20 Novembre 2020

GT SSYf

09h30 – 12h00

Conférence Téléphonique

Merci de couper vos micros !

Et ne pas prendre de double appel !

Sommaire

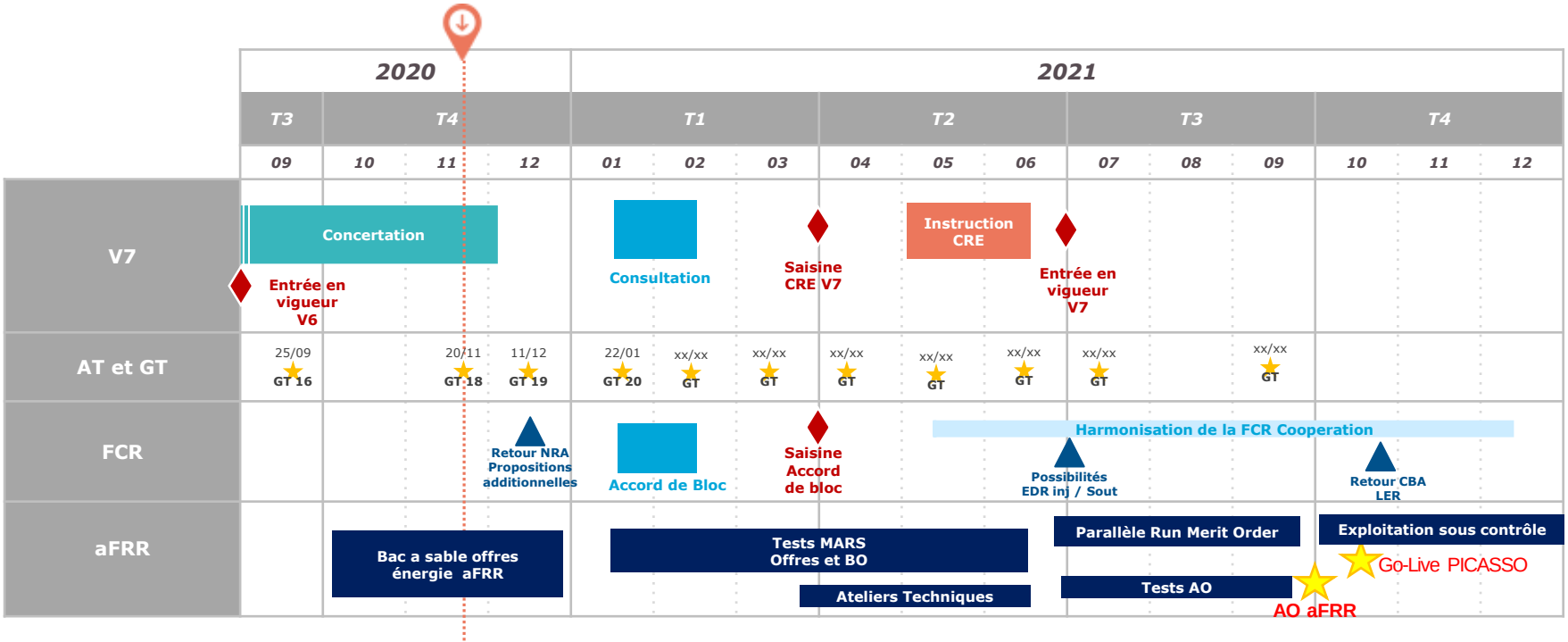
1. Actualités générales et planning– 10 min
2. AO FCR : nouvelles valeurs pour 2021 – 5 min
3. AO Capacité aFRR : derniers éléments à valider – 30 min
4. Programmation et ajustements : rappels sur les ajustements impactant les SSY et mise en place des contrôles TOPASE aux PA/PM (contrôles et tests)– 20 min
5. Rémunération de l'énergie et indemnités : propositions d'évolutions – 30 min
6. Activation de l'aFRR en Merit Order: point sur le planning et retour sur les modes dégradés – 15 min
7. Evolutions dans les règles SSYv7 : présentations – 30 min
8. Retour de TOTAL FLEX sur les propositions aFRR et Stockage du GT précédent – 20 min

Actualités générales

- **Décision CBA : Octobre 2021** : décalage de la date butoit pour la décision d'un Tmin 15 Min pour envoi aux régulateurs

- **Propriétés additionnelles de la FCR :** Les régulateurs ont jusqu'au 24 janvier 2021 (info ACER) pour valider la proposition

Calendrier prévisionnel des règles SSY





AO FCR

AO FCR : actualités

Nouvelles Valeurs 2021 :

Ce sont des données provisoires.

Elles seront confirmées début décembre par email

	AT	BE	CH	DE	FR	NL	DK	
2020	68	78	65	573	516	113	20	
Export limit	100	100	100	171	154	100	100	
	168	178	165	744	670	213	120	
Import limit	47	54	45	401	361	79	14	
Core share	21	24	20	172	155	34	6	
Quantity in the FCR Cooperation	68	78	65	573	516	113		
							1413	

Provisoire	AT	BE	CH	DE	FR	NL	DK	SI
2021	71	87	67	562	508	114	20	15
Export limit	100	100	100	169	152	100	6	100
	171	187	167	731	660	214	26	115
Import limit	49	60	46	393	355	79	14	15
Core share	22	27	21	169	153	35	6	0
Quantity in the FCR Cooperation	71	87	67	562	508	114	20	15
								1444

Début de ELES (Slovenie) et Danemark (DK):

Probablement le 18 /01 pour le 19/01

A confirmer pour le Danemark

Contractualisation des capacités d'aFRR

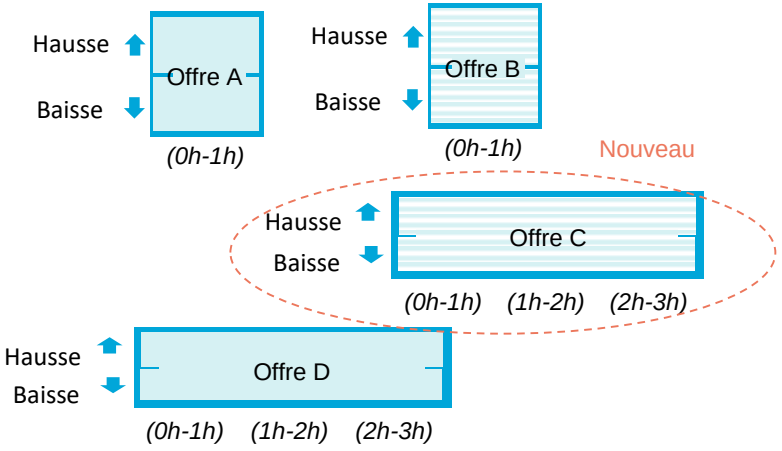
Types d'offres

Besoins exprimés des acteurs :

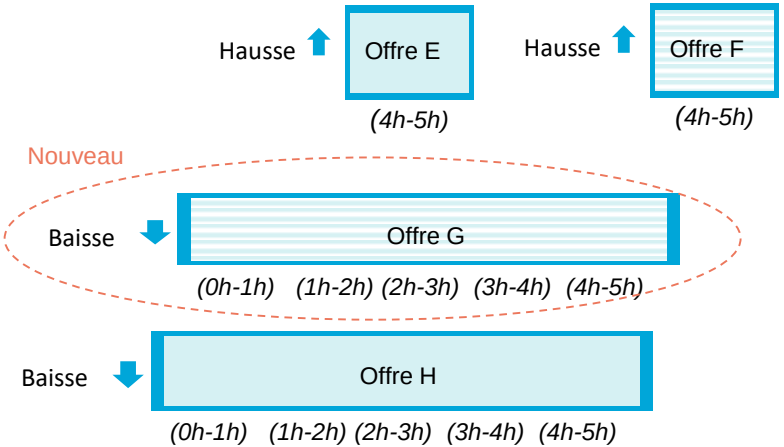
- **Faire des offres blocs symétriques :** Lier les offres hausse et baisse sur un même pas de temps pour permettre des offres symétriques pour les groupes qui ne seront pas encore certifiés (ou adaptés) au dissymétrique
- Faire des **blocs asymétriques sur plusieurs pas de temps** : pour répartir les coûts de démarrage et respecter les paliers de programmation de certains groupes

Proposition de RTE : Possibilité de faire des offres blocs **divisibles** **ou indivisibles** symétrique avec un même volume à la hausse et à la baisse ou asymétriques, sur un ou plusieurs pas de temps consécutifs. Pas de contrainte sur l'heure de début du bloc ou sa longueur (en heures).

