

15 juin 2018

GT - Evolution des règles MA-RE

RTE – Tour Initiale

Sommaire

1. Actualités et calendrier
2. Evolution du k
3. Processus de pré-qualification
4. Equilibrage en temps réel
5. Valorisation des ajustements
6. Modalités de calcul du PRE
7. Simultanéité MA-NEBEF



1

Actualités et calendrier

Actualités de la concertation MA-RE

Passées

Appel à contributions

- Processus écarts en S+1
- Pré-qualification
- Processus temps réel
- Valorisations des ajustements
- Modalités de calcul du PRE
- Simultanéité MA-NEBEF (cas 10%)

Règles MA-RE v8.4 - Saisine

GT du 15/05/2018

- Compensation financière des écarts aux frontières synchrones
- Point sur l'appel à contributions (Q/R)
- Processus de publication des écarts ne S+1
- REX sur les appels pour cause marge
- Point sur les règles de précision dans l'outil TAO

A venir

Consultation MA-RE v9

AT du 03/07/2018

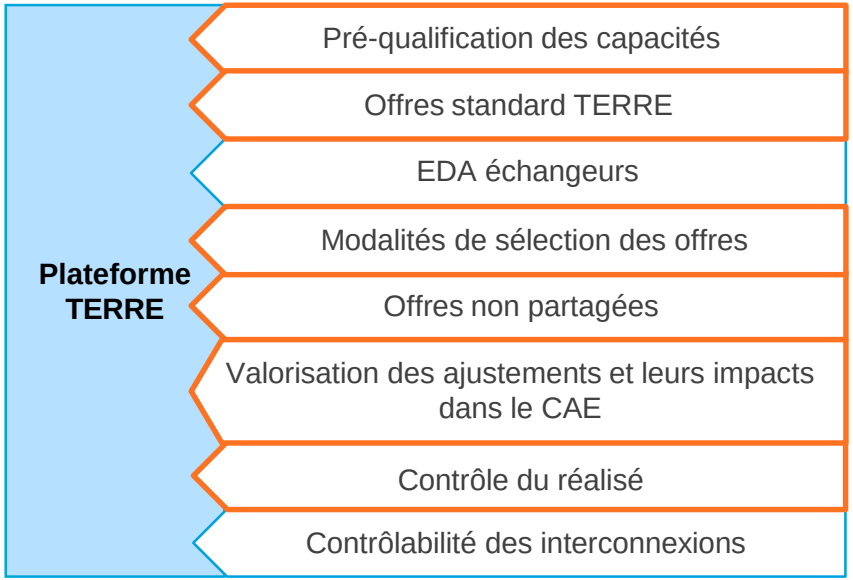
- Lieu : Tour Initiale – salle 1-078 et 1-088
- Date: mardi 3 juillet 2018 de 14h à 17h
- Ordre du jour : Projet TOPASE (programmation)

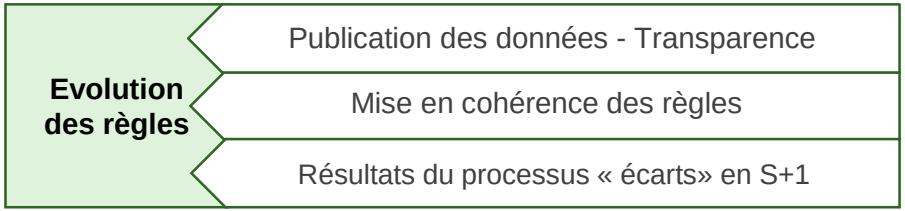
GT du 06/07/2018

Proposition

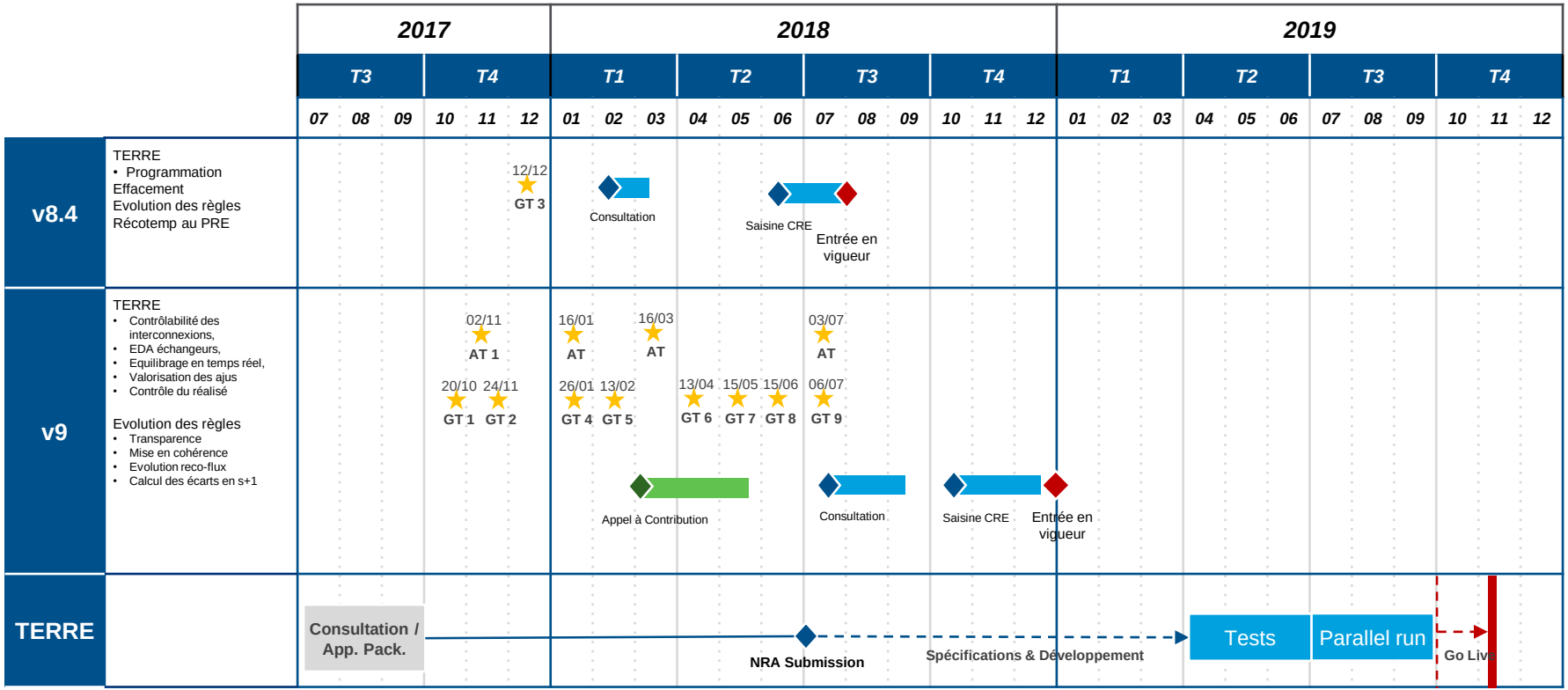
- Lieu : Tour Initiale – salle 1-078 et 1-088
- Date : vendredi 6 juillet 2018 de 14h à 17h
- Ordre du jour : Relecture des règles pré-consultation

