

03 juin 2021

GT - Evolution des règles MA-RE

Ordre du jour

PARTIE A : Actualités

1. Calendrier et actualités
2. Actualités relatives à TERRE

PARTIE B : MA-RE v10 et versions ultérieures

1. Fusion des processus écart et réconciliation temporelle – point d'avancement
2. Cadre dérogatoire sur les « petites EDA »
3. Calcul du déséquilibre France
4. Symétrisation du critère de défaillance sur les ajustements
5. Retours sur l'appel à contributions « Modalités de pilotage du Compte Ajustements-Ecarts »
6. Service d'échange de blocs (PEB) – retour d'expérience et évolution prévue



A

Actualités

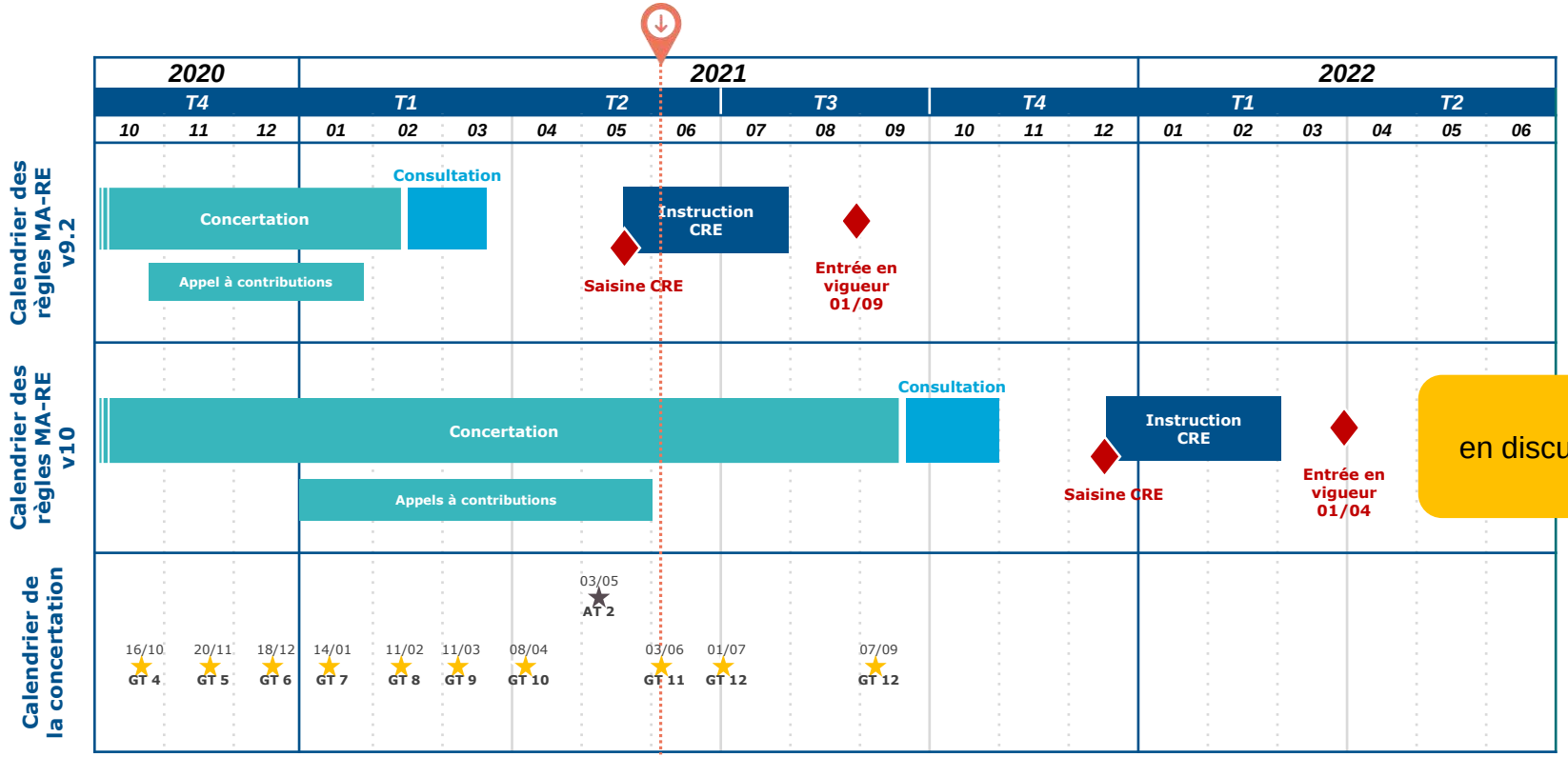


1

Calendrier et actualités

1.1 Calendrier et actualités de la concertation

Calendrier des règles MA-RE



en discussion

Historique de la concertation MA-RE

Passées

Appel à contributions – « Système Cible de Reconstitution des Flux »
- Envoyé et publié le 06/11/2020 - Fermeture le 04/12/2020

GT du 20/11/2020
- Dématérialisation des annexes C7, C8, C9
- Planning global nouveau modèle de valorisation et TERRE
- Détails sur les modalités de connexion à BOB
- Préparation du passage à l'ISP15 (Imbalance Settlement Period 15')
- Non dégradation des Services Systèmes dans le cas du stockage

Appel à contributions – « Stockage »
- Envoyé le 11/12/2020– Fermeture le 22/01/2021

MARI Stakeholder Workshop le 18/12/2020

GT du 18/12/2020
- Retours sur le démarrage de TERRE
- Bilan de la RT15
- Impacts du passage de la RT au PRE
- Calendrier et actualités de la concertation
- Harmonisation des conditions générales
- Préparation du passage à l'ISP15 et impact sur le critère de défaillance
- CAE - Suppression du rejeu du coefficient « k »
- Stockage – précisions concernant les modalités de programmation
- Cadre d'activation des flexibilités pour contraintes RPT
- Retours sur l'appel à contributions Fusion écart - réconciliation temporelle

GT du 14/01/2021
- Timing de publication des indicateurs du Mécanisme d'Ajustement
- Gestion des périmètres – support d'offre mixte
- Flexibilités locales activées par les GRD
- Signature électronique

Appels à contributions – « EDA injection RPD » et « modalités cibles de dégradation des Services Système »
- Envoyés le 15/01/2021– Fermeture le 22/02/2021

AT du 08/02/2021
- Nouveau service pour les GRD
- Retour sur la mise en service de la nouvelle publication en S+1 des écarts de RE
- Portail GIPSE pour les GRD

GT du 11/02/2021
- Evolutions prévues pour la v9.2 des règles MA-RE
- Listes des évolutions MA-RE v10 et versions ultérieures
- Modalités de suppression du coefficient k'
- Passage à l'ISP15
- Gestion des périmètres
- Offres RR-RC à la baisse
- Tests sur les nouveaux contrôles des programmes en lien avec TAO-TOPASE-GIPSE

GT du 11/03/2021
- Planning des tests acteurs à venir sur différentes applications
- Atelier TERRE sur le fonctionnement de l'algorithme
- REX sur les indicateurs marchés
- Rappels sur les publications
- Passage du seuil des EDA/EDE profilées de 250 à 111 kVA

Consultation Publique du projet de règles MA-RE v9.2
- Ouverture le 16/02/2021 – Fermeture le 22/03/2021

GT du 08/04/2021
- Précisions sur la date M' pour le renvoi des PM spécifiques
- Harmonisation de la consultation des ordres standard/spécifique (TAO)
- Fusion des processus écart et réconciliation temporelle – point d'avancement
- Impact du « merit order » aFRR et PICASSO sur le calcul du PME
- Retours sur l'appel à contributions « Modalités pour la reconstitution des SSYf »
- Retours sur l'appel à contributions « EDA injection RPD »
- Appel à contributions sur la suppression du coefficient k'

Appel à contributions - Modalités de pilotage du Compte Ajustements-Ecarts (suppression du coefficient k ')
- Envoyé le 03/05/2021 – Fermeture le 31/05/2021

A venir

GT du 01/07/2021
- Lieu : Téléconférence
- Heure : de 14h à 17h

GT du 07/09/2021
- Lieu : Téléconférence
- Heure : de 14h à 17h

Ordre du jour prévisionnel pour le GT du 1er juillet 2021

- Actualités relatives à TERRE
- Modalités relatives à la non-dégradation des SSyf
- Passage à un ISP 15 min
- Flexibilités locales activées par un GRD
- Seuil des EDA/EDE profilées qui passent de 250 à 111kVA
- Modalités de pilotage du Compte Ajustements-Ecarts
- Plateforme européenne d'échange de mFRR (MARI)
- Autres

1.2

Proposition d’amendement de la « pricing methodology »

Proposition d'amendement de la « pricing methodology »

Lancement d'une consultation publique du 2 juin au 2 août 2021

Proposal for Amendment of Pricing Methodology - European Network of Transmission System Operators for Electricity - Citizen Space (entsoe.eu)

Les GRT soutiennent le modèle cible européen pour les marchés intégrés de l'énergie d'équilibrage, en particulier la mise en œuvre et la mise en service des plateformes d'échange d'énergie d'équilibrage.

Cependant, en raison des développements et des observations sur les marchés d'énergie d'équilibrage à travers l'Europe suite à la décision de l'ACER du 24 janvier 2020, les GRT considèrent qu'il est nécessaire d'introduire un amendement à la « pricing methodology ». Cet amendement consiste principalement en un ajustement des prix maximum et minimum pour l'énergie d'équilibrage.

Extrait de la méthodologie actuelle:	**Extrait de l'amendement proposé:**
Art. 3.3 The maximum price for all balancing energy product bids and the maximum value of the CBMP shall be 99,999 €/MWh. The minimum price for all balancing energy product bids and the minimum value of the CBMP shall be -99,999 €/MWh.	**Art. 3.3** The maximum price for all balancing energy product bids and the maximum value of the CBMP shall be **15 000 €/MWh**. The minimum price for all balancing energy product bids and the minimum value of the CBMP shall be **-15 000 €/MWh**.

L'amendement proposé intègre également des modalités de reporting pouvant conduire à un éventuel maintien ou une éventuelle mise à jour, dûment justifié(e), des valeurs minimum et maximum proposées.