Bloc symétrique



Bloc asymétrique



Définition d'une offre de capacité d'aFRR

Notion d'offre qui sera inscrite dans les règles SSY V7

La notion d'offre de capacité pour l'appel d'offre aFRR correspond à :

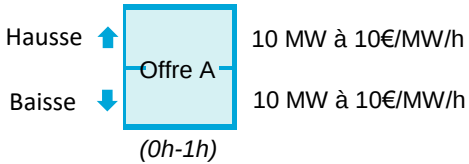
- Un volume en MW : entier positif
- Une sens de réserve : hausse, baisse ou symétrique
- Un prix en €/MW/h avec une précision de deux décimales **ou des prix différenciés hausse/baisse pour les offres symétriques ?**
- Un jour de livraison
- Une période de livraison: une ou plusieurs heures consécutives
- Divisibilité : divisible si l'offre est sécable au MW près (même volume retenu à la hausse et à la baisse pour une offre symétrique, même volume retenu par pas horaire pour une offre sur plusieurs heures), sinon elle est indivisible
- Potentiel lien d'exclusivité : une offre peut être liée avec une ou plusieurs offres par un lien d'exclusivité

Définition du prix d'une offre symétrique

Deux options envisagées

Option 1 : prix unique hausse / baisse

Offre A : 10 MW symétrique à 10€/MW/h



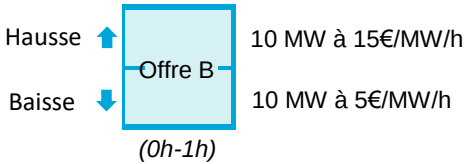
L'offre symétrique est interprétée dans l'algorithme comme deux offres liées :

- Une offre à la hausse de 10 MW à 10€/MW/h
- Une offre à la baisse de 10 MW à 10€/MW/h

Le prix de l'offre total est de 10*10 + 10*10 = 200€

Option 2 : prix différenciés hausse / baisse

Offre B : 10 MW symétrique à 15 €/MW/h à la hausse et 5€/MW/h à la baisse



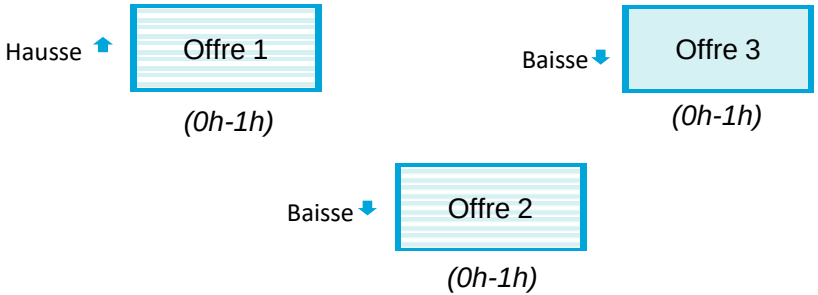
L'offre symétrique est interprétée dans l'algorithme comme deux offres liées :

- Une offre à la hausse de 10 MW à 15€/MW/h
- Une offre à la baisse de 10 MW à 5€/MW/h

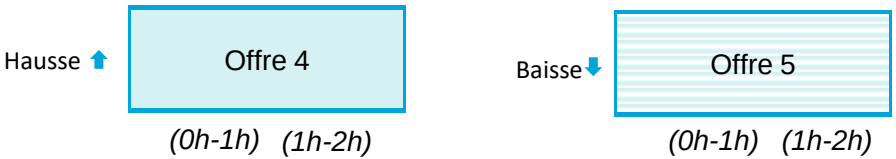
Le prix de l'offre total est de 10*15 + 10*5 = 200€

Synthèse des types d'offres possibles

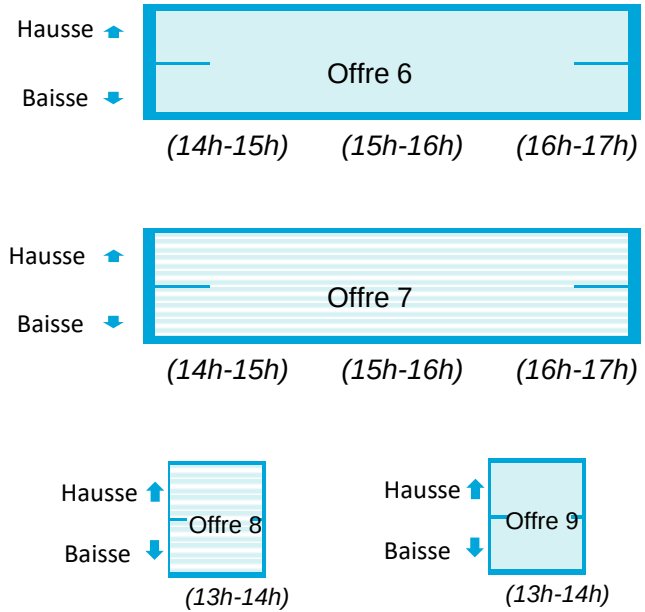
Offre simple divisible ou indivisible : offre asymétrique sur une heure



Bloc asymétrique divisible ou indivisible sur une ou plusieurs heures



Bloc symétrique divisible ou indivisible sur une ou plusieurs heures avec le même volume à la hausse et à la baisse)

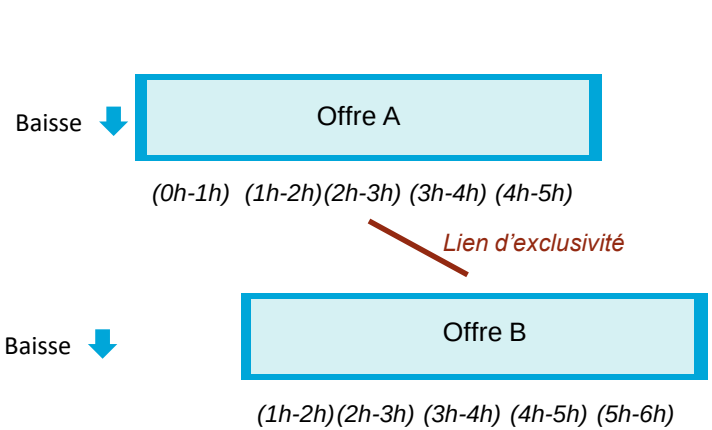


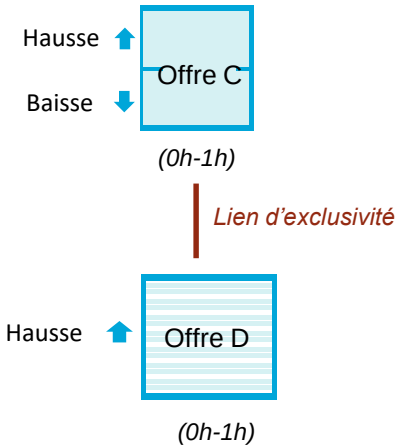
Exclusivité des offres

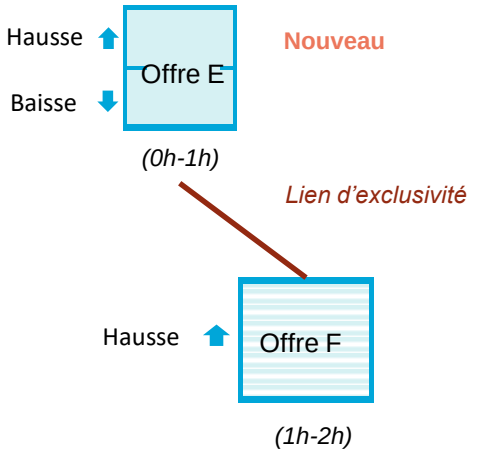
Besoin acteur : Pouvoir mettre des liens d'exclusivité entre les offres sur les mêmes pas de temps ou sur des pas de temps différents

Proposition de RTE : Permettre de mettre des liens d'exclusivité entre tout types d'offres ~~ayant au moins un pas de temps commun.~~ Si deux offres A et B sont liées par un lien d'exclusivité l'algorithme ne peut pas sélectionner les deux offres. Une offre peut être exclusive avec un unique groupe d'offres exclusives.

Exemples d'utilisation de liens d'exclusivité :

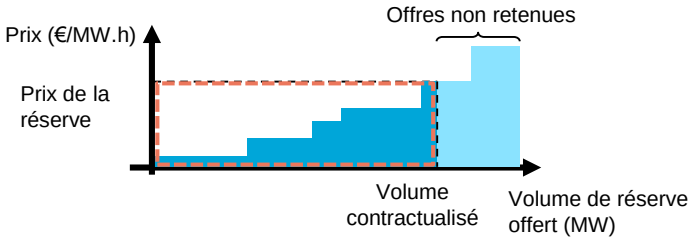






Rappel : Algorithme de sélection des offres

Objectif de l'algorithme : **couvrir le besoin de RTE** en réserve secondaire (hausse et baisse) en **minimisant le coût pour la collectivité**



Coût pour la collectivité :
$\sum_{\text{offres retenues}}$ (volume x coût d'opportunité)

Coût pour Rte :
Volume contractualisé x Prix de la réserve

Fonction objectif à minimiser (optimisation simultanée à la hausse et à la baisse sur les 24 pas horaires) :

$$cc = \sum_{\substack{pas\ de\\ contractualisation}} \left(\sum_{\substack{offres\ retenues\\ à\ la\ hausse}} (\text{vol offre i} * \text{prix offre i}) + \sum_{\substack{offres\ retenues\\ à\ la\ baisse}} (\text{vol offre i} * \text{prix offre i}) \right)$$

Contraintes : Couverture du besoin de RTE à la hausse et à la baisse sur chaque pas de contractualisation (possibilité de contractualiser plus que le besoin si cela minimise le coût total) :

$$\sum_{\substack{offres\ retenues\\ à\ la\ baisse}} volume\ offre\ i \geq besoin\ baisse\ de\ RTE$$

$$\sum_{\substack{offres\ retenues\\ à\ la\ hausse}} volume\ offre\ i \geq besoin\ hausse\ de\ RTE$$

Détail du fonctionnement de l'algorithme de sélection des offres

- **Détermination du prix marginal :**

  Pour chaque heure, pour chaque sens le prix marginal est fixé par **le prix de l'offre la plus chère retenue sur ce pas de temps**. Le prix marginal peut donc être fixé, en particulier, par une offre bloc et/ou une offre symétrique.

- **Règles de sélection des offres** :

  Le rejet paradoxal d'offre (rejet d'une offre dont le prix est inférieur au prix marginal sur l'heure et le sens considéré) , **est possible même pour une offre divisible** . L'algorithme sélectionne les offres pour couvrir le besoin de RTE en minimisant la somme prix d'offre * volume.