Périmètre de l'évolution v9

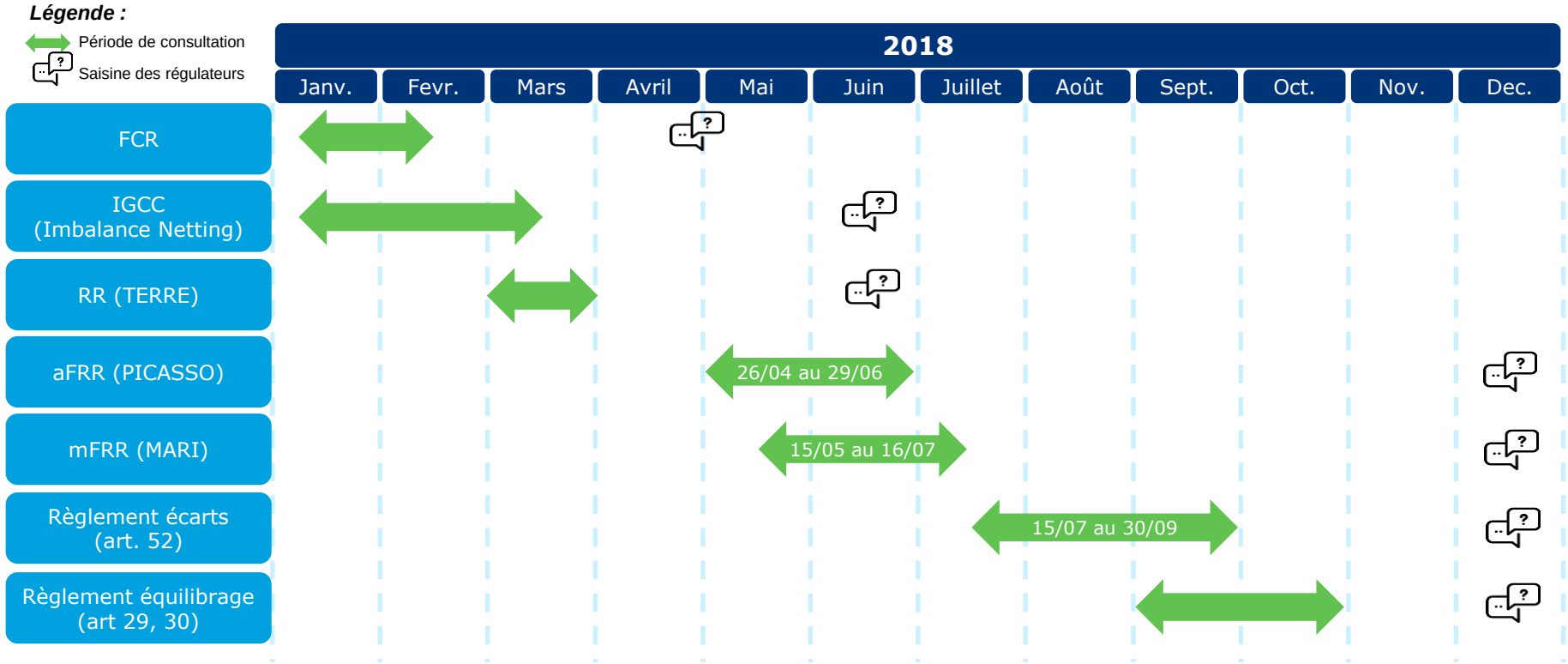




Calendrier prévisionnel des règles MA-RE



Planning prévisionnel des consultations européennes



Chacune de ces consultations donnera également lieu à des modifications des règles nationales

Planning prévisionnel des consultations européennes

Règlement équilibrage – art 29 et 30 – Planning prévisionnel

Proposition	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec	Jan
Fixation du prix (art 30)						W							
Règlement GRT-GRT (art 30)						W							
Motifs d'activation (art 29)						W							

Consultation publique Saisine des régulateurs W **Workshop 20 et 21 juin**

Consultations publiques en cours des plateformes européennes

***Implementation framework* PICASSO** : Consultation publique du 26 avril 2018 au 29 juin 2018

Accessible à ce lien : https://consultations.entsoe.eu/markets/afrr_implementation_framework/

***Implementation framework* MARI** : Consultation publique du 15 mai 2018 au 16 juillet 2018

Accessible à ce lien : https://consultations.entsoe.eu/markets/mfrr_implementation_framework/

Atelier Implémentation du code *Electricity Balancing*



Jeudi 21 et vendredi 22 juin (journées entières)
ENTSO-E premises, Bruxelles

Présentation des développements les plus récents de l'implémentation du code Electricity Balancing.