Inscription: stakeholder workshop sur la proposition d'amendement de la « pricing methodology »

1.3 Date Z des règles MA-RE en vigueur relative à l'évolution du calcul des marges et des publications associées

Date Z des règles MA-RE en vigueur

relative à l'évolution du calcul des marges et des publications associées

Art. 4.10.1.1 – Liste des indicateurs et informations publiques

N°	Indicateur ou information	Publication initiale	Publication définitive
Marges			
1	Marge Requise, Marge Disponible et Marge Opérationnelle, à la hausse et à la baisse sur toute la journée, calculées sur la base des Offres Spécifiques Soumises (à partir d'une date Z)	En J-1	En J

Art. 4.10.1.2 – Calcul des marges

[…]

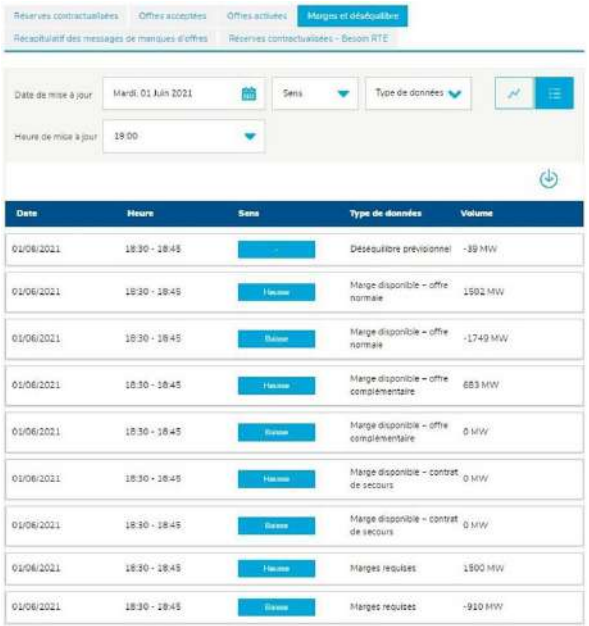
Après une date Z, Notifiée par RTE aux Acteurs d'Ajustement un (1) Mois à l'avance, le calcul des Marges Requises et Opérationnelles est intialisé en J-1 sur l'ensemble de la journée J, puis réactualisé toutes les heures.

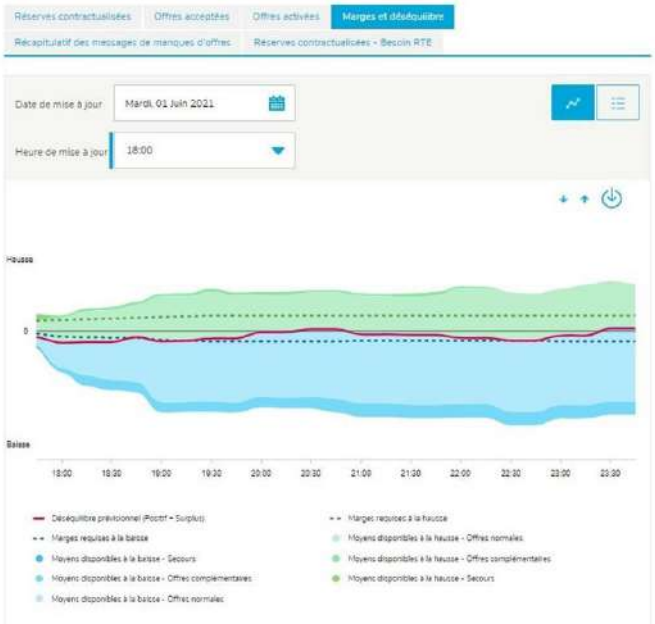
- Notification aux acteurs: 3 mai 2021
- Mise en œuvre effective de la nouvelle méthode de calcul des marges et des publications associées: 1er juin 2021 (= date Z)

Date Z des règles MA-RE en vigueur

relative à l'évolution du calcul des marges et des publications associées

Affichage disponible sur le Portail Services de RTE: les valeurs de marge requise et disponible, à la hausse comme à la baisse, mais également le déséquilibre prévisionnel.





Pour information: les onglets « déséquilibre prévisionnel » et « marge » ont fusionnés en un seul onglet « marge et déséquilibre prévisionnel ».

1.4

Go-live de Fskar

Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping period

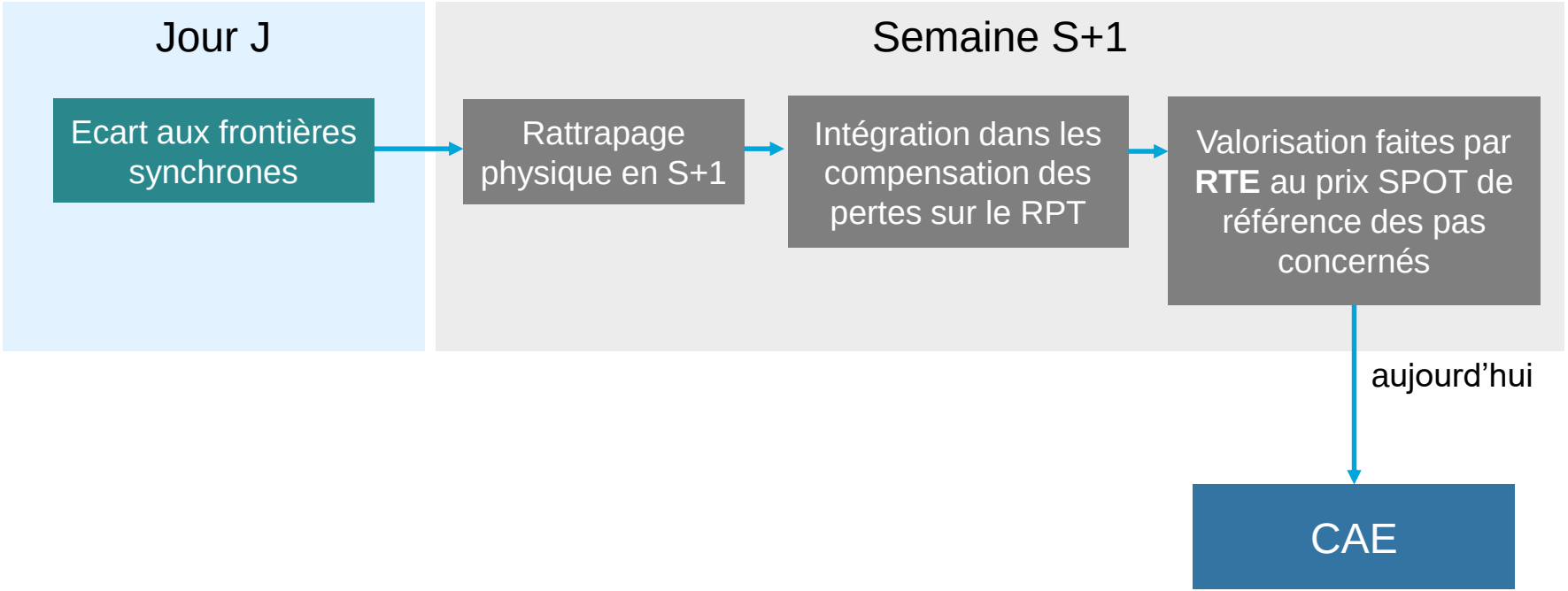
Obligations réglementaires

Les articles 50(3) et 51(1) du règlement Electricity Balancing (EBGL) imposent aux TSO de définir une méthode commune de « settlement » pour les échanges d'énergie résultant du processus de stabilisation de la fréquence et de la période de rampe ainsi que pour les échanges imprévus d'énergie

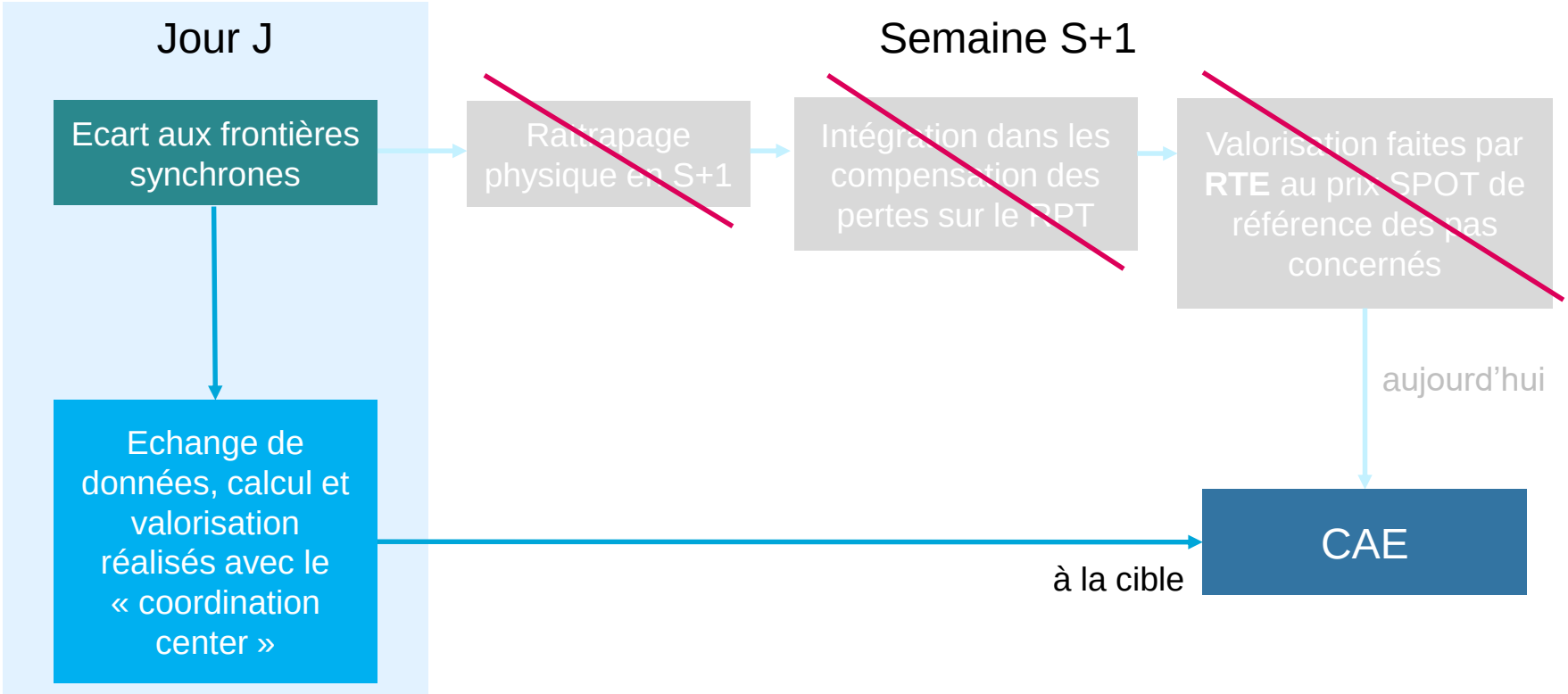
D'un point de vue réglementaire, RTE devait avoir mis en place ce nouveau mécanisme 12 mois après l'approbation des NRAs (28/05/2020).