- **Cas d'égalité :**

  Si il existe plusieurs solutions pour lesquelles le coût pour la collectivité est minimal, l'algorithme sélectionne **la solution dont le coût de contractualisation est le plus faible.** Si le coût de contractualisation est également égal, la première solution sélectionnée par l'algorithme est retenue.

- **Cas du manque d'offre :**

  Un contrôle sera fait avant le lancement de l'algorithme afin de **s'assurer que le volume d'offres déposées est supérieur au besoin de RTE pour chaque pas horaire et chaque sens**. Dans le cas contraire il y a passage en mode dégradé directement sans lancement de l'algorithme.

Rappel : Test de l'algorithme de sélection des offres

Besoin de RTE de test de l'algorithme d'optimisation développé

RTE souhaite analyser le comportement de l'algorithme développé selon les types d'offres proposées :

- Responsables de Réserve prévoyant de participer à l'AO aFRR : Pourriez vous nous transmettre pour une ou plusieurs journée des offres d'aFRR réalistes selon la stratégie que vous envisagez de mettre en place ?
- Format attendu : format excel



A envoyer à clara.debiol@rte-france.com ou frederic.flament@rte-france.com

Processus de révision du seuil limite des offres indivisibles

Nouvelle proposition de RTE suite au GT de Septembre

Rappel :

- Volonté de RTE de limiter la taille des offres indivisibles au moins au début de l'AO aFRR à 20 MW
- Demande exprimée des acteurs de mettre en place un processus de révision de ce seuil qui ne nécessite pas une évolution des règles SSYf. Ce seuil pourra être revu plusieurs fois.

Principe proposé :

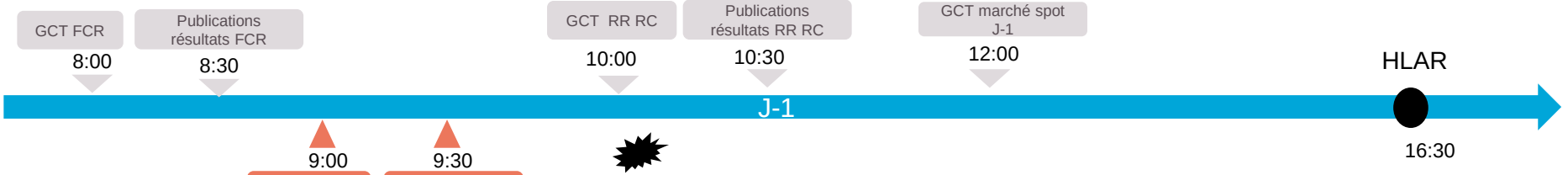
- Présentation par RTE d'un REX en GT SSYf sur le fonctionnement de l'AO
- Si l'impact des offres indivisibles est non problématique, proposition de la révision d'un seuil (discuté en GT SSYf)
- Si approbation des acteurs en GT SSYf : relèvement du seuil
- Mise à jour du nouveau seuil sur le site RTE

Proposition de rédaction des règles

« Si l'offre est indivisible la puissance proposée doit être inférieure à la puissance seuil définie et publiée sur le site internet de RTE.

RTE pourra modifier le seuil maximum d'une offre indivisible sans révision des Règles, en informant tous les Responsables de Réserve suite à la réalisation d'un retour d'expérience de l'impact des offres indivisibles sur les résultats de l'appel d'offres partagé dans le cadre de la concertation en GT SSYf avec les Responsables de Réserve. A l'issue de cette analyse partagée, la nouvelle valeur du seuil sera mise à jour sur le site internet de RTE . »

Rappel : Mise en œuvre du back up



Fonctionnement nominal

Si pas de résultats avant 10h :
Si ouverture possible d'un guichet de secours l'après- midi
Sinon

Mode back-up Etape 1

Au lancement de l'AO l'organisation d'un guichet de secours ne sera pas assurée

13:45 GOT aFRR guichet de secours

14:45 GCT aFRR guichet de secours

15:15 Résultats guichet de secours

14:00 GOT RR RC guichet de secours

14:45 GCT RR RC guichet de secours

15:15 Résultats guichet de secours

Si problème sur le guichet de secours ou non possibilité de le lancer

Mode back-up Etape 2

Recours aux résultats <u>d'un jour similaire suivant une règle prédéfinie.</u>
Publication sur l'application dédiée des résultats retenus avant 17h. .
Les acteurs peuvent avoir recours au marché secondaire.

Mode back-up Etape ultime

Si problème SI sur la publication des résultats : envoi d'un mail aux acteurs demandant de programmer conformément à ce jour sans re-publication des résultats

Rappel : Choix du jour similaire

Proposition de RTE

RTE propose d'utiliser la règle actuelle en cas de problème sur la prescription (art 3.4.1.2 de règles SSY SI)

Le jour J représente le jour de livraison et non pas le jour du clearing

1 Jour J ouvré
Jour J-1 ouvré

Résultats du J-1

mardi	lundi
mercredi	mardi
jeudi	mercredi
vendredi	jeudi

2 Jour J ouvré
Jour J-1 dimanche/férié

Résultats du dernier jour ouvré

lundi	vendredi
mardi 9/05	vendredi 5/05

3 Jour J samedi

Résultats du samedi précédent

samedi 7/07	samedi 1/07

4 Jour J dimanche/ férié

Résultats du dimanche précédent

dimanche 7/07	dimanche 1/07
mardi 8/05	dimanche 6/05

Application RACOON

L'application RACOON a vocation à devenir l'application de gestion des appels d'offres de réserve de RTE. Elle sera mis en service au lancement de l'AOJ RR RC fin mai 2021. Les fonctionnalités pour l'AO aFRR seront ajoutées dans un second temps pour le GO LIVE de l'AO aFRR le 1er Octobre 2021.

Les fonctionnalités prévues pour l'AO aFRR sont les suivantes :

IHM :
- Dépôt des fichiers d'offres
- Consultation du besoin de RTE pour les 8 jours à venir
- Journal des offres
- Consultation des résultats et récupération du fichier de résultat

API :
- Dépôt des offres
- Consultation des résultats

Fichier d'offre et fichier de résultat : fichiers xml ENTSOE (ReserveBid_MarketDocument et ReserveAllocationResult_MarketDocument)

Pour information, le guide d'implémentation de l'application RACOON pour la partie RR RC est disponible sur le site internet RTE page RR RC.

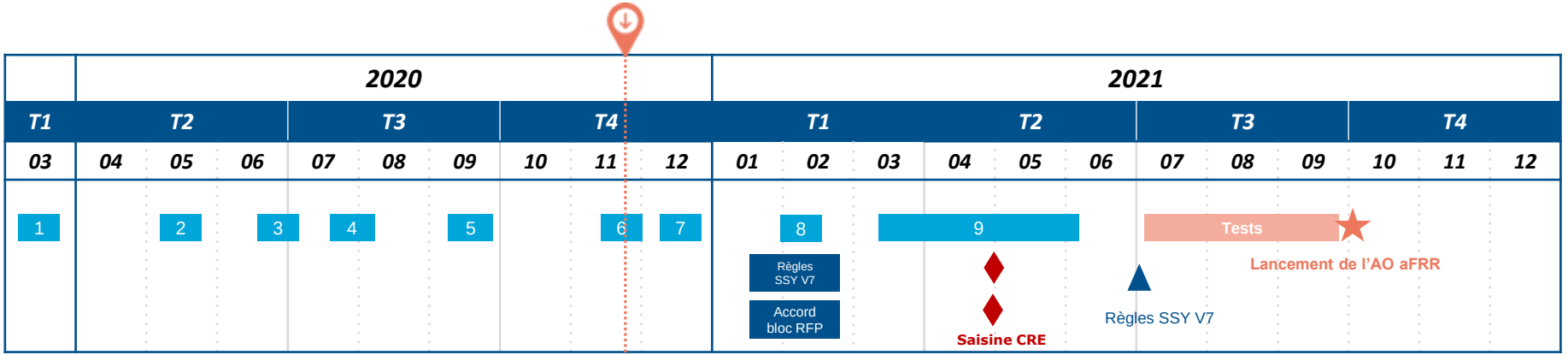
Des ateliers techniques pour partager sur les fichiers attendus et les fonctionnalités techniques seront organisés à partir de début 2021.

