11 Décembre 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
2. AO FCR : nouvelles valeurs pour 2021
3. AO Capacité aFRR : derniers éléments à valider
4. Activation de l'aFRR en Merit Order : Modes dégradés / Rejeu / Tests 8h de certification
5. Programmation et mise en place des contrôles SSY
6. Régime de pénalités : proposition d'évolutions pour la v7
7. Paiement Energie FCR: propositions d'évolutions
8. Evolutions dans les règles SSYv7 : Harmonisation / divers
9. Retour sur les propositions aFRR et Stockage du GT précédent

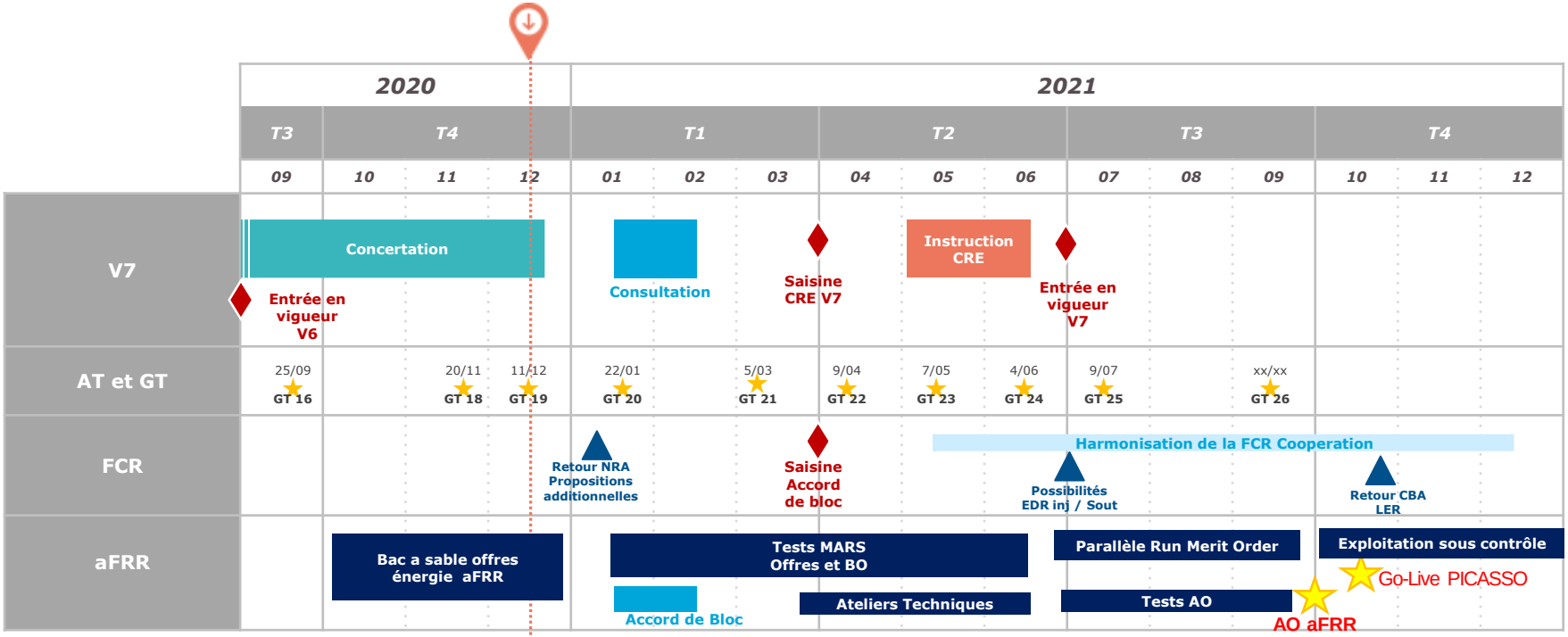
Actualités générales

- **Décision CBA : Octobre 2021** : décalage de la date butoir 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
  Lien vers la proposition soumise

- **PFC 2021 :** Le PFC pour 2021 est de 9,790 €/MW(sur une demi-heure)

Calendrier prévisionnel des règles SSY





AO FCR

AO FCR : actualités

Nouvelles Valeurs 2021 :
Ce sont des données définitives.

	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 la Slovénie(ELES) et le Danemark (DK):
Il est prévu qu'il rejoigne l'enchère du 18/01 pour le 19/01

L'information a été mise sur le site de la FCR Cooperation

AO FCR : Mise à jour des fichiers XML

En aout dernier, 50 Hz a fait évolué son système pour son marché interne d'aFRR et de mFRR, qui sont contractualisés via Regelleistung.net

Des communications ont été envoyées et les changements ne devaient pas avoir d'impact sur les fichiers générés via l'IP Konverter 27.

50Hz a mis en place des contrôles au 30 Nov. en cohérence avec le XSD.

