage)
- Pour le sites d'injection RPD explicites : courbe estimée par la méthode rectangle (voir ci-dessous)
- Pour les autres sites (soutirage) : courbe estimée par 3 méthodes possibles à la demande de l'acteur:
  1. Méthode « rectangle » (par défaut) = estimation par rapport à la courbe de charge du pas 30' précédent
  2. Méthode par « historique » (nécessité d'une homologation) = estimation par rapport à un comportement historique qui se reproduit
  3. Méthode par « prévision » (nécessite d'une homologation) = estimation par rapport à une prévision de l'acteur

Rappel MA ET Pour le stockage...

Mécanisme d'ajustement

- Le principe de formation du prix et de règlement des écarts reste inchangé pour les EDA constituées d'installations de stockage

Rappel - Prix de rémunération

Type d'offre	Motif d'activation	Prix de rémunération
Spécifique	Tous	Prix d'offre
Standard	P=C	Prix marginal FR

Rappel - Prix de règlement des écarts d'ajustement

Prix de règlement des écarts d'ajustement	PMP dans la tendance

Rappel MA ET Pour le stockage...

Rémunération

Rappel – Fonctionnement à partir de juillet 2020 (date « T »)

➢ Les principes de rémunération restent inchangés pour les EDA constituées d'installations de stockage

1 **Rémunération des volumes activés**	Chaque offre activée est rémunérée au prix de rémunération (différent selon le type d'offre et le motif d'activation) sur la base du volume demandé (volume commercial) Rémunération = **Volume Commercial** x **Prix de Rémunération**
2 **Valorisation des écarts d'ajustement**	Pour chaque activation, tout écart entre le volume réalisé et le volume attendu théorique (livraison parfaite) est valorisé au prix de règlement des écarts d'ajustement (PREa) **Valorisation des EA = (Volume Réalisé – Volume Attendu théorique)** x **PREa**
3 **Pénalités en cas de défaillance**	Pour chaque activation, un écart trop important entre le volume réalisé et le volume attendu effectif (déduit du programme envoyé par l'acteur) donne lieu à une pénalité Si **Volume réalisé – Volume Attendu effectif > Seuil de Défaillance (20%)** : **Pénalité**

Rappel MA ET Pour le stockage...

Facturation

➢ Les principes de facturation restent inchangés pour les EDA constituées d'installations de stockage

Délais : Facturation des volumes commerciaux et des écarts d'ajustement en M+. Facturation des pénalités, le cas échéant, en M+2

L'ensemble des informations nécessaires à la facturation de ces éléments aux différentes échéances **est mis à disposition de l'acteur d'ajustement entre 15 min après le temps réel et M+1** avec possibilité de mise à jour jusqu'en M+12

Publications et facturation en M+1		
Activation	• Volume Réalisé • Volume des écarts d'ajustement: différence entre le Volume attendu Théorique et le Volume Réalisé • **Valorisation des écarts d'ajustement** : via le prix de règlement des écarts d'ajustement (J+3) • Critère de défaillance et Volume de défaillance	• Disponible après validation du Contrôle du Réalisé • Mis à jour jusqu'à M+12

Publications en M+1 et facturation en M+2		
Activation	• **Valorisation des pénalités**	• Mis à jour jusqu'à M+12



II

Analyse Coûts Bénéfices pour les réservoirs à énergie limitée fournissant de la réserve primaire



01

Introduction - Contexte

Introduction

Contexte règlementaire

- **Le règlement SOGL** (System Operation Guideline) qui décrit les obligations liées à l'exploitation du réseau définit notamment :
  - **A l'article 156** les exigences liées à la réserve primaire, ou FCR (Frequency Containment Reserve) incluant les exigences relatives aux « **réservoirs à énergie limitée** » **ou LER** (Limited Energy Reservoirs) fournissant de la réserve primaire