Qu’est ce que le projet Fskar va changer ?



Qu’est ce que le projet Fskar va changer ?



Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping period

Un go-live réussi

1er juin 2021

Le mécanisme de financiarisation des écarts aux frontières est à présent actif.

Les écarts aux frontières synchrones ne sont plus compensés en nature au moyen d'un rattrapage physique.



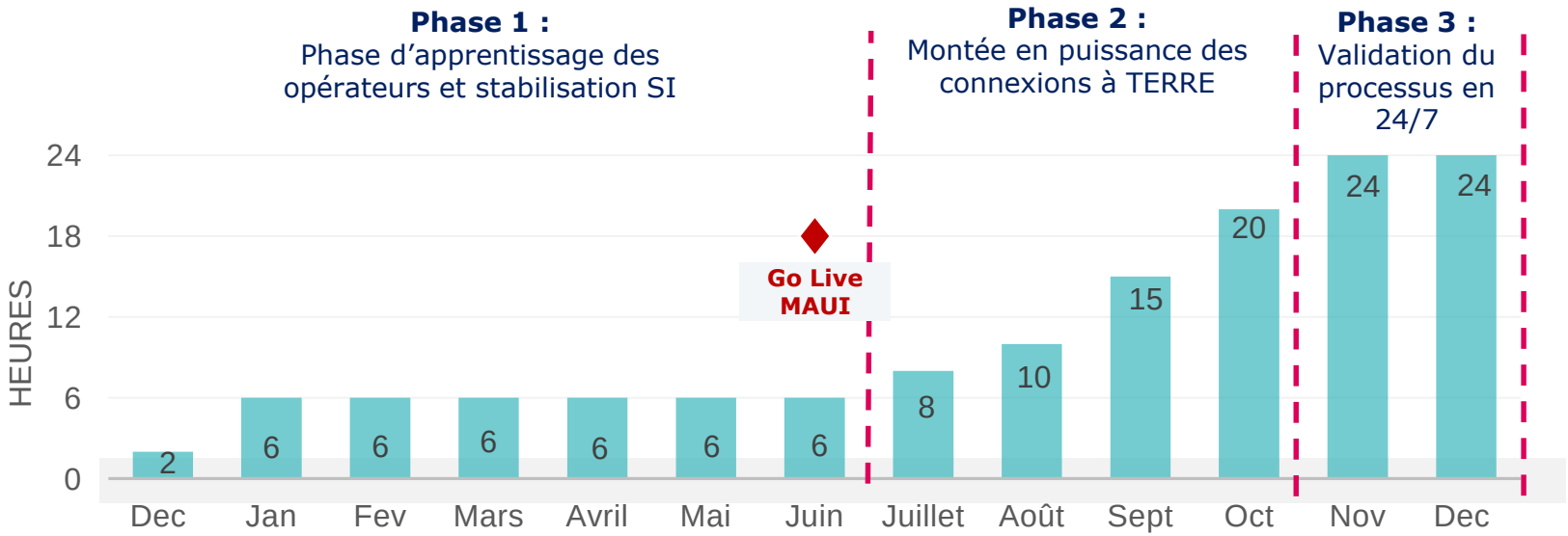




2

Actualités relatives à TERRE

Planning de participation aux guichets TERRE



L'objectif est **d'atteindre une connexion 24/7 en T4 2021**

- Ce planning est susceptible d'évoluer en fonction du REX opérationnel et de possibles anomalies SI
- Le nombre de guichets continuera d'être communiqué de manière hebdomadaire via la BAL TERRE (rte-terre@rte-france.com)

Rémunération des offres standard dont l'ordre a été bloqué par RTE

Prochaines étapes

1 **Mise en production prévue courant juillet**

- La version des règles MA-RE v9.2 inclus le détail lié à cette rémunération

2 **Phase de 2 semaines de tests à venir fin juin / début juillet**

- Cette phase de tests permettra de récupérer les ordres bloqués et la rémunération associée

Une communication est prévue mi-juin avec les différents détails



MA-RE v10 et versions ultérieures

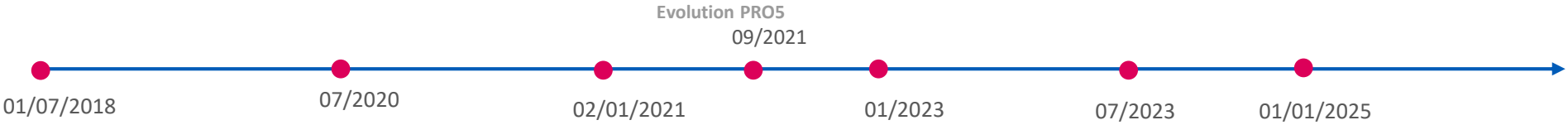


1

Fusion des processus écart et réconciliation temporelle – point d’avancement

La transformation du processus Recoflux est engagée

Calendrier des évolutions déjà décidées et en cours de discussion



Profilage dynamique en mode Recotemp
(*35 millions de sites, 175 TWh / an)*

Création du nouveau profil RES22 WE
(Sem./WE x HP/HC)

Extension Profilage dynamique
(+ 1,7 millions de sites, 16 TWh / an)

Application Pdyn. en mode Ecart et Recotemp

Application du Prix de Règlement des Ecarts en RecoTemp

Rapprochement des BGC Ecart des BGC Recotemp
Suppression de la règle du S-X

Traitement en courbe de charge des sites BT > 36 kVA et HTA : 1ère vague*
Bascule des sites PS > 110 kVA
100 0 000 sites en soutirage représentant 30 TWh / an
5 000 sites en injection représentant 1 TWh / an

Publication BGC en S+1

Traitement en courbe de charge des sites BT > 36 kVA et HTA : 2nde vague*
Bascule des sites PS ≤ 110 kVA
340 000 sites en soutirage représentant 30 TWh / an
17 000 sites en injection représentant 2 TWh / an

RecoFlux Cible
(1) Allocation au RE des énergies jour. mesurées sur leur portefeuille de clients
(2) Calcul des pertes journalières par différence « Injection – soutirage »

Fusion Processus
(3) Processus cible mensuel soldé en M+12

ISP 15'
Harmonisation européenne du pas de règlement des écarts à 15'
Adaptation du pas de calcul des profils

* : *calendrier Enedis*

Proposé
décidé

La concertation s'est poursuivie en mars / avril sous forme de « bilatérale » entre Enedis, RTE et les différentes parties prenantes

Rappel de l'objectif : Concertation externe engagée depuis février 2019 en vue de définir le système cible de reconstitution des flux

- La concertation a permis d'établir des propositions et un calendrier d'évolutions progressives
- L'avis des différentes parties prenantes a formellement été recueilli dans le cadre d'un appel à contributions organisé par RTE et Enedis en novembre 2020
- La concertation s'est poursuivie entre mars et avril 2021 sous un nouveau format (avant de reprendre une forme classique)

Nouveau format : Echanges entre Enedis, RTE et les différentes parties prenantes (GRD, ENI, Engie, CNR, EDF, Enercoop, TDE, RE des Pertes) en vue de permettre :

- Plus de proximité avec les acteurs
- D'approfondir les réponses à l'appel à contributions et répondre aux nouvelles questions
- Recueillir les besoins en matière de services de données et évoquer les évolutions à moyen et long terme

Restitution : En CGP Adhoc du 30/04 (des éléments validés pour diffusion à tous)

Plusieurs évolutions ont été apportées aux modalités de mise en œuvre du système cible suite aux échanges en « bilatérale »

1. **Juillet 2023 – Périmètre Enedis : (1) allocation aux REs des énergies journalières mesurées sur leurs portefeuille de clients + (2) Calcul des pertes journalières par différence "Injection – Soutirage"**

2. **Janvier 2025 – Périmètre national : fusion des processus de reconstitution des flux** selon des modalités d'application simplifiées (suppression du modèle dit intermédiaire, précédemment proposé, qui introduisait une phase transitoire de normalisation nationale des pertes au pas mensuel)