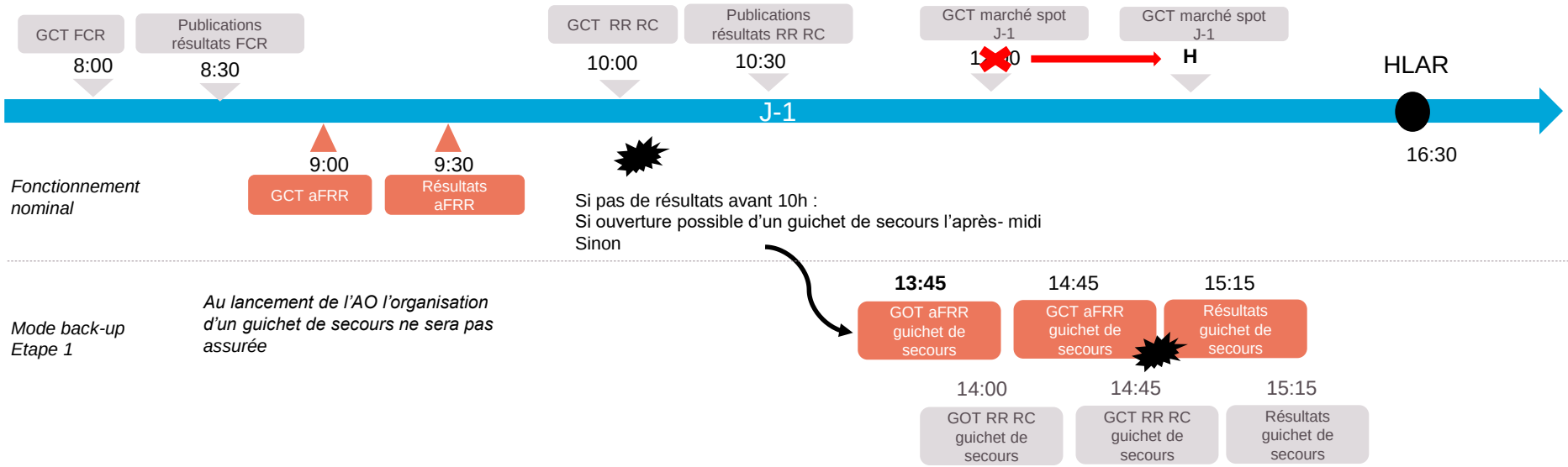
RTE vous invite à utiliser les formats des XML générés par le Konverter 28.5 (disponible sur le site Regelleistung ou le site RTE)

AO aFRR : Contractualisation des capacités d’aFRR

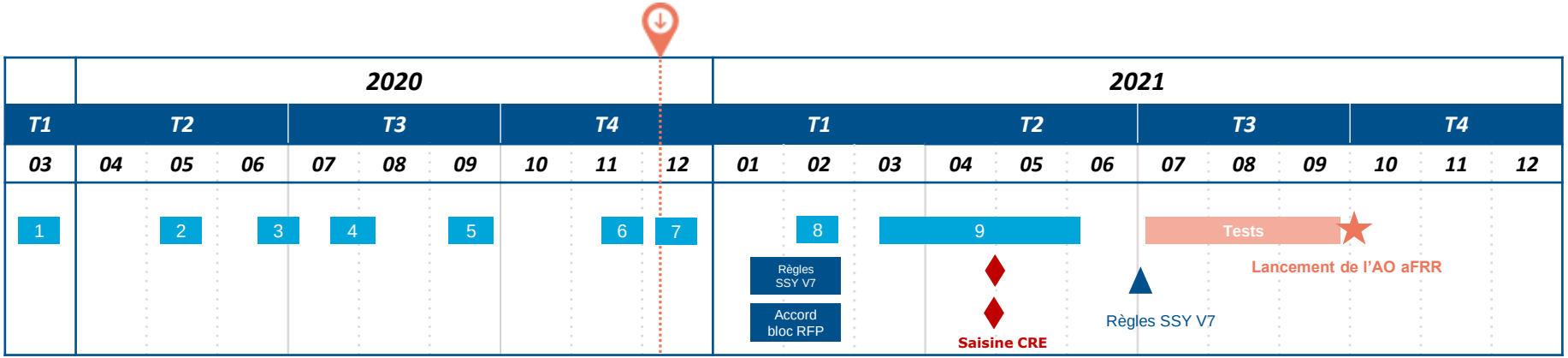
Impact du décalage des bourses

Précision

Dans le cas d'un retard de publication du marché journalier par les NEMO le timing du guichet de secours pour la contractualisation de réserve secondaire reste inchangé.



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

Précisions

8

1er atelier technique
Fichiers d'offres
Modes de dépôt
Evolutions fichiers valorisation / facturation dissymétrisation

9

Ateliers techniques

Consultation

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 (Local Marginal Price)
- 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 de certification 8h

Contexte

Les « **tests 8 heures » sont les derniers tests de certification** avant que l'EDR (Entité de Réserve) soit définitivement certifiée.

Ce sont des **tests en condition réelle (avec injection sur le réseau),** durant lesquels l'installation doit montrer **sa capacité à fournir des services système**.

Actuellement :

- Les tests 8 heures ne nécessitent pas de programme en RP/RS au niveau de l'EDP.
- Les tests ne sont pas valorisés.

En effet, l'installation se raccorde au Niveau (unique) et fournit des services système hors programme. Le test est surveillé ex-post via des télémesures.