- En particulier, les articles **156.9, 156.10 et 156.11** définissent que :
  - Les **LER** doivent être en mesure de **fournir la réserve primaire** :
    - **En état normal** : en **permanence**
    - **En état d'alerte** : pendant une **durée comprise entre 15' et 30'**
  - **Les GRT** doivent définir une **valeur de tenue en état d'alerte** basée sur les résultats d'une **analyse coûts-bénéfices** à définir
  - Cette **analyse coûts-bénéfices** doit notamment :
    - Faire l'objet d'une **validation de ses hypothèses et méthodologie** par les autorités de régulation **6 mois** après l'entrée en vigueur du règlement SOGL
    - Être finalisée **12 mois** après la validation des hypothèses pour que les **résultats soient validés par les autorités de régulation**

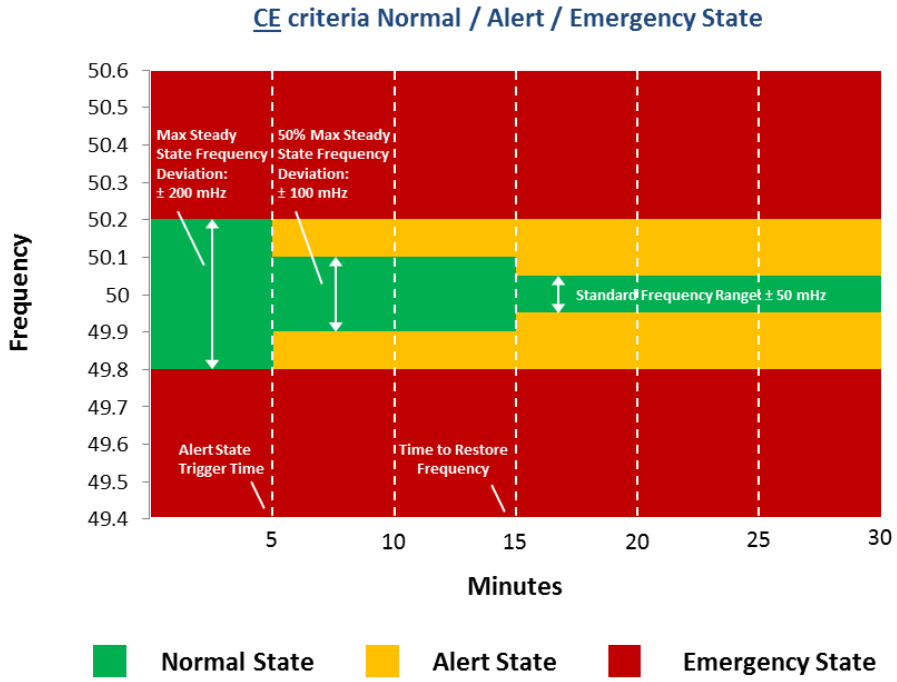
Introduction

Contexte règlementaire – extraits du règlement

- ***156.9***.*Pour les zones synchrones CE et pays nordiques, chaque fournisseur de FCR veille à ce que les FCR provenant de ses unités ou groupes fournissant des* ***FCR et disposant de réservoirs d'énergie limités*** *soient* ***disponibles en permanence lorsqu'elles sont en état normal****. Dans le cas des zones synchrones CE et pays nordiques, à partir du* ***passage en état d'alerte et durant l'état d'alerte, chaque fournisseur de FCR veille à ce que ses unités ou groupes fournissant des FCR et disposant de réservoirs d'énergie limités puissent activer complètement les FCR de manière continue pendant un laps de temps à définir*** *en application des paragraphes 10 et 11. Lorsque aucune durée n'a été définie en application des paragraphes 10 et 11, chaque fournisseur de FCR veille à ce que ses unités ou groupes fournissant des FCR disposant de réservoirs d'énergie limités soient en mesure d'activer les FCR de manière continue pendant* ***au moins quinze minutes ou****, en cas d'écarts de fréquence inférieurs à la valeur requise pour l'activation complète des FCR, pendant une durée équivalente ou pendant une durée fixée par chaque GRT qui* ***n'est pas supérieure à trente minutes ni inférieure à quinze minutes****.*
- ***156.10***.*Dans le cas des zones synchrones CE et pays nordiques,* ***tous les GRT élaborent une proposition concernant la durée d'activation minimale*** *que doivent assurer les fournisseurs de FCR.* ***La durée fixée n'est pas supérieure à trente minutes ni inférieure à quinze minutes****. La proposition tient compte des résultats* ***de l'analyse des coûts et bénéfices*** *effectuée en application du paragraphe 11.*
- ***156.11***.*Dans les* ***six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement****, les GRT des zones synchrones CE et pays nordiques* ***proposent des hypothèses et une méthodologie en vue d'une analyse des coûts et bénéfices*** *destinée à* ***évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités*** *restent disponibles en état d'alerte.* ***Dans les douze mois après l'approbation des hypothèses et de la méthodologie*** *par toutes les autorités de régulation de la région concernée,* ***les GRT des zones synchrones CE et pays nordiques soumettent les résultats de leur analyse des coûts et bénéfices aux autorités de régulation concernées, en suggérant une durée non supérieure à trente minutes ni inférieure à quinze minutes****. […]*