Récapitulatif des mails prévus

L'envoi d'un mail à l'adresse liée à l'acteur est prévu dans les cas suivants:

- **Indisponibilité de dépôt des offres sur le front :** mail aux acteurs invitant à envoyer le fichier d'offres par mail à une adresse prédéfinie (envoi possible entre 8h30 et 8h55)
- **Résultats disponibles :** mail systématique pour prévenir de la disponibilité des résultats de l'AO
- **Retard de la publication des résultats :** mail automatique pour prévenir d'un retard de publication des résultats si 30 minutes après la fermeture du guichet aucun résultat n'est disponible
- **Annulation d'un guichet :** mail prévenant de l'annulation du guichet avant ou après sa fermeture, toutes les offres déposées pour ce guichet sont annulées
- **Ouverture d'un guichet de secours :** mail prévenant de l'ouverture d'un guichet de secours
- **Passage en mode dégradé jour similaire :** mail prévenant du passage en mode dégradé étape 2, et spécifiant le jour similaire sélectionné

Planning de concertation prévisionnel



1

Déroulé de l'AO (GOT, GCT..)
Design des produits : pas de contractualisation, liens entres offres…
Modes dégradés

2

Design du produit
Modes dégradés

3

Présentation de **la nouvelle méthode de dimensionnement** de l'aFRR
Validation des **modes dégradés**
Obligation de soumettre des offres
Contrôles au dépôt des offres

4

Présentation **processus global capacité/énergie**
Rémunération des capacités
Adaptation **des indemnités** au dissymétrique

5

Processus de **modification du seuil des offres indivisibles**
Publications

6

Validation du **design du produit**
Fonctionnement de **l'algo**

7

Evolutions fichiers valorisation / facturation dissymétrisation

8

1er atelier technique
Fichiers d'offres
Modes de dépôt

9

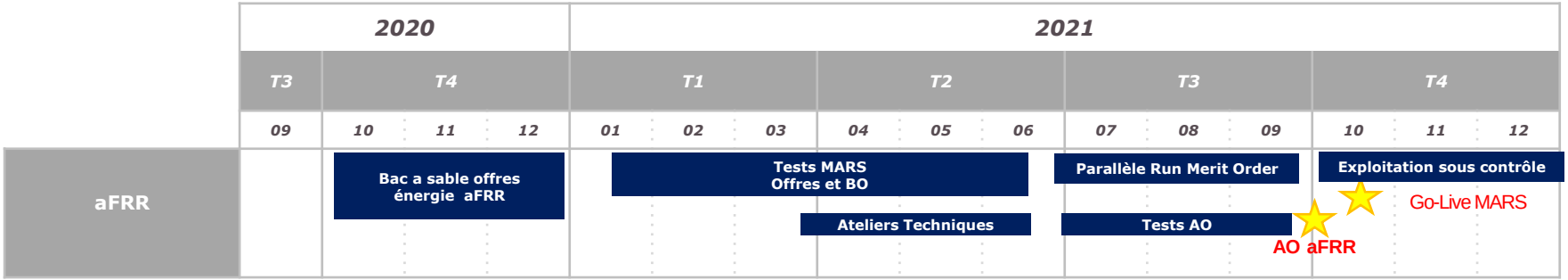
Ateliers techniques

Consultation

Programmation et ajustements : rappels sur les ajustements impactant les SSY et mise en place des contrôles TOPASE aux PA/PM (contrôles et tests)

Rappel sur les Ajustements suite Gestion du dissymétrique pour l'aFRR

Période transitoire AO pré Merit Order



Période transitoire de quelques semaines avec une contractualisation par appel d'offres dissymétrique et activation au prorata avec un niveau global

-> Pendant cette phase **les EDR programmant de la réserve secondaire dissymétrique recevront le niveau symétrique**. Le filtrage du niveau devra être effectué côté acteur.

Ce mode de fonctionnement sera également possible en back up du merit order lors du retour au prorata.

AO aFRR : détails sur le traitement des programmes en dissymétrique

	Impacts à prendre en compte pour le démarrage de l'AO aFRR
Appel d'Offre	Les offres peuvent être déposées à la hausse et à la baisse. Les volumes peuvent être attribués de façon non symétriques (ie les volumes acceptés Hausses différents des volumes acceptés Baisses)
Programmation	• RTE attend les programmes d'appel PA qui respectent les engagements des volumes contractualisés lors de l'AO. • Les unités certifiées avec des volumes d'aFRR non symétriques pourront programmer selon les valeurs cohérentes avec leur annexe 4 (cf. contrôles des programmes de SSY sous TOPASE).
Mécanisme d'ajustement	• Les CT / CUO doivent refléter les valeurs symétriques de RS, selon le format en vigueur. • Les ajustements spécifiques seront toujours réalisés en triplet selon le code de dialogue en vigueur, avec les données des CT symétriques. • Pour le mode post transitoire, les modalités seront à définir et seront évoquées dans l'appel à contribution, qui sera lancé dans le cadre du GT MA/RE pour la refonte des CT/CUO • Les offres standards peuvent conduire à rester en asymétrique si elles ne dégradent pas les PA en SSYf.

Gestion des SSY et MA

Cas d'une offre d'ajustement spécifique activée dégradant les Services Systèmes Symétriques : RTE doit reconstituer

1 - Sur le Programme d'appel suivant : Activation de l'offre d'ajustement spécifique à la baisse Offre 1 = - 150 MW@25€

2 – le Programme de marche associée à l'EDP 1 évolue

3 – RTE doit reconstituer les SSY manquant si le passage de l'ordre à l'entité est encore possible

4 – Evolution du PM de l'EDP2 pour reconstitution de Services Systèmes

5 – le bilan en Puissance Active est négatif :

L'activation d'une offre 1 à la baisse de 150 MW a créé un écart de 60MW de Pactive

EDP1	Programme Appel	12h-12h15	12h15-12h30
	Pactive	150	150
	RP	25	25
	RS	25	25
	Programme Marche		
	Pactive	0	0
	RP	0	0
	RS	0	0

EDP2	Programme Appel	12h-12h15	12h15-12h30
	Pactive (MW)	400	400
	RP	0	0
	RS	0	0
	Programme Marche		
	Pactive (MW)	340	340
	RP	30	30
	RS	30	30

Solde Pactive (MW)	-60	-60
Solde RP	5	5
Solde RS	5	5

Rappel de l'impact d'un ajustement du MA sur les SSY

	PA Programme Appel	12h-12h15	12h15-12h30
EDP1	Pactive	200	150
	RPh	0	25
	RPb	0	25
	RSh	0	25
	RSb	50	25
	PM Programme Marche		
	Pactive	150	0
	RPh	25	0
	RPb	25	0
	RSh	25	0
	RSb	25	0
Solde	Solde Pactive (MW)	-50	-150
	Solde RPh	25	-25
	Solde RPb	25	-25
	Solde RSh	25	-25
	Solde RSb	**-25**	-25



	Programme Appel	12h-12h15	12h15-12h30
EDP2	Pactive (MW)	400	200
	RPh	0	0
	RPb	0	0
	RSh	0	60
	RSb	0	0
	Programme Marche		
	Pactive (MW)	340	340
	RPh	30	30
	RPb	30	30
	RSh	30	30
	RSb	30	30
Solde	Solde Pactive (MW)	**-60**	**140**
	Solde RPh	55	5
	Solde RPb	55	5
	Solde RSh	55	35
	Solde RSb	**5**	5

Cas d'un ajustement spécifique sur un PA asymétrique (Spé ou Std) et suivi d'un ajustement Cause SSY par RTE

1 – 12h12h15 - Sur le Programme d'appel EDP1 : on perd 25 MW de RSb (qu'il faut reconstituer) sur EDP 2 avec aju Baisse Symétrique

2 – 12h15 12h30 – Sur le Programme d'appel EDP 1 : on arrête le programme : il faut reconstituer sur une EDP 2 asymétrique avec un aju à la Hausse symétrique

Rappel de l'impact d'un ajustement du MA sur les SSY

Tant que l'on ne peut pas passer des ajustements asymétriques :

- Il y a un risque de desoptimisation par la perte de P0 et de surprogrammation de SSY
- Il y a un risque de devoir passer 2 fois plus d'ajustement pour reconstituer les SSY si on change le programme d'appel sur un PA Asymétrique (cas 1)
- Sauf situation tendue sur l'équilibre P=C, RTE propose de ne pas respecter la préséances des ajustements si les PA sont asymétriques.

Pour le calcul du Bilan en fonction des engagements RP/RS, l'impact sur l'indemnisation au PM du à un ajustement sera :

L'EDP 1 a perdu 25 MW de RSb sur 12h 12h15

L'EDP 1 a perdu de 25MW de RP/RS sur 12h15 12h30

L'EDP 2 a perdu 30 MW de RSh sur 12h15 12h30

Mise en place des contrôles des programmes de SSY sous TOPASE

Contexte de la mise en place des contrôles

Objectifs des contrôles :

Il y a un besoin de fiabiliser les programmes pour assurer les activations de l'aFRR basées sur les Programmes d'Appel et de Marche.

Les offres d'énergies d'aFRR sont à la maille EDR, et les EDR multi EDP introduisent des risques d'incohérences

Des contrôles ont été prévus dans TOPASE pour assurer que les PA / PM de chaque EDP reçu par les acteurs respectent les caractéristiques des EDR.

Rappel des engagements sur les SSY (Annexe 4)

Listes des valeurs de l'annexe 4 qui seront contrôlées :

Aptitude

Apte au Réglage Primaire f/P : S / H / B / D / N :
Apte au Réglage Secondaire f/P : S / H / B/ D / N :

Avec S pour symétrique uniquement,
H pour hausse uniquement,
B pour baisse uniquement,
D pour une participation à la fois à la hausse et à la baisse avec des valeurs différentes,
N pour une non participation à ce type de réglage

Valeurs contrôlées (contrôles au 1/1000e)

Capacité Marché RPmax (une valeur hausse, et une valeur baisse)
Capacité Marché : RSmax (une valeur hausse, et une valeur baisse)
Réserve max (une valeur hausse, et une valeur baisse)

Exemples :
Le PA contenant une EDP avec une valeur de RPh à 8MW sera rejeté si l'EDR certifiée à 7,74MW de RPh sous GIPSE
Un PA à 17,78MW sera rejeté si la valeur sous GIPSE est à 17 MW

Contrôles réalisés sur les PA / PM pour les SSY

Listes des contrôles sur les valeurs

Contrôle « RPh » :
Somme des chroniques de RP_hausse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= RPmax_hausse + RSmax_hausse

Contrôle « RPb » :
Somme des chroniques de RP_baisse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= RPmax_baisse + RSmax_baisse

Contrôle « RSh » :
Somme des chroniques de RS_hausse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= RSmax_hausse

Contrôle « RSb » :
Somme des chroniques de RS_baisse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= RSmax_baisse

Contrôle « RPh+RSh » :
Somme des chroniques de RP_hausse + RS_hausse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= ReserveMax_hausse