Contact : gonzalo.morollon@entsoe.eu
Lien : https://www.entsoe.eu/events/2018/06/20/workshop-on-balancing/

Présentation TERRE MARI PICASSO



Jeudi 28 juin (journée entière)
Hôtel Renaissance, 60 jardin de Valmy, La Défense

Présentation de l'avancement des plateformes européennes et du planning

Contact : mathilde.bongrain@rte-france.com



2

Evolution du k

Situation du compte ajustements-écarts

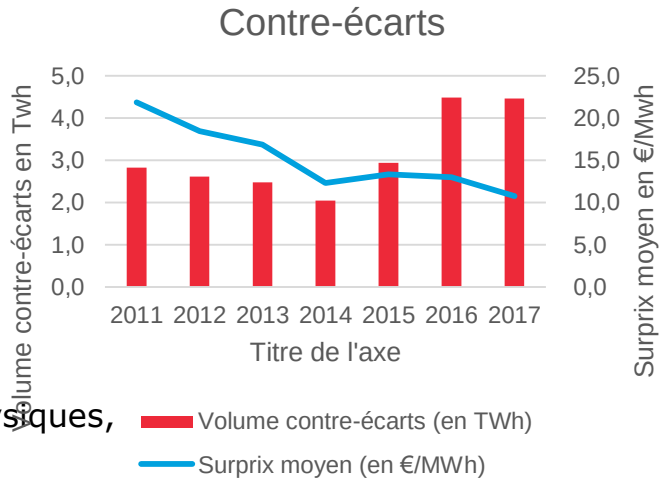
Au cours des deux derniers exercices du compte ajustement-écarts, le solde du compte a été largement excédentaire (32 M€ en 2016 et 51 M€ en 2017).

L'augmentation du solde est principalement dû :

- à l'augmentation importante des volumes

de contre-écarts,

- aux nouveaux flux apparus sur le CAE
  - iGCC,
  - retrait des surcoûts Marges et SSY,
  - intégration des montants de rattrapages physiques,
  - intégration des énergies de réglage.



➔ Il est prévu de réviser pour les années à venir la valeur du k ex-ante afin de limiter le déséquilibre du CAE en fin d'exercice.

Analyse de l'impact de la valeur du k

Méthodologie et hypothèses de corrections

L'analyse de l'impact de la valeur du k sur le CAE porte sur la période du 08/04/2017 au 07/04/2018 et sur l'année 2016.

Sur l'année 2016, la simulation est faite sur la base des règles du CAE actuelles, nécessitant d'apporter les corrections suivantes :

(1) Règlement des écarts en formule « Single Price » et modification du PMP (Intégration des énergie de réglages, écarts aux frontière et IGCC)

(2) Retrait des surcoûts marges, des surcoûts services système, rémunération de l'énergie de réglage primaire, rattrapages d'écarts aux frontières

	Montant (M€)
Reversement des surcoûts Marges	5,1
Reversement des surcoûts SSY	12,9
Rémunération des énergies de réglages primaire	4,4
Rattrapage des écarts aux frontières	3,3

Analyse de l'impact de la valeur du k

Solde du CAE en appliquant les corrections (1) et (2) pour 2016

Valeur du coeff. K	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08
08/04/2017 au 07/04/2018	-28,8	-21,1	-13,5	-5,9	1,7	9,2	16,8	24,4	32,0
2016*	-27,7	-22,3	-16,9	-11,5	-6,2	-0,8	4,6	10,0	15,3

*L'impact IGCC est effectif uniquement à partir d'avril 2016.

Proposition RTE

Compte tenu des données utilisées pour l'analyse, l'année de référence est l'année charnière du 08/04/2017 au 07/04/2017.

➔Une révision du k ex ante à 0,05 à partir du 1er janvier 2019 permettra de mieux équilibrer le solde du compte ajustement écart pour les années à venir.

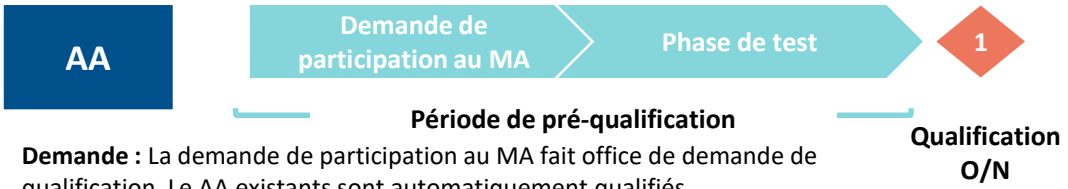
3

Processus de pré-qualification

Retour sur l’appel à contribution

Rappel des grands principes proposés

Processus



Demande : La demande de participation au MA fait office de demande de qualification. Le AA existants sont automatiquement qualifiés
Test : Les critères attendus pendant la phase de test sont ceux décrits au § 4.1 de la section 1 des règles RE/MA



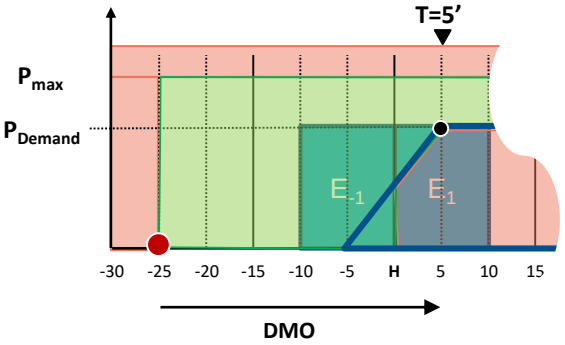
Demande : par l'acteur d'ajustement lors de la création ou de la mise à jour d'une EDA (hors évolution des sites composant l'EDA) pour un type de produit (standard et/ou spécifique). Délais maximum de réponse suivant SOGL.
Test : L'engagement de l'acteur d'ajustement pour l'EDA à qualifier se fait sur la base de données déclaratives afin d'éviter la mise en place de tests. Exigences techniques (SI) supplémentaires à respecter.

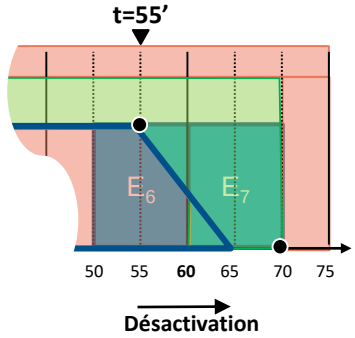
Modalités de suivi : Suivi mensuel à la maille EDA
Période contrôlée : ensemble des activations du mois ou les 5 dernières activations sur l'année si moins de 5 activations dans le mois
Critères des contrôle : critères techniques en énergie et en puissance (détails slides suivantes)
Retrait de la qualification : si 50% des activations sont défaillantes aux critères techniques → 3 mois de carence

Rappel des grands principes proposés

Critères techniques – Exemple pour le produit standard de RR

Type	Critères	Valeur de mesure	Valeurs attendues
Puissance	***DMO ****	*P(t=5')*	$\geq P_{demand}$
	Désactivation*	*P(t=70')*	*= 0*
	Puissance demandée	P(t)	$\geq P_{demand}$
	Puissance max *(=120% P_{demand})*	P(t)	$< P_{max}$
Energie	***Energie sur les 5 premières minutes***	$E_{-1}+E_{+1}$	$\geq E_{demand} / 6$
	Energie sur les 5 dernières minutes	E_6+E_7	$\geq E_{demand} / 6$





Réponses à l'appel à contribution

Participation

10 acteurs ont répondu à ce sujet lors de l'appel à contributions:

ADEeF	Celest	CNR	Direct Energie
EDF	Energy Pool	ENGIE	Equinov
	Smart Grid Energy	Uniper	

Questions 1&2

Q1 : Les principes proposés par RTE pour la préqualification des acteurs d'ajustement vous semblent-ils pertinents?