A partir du passage en Merit Order :

- Le Niveau ne sera plus unique et disponible pour tous.
- **RTE émettra un Niveau différencié par EDR**. Pour cela, il a besoin:
  - d'un programme non nul en RS (au niveau de l'EDP)
  - d'une offre d'aFRR (au niveau de l'EDR)

  Ces deux dernières conditions ne sont remplies que si **l'EDR est certifiée.**

Problématique

RTE souhaite maintenir la réalisation des ces « tests 8 h » par les acteurs pour :

- vérifier la bonne connexion au SI téléconduite,
- et vérifier en conditions réelles les performances de réglage de l'EDR.

Pour maintenir la capacité à mener ces « tests 8h », RTE propose de mener les tests comme si l'EDR était certifiée

Cependant :

RTE attendrait une évolution des acteurs pour la réalisation des tests 8H :

- Coordination avec RTE sur le moment de la réalisation
- Envoi un programme de RS représentatif de l'essai
- Envoie d'offres d'aFRR correspondantes permettant d'être appelé en RS
- Les EDR seront ensuite mise à non apte sous GIPSE
- Pas de possibilité de bidder sur l'AO capacité.
- En cas de défaillance, le programme de l'EDP serait mis à 0

Est-ce que ce processus vous semble acceptable ?

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

Programmation et ajustements : mise en place des contrôles TOPASE aux PA/PM (contrôles et tests)

Suite au GT du 20 Novembre

RTE confirme la mise en place des contrôles au PA et PM selon les modalités présentées lors du dernier GT :

Techniquement, les modalités de refus ne feront pas l'objet d'un nouveau flux en retour ACK mais d'un nouveau libellé dans la cause du refus : pas de changement SI.

RTE encourage à vérifier les valeurs saisies sous GIPSE en amont des tests et en amont de la mise en place si les acteurs n'ont pas fait de tests.

Contexte de la mise en place des contrôles

Rappel du GT précédent

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)

Rappel du GT précédent

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

Rappel du GT précédent

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

Rappel du GT précédent

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 RS	S	H	B	D	N
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

Rappel du GT précédent

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.

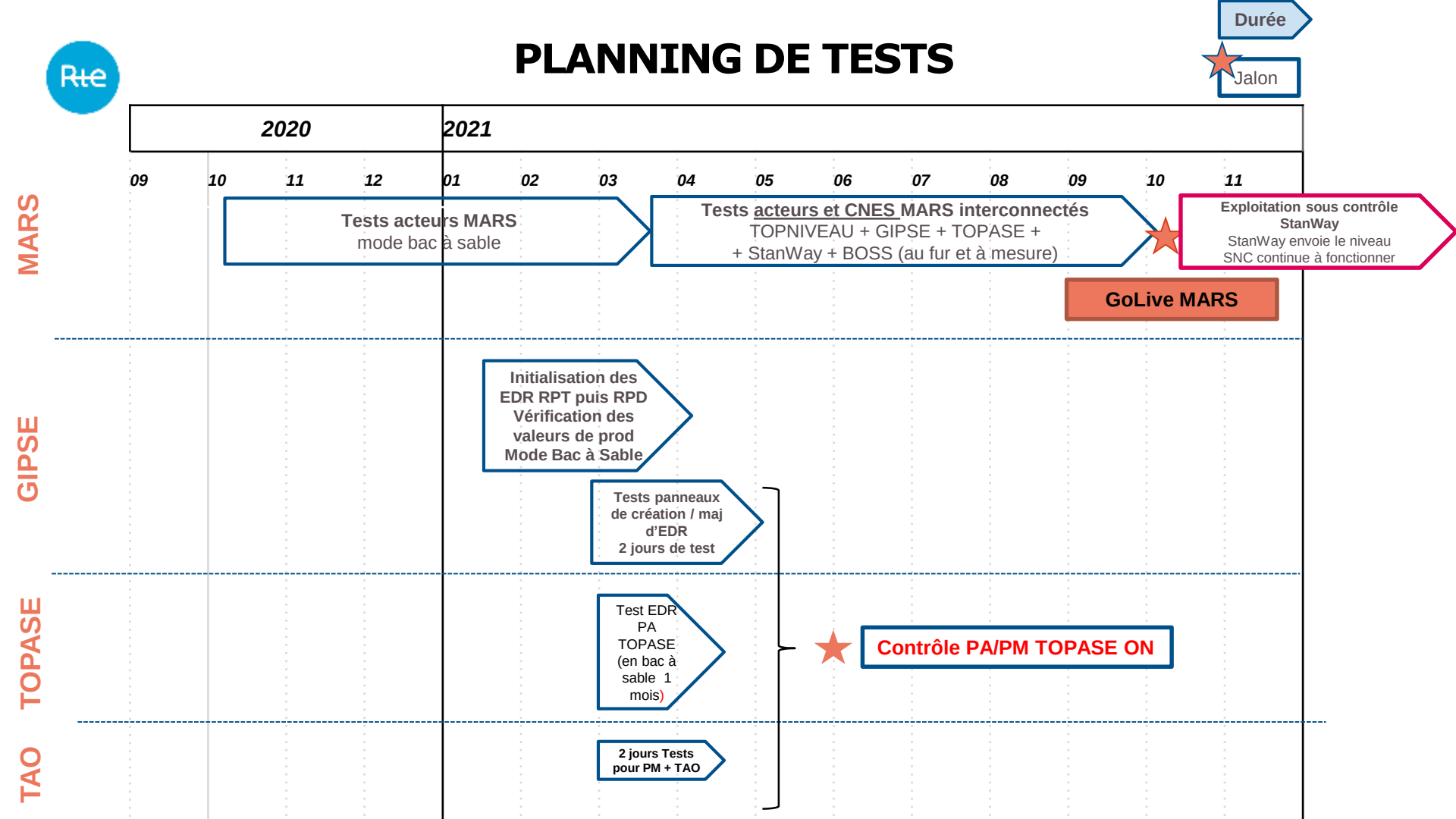
Cinématique de contrôle des PM standard :