Contrôle « RPb+RSb » :
Somme des chroniques de RP_baisse + RS_baisse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= ReserveMax_baisse

Contrôles réalisés sur les PA / PM pour les SSY

Contrôle des aptitudes :

Un contrôle TOPASE n'est réalisé que si la valeur nécessaire correspondante est non nulle dans GIPSE

Il faut que le contrôle soit vrai
pour tous les pas 5min
des chroniques de RP et de RS du PA d'une EDP

		Participation RP				
		S	H	B	D	N
Participation RS	S	RPh RPb RSh RSb RPh+RSh RPb+RSb	RPh RSh RSb RPh+RSh RPb+RSb	RPb RSh RSb RPh+RSh RPb+RSb	RPh RPb RSh RSb RPh+RSh RPb+RSb	RSh RSb
	H	RPh RPb RSh RPh+RSh RPb+RSb	RPh RSh RPh+RSh RPb+RSb	RPb RSh RPh+RSh RPb+RSb	RPh RPb RSh RPh+RSh RPb+RSb	RSh
	B	RPh RPb RSb RPh+RSh RPb+RSb	RPh RSb RPh+RSh RPb+RSb	RPb RSb RPh+RSh RPb+RSb	RPh RPb RSb RPh+RSh RPb+RSb	RSb
	D	RPh RPb RSh RSb RPh+RSh RPb+RSb	RPh RSh RSb RPh+RSh RPb+RSb	RPb RSh RSb RPh+RSh RPb+RSb	RPh RPb RSh RSb RPh+RSh RPb+RSb	RSh RSb
	N	RPh RPb	RPh	RPb	RPh RPb	Aucun contrôle

Contrôles réalisés sur les PA / PM pour les SSY

Cinématique de contrôle des PA : contrôle réalisé au fil de l'eau

Pour le premier PA, on fait le contrôle de la valeur de RP et RS reçue (il n'y en a qu'une seule pour l'EDP constitutive de l'EDR), si contrôle ok, le PA est accepté, sinon le PA est rejeté.

Pour les PA suivants, on refait le contrôle en ajoutant les valeurs de RP et de RS reçues pour les nouvelles EDP, si contrôle ok, le PA est accepté sinon le PA est rejeté.

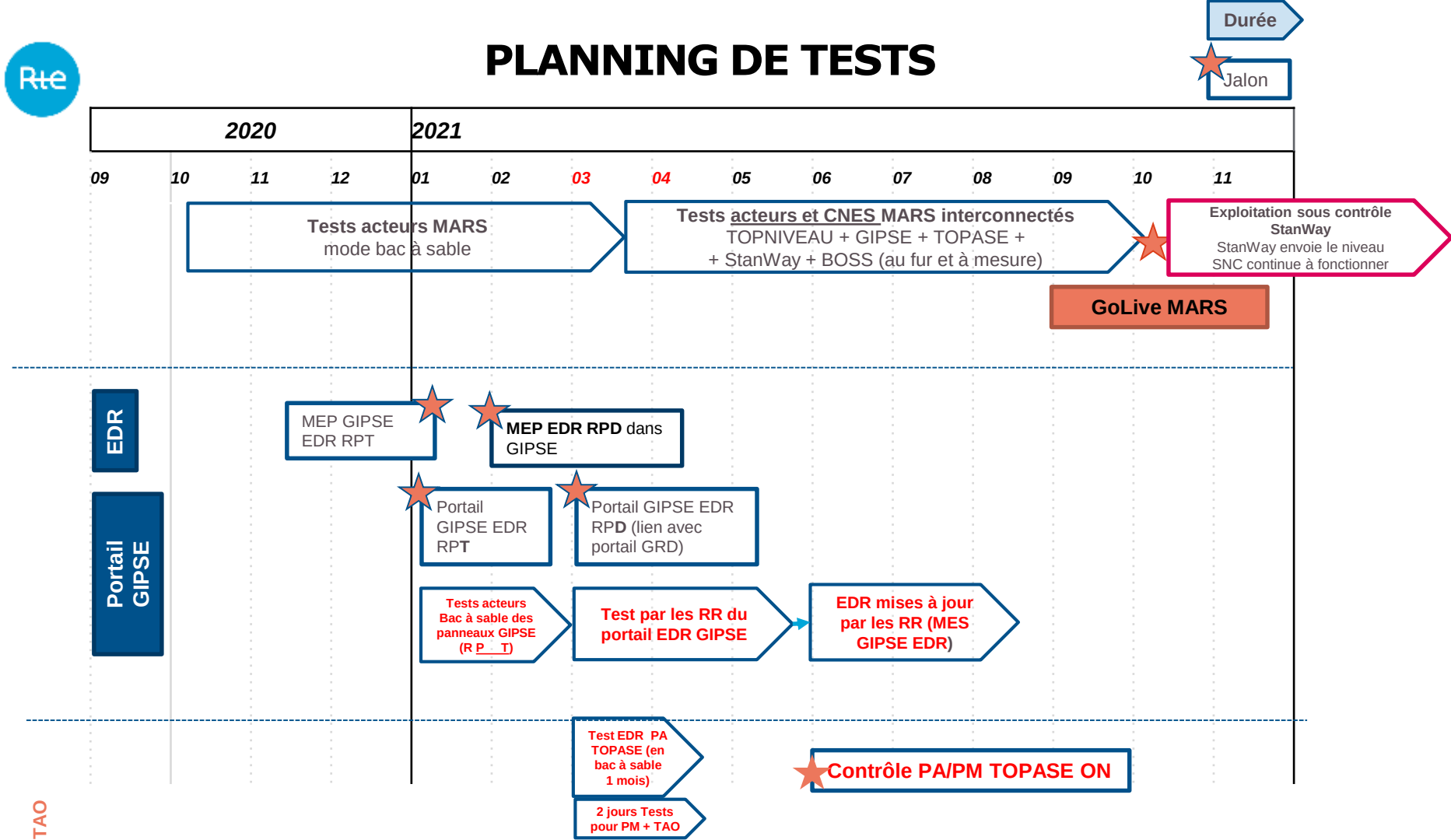
Cinématique de contrôle des PM standard :

contrôle réalisé à la réception du PM standard envoyé par l'acteur d'ajustement (en conservant les valeurs déjà en base transmises via le PA, qui sont stockées de manière tronquée)

Si le contrôle ok, le PM est accepté,
sinon, le P0 du PM acteur standard **est accepté** (en envoyant **un warning à l'acteur**), les valeurs de SSY sont remises à celles du PA.

Nota : ce fonctionnement sera le même que ce qui est prévu au pour la gestion des absences de PM acteur. Ces informations seront disponibles sous les guides d'implémentations TAO et TOPASE début Janvier.

PLANNING DE TESTS



Evolution de la valorisation et indemnités

Application des indemnités en cas d'indisponibilité réseau

Article 3.8.3

Dans les cas d'indisponibilité ou d'inaptitude totale ou partielle d'une Entité de Réserve au réglage de la fréquence, liée directement à une Indisponibilité Fortuite du ***Réseau Amont*** *de l'Entité de Réserve, aucune Indemnité, au titre du réglage de la fréquence n'est appliquée.*

- Pas de suspension en cas d'indisponibilité du RPD car RTE n'est pas le fournisseur d'accès au réseau et n'a pas de vision sur l'état du RPD
- **Bonne pratique:** Au Responsable de Réserve de déclarer une indisponibilité fortuite puis si cela persiste au-delà du Délai de Neutralisation alors de reconstituer au sein de son périmètre ou d'utiliser les NER ou de demander une indemnisation auprès du GRD

Dans les cas d'indisponibilité ou d'inaptitude totale ou partielle d'une Entité de Réserve au réglage de la fréquence, liée directement à une Indisponibilité Fortuite ou Programmée du ***Réseau Public de Transport ou de Distribution****, aucun Abattement ou Pénalité n'est appliqué.*

- Indulgence lors du contrôle du réalisé pour ne pas pénaliser de rares situations où le RR n'aurait pas pu se redéclarer
- En cas d'abus, RTE pourrait supprimer la suspension des abattements/pénalités lors d'indisponibilité du RPD

Indemnités au déclaratif suite à un bilan de réserve négatif

Formule d'indemnité actuelle (Art 12.2)

Indemnité = a(IEPH + IERH) + (1-a) (IEPB + IERB) – NPR

IEPH = indemnité élémentaire pleine hausse = max(0, -BHFH * max(0.2 * PFC, |SPOT/2|) –BHFH * PFC)
IERH = indemnité élémentaire réduite hausse = 1.2 * PFC * max(0 ;(min(0, BHFH)-BH))
IEPB = indemnité élémentaire pleine baisse = max(0, -BHFB * max(0.2 * PFC, |SPOT/2|) –BHFB * PFC)
IERB = indemnité élémentaire réduite baisse = 1.2 * PFC * max(0 ;(min(0, BHFB)-BB))
NPR = netting partiel de la rémunération = max(0 ;min(-BH, -BB, P) * PFC))
a = ratio d'indemnité hausse / baisse = max(0.2, min(0.8, 0.8*SPOT/50))

Avec :
- P l'Obligation de Réserve définitive en MW si prescription, ou le volume des offres retenues en MW si appel d'offres
- PA programme de Réserve en MW
- PAHFH et PAHFB les programmes de Réserve hors fortuits en MW
- BH et BB les Bilans de Réserve en MW
- BHFH et BHFB les Bilans de Réserve hors fortuit en
- SPOT est le Prix Spot de Référence
- PFC est le Prix Forfaitaire Capacité