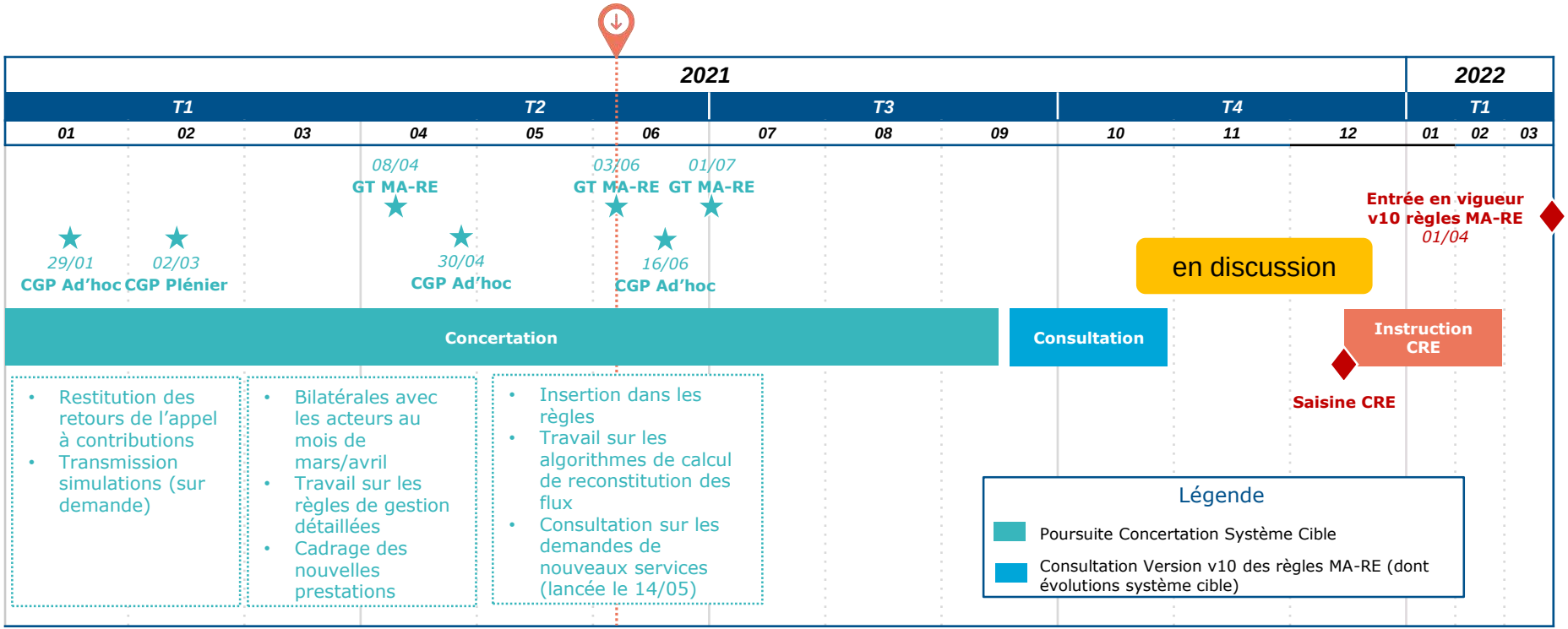
   ⇨ Simplification + limitation des coûts SI

3. **Prolongation du dispositif de RE Bouclant de deux ans**
   (le recours par un GRD aux dispositions simplifiées « RE Bouclant » serait permis jusqu'à deux ans après la fin du déploiement des compteurs communicants sur son territoire)

4. **Janvier 20XX – Périmètre national : (1) + (2) pour tous les GRD**
   Dans un souci de donner de la visibilité à tous, chaque GRD pourrait préciser dans les conditions particulières du Contrat GRD-RE sa date de bascule vers l'utilisation des énergies quotidiennes

Légende
Existant
Nouveau

La cible est d'insérer ces évolutions dans le projet de règles MA-RE V10



2

Cadre dérogatoire sur les « petites EDA »

Cadre des petites EDA

Deux catégories de « petites EDA » selon les règles MA-RE en vigueur

Règles MA-RE - Section 1 article 4.3.1.3.5.1.2 Cadre dérogatoire

	Petites EDA standardisées	Petites EDA non standardisées
	Offres à la hausse dont la puissance maximale offerte est < 10 MW et > 1 MW	
DMO	≤ 30 min	Multiple de 30 min
DOmin	≤ 60 min	Multiple de 30 min ≥ 30 min
DMO + DOmin		≤ 180 min

- *Activations via TAO*
- *Limitées à deux EDA par acteur*
- *EDA compatibles avec TERRE, sans obligation d'offrir le volume en standard et en spécifique*

- *Activations via mail avec alerte SMS*
- *Pas de limite sur le nombre de petites EDA*
- *Cadre dérogatoire mis en place au 1er janvier 2019 pour une durée de trois ans*

Prochaines étapes

GT du 01/07/2021

- RTE propose de faire un retour d'expérience sur le cadre dérogatoire des petites EDA

  Avec notamment :
  - *Nombre de petites EDA standardisées et non standardisées*
  - *Nombre et volume d'offres déposées à la maille d'une petite EDA (standardisée et non standardisée)*
  - *Nombre et volume d'offres activées à la maille d'une petite EDA (standardisée et non standardisée)*
  - *Fourchette de prix associées aux offres de petites EDA, ainsi que les PME associés*

- RTE fera des propositions pour faire évoluer le cadre dérogatoire selon les résultats du REX. D'ici là, n'hésitez pas à nous contacter pour remonter vos éléments et propositions à ce sujet.



3

Calcul du déséquilibre France

Les indicateurs de marché





https://services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/equilibrage.html

Déséquilibre

Volumes d'énergies à sommer pour le calcul du déséquilibre (article 4.10.1.3)

Volumes	Comptabilisation des volumes	Publication et type de volumes
Volume attendu puis réalisé des offres d'ajustement activées en France par RTE (**SPE et STD**) et celles activées à l'étranger par RTE via un échangeur	$\sum Offres\ activées\ MA_{baisse} - Offres\ activées\ MA_{hausse}$	Volume attendu (utilisé pour le PMP) **Volume réalisé non publié**
Volume des demandes d'énergie formulées par RTE et acceptées par les autres GRT et inversement) hors listes de préséance économique commune	$\sum BALIT_{export} - BALIT_{import}$ et $MEAS_{export} - MEAS_{import}$	Volume commercial
Volume des demandes d'énergie formulées par RTE à une liste de préséance économique commune et satisfaites par cette dernière (TERRE)	$\sum Besoin\ satisfait\ RTE\ CMOL_{baisse} - Besoin\ satisfait\ RTE\ CMOL_{hausse}$	Volume CMOL
(-) Volume d'énergie à activer par RTE à la suite de demandes d'activation émises par la liste de préséance économique commune (TERRE)	$\sum Offres\ activées\ CMOL_{hausse} - Offres\ activées\ CMOL_{baisse}$	Volume CMOL
Volume d'énergie de réglage primaire de fréquence	$\sum FCR_{baisse} - FCR_{hausse}$	Volume attendu
Volume d'énergie de réglage secondaire fréquence/puissance	$\sum aFRR_{baisse} - aFRR_{hausse}$	Volume attendu
Volume d'énergie transféré aux interconnexions grâce à la mise en place du solde des déséquilibres	IGCC	Volume commercial
Ecart aux frontières	Delta PI	Volume mesuré
Echange de contreparties (« countertrading ») et redéploiement (« redispatching ») transfrontaliers coordonnés	$CounterTrading_{export} - CounterTrading_{import}$	Volume commercial

Déséquilibre

Volumes	Comptabilisation des volumes	Publication et type de volume
Volume attendu puis réalisé des offres d'ajustement activées en France par RTE (**SPE et STD**) et celles activées à l'étranger par RTE via un échangeur	$\sum Offres\ activées\ MA_{baisse} - Offres\ activées\ MA_{hausse}$	Volume attendu (utilisé pour le PMP) **Volume réalisé non publié**

Changements depuis l'arrivée du nouveau modèle de valorisation :

	Avant le nouveau modèle de valorisation	Après le nouveau modèle de valorisation *(01/12/2020)*
Calcul du déséquilibre *Offres d'ajustement activées en France ou à l'étranger pour un besoin RTE*	Pour le MA : • Volumes spécifiques par motif • Mise à jour en M+1 avec le réalisé - Pour l'injection : ssi Vr<80%*Vaju - Pour le soutirage : avec le Vr	Pour le MA : • Volumes spécifiques et standard (CVAe) + Besoin satisfait RR (CMOL) – offres standard activées (CVC) • **Mise à jour au fil de l'eau avec le réalisé** (à partir de J+4)

Afin de conserver une cohérence avec :
- La vision temps réel
- La non actualisation des volumes de FCR/aFRR dans le calcul du déséquilibre
- La publication des volumes attendus pour le calcul du PME/PMP/PRE

Il est proposé **de ne plus actualiser les volumes du MA avec le réalisé**

Déséquilibre

Proposition de mise à jour de la formule du calcul du déséquilibre

Volumes	Comptabilisation des volumes	Publication et type de volumes
Volume attendu ~~**puis réalisé**~~ des offres d'ajustement activées en France par RTE (SPE ~~**et STD**~~) et celles activées à l'étranger par RTE via un échangeur	$\sum Offres\ activées\ MA_{baisse} - Offres\ activées\ MA_{hausse}$	Volume attendu (utilisé pour le PMP) ~~**Volume réalisé non publié**~~
Volume des demandes d'énergie formulées par RTE et acceptées par les autres GRT et inversement) hors listes de préséance économique commune	$\sum BALIT_{export} - BALIT_{import}$ et $MEAS_{export} - MEAS_{import}$	Volume commercial
Volume des demandes d'énergie formulées par RTE à une liste de préséance économique commune et satisfaites par cette dernière	$\sum Besoin\ satisfait\ RTE\ CMOL_{baisse} - Besoin\ satisfait\ RTE\ CMOL_{hausse}$	Volume CMOL
~~(-) Volume d'énergie à activer par RTE à la suite de demandes d'activation émises par la liste de préséance économique commune~~	~~$\sum Offres\ activées\ CMOL_{hausse} - Offres\ activées\ CMOL_{baisse}$~~	~~Volume CMOL~~
Volume d'énergie de réglage primaire de fréquence	$\sum FCR_{baisse} - FCR_{hausse}$	Volume attendu
Volume d'énergie de réglage secondaire fréquence/puissance	$\sum aFRR_{baisse} - aFRR_{hausse}$	Volume attendu
Volume d'énergie transféré aux interconnexions grâce à la mise en place du solde des déséquilibres	IGCC	Volume commercial
Ecart aux frontières	Delta PI	Volume mesuré
Echange de contreparties (« countertrading ») et redéploiement (« redispatching ») transfrontaliers coordonnés	$CounterTrading_{export} - CounterTrading_{import}$	Volume commercial



4

Symétrisation du critère de défaillance sur les ajustements

Evolutions du critère de défaillance

Proposition

1 **Symétriser le critère de défaillance**
(défaillance en cas de sous et de sur-ajustements)