Q2 : Les principes proposés par RTE pour la préqualification des capacités d'ajustement vous semblent-ils pertinents? Notamment la proposition de RTE de ne pas mettre en place de tests sur la base de critères techniques de l'EDA ?

- **Les principes proposés sont globalement acceptés (pas de retour en opposition)**
- **Notamment le principe de ne pas mettre en place de tests est fortement soutenu (et qui favorise les évolutions de périmètre)**

Retours / Propositions d'évolution

Réduire le délai de réponse de RTE pour la qualification :

- De nombreux acteurs (6/9) ont demandé à expliciter un délai réduit pour la validation de la préqualifiation. Une proposition chiffrée de 15 jours a été faite.

Préciser et assouplir les vérifications pour la préqualification :

- EDF demande que les critères de préqualif (même SI) doivent être inscrits dans les règles et pas dans les règles SI uniquement et que l'envoi des PA 5' ne soit pas un pré-requis
- L'ADEF demande de bien préciser dans les règles que les vérifications opérées par les GRD lors de la constitution du périmètre de l'EDA sont un prérequis pour la préqualification des acteurs

Simplifier la soumission de la demande de qualification (capacités) :

- Une demande de qualification en standard entraine une demande spécifique (obligation de soumettre en spécifique)

Questions 3&4 (1/3)

Q3 : Les modalités de suivi de la qualification proposées par RTE vous semblent-elles pertinentes ? En particulier la maille de suivi et la période de contrôle ?

Q4 : Les conséquences de la perte de qualification vous semblent-elles pertinentes ?

- **La maille de qualification (EDA) et le suivi à une fréquence mensuelle n'ont pas été questionnés**
- **Les conséquences de la perte de qualification ont été partiellement acceptées**
- **Les conséquences proposées sur le spécifique ont été questionnées**

Retours / Propositions d'évolution

Préciser le détail des processus envisagés pour la gestion des périmètres liés à la qualification :

- Modalités pratiques de suivi envisagées (qualification initiale/décompte des défaillances/disqualification/requalification) → échanges de mails, échange de fichiers excel, fonctionnalité dédié sur l'Espace Personnalisé Client
- Informer au plus tôt l'acteur des défaillances de ses EDA lors du suivi (ex M+1)
- Préciser le fonctionnement envisagé avec une gestion des périmètres à la maille journalière…

Se limiter à un REX dans un premier temps en cas de non-respect des exigences :

- REX sur l'impact de la préqualification sur la liquidité et les prix de clearing
- Proposition de REX seulement dans un premier temps et pas de retrait de qualif (possibilité d'évolution par la suite)
- Proposition de suivi « à blanc » au lancement de TERRE

Questions 3&4 (2/3)

Retours / Propositions d'évolution

Minimiser les conséquences de la perte de la qualification :

- Ne pas interdire la formulation d'offres, mais que RTE procède à un « filtrage » de ces offres
- Dissocier les qualifications pour le DA et SA (mFRR, hors scope V9)
- Réduire le délai de carence suite à la perte de qualification : 3 acteurs ont demandé à réduire le délai de carence à 1 mois (voire ne pas en avoir / ou le faire évoluer en fonction du nombre de défauts) + avoir une nouvelle demande automatique à la fin du délai de carence

Adapter la période de contrôle :

- Faire un contrôle annuel basé sur toutes les activations réalisées des 12 derniers mois
- (x2) Le retrait de la qualification pour une activation d'effacement en défaut sur deux faites sur les 12 derniers mois paraît excessive (Equinov / SGE)
- Ne retirer la qualification que s'il y a eu « strictement plus d'une activation sur la période » et que « strictement plus de 50% des activations sont en défaut ».
- Une EDA activée moins de 5 fois dans les 12 derniers mois devrait faire l'objet d'un contrôle l'année suivante sur la base des activations sur les 24 derniers mois.

Questions 3&4 (2/3)

Retours / Propositions d'évolution

Revoir la contrainte sur le DMO pour les EDA spécifiques :

- (x2) Quel DMO prendre en compte lors la perte de qualif pour le spécifique (celui-ci pouvant changer dans les CUO suivant les jours)?
- Imposition d'un DMO supérieur à 30' dans le cas des EDA < 10MW impossible (capées à 30')
- Ne pas imposer de contraintes sur les DMO démarrage sur le spécifique (Celest)

Autre – contraintes supplémentaires

- L'harmonisation européenne doit pouvoir justifier la qualification au niveau France
- il ne faudrait pas que les acteurs puissent faire évoluer le périmètre de leur EDA afin d'éviter une perte de qualification… (UNIPER)
- Lier une perte de qualif pour le spécifique à un retrait de la qualif TERRE (CNR)

Questions 5&6

Q5 : Les critères techniques pour les produits standards vous semblent-ils pertinents ?

Q6 : Les critères techniques pour les produits spécifiques vous semblent-ils pertinents ?