Indemnités au déclaratif suite à un bilan de réserve négatif

Evolution (mode nominal) pour la V7

Indemnité = a*IEPH+ (1-a)*IEPB

IEPH = indemnité élémentaire hausse pleine = max(0, -BHFH * max(0.2 * PFC, |SPOT/2|) –BHFH * PFC)
IEPB = indemnité élémentaire pleine baisse = max(0, -BHFB * max(0.2 * PFC, |SPOT/2|) –BHFB * PFC)
a = ratio d'indemnité hausse / baisse = max(0.2, min(0.8, 0.8*SPOT/50))

- **Suppression du NPR** (en lien avec la suppression de la diminution de la rémunération sur le bilan déclaratif, les deux termes s'annulant systématiquement)
- **Non éligibilité à la réduction d'indemnité** avec le passage à une contractualisation par appel d'offres

Evolution (back up) pour la V7

Indemnité = a(IEPH + IERH) + (1-a) (IEPB + IERB)

- **Eligibilité à la réduction d'indemnité** en cas de contractualisation par jour similaire ou par obligations

Indemnités au déclaratif suite à un bilan de réserve négatif

Proposition d'évolution

Pour la RP:

$$Indemnité_{PDH} = -\left[a * BHFH * \frac{|Spot| + PM}{2} + (1-a) * BHFB * \frac{|Spot| + PM}{2}\right]$$

$BHFH$ et $BHFB$ sont les Bilans de Réserve négatifs hors fortuit en MW respectivement à la hausse et à la baisse
a = ratio d'indemnité hausse / baisse = max(0.2, min(0.8, 0.8*Spot/50))
PM est le prix marginal en €/MW/h de l'AO FCR
***PM** est remplacé par PFC en cas de contractualisation par obligations

Pour la RS:

$$Indemnité_{PDH} = -[BHFH * \frac{|Spot|+PM_h}{2} + BHFB * \frac{|Spot|+PM_b}{2}]$$

PM_h et PM_b sont les prix marginaux en €/MW/h des enchères de l'AO aFRR respectivement à la hausse et à la baisse
*PM_h et PM_b sont remplacés par les prix marginaux par Pas Demi-Horaire et par Sens de Réserve du jour similaire sélectionné en cas de contractualisation par recours à un jour similaire

- **Suppression totale de la réduction partielle d'indemnité**
- **Pas de modification de l'indemnité liée à un déficit de SSY en raison d'un ajustement sur le MA (Article 12.3)**

Abattements suite à une défaillance de réglage

Formule d'abattement actuelle (Article 15.6.3)

$$Abattement = -PFC * [a * BH_d + (1 - a) * BB_d]$$

- BH_d et BB_d les Bilans de Réserve défaillants négatifs en MW respectivement à la hausse et à la baisse
- PFC est le Prix Forfaitaire Capacité
- a = ratio d'indemnité hausse / baisse = max(0.2, min(0.8, 0.8*SPOT/50))

Proposition d'évolution

Pour la RP (lorsque l'énergie ne sera plus rémunérée):

$$Abattement_{PDH} = -C * [a * BH_d + (1 - a) * BB_d] * \frac{\max(\mathrm{PM};|Spot|)}{2}$$

- PM est le prix marginal en €/MW/h de l'enchère de l'AO FCR
- C est un coefficient multiplicatif à paramétrer (ex: 1,35 pour RR-RC)

Pour la RS:

$$Abattement_{PDH} = -[\, BH_d * \left(\frac{\max(PM_h;|Spot|)}{2} + \frac{PMP_h}{2}\right) + BB_d \; * \left(\frac{\max(PM_b;|Spot|)}{2} + \frac{PMP_b}{2}\right)]$$

- PM_h et PM_b sont les prix marginaux en €/MW/h des enchères de l'AO aFRR respectivement à la hausse et à la baisse
- PMP_h et PMP_b sont les prix moyens pondérés de l'énergie de réglage secondaire en €/MWh par Pas Demi-Horaire respectivement à la hausse et à la baisse; Une autre option serait d'utiliser le PME à la place du PMP

Pénalité suite au dépassement de la date prévisionnelle de mise en conformité

Formule de pénalité actuelle (Article 15.6.4)

$$Pénalité = 5 * PFC * \%def * \sum_{Date\ prévisionnelle}^{Mise\ en\ conformité} \sum_{PDH=1}^{48} \alpha_{PDH}\, PA_{PDH}$$

PA_{PDH} est le dernier Programme d'Appel de puissance active de l'EDR pour le Pas Demi-Horaire et le Type de Réserve concerné ;
α_{PDH} est le ratio entre la somme des Obligations de Réserve des Responsables de Réserve et la somme des puissances actives des Entités de Réserve de type injection, Aptes à fournir symétriquement ce Type de Réserve, que les Responsables de Réserve prévoient d'injecter
%def est la part de réglage indisponible déterminée conformément à l'Article 15.2.

Proposition d'évolution

- **Harmonisation avec les SSY U** en supprimant la date prévisionnelle de mise en conformité:



$$Pénalité = PFC * \%def * \sum_{Nb\ de\ jours} Volume\ obligé\ journalier$$

Autres modifications

Evolutions à l'étude:

- **Harmonisation avec la FCR cooperation** sur la méthode de contrôle du réalisé et le montant de l'abattement/pénalité
- **Harmoniser la valeur de la part de réglage indisponible:**
  - dès que le temps passé en écart d'un des critères F2 F3 F4 est entre 10% et 30%: **%def égal à 50%**
  - dès que le temps passé en écart d'un des critères F2 F3 F4 est au dessus de 30%: **%def égal à 100%**
- **Appliquer le critère de défaillance à toutes les télémesures** en cas de perte du lien télécom
- **Créer une pénalité en cas de non respect du stock** pour les Réservoirs à Energie Limitée

Evolution des règles SSYv7

Evolution de la définition d’EDR diffuse

Proposition d'évolution de la définition d'EDR diffuse

Rédaction actuelle

RTE a intégré dans la V6 des règles la définition d'Entité de Réserve Diffuse définie comme :

« *Entité de Réserve composée exclusivement de Sites de Soutirage dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 250 kW. Une Entité de Réserve Diffuse est une Entité de Réserve de type Soutirage au sens des règles Services Système*. »

Articles des règles impactés :
- Article 17.9 Expérimentation relative à la mesure de fréquence centralisée
- Article 17.10 : Expérimentation sur l'évolution de la composition d'une Entité de Réserve Diffuse

Proposition d'évolution

RTE propose d'élargir la définition d'Entité de Réserve Diffuse en amendant la définition actuelle :

« *Entité de Réserve composée exclusivement de Sites de Soutirage dont* ***la capacité de réglage du site*** *est inférieure à 250 kW. Une Entité de Réserve Diffuse est une Entité de Réserve de type Soutirage au sens des règles Services Système*. »

Capacités constructives et obligation de faire des offres

Cadre règlementaire

Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité

Art. 35. – Pour l'application du règlement UE n° 2016/631, les catégories significatives des unités de production d'électricité sont définies de la manière suivante :

Catégorie de l'unité	Plage de puissance maximale	Tension au point de raccordement
Type A	0,8 kW ≤ P_{max} < 1 MW	U_{racc} < 110 kV
Type B	1 MW ≤ P_{max} < 18 MW	U_{racc} < 110 kV
Type C	18MW ≤ P_{max} < 75 MW	U_{racc} < 110 kV
Type D	75 MW ≤ P_{max}	U_{racc}< 110 kV

Catégorie de l'unité	Plage de puissance maximale	Tension au point de raccordement
	0,8 kW ≤ P_{max}	U_{racc} ≥ 110 kV

Exigences en capacité constructives de réglage primaire

Article 3.2.3 de la Trame type de Cahier des Charges des capacités constructives parcs non synchrone
Article 3.2.3 de la Trame type de Cahier des Charges des capacités constructives parcs synchrone

Types d'entités concernées : Type C, D et Offshore PPPM

Exigence : RP = 2,5% Pref

Pour le type C : entre 2,5%*18 = 0,45 MW et 2,5%*75 =1,875 MW

Or le seuil des offres de FCR et la programmation en SSY est tronquée au MW

Proposition de précision dans les règles V7 pour l'AO FCR :

« *Le Responsable de Réserve doit mettre à disposition ses capacités constructives définies à l'article L. 321-11 du Code de l'énergie en déposant des offres à hauteur de ses capacités constructives à la granularité du MW*»

Revient à obliger à déposer des offres de FCR pour les entités de plus de 40 MW de Pmax ie 1 MW de RP.