- Volonté de **décorréler les dates M' et U**
- Volonté de **symétriser le critère** pour être en cohérence avec l'incitation mise en place avec les écarts d'ajustement *(écarts d'ajustement positifs et négatifs)*

- Suppression de la date U
- Apparition d'une nouvelle date T' : symétrisation du critère de défaillance
- Disparition du seuil positionné à 10% du volume attendu effectif

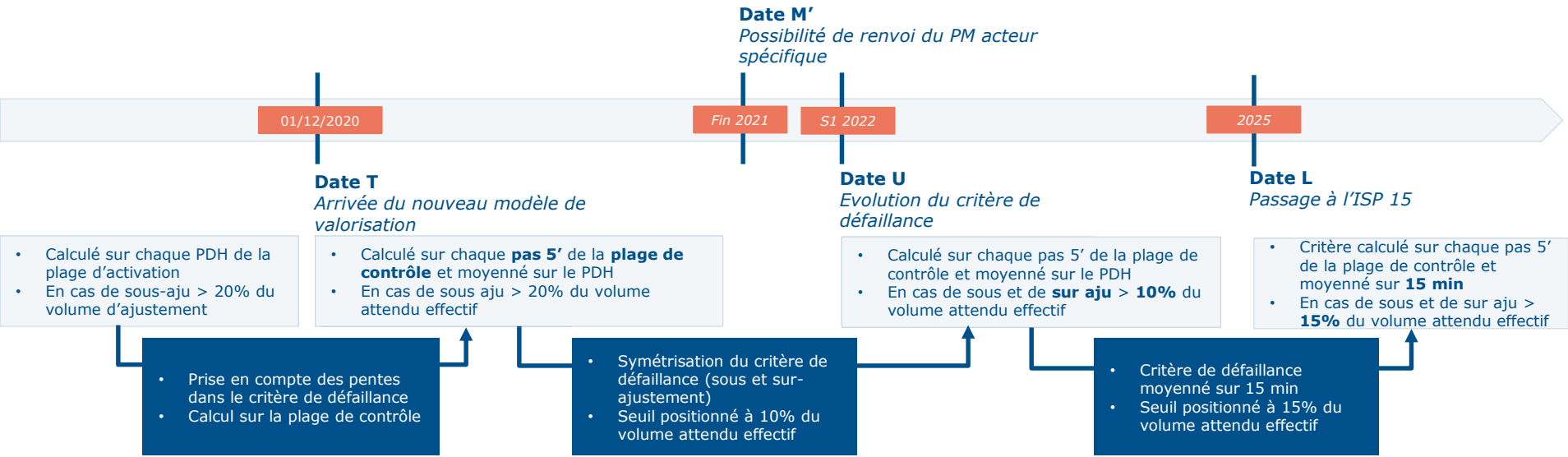
2 **Homogénéiser le calcul du volume défaillant**

- Volonté d'homogénéiser le calcul du critère de défaillance et le calcul du volume défaillant

4.1 Symétrisation du critère

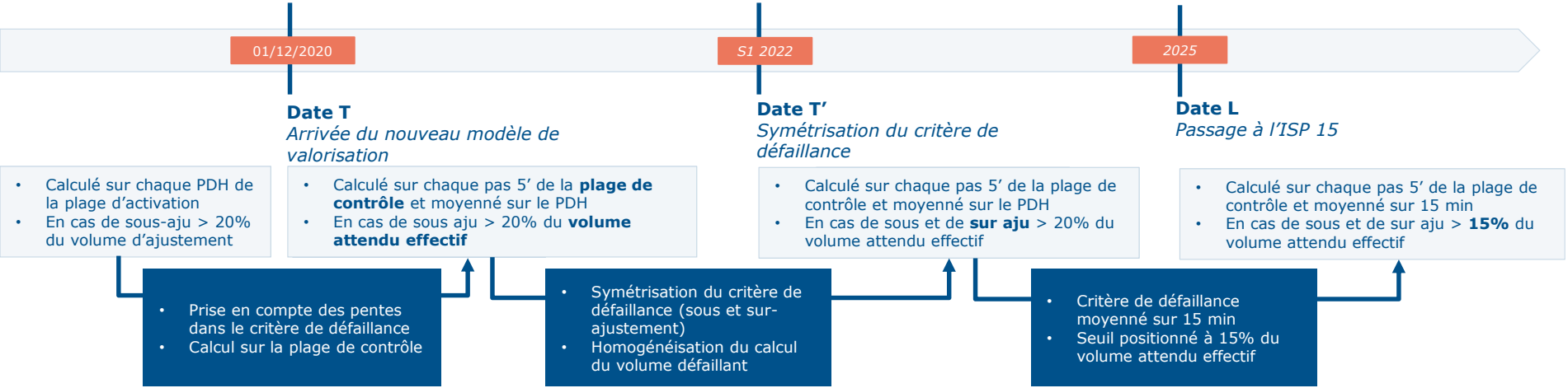
Evolutions du critère de défaillance

Initialement



Evolutions du critère de défaillance

Proposition



4.2 Homogénéisation du calcul du volume défaillant

Evolutions du critère de défaillance

Proposition

Calcul du critère de défaillance avant la date U

4.6.7.1.1 *Critère de Défaillance des EDA avant la Date U*

Les modalités du présent Article s'appliquent jusqu'à la Date U notifiée par RTE avec un préavis de trois (3) mois.

Pour chaque EDA *i* et pour chaque Pas 5 minutes *t* de la Plage de Contrôle de l'EDA définie à l'Article 1.1.1.1, si :

- $VAe_{EDA\,i}(u) \neq 0$; ou
- $VAt_{EDA\,i}(u) \neq 0$.

Alors, l'EDA est considérée comme défaillante au titre du contrôle du réalisé du MA si l'un des critères suivants est vérifié :

- $\sum_{u \in PDH(t)} VAe_{EDA\,i}(u) > 0$ et $\sum_{u \in PDH(t)} \min\left(VAe_{EDA\,i}(u); \frac{VAe_{EDA\,i}(u)+VAe_{EDA\,i}(u-1)}{2}\right) - \sum_{u \in PDH(t)} VR_{EDA\,i}(u) > \min\left(20\% \times \sum_{u \in PDH(t)} VAe_{EDA\,i}(u); 50\ \text{MWh}\right)$; ou
- $\sum_{u \in PDH(t)} VAe_{EDA\,i}(u) < 0$ et $\sum_{u \in PDH(t)} \max\left(VAe_{EDA\,i}(u); \frac{VAe_{EDA\,i}(u)+VAe_{EDA\,i}(u-1)}{2}\right) - \sum_{u \in PDH(t)} VR_{EDA\,i}(u) < \max\left(20\% \times \sum_{u \in PDH(t)} VAe_{EDA\,i}(u); -50\ \text{MWh}\right)$.

Calcul actuel du volume défaillant

4.6.7.2 *Calcul du Volume défaillant des EDA*

Le Volume défaillant $VDef_{EDA\,i}(t)$ est alors défini comme suit :

$$VDef_{EDA\,i}(t) = \left| \sum_{u \in PDH(t)} \frac{VR_{EDA\,i}(u) - VAe_{EDA\,i}(u)}{6} \right|$$

avec :

$$VR_{EDA\,i}(u) = VR_{H,EDA\,i}(u) - VR_{B,EDA\,i}(u)$$

$$VAe_{EDA\,i}(u) = VAe_{H,EDA\,i}(u) - VAe_{B,EDA\,i}(u)$$

Proposition de calcul du volume défaillant

4.6.7.2 *Calcul du Volume défaillant des EDA*

Le Volume défaillant $VDef_{EDA\,i}(t)$ est alors défini comme suit :

$$VDef_{EDA\,i}(t) = \left| \sum_{u \in PDH(t)} \frac{VR_{EDA\,i}(u) - \min\left(VAe_{EDA\,i}(u); \frac{VAe_{EDA\,i}(u)+VAe_{EDA\,i}(u-1)}{2}\right)}{6} \right|$$

avec :

$$VR_{EDA\,i}(u) = VR_{H,EDA\,i}(u) - VR_{B,EDA\,i}(u)$$

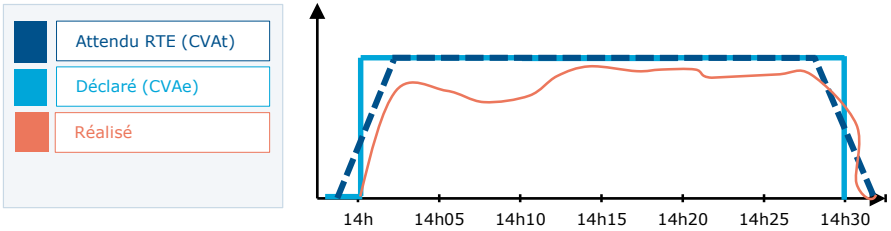
$$VAe_{EDA\,i}(u) = VAe_{H,EDA\,i}(u) - VAe_{B,EDA\,i}(u)$$

Homogénéisation

4.3 Exemples

Calcul du volume de défaillance : exemples

Exemple 1



Volume attendu effectif *(VAe)*	100	100	100	100	100	100
$\frac{VA_e(u) + VA_e(u-1)}{2}$	50	100	100	100	100	100
Volume réalisé *(VR)*	75	75	80	80	80	80
|VR – min($VA_e(u)$; $\frac{VA_e(u)+VA_e(u-1)}{2}$**)|**	25	25	20	20	20	20

Après la date T

Défaillance = Réalisé – Déclaré *(si écart > 20%)*

Défaillance au pas 30min

$$\frac{25 + 25 + 20 + 20 + 20 + 20}{6} = 21{,}6$$

Défaillance (>20%)

Volume défaillant au pas 30 min					
21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6

Après la date T'

Défaillance = Réalisé – Déclaré *(si écart > 20%)*

Défaillance au pas 30min

$$\frac{25 + 25 + 20 + 20 + 20 + 20}{6} = 21{,}6$$

Défaillance (>20%)

Volume défaillant au pas 30 min					
21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6