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



Régime de pénalités: propositions d’évolutions pour la v7

Rappels

Régime de pénalités dans les règles SSY

1. **Indemnités au déclaratif suite à un bilan de réserve négatif (Article 12.2)**
   - Bilan de réserve basé sur le Programme d'Appel
   - S'applique à tous les Responsables de Réserve

2. **Indemnités liée à un déficit de SSY suite à un ajustement (Article 12.3)**
   - Bilan de réserve basé sur le Programme de Marche
   - S'applique à tous les Responsables de Réserve

3. **Abattements suite à une défaillance de réglage notifiée (Article 15.6.3)**
   - S'applique qu'en cas de bilan de réserve négatif
   - S'applique du début de défaillance jusqu'à la mise en conformité pour les EDR injection=tout groupe de production ayant des capacités de réglage certifiées par RTE
   - S'applique du début de défaillance jusqu'au retrait du certificat pour les EDR soutirage

4. **Pénalité suite au dépassement de la date prévisionnelle de mise en conformité (Article 15.6.4)**
   - S'applique uniquement aux EDR injection
   - Retrait du certificat pour les EDR Soutirage

Objectifs

Evolutions à inscrire dans les règles v7

1. **Adapter les formules d'indemnités à la contractualisation dissymétrique** (suppression du Netting Partiel de Rémunération au 1er octobre 2021)

2. **Remplacer le PFC pour prendre en compte les prix marginaux de l'AO FCR et aFRR** dans le calcul des indemnités/abattements/pénalités (applicable à partir d'une date pivot en fonction du planning d'implémentation SI, au plus tôt le 1er octobre 2021)

Evolutions pour une prochaine version des règles (à concerter ultérieurement)

- **Harmonisation avec la FCR cooperation** sur la méthode de contrôle du réalisé et le montant de l'abattement/pénalité
- **Prise en compte de la rémunération de l'énergie de réglage** dans le calcul des abattements (paiement ou non de l'énergie primaire, PMP pour l'aFRR)
- **Pénalité en cas de non respect du stock** pour les Réservoirs à Energie Limitée

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 :
- BH et BB les Bilans de Réserve en MW
- BHFH et BHFB les Bilans de Réserve hors fortuit en MW
- 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 (mise en application au 1er octobre 2021)

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 (mise en application au 1er octobre 2021)

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 (mode nominal) pour la v7 (mise en application à partir d'une date pivot)

Indemnité = a*IEPH+ (1-a)*IEPB

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

- Pour la RP, PMH et PMB sont identiques et égaux au prix marginal de l'AO symétrique FCR en **€/MW/h**
- Pour la RS: PMH est le prix marginal hausse de l'AO aFRR en **€/MW/h** et PMB est le prix marginal baisse de l'AO aFRR en **€/MW/h**
- **Non éligibilité à la réduction d'indemnité** avec le passage à une contractualisation par appel d'offres

Proposition d'évolution (back up) pour la v7 (mise en application à partir d'une date pivot)

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

- **Eligibilité à la réduction d'indemnité** en cas de contractualisation par jour similaire ou par obligations
  - Remplacement du PMH/PMB par le PFC en cas de contractualisation par obligations
  - Utilisation des PMH/PMB du jour similaire en cas de recours à un jour similaire

Indemnités au déclaratif suite à un bilan de réserve négatif

Exemples pour la Réserve Primaire

Prix Marginal AO = PFC	20 €/MW/h			20 €/MW/h			20 €/MW/h			20 €/MW/h		
SPOT	50 €/hMW			0 €/hMW			12,5 €/hMW			31,25 €/hMW		
Volume retenu à l'AO -> BHFH ; BHFB	10 -> -2 ; -2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4	10 -> -2 ; 2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4	10 -> -2 ; 2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4	10 -> -2 ; -2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4
Indemnités 30 mn sans NPR	70,00 €	112,00 €	28,00 €	24,00 €	9,60 €	38,40 €	32,50 €	13,00 €	52,00 €	51,25 €	51,25 €	51,25 €
Indemnités 30 mn avec Prix M	70,00 €	112,00 €	28,00 €	24,00 €	9,60 €	38,40 €	32,50 €	13,00 €	52,00 €	51,25 €	51,25 €	51,25 €
Rémunération 30 mn sans NPR	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €

Prix Marginal AO < PFC	5 €/MW/h			5 €/MW/h			5 €/MW/h			5 €/MW/h		
SPOT	50 €/hMW			0 €/hMW			12,5 €/hMW			31,25 €/hMW		
Volume retenu à l'AO -> BHFH ; BHFB	10 -> -2 ; -2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4	10 -> -2 ; 2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4	10 -> -2 ; 2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4	10 -> -2 ; -2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4
Indemnités 30 mn sans NPR	70,00 €	112,00 €	28,00 €	24,00 €	9,60 €	38,40 €	32,50 €	13,00 €	52,00 €	51,25 €	51,25 €	51,25 €
Indemnités 30 mn avec Prix M	55,00 €	88,00 €	22,00 €	6,00 €	2,40 €	9,60 €	17,50 €	7,00 €	28,00 €	36,25 €	36,25 €	36,25 €
Rémunération 30 mn sans NPR	25,00 €	25,00 €	25,00 €	25,00 €	25,00 €	25,00 €	25,00 €	25,00 €	25,00 €	25,00 €	25,00 €	25,00 €

Prix Marginal AO > PFC	30 €/MW/h			30 €/MW/h			30 €/MW/h			30 €/MW/h		
SPOT	50 €/hMW			0 €/hMW			12,5 €/hMW			31,25 €/hMW		
Volume retenu à l'AO -> BHFH ; BHFB	10 -> -2 ; -2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4	10 -> -2 ; 2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4	10 -> -2 ; 2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4	10 -> -2 ; -2	10 -> -4 ; 0	10 -> 0 ; -4
Indemnités 30 mn sans NPR	70,00 €	112,00 €	28,00 €	24,00 €	9,60 €	38,40 €	32,50 €	13,00 €	52,00 €	51,25 €	51,25 €	51,25 €
Indemnités 30 mn avec Prix M	80,00 €	128,00 €	32,00 €	36,00 €	14,40 €	57,60 €	42,50 €	17,00 €	68,00 €	61,25 €	61,25 €	61,25 €
Rémunération 30 mn sans NPR	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €

Indemnité liée à un déficit SSY

Correction de forme pour la v7 (calcul correct dans le SI RTE)

12.3.2 Montant de l'Indemnité liée à un déficit de Services Système en raison d'un ajustement

Pour chaque Responsable de Réserve, pour chaque Type de Réserve, pour chaque Sens de Réserve, et pour chaque Pas Demi-Horaire, RTE calcule un volume V égal à 0 si B_{PM} est supérieur ou égal à 0 et vaut égal à la différence entre le B_{PM} et le B_{PA}, avec V = min [max (0; - B_{PM}) ; max (0; B_{PA} - B_{PM})]. Les termes B_{PA} et B_{PM} correspondent respectivement au Bilan de Réserve calculé conformément à l'Article 12.1, et au Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche.

Quand le volume V pour un Pas Demi-Horaire, pour un Type de Réserve et pour un Sens de Réserve est strictement positif, le Responsable de Réserve verse une Indemnité à RTE. Le montant de l'Indemnité pour un Pas Demi-Horaire et pour un Type de Réserve est :

- ~~-V*a*~~S pour la réserve à la hausse -> V*a*S/2 car V>0 et S en €/hMW
- ~~-V*(1-a)~~*S pour la réserve à la baisse -> V*(1-a)*S/2 car V>0 et S en €/hMW

Où :

- a est le ratio d'indemnité hausse/baisse établi conformément à l'Article 12.2.3
- S est l'Indemnité associée au surcoût services système en ~~€/MW~~ €/hMW établie conformément à l'Article 12.3.3.

$S_{2020} = 34{,}08\ €/hMW$

Mais la valeur utilisée dans le SI RTE est

17,04 €/MW/30min

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 v7 (mise en application à partir d'une date pivot)

$$Abattement = -[a * BH_d * \max(\frac{PMH}{2}; \frac{|Spot|}{2}) + (1 - a) * BB_d * \max(\frac{PMB}{2}; \frac{|Spot|}{2})]$$

- Pour la RP, PMH et PMB sont identiques et égaux au prix marginal de l'AO symétrique FCR en **€/MW/h**
- Pour la RS: PMH est le prix marginal hausse de l'AO aFRR en **€/MW/h** et PMB est le prix marginal baisse de l'AO aFRR en **€/MW/h**
- Remplacement du PMH/PMB par le PFC en cas de contractualisation par obligations
- Utilisation des PMH/PMB du jour similaire en cas de recours à un jour similaire

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

Formule de pénalité actuelle (Article 15.6.4) pour les EDR injection (suppression du certificat pour les EDR s)

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

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 pour la v7 (mise en application au 1er janvier 2022)

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

- Le volume obligé journalier correspond aux capacités de réglage certifiées de l'EDR injection, sommées sur 24 heures
- Pour l'année A,
  - Pour une défaillance de réglage primaire, PMP_A est le prix moyen pondéré de l'AO FCR sur l'année A-1
  - Pour une défaillance de réglage secondaire, PMP_A est le prix moyen pondéré de l'AO aFRR sur l'année A-1

Paiement énergie FCR: Propositions d'évolutions

Evolution du prix de rémunération de l'énergie de la FCR

La **dernière évolution de la rémunération** s'est faite début 2016 avec le passage d'un prix régulé à un prix spot.