- **Les critères techniques ont été globalement acceptés, avec quelques réserves (notamment les tolérances)**

Retours / Propositions d'évolution

Problèmes de compatibilité avec des données au pas 10' :

- Préciser les formules de calcul ou pas de temps utilisés pour ces deux calculs, afin de les rendre compatibles avec l'utilisation des données au pas 10mn (notamment DMO et désactivation) (Adef, ENGIE, EDF)

Proposition de révision des critères :

- (x3) intégrer une Pminimale sur la Pdemand, par exemple 90% Pdemand + La tolérance sur la P(t) + puissance centrée sur la consigne + désactivation doit prendre en compte le délai et gradient de désactivation
- Pas de suivi de critères liés au profil d'activation (Equinov)

Questionnement de la pertinence des critères pour le spécifique :

- Pertinence pour le spécifique / il n'est pas nécessaire d'ajouter des critères aussi complexes de suivi au-delà de la qualification initiale de l'AA et de l'EDA…
- (x2-3) Pas de critère sur la désactivation pour le spécifique → introduire un DDO dans les CUO des offres pour le suivre?
- Ajouter une tolérance sur le Programme de Marche (spécifique)



4

Equilibrage en temps réel

Retour sur l’appel à contributions

Expression des besoins d'équilibrage

Transparence

Critères de choix > décrire les éléments de choix dans les règles

Puissance & probabilité de réalisation
Expertise RTE

+

Pricing :
Exclusivement basé sur des éléments marchés (offres formulées par les acteurs ou prix de références)

Publication > Proposition de RTE pour le démarrage de TERRE

De nombreuses publications sont déjà prévues par les codes. RTE propose de démarrer le projet sur cette base et d'identifier pour la v10 les nouvelles publication à réaliser.

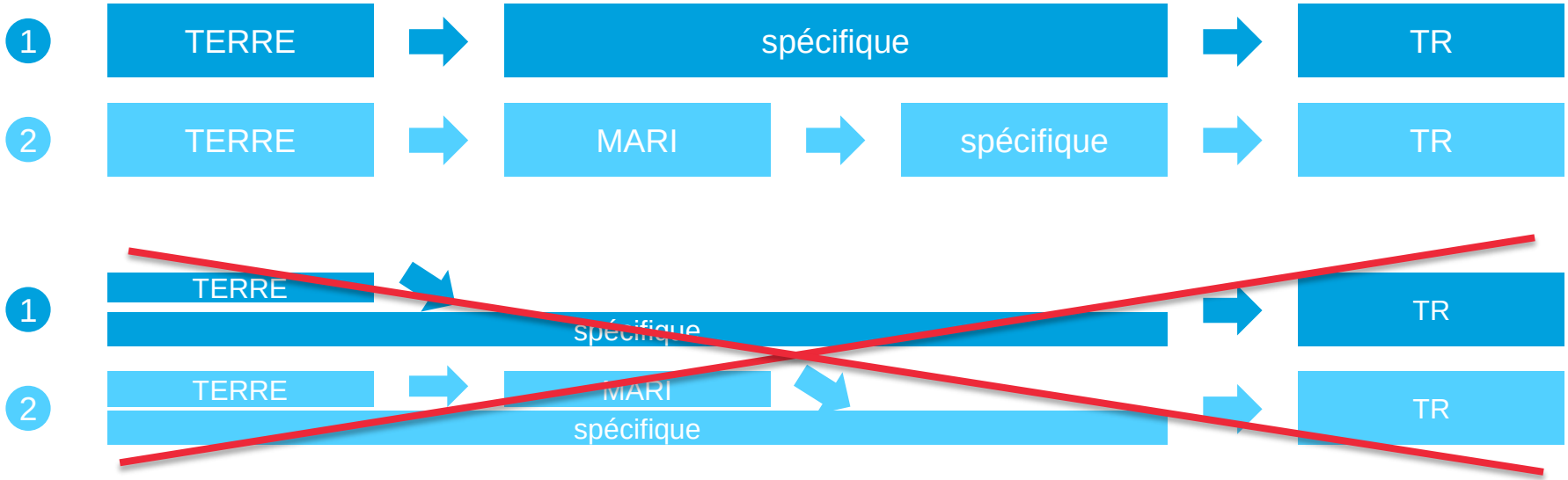
Publication de l'ensemble des éléments prévus par le NCEB

+

Auditabilité du besoin par la CRE
REX en 2020 pour identifier les publications complémentaires à réaliser en v10

Expression des besoins d'équilibrage

Processus d'expression du besoin P=C par RTE



→ RTE précisera le séquencement pour exprimer les besoins P=C

Expression des besoins d'équilibrage

Autres remarques

Volume maximal

RTE n'exprimera pas, en mode nominal, un besoin supérieur aux offres déposées.

Les plateformes permettront néanmoins cette possibilité, qui pourra notamment être utilisé lorsque le GRT est en « alert state ».

→ RTE propose donc de ne pas inscrire dans les règles que le besoin exprimé est limité aux seules offres déposées en FR.

Fixation du prix du besoin

Avec le processus MARI, RTE ne compte pas (avec les hypothèses actuelles) pricer les besoins MARI, qui correspond à la dernière échéance pour équilibrer avec des produits standard manuels (ce point fera l'objet de la concertation pour la v10).

Le pricing ne conduit pas à un price cap du balancing : la fonction de RTE est d'équilibrer le système **physiquement** en optimisant les ressources à dispositions (RR, mFRR et aFRR). Une segmentation du besoin en MW est techniquement possible, mais elle n'intégrerait aucune dimension économique (prévue par le Code de l'énergie).

RTE est de fait une partie prenante du MA actuel et des plateforme futures. Le recours à d'autres moyens (moyens exceptionnels, délestage) pour équilibrer le système sont cadrées par la réglementation.

Offres non partagées

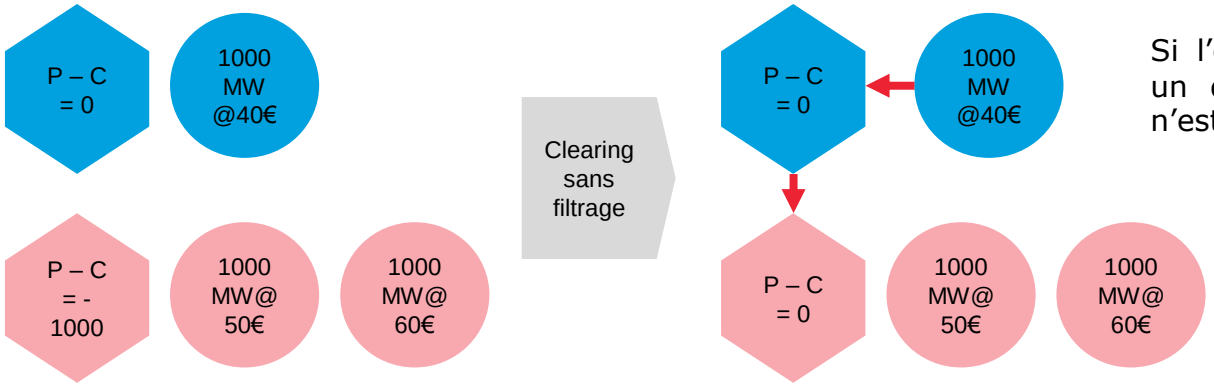
RTE aura recours à la fonctionnalité de non partage des offres. Le principe de mise à l'écart de certaines capacités est nécessaire, quelque soit le modèle de sûreté mis en œuvre.