Après la date L

Défaillance = Réalisé – Déclaré *(si écart > 15%)*

Défaillance au pas 15min

$$\frac{25 + 25 + 20}{3} = 23{,}3$$

Défaillance (>15%)

Volume défaillant au pas 15 min		
23,3	23,3	23,3

Défaillance au pas 15min

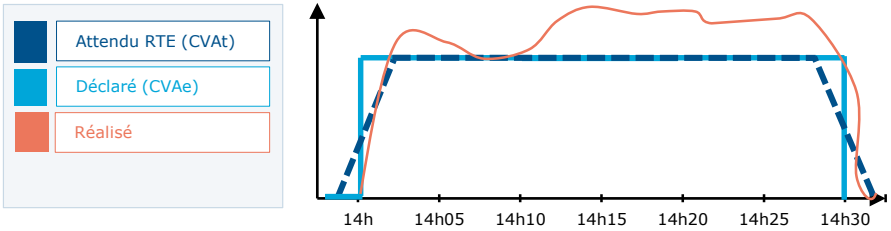
$$\frac{20 + 20 + 20}{3} = 20$$

Défaillance (>15%)

Volume défaillant au pas 15 min		
20	20	20

Calcul du volume de défaillance : exemples

Exemple 2



Volume attendu effectif *(VAe)*	100	100	100	100	100	100
$\frac{VA_e(u) + VA_e(u-1)}{2}$	50	100	100	100	100	100
Volume réalisé *(VR)*	70	110	110	130	130	110
|VR – min($VA_e(u)$; $\frac{VA_e(u)+VA_e(u-1))}{2}$**)|**	20	10	10	30	30	10

Après la date T

Pas de défaillance en cas de sur-ajustement

Après la date T'

Défaillance = Réalisé – Déclaré *(si écart > 20%)*

Défaillance au pas 30min

$$\frac{20 + 10 + 10 + 30 + 30 + 10}{6} = 18{,}3$$

Pas de défaillance (<20%)

Après la date L

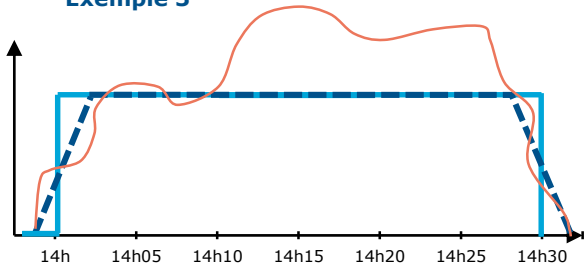
Défaillance = Réalisé – Déclaré *(si écart > 15%)*

Défaillance au pas 15min	Défaillance au pas 15min
$\frac{20 + 10 + 10}{3} = 13{,}3$	$\frac{30 + 30 + 10}{3} = 23{,}3$
Pas de déf (<15%)	**Défaillance (>15%)**

Volume défaillant au pas 15 min		
23,3	23,3	23,3

Calcul du volume de défaillance : exemples

Exemple 3



Volume attendu effectif *(VAe)*	100	100	100	100	100	100
$\frac{VA_e(u) + VA_e(u-1)}{2}$	50	100	100	100	100	100
Volume réalisé *(VR)*	60	110	140	160	140	120
|VR – min($VA_e(u)$; $\frac{VA_e(u)+VA_e(u-1)}{2}$**)|**	10	10	40	60	40	20

Après la date T

Pas de défaillance en cas de sur-ajustement

Après la date T'

Défaillance = Réalisé – Déclaré *(si écart > 20%)*

Défaillance au pas 30min

$$\frac{10 + 10 + 40 + 60 + 40 + 20}{6} = 30$$

Défaillance (>20%)

Volume défaillant au pas 30 min					
30	30	30	30	30	30

Après la date L

Défaillance = Réalisé – Déclaré *(si écart > 15%)*

Défaillance au pas 15min

$$\frac{10 + 10 + 40}{3} = 20$$

Défaillance (>15%)

Volume défaillant au pas 15 min		
20	20	20

Défaillance au pas 15min

$$\frac{60 + 40 + 20}{3} = 40$$

Défaillance (>15%)

Volume défaillant au pas 15 min		
40	40	40

5

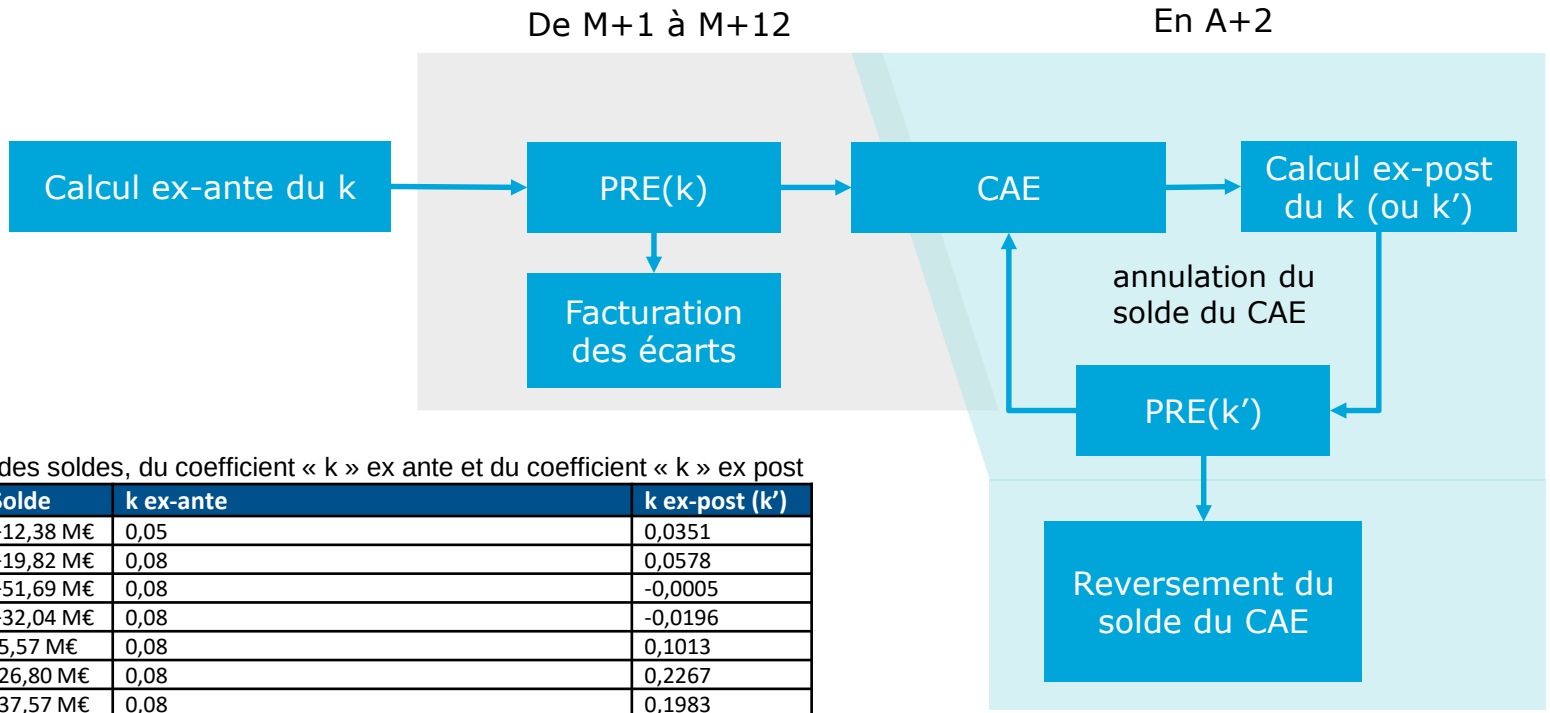
Synthèse des retours sur l’appel à contributions

« Modalités de pilotage du Compte Ajustements-Ecarts »

5.1 Rappel du contexte

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Rappel sur les coefficients « k » et « k' »



Historique des soldes, du coefficient « k » ex ante et du coefficient « k » ex post

Année	Solde	k ex-ante	k ex-post (k')
2019	+12,38 M€	0,05	0,0351
2018	+19,82 M€	0,08	0,0578
2017	+51,69 M€	0,08	-0,0005
2016	+32,04 M€	0,08	-0,0196
2015	-5,57 M€	0,08	0,1013
2014	-26,80 M€	0,08	0,2267
2013	-37,57 M€	0,08	0,1983
2012	-16,3 M€	0,08	0,1278
2011	+35,1 M€	0,12 jusqu'au 30 juin puis 0,08 à partir du 1er juillet	0,02

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Contexte et problématique

Mai 2018	appel à contributions portant sur l'évolution du prix de règlement des écarts
Novembre 2019	rapport d'accompagnement à la consultation des acteurs sur les règles MA-RE v9.1
Février 2020	rapport d'accompagnement à la saisine de la CRE sur les règles MA-RE v9.1

<u>Demande des acteurs:</u>



- ❑ Accéder, au fil de l'eau, au PRE définitif avec un k ex-ante stable pour:
  - anticiper au mieux leurs factures de RE
  - gagner en transparence



- ❑ Réduire l'incertitude liée à l'activité de RE et permettre une réduction des coûts de fourniture



- ❑ Simplifier le processus actuel et réduire les délais de paiement final

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Contexte et problématique

RTE était favorable à la suppression du coefficient « k' » si les trois conditions suivantes étaient respectées car dépendantes l'une de l'autre :

- Suppression du rejeu du k permettant de neutraliser le solde du CAE
- \+ Mise en place d'un processus de révision régulière et systématique du coefficient k pour viser un équilibre ex-ante du CAE sur une période donnée
- \+ Mise en place d'un mécanisme tarifaire permettant de couvrir le reliquat du solde du compte ajustements-écarts et garantissant la neutralité financière pour RTE sur une période tarifaire



Nécessité de garantir la neutralité financière du GRT sur une période tarifaire conformément à l'article 44 de l'*Electricity Balancing*

Un changement de processus à considérer

Un coefficient « k » qui devient directement une fonction du solde, et un besoin de piloter le solde en ajustant avec précision le « k » pour résorber le solde et anticiper son évolution

Processus actuel	Processus à l'étude
• Période du solde: solde annuel et figé pour l'année A considérée • Levier rétroactif: rejeu du coefficient « k » pour annuler le solde avec un reversement du solde en A+2 pour une année A • Reversement: solde annuel définitivement annulé en A+2 lors de la phase de reversement • Facturation des écarts : la facture définitive des écarts n'est connue qu'en A+2 au moment du reversement du solde de l'année A • Neutralité financière du GRT: systématique au compte de résultat pour une année donnée	• Période du solde: solde mensuel qui se cumule d'un mois à l'autre • Levier rétroactif: aucun levier, pas de reversement complet et ciblé • Reversement: solde progressivement et indirectement reversé dans le processus de facturation des écarts pour les périodes ultérieures • Facturation des écarts : le coefficient « k » *ex ante* serait figé pour chaque mois et la facture définitive serait donc connue dès la dernière échéance du mois considéré • Neutralité financière du GRT: impossible au compte de résultat pour une année donnée, neutralité financière « sur le long terme »

Ainsi, RTE a étudié comment piloter le solde du CAE ex-ante:

- en garantissant les besoins des acteurs (e.g. stabilité, transparence, etc.) ;
- en prévenant tout impact négatif sur les comptes de RTE ;
- en permettant la mise en place d'un processus de facturation simple à la fois pour les acteurs mais également d'un point de vue de la charge opérationnelle.