Exigences en capacité constructives de réglage secondaire

Article 3.2.4 de la Trame type de Cahier des Charges des capacités constructives parcs non synchrone
Article 3.2.4 de la Trame type de Cahier des Charges des capacités constructives parcs synchrone

Types d'entités concernées : D et Offshore PPPM

Exigence : Demi bande de RS = 4,5% Pref

Pour le type D : à partir de 75 MW soit 4,5%*75 = 3,375 MW

Le seuil des offres d'aFRR et la programmation des SSY est tronquée au MW

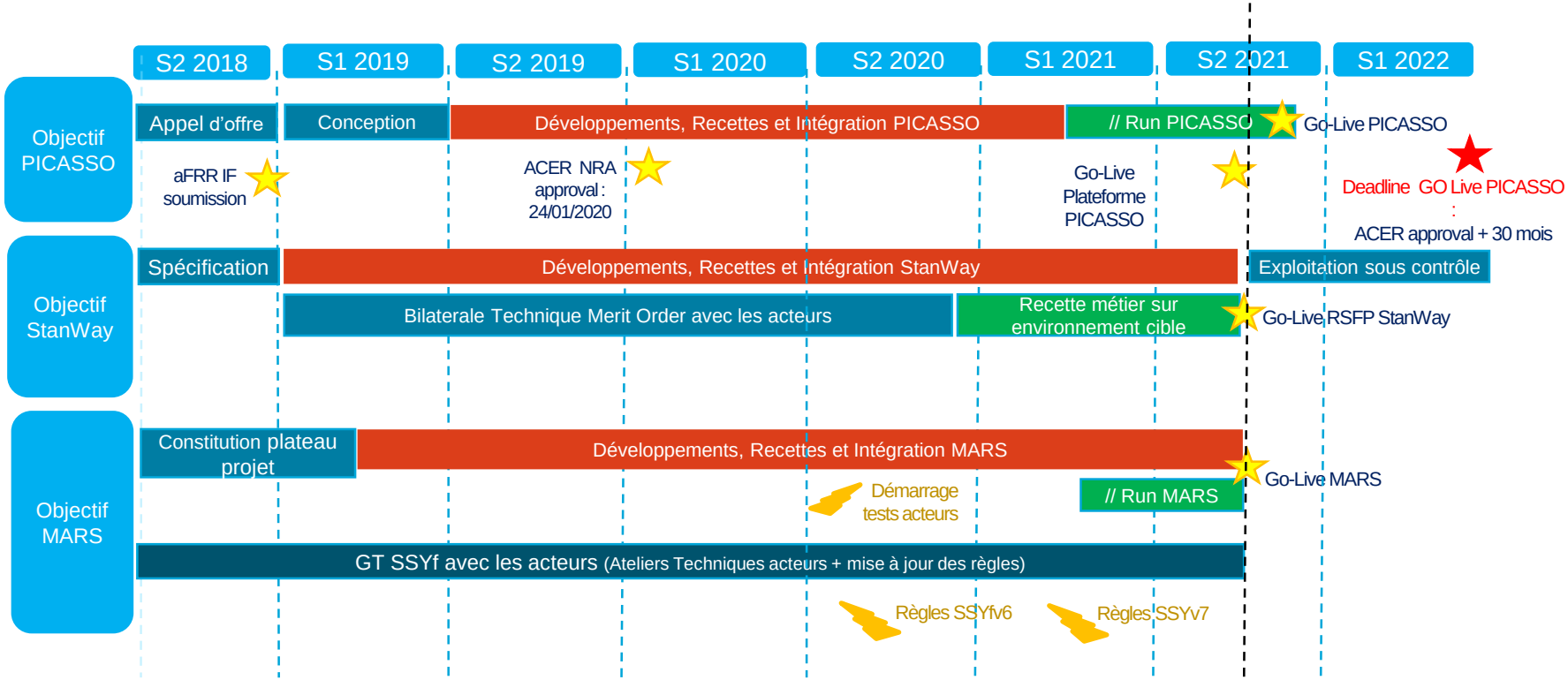
-> Pas de problème de valeur sous le MW pour la réserve secondaire

Proposition de modification dans les règles V7 pour l'AO aFRR :

« Le Responsable de Réserve doit mettre à disposition ses capacités constructives définies à l'article L. 321-11 du Code de l'énergie en déposant des offres à hauteur de ses capacités constructives à la granularité du MW . »

Planning MARS/ PICASSO

Macro-planning projets MARS/StanWay/PICASSO



Go Live MARS – 15/10/2021
(calé sur le démarrage de StanWay)

MARS / PICASSO : mode dégradé d'activation de l'aFRR

Démarrage de l'exploitation sous contrôle

RTE envisage un démarrage sur le nouveau SCADA StanWay en 3 temps (avec retour arrière à chaud entre chaque étape):

1. **Prorata généralisé (pendant 3 semaines) – Estimation du démarrage le 18/10/2021**

- Le prorata généralisé est un mode de fonctionnement du SCADA indépendamment des programmes de marche des EDR. Toutes les EDR reçoivent le même Niveau N indépendamment de si l'EDR programme ou pas de l'aFRR.
- Ce mode correspond au mode de réglage actuellement en exploitation.
- Ce mode de réglage servira de mode de secours en cas de défaillance SI dans le traitement des offres et des programmes de marche des EDR.

2. **Prorata différencié (pendant 1 semaine) – 08/11/2021**

- Le prorata différencié est un mode de fonctionnement du SCADA dans lequel l'activation se fait au prorata des groupes qui ont programmé de l'aFRR. Les EDR ayant un programme de marche à 0 MW recevront un niveau à 0.
- Ce mode permettra de vérifier le bon fonctionnement des transitoires pour les EDRs.

3. **Merit Order (Stanway seul) – 15/11/2021**

- Le Merit order est le mode de fonctionnement cible du SCADA dans lequel l'activation se fait sur la base des offres d'aFRR des groupes qui ont programmé de l'aFRR.
- Les EDR ayant un programme de marche à 0 MW recevront un niveau à 0.

4. **Merit Order (couplé à PICASSO)**

- RTE partage ces offres à la plateforme.

Précisions sur les modes d'activation du Scada

Mode fonctionnement	Etats / Causes	Fonctionnement / Activation / lien Picasso	Valorisation	Communications Entrées / Sorties
Préséance économique	Fonctionnement nominal	- Activation selon la préséance économique - Partage des offres à PICASSO si connecté - Qq soit le volume d'offres créées ou modifiées par RTE	Basées sur Offres d'aFRR : CBMP ou LMP Volumes au PM Niveau Ni	Fonctionnement nominal
	Guichets Fermés : dépôt possible mais offres non prises en compte – statut « suspendu » Problèmes SI : on prend en compte les dernières offres déposés. Pas de déposes possibles	- Activation selon la préséance économique - Partage des offres à PICASSO si connecté - Qq soit le volume d'offres créées ou modifiées par RTE		Maintenance programmée, information via message hotline RTE (fermeture Front SI) Message web ou interface Topniveau inaccessible Information Hotline sur reprise de dépôts des offres et reprise de partage PICASSO
Pro rata différencié	Pb SI interne RTE Pas d'offres acteurs depuis un « certain temps » Programmes acteurs à jour Phase de tests	- Les volumes au PM sont tous activés au pro rata. Seuls les EDP en RS reçoivent un Ni non nuls - Activation sans prise en compte du prix d'offre - Pas de partage des offres à Picasso	Valorisation au prix Spot Volumes des derniers PA ou PM reçus Niveau Ni	Information via email Hotline RTE Information via email avant la reprise
Pro rata généralisé	Pas de programmes acteurs depuis un « certain temps » Pb SI interne RTE Phase de tests	- Toutes les EDP reçoivent un Niveau Ni non nulles qu'elles soient programmées en RS ou non - Activation sans prise en compte du prix d'offre et sans prise en compte du programme - Volumes par défaut - Pas de Partage des offres à PICASSO	Valorisation au prix Spot Volumes des derniers PM ou PA reçus Niveau Ni	Information via email Hotline RTE Information via email avant la reprise

Gestion des contestations

Plusieurs éléments peuvent perturber le bon fonctionnement du processus jusque la valorisation.

Ex : Erreur du SI pour envoi des offres vers PICASSO, non réception du CBMP de PICASSO en temps réel, Erreur dans la trace d'un PM suite à un ajustement.

Pour ces cas, RTE prévoit de:

- Ne pas recalculer le CBMP, ni le LMP
- Si une EDR aurait du être activée car son prix d'offre est inférieur au prix de clearing, RTE ne prévoit pas de compenser (pas d'engagement d'un SI 100% fiable)
- Non partage des offres de RTE vers PICASSO : pas de compensation (dans les 2 sens, RR / RTE ou RTE/ RR)
- En cas de Rejeu du PM (suite à contestation des valeurs du PM saisies par RTE), RTE pourra faire la ré intégration du PM si l'erreur ne vient pas d'un mauvais envoi de PM acteur suite à Aju. L'offre aFRR pourra être re matchée et la valorisation effectuée sur la base du Ni reçu et du nouveau PM.

Activation aFRR Merit Order : Tests Acteurs

Proposition de calendrier de test

Rte propose le planning suivant pour les tests acteurs de TOPNIVEAU.

	Fonction	Début souhaité par RTE
Session 1	Connexion à l'application	du 12/10/2020 au 23/10/2020
	Dépôt d'un document d'offres par IHM	
	Dépôt d'un document d'offres par M2M	
	Dépôt des 96 documents en J-1	
Bac à Sable	Redéclaration IJ	**De maintenant à Mars 2021**
	Fonctionnement en conditions réelles cibles	
Session 2	TOPNIVEAU interconnecté avec valeurs GIPSE en recette (Contrôles sur la réception et la création des offres)	**A partir de mi-janvier 21**
	Dépôt d'offres en modes dégradés prévus et non prévus	

Certificat authentification PKI

Modification de slide sur GT du 25/09/20

	Accès pre-prod	Accès en prod
J'ai déjà un certificat PKI (utilisé pour TOPASE ou GIPSE)	Mail à rte-projet-mars@rte-france.com	Demande auprès du CRC
Je n'ai pas de certificat PKI	Mail à rte-projet-mars@rte-france.com	Faire une demande d'accès via le formulaire du Portail Services, accès privés

CRC = Chargé de relation Clientèle

Réalisation de l'aFRR avec du stockage ou des agrégats



-

Présentation de TOTAL FLEX

Rappel du GT du 25/09/2020

PRINCIPES GÉNÉRAUX POUR RTE

Caractéristiques demandées :

- FAT 5 min sans pente urgence (préférence RTE) *ou 6,4 Min avec pente urgence*
- Liens RTE Scada Acteur en IEC 104 comme DTR actuellement (pas exigence de lien vers le moyen).