Une option consistant à partager puis à activer dans l'autre sens ne fonctionne pas pour la sûreté EOD

Le projet TERRE va augmenter le volume d'offres disponibles à l'échéance H-45: ces offres seront utilisables par plusieurs GRT (des règles de partage sont mises en œuvre).

Les offres sont sélectionnées selon leur prix par la plateforme. Il est nécessaire de s'assurer que le volume maximal d'offres partagées permette de garantir la sûreté pour les échéances suivantes.

Ex : besoin de 1000 MW de sûreté après l'échéance TERRE



Si l'offre est désactivée, elle créée un déséquilibre et donc la sûreté n'est pas respectée.

Etude avec filtrage

Une première version de l'étude tenant compte d'offres non partagées par RTE a été réalisée.
Des compléments sont en cours de réalisation.

Les résultats seront transmis aux acteurs de marché.

Réserves rapide et complémentaire

Identification des offres TERRE impactant le contrat

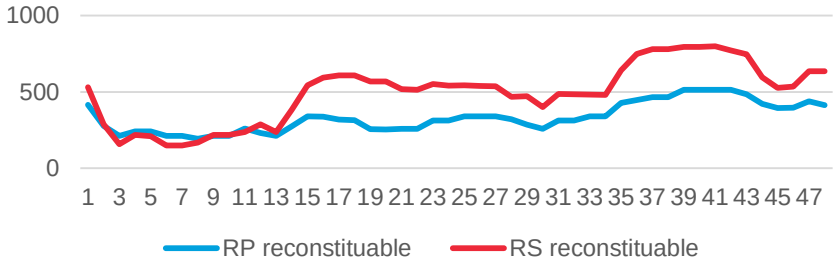
Certains acteurs interrogent RTE sur les modalités d'identification des offres standard reliées aux contrat RR/RC

Liste d'Engagement	Offre spécifique (EDA)	Offre standard (EDA) *sans mention du contrat RR/RC*	Offre standard (EDA) *Avec mention du contrat RR/RC*
Puissance & Energie engagée sur une EDA au titre du contrat RR/RC	Totalité de la capacité offerte sur le MA	Offre standard portant sur l'EDA, qui, si elle est activée, permet de conserver l'énergie engagée et maintient, à tout instant, une puissance disponible supérieure ou égale à la puissance engagée	Offre standard portant sur l'EDA, qui, si elle est activée, réduit l'énergie engagée et/ou réduit la puissance disponible à une valeur inférieure à la puissance engagée sur l'EDA.

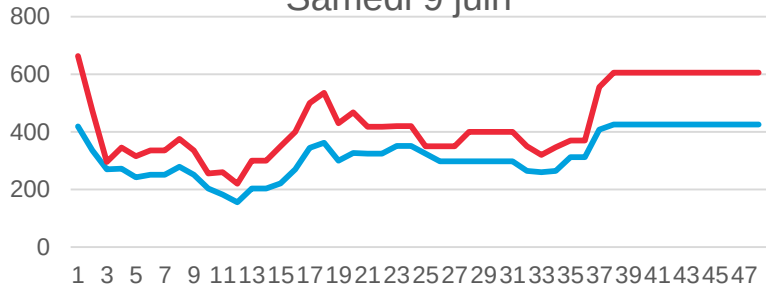
SSY : problématique technique

La puissance reconstituable en service système est limitée. Les évolutions des règles SSY permettent d'affecter correctement les coûts de reconstitution, mais ne garantissent pas que RTE est physiquement en mesure de réaliser la reconstitution de services système.
Cette puissance reconstituable est disponible sur des moyens potentiellement offerts sur TERRE.

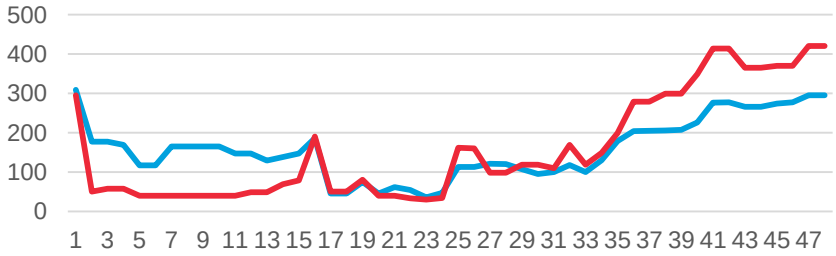
Vendredi 8 juin



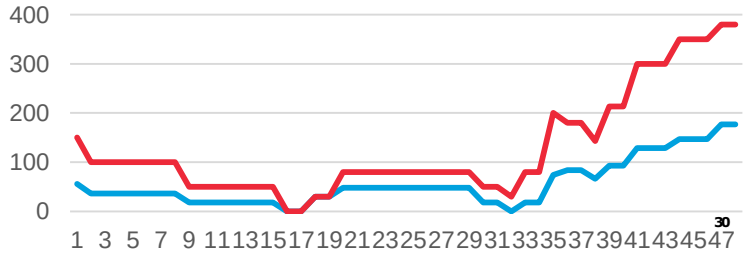
Samedi 9 juin



Mercredi 6 juin



Dimanche 27 mai



Option services système démarrage de TERRE

Option (ii) plutôt favorisée lors des réponses.

Possibilité de faire des offres à partir de capacités programmant des SSY :

- non-partage par RTE si l'actif programme d
  pas les services systèmes

Point à l'étude.
Sera intégré à la consultation si la proposition est mature

- RTE étudie actuellement la mise en œuvre d'une phase transitoire en attendant la phase cible et permettant aux acteurs ayant déclarés un intérêt auprès de RTE, de formuler des offres conduisant à une perte de services système limité et définie a priori par RTE.