Introduction

Rappels – Définition de l'état d'alerte





04

Dispositions transitoires intégrées aux règles SSYf

Cadre expérimental et caractéristiques techniques (1/2)

Présenté en GT SSYf du 14 mai 2018

Exigences du code européen SOGL *(System Operation Guidelines)*

- En état normal du système : la réserve doit être **disponible en continu**
- En **état d'alerte** : la réserve doit pouvoir être activée à Pmax en continu pendant une **durée minimale**
- Après la fin de l'état d'alerte : les réservoirs doivent être **re-disponibles au plus vite** (moins de 2h)

Critères fréquence pour l'état d'alerte (art. 18 SOGL)

- Ecart de fréquence > 50 mHz depuis plus de 15mn
- Ou > 100 mHz depuis plus de 5mn

ET

Ecart de fréquence ≤ 200 mHz

Temps minimal de stock : entre 15 et 30 mn.

L'analyse coûts-bénéfices menée par les GRT de l'ENTSOE définira un Tstock harmonisé au niveau européen (d'ici 2020-2021).

Dans l'attente des résultats de l'analyse, RTE fixe ce Tstock à 15mn.

Un dimensionnement en 2 parties :

Capacité de réserve
Fonctionnement en état normal

+

Capacité de réserve supplémentaire
Activée uniquement en état d'alerte

Cadre expérimental et caractéristiques techniques (2/2)

Présenté en GT SSYf du 14 mai 2018

Spécifications techniques proposées par RTE

- **Stratégie de gestion du stock à décrire par le Responsable de Réserve** : fournir a minima un ratio de Pmax de 1,1 MW pour 1 MW de réserve primaire
- Pouvoir assurer la tenue de **15mn de stock pour un écart au moins égal à 200 mHz à RP**, en état d'alerte (selon le code SOGL)
- Prouver que l'on tient le passage de l'état normal à l'état d'alerte ainsi que les conditions dans l'état d'alerte, sur des journées historiques passées ou répertoriées dans les fiches de certification qui seront formalisées par RTE.
- Mettre en place un dispositif d'observabilité et d'échange d'informations avec RTE (télésignalisation et télémesure 10 sec)

Ces critères s'appliquent à tous les acteurs voulant participer à l'expérimentation et n'ayant pas encore certifié les capacités associées.

02

Analyse coûts bénéfices – Rappel des principes

Analyse coûts-bénéfices

Objectifs et résultats attendus

Objectifs de l'analyse

- **Minimiser les coûts liés à la FCR sans mettre en danger le système électrique**

Variables considérées pour l'analyse

- **T_{min} :** La durée de tenue en état d'alerte
- **$\%_{LER}$:** Le taux de pénétration des LER dans le mix de FCR
- **V_{FCR} :** Le volume de FCR requis

Données de sortie attendues

- En sortie de l'analyse, une **durée minimisant le coût de FCR** en fonction du **taux de pénétration de LER**