52

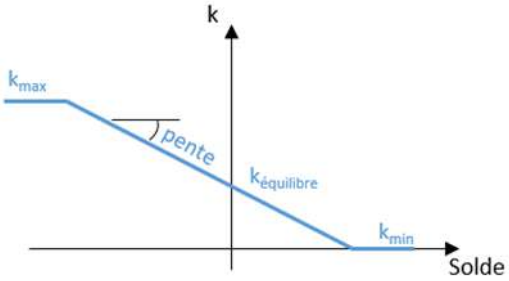
5.2 Récapitulatif de l’appel à contributions

Appel à contributions

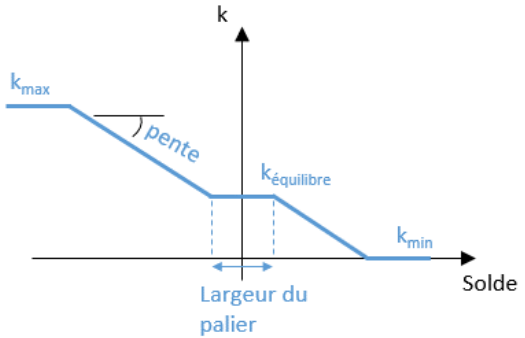
Une approche retenue avec 3 variantes

Dans l'appel à contribution, 3 variantes ont été retenues pour répondre à un double objectif, celui de minimiser l'amplitude de variation du solde et de minimiser la volatilité du coefficient « k », tout en gardant la possibilité pour les acteurs d'anticiper la variation du coefficient « k ».

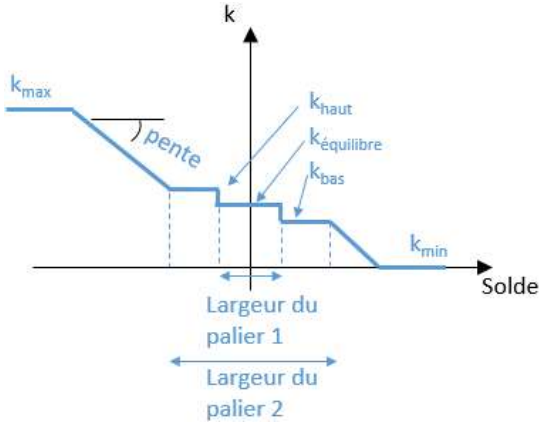
Variante linéaire



Variante à 1 palier



Variante à 3 paliers



Appel à contributions

Plusieurs scénarios simulés

Dans l'appel à contributions, RTE interroge plusieurs scénarios qui sont définis en fonction de l'une des trois variantes présentées, de la fréquence de mise à jour du coefficient « k » et de la latence sur la connaissance du solde.

ID_scénario	12_0_5	6_0_5	3_0_3	3_1_3	3_3_3	1_0_3	1_1_3
Fréquence de mise à jour (mois)	12	6	3	3	3	1	1
Palier(s)	0	0	0	1	3	0	1
Latence sur la connaissance du solde (mois)	5	5	3	3	3	3	3
Pente ($M€^{-1}$)	-0.001	-0.001	-0.001	-0.0015	-0.0015	-0.001	-0.0015
$k_{équilibre}$	0.049	0.047	0.047	0.047	0.047	0.047	0.047
Largeur palier 1 (M€)	NA	NA	NA	10	10	NA	10
Largeur palier 2 (M€)	NA	NA	NA	NA	20	NA	NA
k_{haut}	NA	NA	NA	NA	0.057	NA	NA
k_{bas}	NA	NA	NA	NA	0.037	NA	NA

Les scénarios 12_0_5 et 6_0_5 sont présentés pour information par RTE mais sont exclus des scénarios envisageables puisqu'ils induisent une incertitude trop importante sur le solde du CAE et la valeur du coefficient « k » du fait de la trop faible fréquence de mise à jour de ce dernier.

Appel à contributions

Résumé comparatif simplifié des scénarios de l'étude

Les scénarios 12_0_5 et 6_0_5, pour lesquels le coefficient « k » serait mis à jour respectivement tous les 12 mois et 6 mois, ne répondent pas à l'objectif visé. Les cinq autres scénarios (i.e. 3_0_3 ; 3_1_3 ; 3_3_3 ; 1_0_3 ; 1_1_3) permettent de répondre globalement au double objectif de minimiser l'amplitude de variation du solde et de minimiser la volatilité du coefficient « k », tout en gardant la possibilité d'anticiper la variation du coefficient « k ».

ID_scénario	12_0_5	6_0_5	3_0_3	3_1_3	3_3_3	1_0_3	1_1_3
Stabilité du solde du CAE	---	--	++	+	++	+++	++
Stabilité du k entre les périodes de mise à jour	---	---	+	++	-	++	+++
Robustesse à des changements structurels	---	--	++	+++	+++	++	++

Note: suite à un commentaire d'ENGIE, la synthèse de l'appel à contribution a été amendée sur la ligne « robustesse » pour mieux refléter les résultats du test de robustesse #3. Ceci ne remet pas vraiment en cause l'interclassement des scénarios mais détache légèrement les scénarios 1_0_3 et 1_1_3 par rapport au scénario 3_1_3.

5.3 Synthèse des contributions des acteurs

Synthèse des retours formulés par les acteurs

7 responsables d'équilibre ont répondu

1 gestionnaire de réseau de distribution a répondu

Pas de consensus apparent sur la méthodologie mais un scénario qui se détache

Les acteurs sont favorables à une évolution permettant de connaitre au plus tôt les factures d'écarts et ainsi réduire une part de l'incertitude financière. Deux acteurs sont favorables à la solution envisagée. Un acteur n'est pas favorable à la suppression du coefficient « k' » et souhaite le maintien du processus actuel, deux autres ne souhaitent pas la mise en place de la solution proposée et préfère poursuivre les discussions pour aboutir à une autre méthodologie, un troisième souhaiterait un mécanisme de neutralisation tarifaire qui permettrait d'assurer une véritable stabilité.

Les avis sont partagés quant au scénario préférable mais le scénario 1_1_3 se détache légèrement au regard des commentaires.

Pas de demande explicite pour une mise en place rapide

Trois acteurs sur sept semblent préférer une implémentation après 2023, dont un qui ne souhaite pas d'implémentation.
Il apparait essentiel de suffisamment anticipée la mise en place de la méthodologie et de veiller à sa pérennité.

Plusieurs inconvénients sont relevés par certains acteurs:

- l'apparition d'un transfert de responsabilité entre les RE et le manque de visibilité ;
- la variabilité du coefficient « k » qui resterait un facteur d'incertitude ;
- des changements structurels à venir qui ajoute des risques l'instabilité du pilotage ;
- évolution pas nécessairement prioritaire dans le contexte d'évolutions actuelles et à venir ;
- intérêt et gain incertain d'une suppression du coefficient « k' ».

En outre, il y a un besoin d'automatisation et d'adaptation SI qui impliquerait notamment, selon les réponses des acteurs, le développement et la mise à disposition d'une API.

Autre retour (celui du GRD): demande d'intégrer les flexibilités locales activées par un GRD au CAE

Question 1

Avec le processus actuellement en vigueur, intégrez-vous le changement de valeur entre les coefficients « k » et « k' » dans des provisions comptables au moyen d'une estimation de risque ? Si oui, le faites-vous avant le début de l'année A, à la fin de l'année A, et/ou régulièrement ? Pour cela utilisez-vous les publications du solde du CAE, l'historique d'évolution des coefficients et des soldes, ou d'autres données ?

Une majorité des acteurs ayant répondu ne fait pas de provision comptable annuelle au moyen d'une estimation du coefficient « k' ». Certains acteurs réalisent des estimations pour anticiper.

L'incertitude sur les volumes et sur les prix est généralement beaucoup plus forte que l'incertitude relative au rejeu du coefficient « k ». Un acteur indique qu'il utilise les publications du CAE pour faire des provisions comptables mensuelles. Un acteur rappelle que l'évolution envisagée pourrait permettre une simplification opérationnelle

Question 2

Pourriez-vous expliquer la manière avec laquelle vous tenez compte d'un changement de valeur du coefficient « k » dans vos activités (e.g. au 1er janvier 2019 la valeur du coefficient « k » est passé de 0,08 à 0,05). Autrement dit, comment un tel changement de valeur impacte votre stratégie d'équilibrage ?

Un changement de valeur du coefficient « k » n'a pas forcément eu d'impact sur la stratégie d'équilibrage des RE (e.g. passage d'une valeur de 0,08 à 0,05 au 1er janvier 2019). Un acteur explique cependant qu'une révision fréquente du coefficient « k », comme proposée, aura probablement un impact sur la stratégie d'équilibrage.

L'impact sur les clients semble être dépendant de l'acteur considéré.