Signaux :

- TéléInformation TI En/Hors RSFP et une télémesure TM « Retour RSFP »
- TM 10s Globale + TM 10s ex post pour les entités composant l'EDR
- Le signal envoyé par RTE a une résolution au centième (ou unité si on considère le signal entre -100 et +100).
- Exigence du traitement de la perte du signal (comportement attendue vérifié dans la fiche 16 « 8 h »)
- TM de stock

BESOIN DE RTE

Besoins RTE :

- Vérification du fonctionnement (SI et comportement) par des essais dynamiques réels
- Vérification de la disponibilité de la réserve lorsqu'elle sera programmée (vérification du stock)
- Pas de gestion de la charge aux écarts pour une EDR (agrégat ou stockage seul), mais via la programmation

Rappel de la contractualisation / programmation / valorisation :

- Contractualisation sur des pas **de 1h** en AO (fin 2021)
- Le pas de programmation **est entre 5 Min et 30min** et sera entre 5 et 15 min en 2025
- Avec un DN de 1h, nécessité de savoir faire de la réserve sur les heures programmées en respectant les redéclarations **toutes les 1h (15min en 2025, 96 guichets)**
- Les prix des offres d'énergie d'aFRR sur des périodes de validité de **15 min**, modifiables toutes les 15min, 25 min avant le temps réel (à partir de Q3 2021)

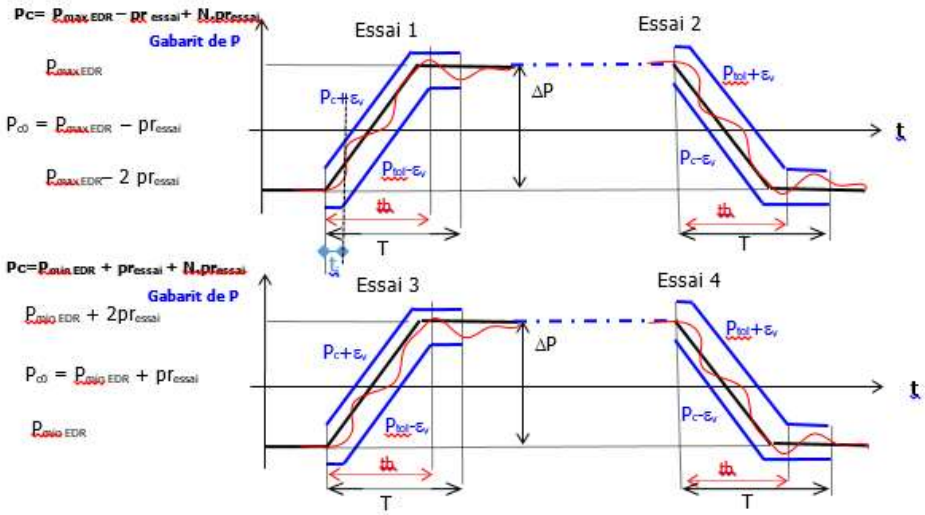
PROPOSITIONS SUR LES ESSAIS DYNAMIQUES RÉELS

- Tester les profils identiques à l'annexe 16, des règles SSYf :

  Tests de niveau de -1 à +1 et de +1 à – 1, en 600s et maintien de la puissance **pendant 30 min**, à Pmax et à Pmin (si différentes)

Si il y a un besoin de tests en asymétriques, les tests se font avec des signaux de 0 à +1 ou de 0 à -1

- **Essais 8h** en conditions réelles



IMPACT DU STOCK

Cas : Agrégat Diffus et Agrégat [Batterie + sites injection et/ou soutirage]

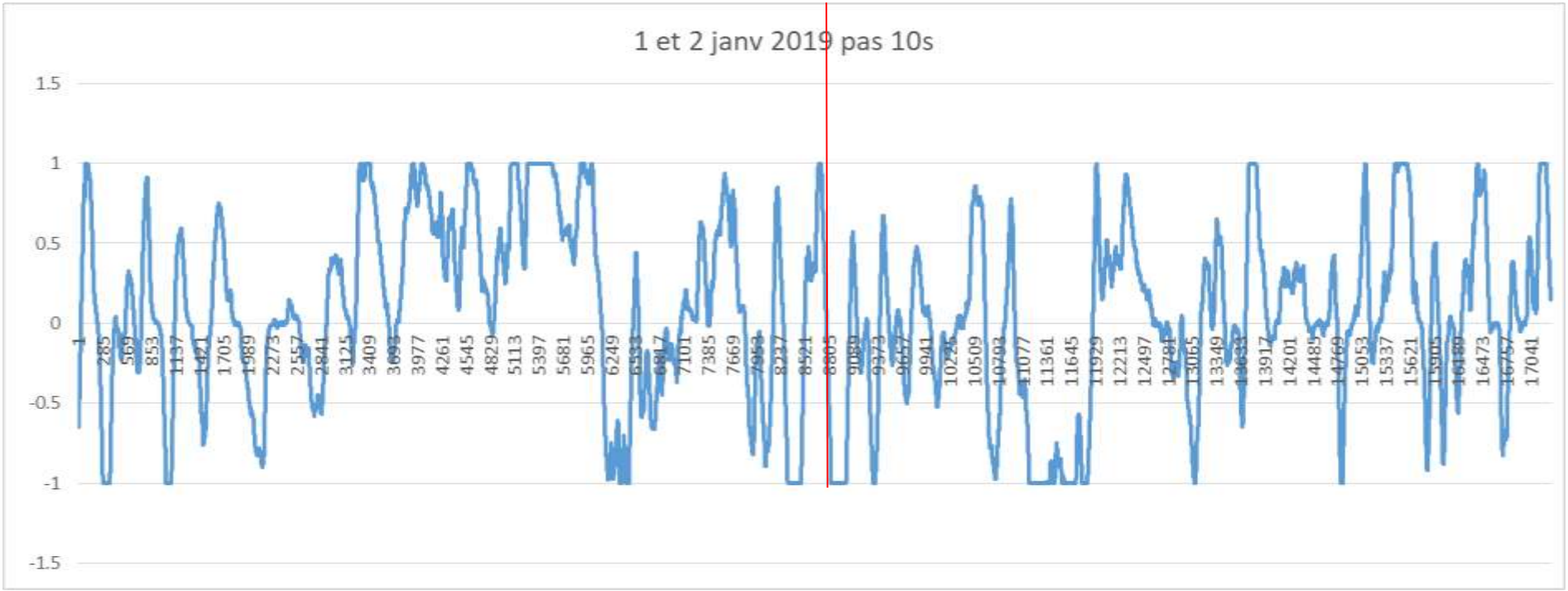
- Essais dynamiques : tenir le N +1/- 1 pendant 30 min comme pour la fiche annexe 16 des règles SSY
- Démonstration de l'équivalent **à 1h de stock** (lié au pas de contractualisation pour participer à l'AO)
- Simulation de la fourniture du niveau demandé sur 2 jours (1 et 2 janvier 2019)
- Essais réels 8h

Cas : Stockage seul :

- Essais dynamiques : tenir le N +1/- 1 pendant 30 min
- RTE demande **1h de stock minimum** (pour être cohérent avec le futur AO aFRR),
- Simulation de la fourniture du niveau demandé sur 2 jours avec la programmation en Pactive associée
- Essais Réels 8 h, divisés en 2x 4h pour tester la gestion / réception émission Niveau : sans gestion du stock (pour voir le comportement) et avec gestion du stock

PROFILS DE NIVEAU

Niveau N pour les 1er et 2 janvier 2019



CONTRÔLES EN EXPÉRIMENTATION

Rappel : il n'est pas envisageable que l'EDR ne puisse pas fournir l'aFRR lorsqu'elle est programmée

Suite à la certification, si lors des contrôles de performance, le service n'est pas rendu :

- Les volumes aux PA seront mis à 0 : le bilan de réserve sera alors négatif
- En cas de 3 occurrences consécutives de non respect de livraison, sans durée dans le temps, d'énergie, le certificat sera perdu et ne pourra être redemandé avant 3 mois.

AUTRES SUJETS À TRAITER

Cumul de la fourniture de FCR / aFRR

- Comment vérifier le stock associé à la FCR programmée pour le respect des 15 min de stock en AS ?
- Comment vérifier que la gestion de la charge aux écarts n'interfère pas avec l'aFRR ?

Enchainement FCR / aFRR sur 2 pas de programmation différents :

- Doit on créer des tests de passage de programmation en FCR à aFRR et d'aFRR à FCR ?

Prochains GT
Sujets à traiter

Listes des sujets pour les prochains GT SSYf

Picasso / Activation de l'aFRR

- Tests et AT sur le dépôt d'offres aFRR : Juillet
- Guide d'implémentation des offres aFRR : Juillet / Sept
- Validation des calculs de publications : Juillet

Capacité d'aFRR

- Design final des produits d'aFRR Offres : Sept
- AT dépots des offres de capa d'AFRR : oct
- Guide d'implémentation des offres de capacité aFRR : Février

Règles :

- Rémunération Energie FCR :
- Correction des périmètres RP RS
- aFRR avec du Stockage / Agrégat
- Revue des Pénalités des réserves (asymétrie) : Juillet
- Evolution de la FCR cooperation sur monitoring
- Fusion mécanisme abattement / Indemnité
- Evolutions du périmètre dune EDR difuse

Calendrier les prochains GT SSYf

En 2020 - 2021

vendredi 20 novembre : 9h30 – 12h00

vendredi 11 décembre : 9h30 – 12h00

vendredi 22 janvier 2021 : 9h30 – 12h00