		LER Share										
		0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Time Period	15	3000	FCR amount	FCR amount	FCR amount	FCR amount+	FCR amount++	FCR amount++	FCR amount+++	…	…	…
	20	3000	FCR amount	FCR amount	FCR amount	FCR amount+	FCR amount++	FCR amount++	FCR amount+++	…	…	…
	25	3000	FCR amount	FCR amount	FCR amount	FCR amount+	FCR amount+	FCR amount++	FCR amount+++	…	…	…
	30	3000	FCR amount	FCR amount	FCR amount	FCR amount+	FCR amount+	FCR amount+	FCR amount+++	…	…	…

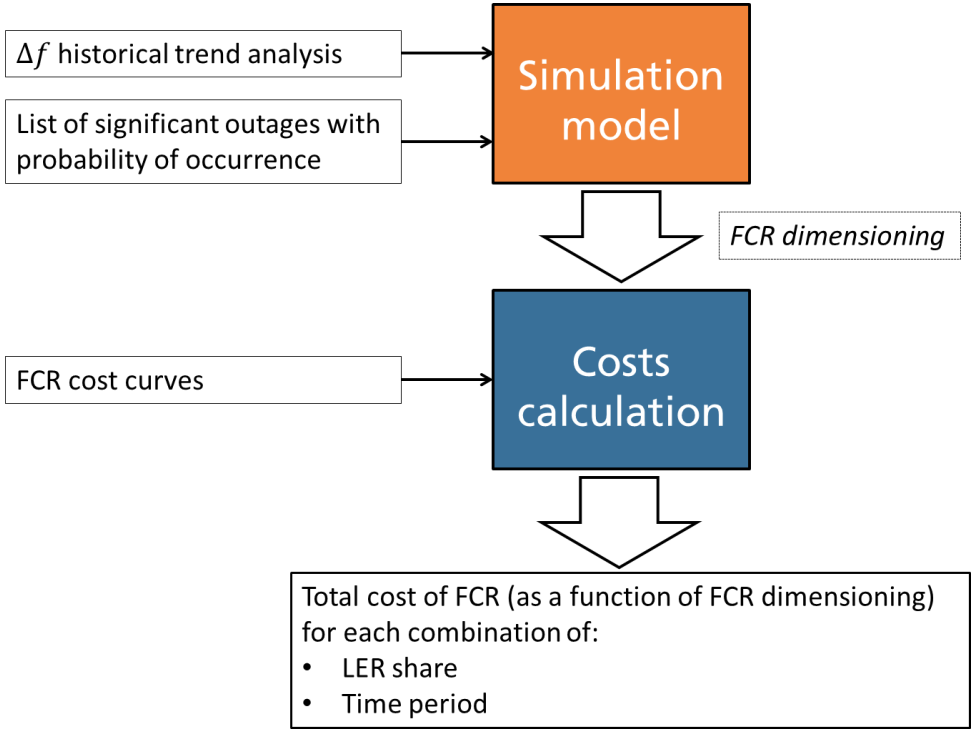
Analyse coûts-bénéfices

Principes du calcul

- L'analyse repose sur un **processus itératif** qui permet d'évaluer les besoins d'augmentation du dimensionnement FCR en fonction de la présence de LER