Lors de la consultation les **propositions** ont été :

- Prix régulé (10,542 €/MWh en 2015) d'un montant à définir ;
- Prix spot ;
- Prix moyen pondéré à la hausse ou à la baisse du mécanisme d'ajustement (PMPh et PMPb),
- Prix de règlement des écarts positifs ou négatifs (PREP et PREN) ;
- Prix différent par entité de réserve (soit déclaré par l'acteur, soit régulé par filière).

Evolution du prix de rémunération de l'énergie de la FCR

Réserves FCR et aFRR :

- Energie : payée par les RE ;
- Capacité : payée par le TURPE (consommateur final).

Principes pour l'aFRR :

Actuellement l'énergie d' aFRR @spot vers une évolution au max (LMP ; CBMP)

→ **sortie de la FCR du PMP et donc du PRE** : début 2022 (prévue dans la proposition ISH)

CAE : la rémunération de l'énergie primaire est actuellement très faible

Evolution du prix de rémunération de l'énergie de la FCR

Impacts acteurs : Fourniture symétrique

- Neutre en moyenne pour une EDR classique ;
- Correction des périmètres RE de l'énergie.

Fourniture asymétrique à la baisse :

Actuellement, le RR paie RTE au prix spot de l'énergie non fournie → n'incite pas les capacités type éolien ou PV à participer

Fourniture asymétrique à la hausse :

RTE paie le RR au prix spot pour l'énergie fournie : impact faible car pas de coût d'opportunité sur DSR

mais faible manque d'opportunité sur un moyen de production classique.

Evolution du prix de rémunération de l'énergie de la FCR

Conclusion et propositions :

3 options :

- Ne plus avoir de flux financiers sur l'énergie de FCR et ne pas insensibiliser les RE
- Continuer à payer la FCR et insensibiliser les RE
- Ne plus avoir de flux financier et continuer l'insensibilisation les RE

→ RTE proposerait de s'orienter pour ne plus avoir de flux financiers sur l'énergie de la FCR, et de ne pas insensibiliser les RE

Mandat de données pour les GRD

Mandat entre GRD pour l'envoi des périmètres SSY RPD à RTE

- A l'identique de ce qui est prévu dans les Règles REMA et les Règles NEBEF, RTE propose d'ajouter dans les Règles SSY fréquence, la notion de mandat entre GRD pour l'envoi des périmètres SSY RPD à RTE.
- Chaque GRD pourra confier à un unique mandataire, ayant la qualité de GRD, la mise en œuvre des échanges de données suivants vers RTE:
    - Envoi des données de référence des périmètres SSY

  (§9 des Règles SI SSY - Fichiers SSY_REFST_GRD et SSY_REFST_GRD_MAJ)
- Ce mandat ne dédouane pas le GRD mandant de ses responsabilités.
- Une Annexe 17 sera introduite dans les Règles SSY v7, pour le texte du mandat.
- L'Annexe 17 au format papier, signée par les deux GRD, devra être envoyée à RTE.

Evolution des règles SSYv7

Harmonisation des conditions générales

Principes et périmètre

- Une démarche d'harmonisation, entre les différents jeux de règles, de la structure des conditions générales est en cours.

- Cette nouvelle structure des conditions générales sera intégrée :
  - Dans un premier temps, dans les règles MA-RE v10 et Services Systèmes v7 – *en cours de concertation*
  - Dans un second temps, dans les règles RR-RC et NEBEF

- Objectifs :
  - Facilitation du parcours des utilisateurs en évitant une plus grande divergence des structures des jeux de règles
  - Prérequis à une simplification des règles

- Périmètre :
  - ✓ Réorganise la structure des articles relevant des conditions générales
  - X Ne vise pas à insérer des conditions générales uniques pour l'ensemble des jeux de règles

Harmonisation des conditions générales

Template cible

1 **Préambule**

1.1 Objet et périmètre des règles

1.2 Cadre juridique

2 **Définitions**

3 **Dispositions générales**

3.1 Modalités de révision des Règles

3.2 Modalités de participation

3.3 Modalités de cession et transfert de l'Accord de Participation

3.4 Modalités de suspension de l'Accord de Participation

3.5 Modalités de résiliation de l'Accord de Participation

3.6 Conditions générales d'exécution

Harmonisation des conditions générales

Quelques exemples : SSY V7

SSY V7

1. PREAMBULE 11
2. PRINCIPES 12
3. DISPOSITIONS GENERALES 14
3.1 PERIMETRE DES REGLES 14
3.2 MODALITES DE CONTRACTUALISATION 14
3.2.1 Principes 14
3.2.2 Types de contractualisation 14
3.2.3 Pré-requis 15
3.2.4 Processus de contractualisation 15
3.2.5 Accès au Système d'Information de RTE 15
3.3 DEFINITIONS 16
3.4 REVISION DES REGLES 28
3.4.1 Processus de révision des Règles 28
3.4.2 Responsabilité de RTE en cas de révision des Règles 30
3.5 MODALITES DE RESILIATION 30
3.5.1 Résiliation à l'Initiative du Participant 30
3.5.2 Résiliation à l'Initiative de RTE 30
3.6 RETOUR D'EXPERIENCE 31
3.7 FACTURATION ET PAIEMENT 31
3.7.1 Conditions de facturation 31
3.7.2 Conditions de paiement 32
3.8 CONDITIONS GENERALES D'EXECUTION 32
3.8.1 Responsabilité 32
3.8.2 Force majeure 33
3.8.3 Indisponibilité du réseau 34
3.8.4 Prix Spot de Référence 34
3.8.5 Cession et transfert de l'Accord de Participation 34
3.8.6 Confidentialité 35
3.8.7 Propriété Intellectuelle 36
3.8.8 Contestations et règlement des litiges 36
3.8.9 Notifications 37
3.8.10 Droit applicable et langue des Règles 37