RTE ne peut pas faire le calcul des puissances reconstituables sans disposer d'informations de la part des acteurs de marché, car certaines capacités permettant de reconstituer les SSY seront offertes sur TERRE.

Programme de marche

Les acteurs partagent la proposition de RTE.

Les programmes de marche ne sont pas obligatoires pour les capacités ne formulant que des offres spécifiques. Pour les capacités formulant des offres standard (caractéristiques figées), le PM est nécessaire pour connaitre le fonctionnement suite à une activation.

Les traces actuelles de RTE et les ajustements sont réalisés avec une précision de 5 minutes. L'amélioration de la traçabilité des PA (5') permettra d'éviter les situations mentionnées par CelestCéleste.

RTE conservera les principes de pénalisation en fonction de l'heure de déclaration des défaillances.

- Pour les offres standard, les volumes en écarts feront cependant l'objet d'une valorisation, ce qui conduira à un flux financier pour les volumes non livrés;
- Pour les offres spécifiques, le traitement actuel est conservé.

Pour la remonté des « fortuits », RTE étudie actuellement des modalités de remontées informatiques. Celles-ci seront réalisées en dehors du cadre « ordre – réponse », car elles peuvent avoir lieue à tout moment.

Dans l'attente, le fonctionnement actuel est maintenu (alerte par téléphone).

Fermeté des offres

Activation standard impossible du fait de l'activation préalable en spécifique

Les modalités proposées par RTE seront également applicable si le mauvais motif de refus a été renseigné lors de l'activation standard. Le bon renseignement du motif de refus permet un « aiguillage » correct en back office.

Le processus prévu par RTE permet de limiter ces situations. Cependant elles peuvent être nombreuse (si toutes les capacités offrent en standard, il y aura nécessairement des cas d'infaisabilité.

Certains acteurs proposent que RTE équilibrent prioritairement en spécifique avec les capacités non offertes (proposition RTE), ce qui limite les cas de conflit

D'autres acteurs proposent au contraire d'activer en spécifique les capacités offertes en standard (ce qui augmente les situations possibles de double activations).

Notification préalable de défaillance

Le signalement d'un problème SI mentionné à RTE correspond à un cas de défaillance notifié en amont .Dans ce cas, pour les offres standard, une facturation des écarts d'ajustement aura lieue, mais l'application de pénalité pourra être.

Mode dégradé

Un acteur s'interroge sur la nécessité de déconnecter RTE du processus TERRE si RTE est le seul GRT connecté.

La fonction objectif de TERRE est alors alimenté uniquement par les offres FR et le besoin RTE. Il est peut être prématuré de conclure sur la nécessité de se déconnecter. RTE propose que la déconnexion puisse être possible sans être obligatoire. Si les REX montrent que le fonctionnement en mode « isolé » est possible et pertinent, alors RTE modifiera les processus pour ne pas se déconnecter si RTE est le seul GRT connecté.

RTE propose de communiquer les déconnexion du processus TERRE par le même canal que le passage en mode dégradé.

5

Valorisation des ajustements

Retour de l’appel à contributions

Objectifs et structure du modèle de valorisation

Questions 18, 19 et 20

	1 Rémunération des volumes activés	2 Valorisation des écarts d'ajustement	3 Pénalités en cas de défaillance	Correction du RE au réalisé
Celest	🟢			
CNR	🟢	• Possibilité de simplifier suite à un REX		
Direct Energie	🟢			
EDF	🟠	• Objectif de concurrence équitable • Assurer la cohérence avec le cadre d'harmonisation EU • Mettre en cohérence les incitations entre valorisation et préqualification • Démarrer progressivement avec des bandes de tolérance élargies		
Energy-Pool	🟠	• Une EDA devrait pouvoir en compenser une autre • Souhaite maintenir la rémunération du sur-ajustement pour le soutirage		
ENGIE	🟢			
Equinov	🟠	• Souhaite maintenir la rémunération du sur-ajustement pour le soutirage		
Smart Grid Energy	🟢			
Uniper	🟢			

Modalités de calcul des volumes attendus

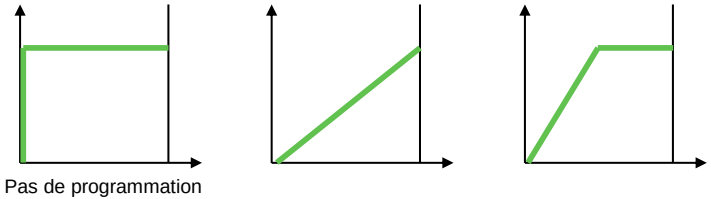
Question 21

	EDA activée en standard seul	EDA activée en spécifique seul	EDA activée en standard et spécifique
Volume Attendu théorique	Trapèze standard	« PM – PA » si dans gabarit Trace RTE sinon	« PM – PA » si dans gabarit Trace RTE sinon
Volume Attendu effectif	« PM – PA »	« PM – PA »	« PM – PA »

ADEEF	Celest	CNR	Direct Energie	EDF	Energy-Pool	ENGIE	Equinov	Smart Grid Energy	Uniper
–				–	–		–		
• Préciser les impacts sur le modèle corrigé		• Utiliser uniquement la trace RTE	• Aligner les modalités entre spécifique et standard	• Détailler les cas de prolongation spécifique par standard		• Utiliser uniquement la trace RTE • Décrire la méthodologie de construction de la trace	• Souhaite maintenir la rémunération du sur-ajustement pour le soutirage		

Conversion des programmes en énergie

Question 22



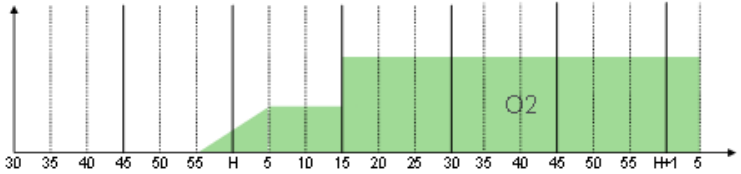
Energie sur le pas = Puissance retenue sur le pas x 5 / 60