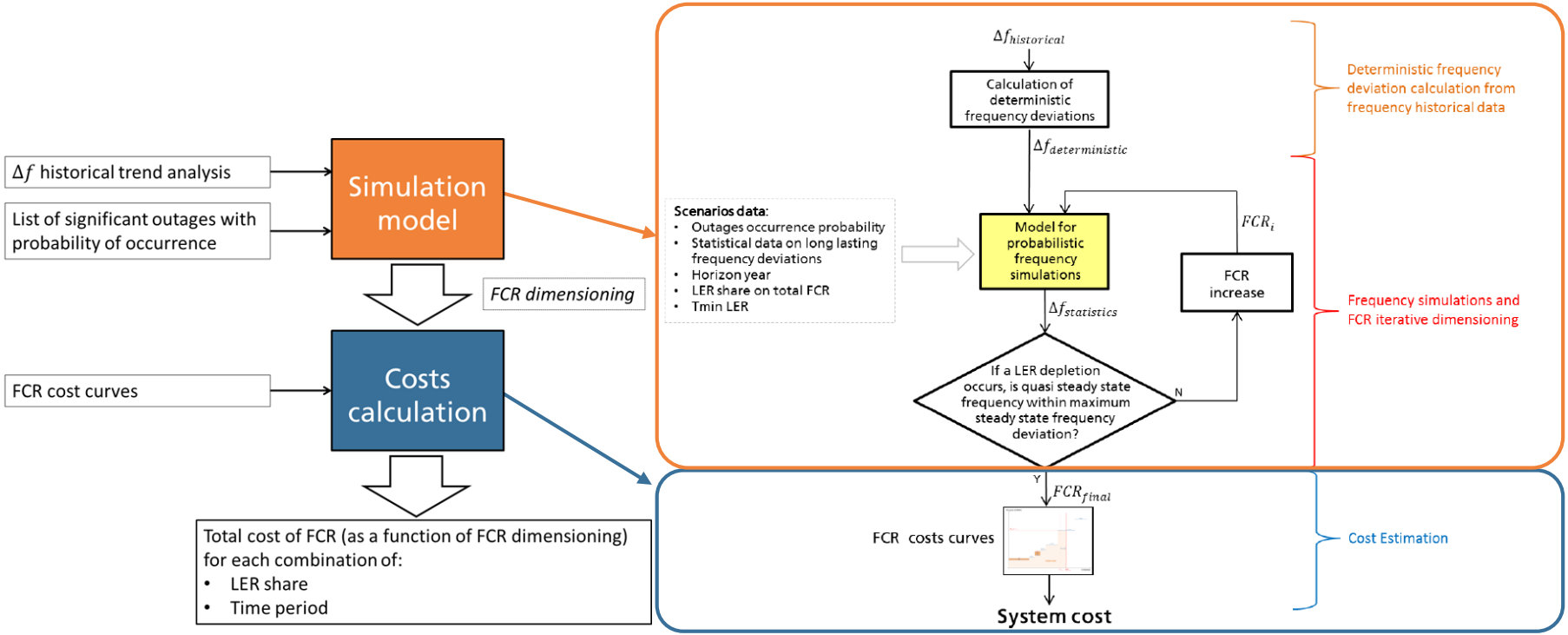
- Le processus utilise une **approche probabiliste de type Monte Carlo :** simulation de N années d'opération du système avec les hypothèses d'entrée pour obtenir des résultats statistiquement fiables

- Les **besoins d'augmentation de FCR** sont utilisés pour **évaluer les coûts** engendrés par la présence de LER