Nouvelle structure des conditions générales

1. PREAMBULE 6
1.1 OBJET ET PERIMETRE DES REGLES 6
1.1.1 Objet 6
1.1.2 Périmètre 6
1.2 CADRE JURIDIQUE 8
1.2.1 Cadre juridique européen 8
1.2.2 Cadre juridique national 8
2. DEFINITIONS 10
3. DISPOSITIONS GENERALES 23
3.1 MODALITES DE REVISION DES REGLES 23
3.1.1 Processus de révision des Règles 23
3.1.2 Responsabilité de RTE en cas de révision des Règles 24
3.2 MODALITES DE PARTICIPATION 24
3.2.1 Principes 24
3.2.2 Types de participation 24
3.2.3 Demande de participation 24
3.2.4 Traitement de la Demande de Participation et signature de l'Accord de Participation 25
3.2.5 Accès au Système d'Information de RTE 25
3.3 MODALITES DE CESSION ET TRANSFERT DE L'ACCORD DE PARTICIPATION 26
3.4 MODALITES DE RESILIATION DE L'ACCORD DE PARTICIPATION 26
3.4.1 Résiliation à l'initiative du Participant 26
3.4.2 Résiliation à l'initiative de RTE 27
3.5 CONDITIONS GENERALES D'EXECUTION 28
3.5.1 Responsabilité 28
3.5.2 Mandat pour les échanges de données 28
3.5.3 Modalités d'échanges opérationnels 28
3.5.4 Confidentialité 29
3.5.5 Propriété intellectuelle 30
3.5.6 Force majeure 31
3.5.7 Imprévision 32
3.5.8 Règlement des différends 32
3.5.9 Notifications 32
3.6 REGLES D'ARRONDI 33
3.7 DROIT APPLICABLE ET LANGUE DES REGLES 33
3.8 TERRITORIALITE DES REGLES 33
3.9 RETOUR D'EXPERIENCE 34
3.10 DONNEES PERSONNELLES 34

Restructuration de certains articles

Principes et périmètre

Afin de faciliter la lisibilité et la cohérence de l'enchainement des différents articles des règles SSY RTE propose de restructurer le corps des règles :

- Déplacer l'Article 10 Sécurisation financière à la fin des règles avant la facturation et y inclure l'article 14.4.6 Sécurisation financière concernant l'énergie de réglage ;

- Disloquer l'Article 16 sur les Modalités et processus d'échanges de données en :
  - Déplaçant l'article 16.1 Modalités et processus d'échange de données entre les GRD et RTE et 16.2 Modalités d'échanges opérationnels entre les GRD et les Responsables de Réserve vers l'Article 3 des dispositions générales en cohérence avec la trame harmonisée avec les règles MA RE ;
  - Intégrant l'article 16.3 Modalités et processus relatifs à la détermination de l'énergie de réglage à l'Article 14 Traitement de l'énergie de réglage ;
  - Intégrant l'article 16.4 Modalités relatives à la rémunération de l'Obligation ou aux Engagements de Réserve, aux indemnités et aux énergies de réglage et 16.5 Modalités relatives au contrôle des performances à l'Article 16 Facturation.

- Mettre l'Article 13 Rémunération de capacités de réglage avant l'Article 12 Contrôle sur les éléments déclaratifs pour gagner en lisibilité sur l'enchaînement des différents articles ;

- Déplacer l'Article 11 Dépôt et activation des offres aFRR juste avant l'Article 14 Traitement de l'énergie de Réglage afin de distinguer la partie contractualisation des réserves de la partie activation.

Evolutions mineures des trames de certification

Trame FCR Agrégat / Batterie (Annexe 15 des règles SSY) :

- Précisions sur le respect de la Pmax sur toute la plage de SOC:
  - Ajout dans la Fiche 1 d'un abaque Pmax inj / Pmax sout en fonction du SOC
  - Ecriture explicite que la RP (ou Pmax) doit être maintenue sur toute la plage du SOC (tolérance à 95 % dans les fiches essais)

- Demande supplémentaire sur la charge utile :
  - Demande de référence d'essais (constructeur ou fournisseur) démontrant la charge utile dans la fiche 1 (à fournir en annexe)

- Clarification de la fiche simulation :
  - Retrait de la « Réponse théorique attendue (K.Df) » des 2 trames (certification et cdc cc) puisqu'elle n'est pas explicitement demandées dans la trame csv. On demande Pc et P (avec P= Pc + Kdelta)

Trame aFRR en 300s (Annexe 16) :

- Préciser que la programmation dissymétrique doit être possible même avec un niveau N symétrique au prorata, le filtrage du niveau doit être fait côté acteur