Celest	CNR	Direct Energie	EDF	Energy-Pool	ENGIE	Equinov	Smart Grid Energy	Uniper
●	-	-	● • Génère un écart d'ajustement systématique • Propose de retenir une variation linéaire	-	● • Incohérence avec la convention de programmation	-	●	●

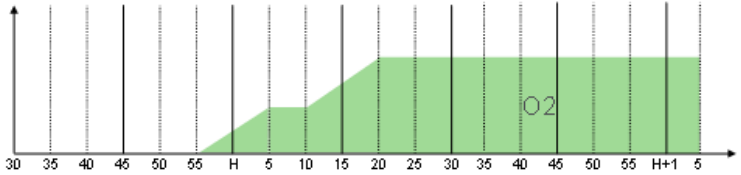
Calcul des volumes commerciaux spécifiques

Question 24

Option 1



Option 2



Celest	CNR	Direct Energie	EDF	Energy-Pool	ENGIE	Equinov	Smart Grid Energy	Uniper
Option 2	Option 1	-	Option 1	Option 1	Option 1	-	Option 1	Option 2

Pas de temps de contrôle du réalisé

Question 26

Proposition : à échéance TERRE, contrôle du réalisé, calcul de l'écart d'ajustement et de la défaillance au pas 10'

Celest	CNR	Direct Energie	EDF	Energy-Pool	ENGIE	Equinov	Smart Grid Energy	Uniper
🟢	🟢	🔴	🔴 • Pas de contrôle de 15'	🟢 • Préciser l'impact sur la méthode du rectangle	🟢	-	🔴	🟢 • Pas de contrôle de 5'

Critère de défaillance

Question 29

$$|VR - VAe| > \max(10\% \times |VAe|; 1\ MW \times 10')$$

Critère spécifique sur les périodes de pente

Celest	CNR	Direct Energie	EDF	Energy-Pool	ENGIE	Equinov	Smart Grid Energy	Uniper
🟢	-	🟢	🔴 • Durcissement • Pas de pénalité si l'acteur a informé RTE de sa défaillance • L'EA est suffisamment incitatif à déclarer l'ajustement	🔴 • Ne pas pénaliser les sur-ajustements • Pas de pénalité si l'acteur a informé RTE de sa défaillance • Maintien d'une tolérance de 20% avec un minimum à 1 MW	🟠 • Maintien d'une tolérance de 20%	🟠 • Maintien d'une tolérance de 20%	🔴	🟢 • Contrôle au pas 5'

Niveau des pénalités

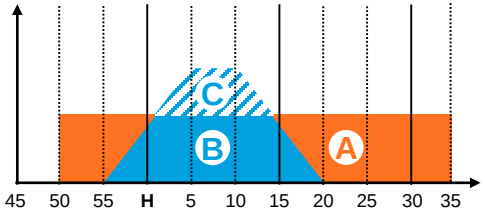
Question 30

35% x Volume défaillant x PRE (sans mise à jour du k)

Celest	CNR	Direct Energie	EDF	Energy-Pool	ENGIE	Equinov	Smart Grid Energy	Uniper
🟢	🟢 • Sauf si PRE < 0	🔴 • Prix spot	-	🟠 • Volume défaillant à définir (volume au-delà de la tolérance)	🟠	-	🔴 • Prix d'offre	-

Traitement des cas spécifique sur standard

Question 31



	Option 1	Option 2	Option 3
Rémunération RTE → AA	A x Prix d'offre spécifique à la hausse + (B+C) x Prix marginal standard – C x Prix d'offre spécifique à la **hausse**	A x Prix d'offre spécifique à la hausse + (B+C) x Prix marginal standard – C x Prix d'offre spécifique à la **baisse**	A x Prix d'offre spécifique à la hausse + (B+C) x Prix marginal standard – C x Prix d'offre standard

Celest	CNR	Direct Energie	EDF	Energy-Pool	ENGIE	Equinov	Smart Grid Energy	Uniper
Option 2	Option 2 • PMA baisse si pas d'offre à la baisse	Option 2	Option 3 • Option 1 acceptable • Volume C à tagger explicitement	-	Option 2	-	-	Option 3 • Planning de mise en œuvre ?

6

Modalités de calcul du PRE

Retour sur l’appel à contributions

Mise en conformité du PRE

Question 37

Option 1 : ajout, au sein du PRE, d'un cap/seuil par rapport au prix moyen pondéré des seules énergies d'aFRR/mFRR/RR.

Option 2 : exclusion du calcul du PMP des énergies hors aFRR/mFRR/RR.

Option 3 : révision des prix de valorisation de la FCR (passage au PME) et exclusion des énergies des écarts aux frontières du calcul du PMP.

Option 4 : demande de dérogation (au plus tard 6 mois après l'entrée en vigueur du règlement) s'il est identifié que le respect des critères du règlement a des effets pervers.

Celest	CNR	Direct Energie	EDF	Energy-Pool	ENGIE	Equinov	Smart Grid Energy	Uniper
-	-	- • Demande de simulations	Option 3	-	Option 3	-	-	-

7

Simultanéité MA-NEBEF

Retour sur l’appel à contributions

Questions 38-40

Q38. Quelle est la réalité opérationnelle du taux de recoupement EDA/EDE inférieur à 10% ?

Q39. Emettez-vous des objections liées à vos processus opérationnels quant à la suppression des dispositions pour la simultanéité MA-NEBEF dans le cas 10% ?

Q40. Avez-vous d'autres remarques sur le sujet de la simultanéité MA-NEBEF ?

Sur les 11 retours des acteurs, 5 acteurs ne se sont pas exprimés sur le sujet, 3 sont en faveur de la suppression du cas 10%, 3 sont contre cette suppression ou souhaitent plus de concertation sur le sujet

Retours / Propositions d'évolution

Entrée en vigueur de la simultanéité MA-NEBEF pour les cas EDE=EDA et 90% : annonce en GT Effacements de la date de novembre 2018.

Pour la suppression (EDF, Smart Grid Energy, ADEeF) :

- Pas de cas d'application du taux de recoupement EDA/EDE inférieur à 10%
- Pas une évolution prioritaire ; permet de travailler sur d'autres sujets

Contre la suppression (Voltalis, Energy Pool, Equinov) :

- Cas ou potentiel futur cas d'application du taux de recoupement EDA/EDE inférieur à 10%

Merci de votre participation