Analyse coûts-bénéfices

Détails du calcul



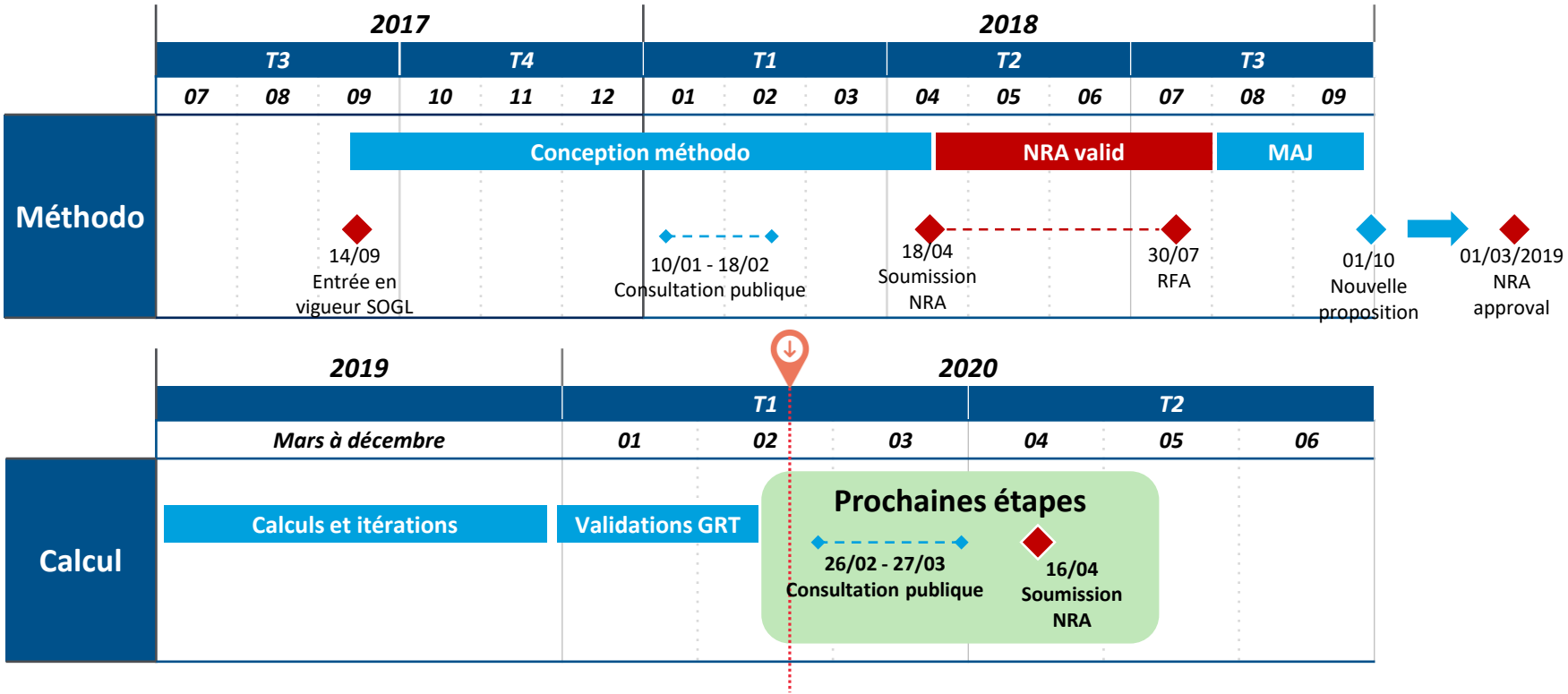


03

Eléments de planning – prochaines étapes

Calendrier prévisionnel

Historique et prochaines étapes



Consultation publique

Points d'attention

- La consultation publique est prévue entre le **26/02 et le 27/03**

- **Un atelier européen sera organisé** pendant la période de consultation

- Cette consultation présentera les **résultats de l'analyse coûts-bénéfices** :
  - Pas de choix unique de valeur de Tmin
  - Une proposition d'un nombre limité de scénarios sur les 88 simulés avec des valeurs de Tmin, % LER et coûts associés

- Un retour des acteurs est attendu sur **l'impact sur les capacités existantes** (actuellement certifiées pour un Tmin de 15') d'une valeur de Tmin supérieure à 15'

04

Déclinaison nationale

Les travaux européens SOGL en 2019 / 2020

Propriétés additionnelles FCR (art 154 -2)

→ Nouvelle saisine faite le 15 décembre, en tant que amendement aux propositions SAFA

→ Les régulateurs ont 6 mois pour approuver, puis cela peut prendre 6 mois de plus pour validation par l'ACER

→ Possible décision pour Décembre 2020

→ Un an pour faire évoluer les règles SSYf : Décembre 2021

→ Un an pour les acteurs pour se mettre en conformité : décembre 2022

→ Pilotage d'EDR par mesure centralisée : 4 ans à partir de la décision ACER pour se mettre en conformité ou démontrer que le processus est robuste : décembre 2024

ACB Limited Energie Réservoir (art 156-11) :

→ résultats toujours attendus pour fin février 2020

→ Une consultation aura lieu entre le 26 février et le 27 mars 2020 sur le choix (Tmin, % LER share)

→ Un an pour mise dans les règles SSYf : Décembre 2021 (1 an après validation SAFA - art 154-2)

→ Mise en œuvre 2 ans après approbation de SAFA Art 154-2 : Décembre 2022

Merci de votre attention