- Précision sur la prise en compte d'une programmation partiellement dyssimétrique (présence à la fois de RS hausse et baisse mais différente)

Evolution proposée du texte proposée :

« Si l'EDR souhaite programmer en exploitation de façon dissymétrique le réglage secondaire, les essais supplémentaires 5 à 8 seront aussi réalisés. Suivant la programmation choisie en exploitation (dissymétrique hausse ou baisse) la variation de niveau sera choisie en cohérence (entre +1 et 0 ou entre -1 et 0). ~~Si les deux cas de programmations sont choisis, le cas est plus contraignant sera sélectionné par le producteur.~~ En complément, si une programmation dissymétrique est prévue avec à la fois la présence d'une réserve à la hausse et à la baisse, les essais seront réalisés avec une variation de niveau entre -1 et +1 en prenant en compte le cas le plus contraignant de programmation de réserve prévu en exploitation par le producteur. »

Réalisation de l'aFRR avec du stockage ou des agrégats



-

Retour sur la présentation de TOTAL FLEX

Rappel du GT du 25/09/2020

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
- Ajout d'un mandat de données pour les GRD : Janvier

Calendrier les prochains GT SSYf

En 2020 - 2021

vendredi 11 décembre : 9h30 – 12h00

vendredi 22 janvier 2021 : 9h30 – 12h00

Vendredi 5 Mars 2021 : 9h30 – 12h00

Vendredi 9 Avril 2021 : 9h30 – 12h00

Vendredi 7 mai 2021 : 9h30 – 12h00

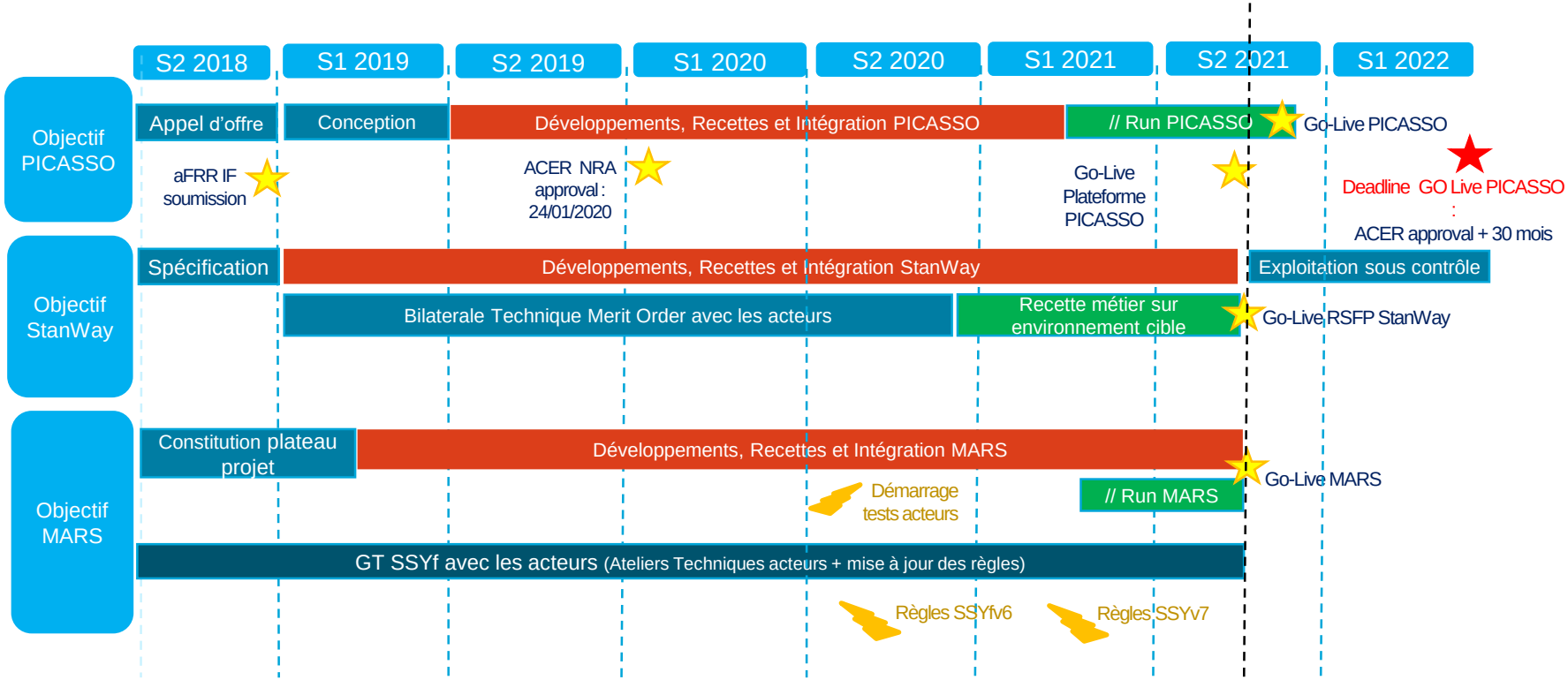
Vendredi 4 juin 2021 : 9h30 – 12h00

Vendredi 9 juillet 2021 : 9h30 – 12h00

ANNEXES

Planning MARS/ PICASSO

Macro-planning projets MARS/StanWay/PICASSO



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