Néanmoins, selon un acteur, une révision régulière pourrait conduire à des répercussions sur les clients afin de couvrir les incertitudes. Ceci correspond la logique actuelle de répercussion des coûts relatifs aux écarts. Ceci pourrait donc engendrer une hausse de facture.

La proposition faite dans l'appel à contributions serait facteur d'imprécision et il ne serait pas justifié de sociabiliser de manière aléatoire la responsabilité des RE. En effet, des acteurs soulignent que la solution proposée impliquera une décorrélation entre les coûts réel des écarts et la facture qui en résultera. Autrement dit, cela engendrera un transfert de responsabilité financière entre les RE.

Question 3

Dans la perspective des mises à jour du coefficient « k » au cours d'une année, est-ce que le délai de prévenance d'un mois vous semble acceptable pour intégrer la nouvelle valeur dans vos processus ? Si ce n'est pas le cas, pourquoi ? Par exemple, pour les scénarios de type x_x_3, la nouvelle valeur du coefficient « k » qui serait appliquée à partir du 1er juillet, sur la base du solde cumulé constaté pour la période se terminant au mois de mars, vous serait communiquée au plus tard le 31 mai.

Une majorité d'acteur est favorable à un délai de prévenance d'un mois, mais pas moins. Un acteur indique ne pas pouvoir intégrer les mises à jour fréquente du coefficient « k » pour une grande partie de ces processus. Un autre acteur estime le délai d'un mois inacceptable et de manière plus générale considère les mises à jour proposées du coefficient « k » comme une atteinte à la visibilité pour les acteurs.

Question 4

Êtes-vous favorables à ce que RTE publie uniquement sur le Portail Services, comme cela est aujourd'hui fait pour le solde du CAE, la mise à jour du coefficient « k » ?

La majorité des acteurs demande de **permettre l'automatisation du processus relatif à la publication régulière du coefficient "k", par exemple avec une API**. D'autres demandent également un principe d'alerte ou de notification, par exemple par mail. Il est également nécessaire qu'il y ait une pleine transparence pour assurer un suivi approprié. Deux acteurs considère une communication via le Portail Services comme acceptable.

Questions 5 et 8

Souhaitez-vous partager d'autres éléments de réflexion sur les scénarios qui consistent à mettre à jour le coefficient « k » tous les 3 ou 1 mois ? / Souhaitez-vous partager d'autres constats sur les scénarios avec une fréquence de mise à jour de 3 ou 1 mois ?

Choisir la fréquence de mise à jour s'apparente à un trade-off entre une minimisation de la volatilité du coefficient « k » et minimisation de la charge opérationnelle.

La fiabilité, la stabilité, la visibilité et la robustesse semblent être des éléments structurants pour choisir une solution. Il peut être identifié dans les réponses des acteurs une certaine méfiance quant aux changements structurels à venir et notamment du fait du manque d'historique pour réaliser l'étude.

Une préférence pour une mise à jour tous les mois semble se détacher. Ceci permettrait d'augmenter la stabilité du pilotage à même de rassurer certains acteurs et de minimiser l'éventuel transfert de responsabilité entre RE.

Question 6

Partagez-vous les mêmes conclusions sur l'intérêt des scénarios avec un palier stabilisateur dans la fonction « k » ? Au regard des explications et des simulations fournies, considérez-vous l'introduction d'un palier stabilisateur dans la fonction « k » comme une modalité qui peut vous apporter des garanties de visibilité et ainsi réduire le risque de volatilité ?

La grande majorité des acteurs ayant répondu considère que **l'introduction d'un palier stabilisateur serait à privilégier**. Des questions demeurent quand aux bornes à fixer sur la variation du coefficient "k". Un acteur estime que l'intérêt du palier stabilisateur est négligeable car il juge plus important d'avoir une visibilité suffisamment en amont.

Question 7

Au regard des explications fournies, percevez-vous un intérêt dans le scénario 3_3_3 qui consiste à introduire 3 paliers stabilisateurs ? Partagez-vous le risque d'incertitude présenté pour ce scénario ?

L'ensemble des acteurs ayant répondu considèrent que **l'introduction de 3 paliers serait une source de complexité et d'incertitude supplémentaire**. Ils n'y sont pas favorables.

Question 9

Au regard d'une analyse comparée, quels sont les scénarios que vous considérez acceptables, parmi les scénarios 3_0_3 / 3_1_3 / 3_3_3 / 1_0_3 / 1_1_3 ? Pourriez-vous en détailler les raisons ?

Deux acteurs ne sont pas favorables à l'approche proposée dans la mesure où elle introduit un transfert de responsabilité entre RE. Un autre acteur rejette la proposition de mise à jour régulière du coefficient « k » et propose un scénario de type 12_0_12. Ces mêmes acteurs préfèreraient donc une mise à jour mensuelle pour limiter ce transfert de responsabilité. L'un d'entre eux n'est pas favorable à la suppression du coefficient « k' » selon une perception du rapport coûts/bénéfices.

Les avis sont partagés quant au scénario préférable mais **le scénario 1_1_3 se détache légèrement** au regard des réponses fournies, **suivi de près par les scénarios 3_1_3 et 1_0_3**.

Un acteur recommande de ne pas opter pour une solution intermédiaire mais plutôt d'implémenter directement des modalités pérennes.

Question 10

Dans l'éventualité d'une mise en œuvre de l'évolution discutée, est-ce qu'une implémentation pour la période de livraison débutant au 1er janvier 2023 vous semble être une bonne chose, et serait-ce opérationnellement acceptable ?

Trois acteurs considèrent que l'évolution est non-prioritaire ou préférable après 2025. L'un d'entre eux questionne même l'intérêt de cette évolution après 2025. Cet acteur conseille de laisser une période d'observation de deux ans afin d'évaluer les impacts des évolutions structurelles à venir sur le PRE (e.g. ISH, réconciliation temporelle au PRE, PICASSO, ISP15). Il demande également à RTE de publier les simulations de mise à jour du coefficient « k » entre 2022 et 2024 suivant la nouvelle méthodologie qui sera choisie.

Trois acteurs sont favorables à une évolution au 1er janvier 2023, dont un acteur sous la condition qu'un scénario 12_0_12 soit retenu.

Un acteur confirme l'intérêt d'un démarrage en début d'année calendaire.

5.3 Prochaines étapes

Les prochaines étapes de la concertation

- GT MA-RE du 3 juin 2021: synthèse des retours et discussions
- RTE poursuivra les échanges avec la CRE
- RTE invite les acteurs à le contacter pour lui remonter des éléments supplémentaires et d'éventuelles propositions à ce sujet
- GT MA-RE du 1er juillet 2021: poursuite des discussions sur les modalités

6

Service d’échange de blocs (PEB) – retour d’expérience et évolution prévue

PEB dans les règles MA-RE – section 2

Des contrôles pour prévenir des dépassements du volume autorisé

B.14 Dispositions transitoires
B.14.1 Concernant la mise en œuvre du dispositif d'annulation de PEB

RTE informe les RE des éventuels dépassements de Volume d'Energie Journalier Autorisé tel que prévu à l'Article C.9 mais **ne peut procéder à des annulations de PEB.**

RTE effectuera un retour d'expérience qui devra notamment identifier et analyser les situations de dépassements. A l'issue de ce retour d'expérience, RTE pourra décider de la mise en œuvre du dispositif d'annulation de PEB conformément aux dispositions prévues à l'Article C.9.5, après approbation de la CRE, en le Notifiant à tous les RE avec un préavis de deux (2) Mois.

C.9.5 Conditions d'acceptation d'un PEB par RTE
Les conditions cumulatives d'acceptation par RTE d'un PEB sont les suivantes :
i. à ix. […]
x. **le PEB n'induit pas de dépassement du Volume d'Energie Journalier Autorisé du RE**, ou de sa contrepartie le cas échéant, sous réserve d'approbation par la CRE du dispositif d'annulation des PEB tel que prévu à l'article B.14.1. Dans le cas où le dispositif d'annulation des PEB ne serait pas approuvé par la CRE, cette condition sera considérée comme respectée pour tout PEB ;
xi. le RE acheteur d'énergie ou le RE vendeur d'énergie ne fait pas l'objet d'une suspension de son Accord de Participation prévue à l'Article C.6.

Qu'est-ce que le VEJ et le VEJA?

Le **Volume d'Energie Journalier** est un calcul basé sur les volumes des données déclaratives suivantes :

- PEB
- Bourses
- Interconnexion

Plage de Puissance Moyenne de Soutirage annuelle (MW)	Montant de la Garantie Bancaire (le cas échéant Garantie Financière) (k€)	Encours autorisé (k€)	Volume d'Energie Journalier Autorisé (MWh/J)
≤25	50	50	1 800
] 25 ; 35]	150	150	2 500
] 35 ; 50]	200	200	3 600
] 50 ; 75]	300	300	5 400
] 75 ; 100]	400	400	7 200
] 100 ; 150]	600	600	10 800
] 150 ; 200]	800	800	14 400
] 200 ; 250]	1 000	1 000	18 000
] 250 ; 300]	1 200	1 200	21 600
] 300 ; 400]	1 600	1 600	28 800
] 400 ; 500]	2 000	2 000	36 000
] 500 ; 600]	2 400	2 400	43 200
] 600 ; 700]	2 800	2 800	50 400
> 700	3 200	3 200	Non limité
> 700	5 000	5 000	Non limité

Extrait des règles MA-RE – Section 2 – Art. C.4.3 Caractéristiques de la Garantie Bancaire

Retour d'expérience sur le module de contrôle

Que ce serait-il passé si la fonction de suppression de PEB était effectivement opérationnelle ?

Si l'on considère les dates pour lesquelles un dépassement du VEJA est constaté*:

- 408 situations de dépassement ont été constatées depuis 2018, ce qui aurait déclenché la suppression des PEB associés de manière automatique

Toutes ces situations semblent résulter d'un montant inhabituel du VEJA (i.e. zéro), ou alors d'une mauvaise appréciation du périmètre du RE (site RPT, périmètre RPD).

Par conséquent, RTE estime que l'activation de ce module de contrôle - qui vise à supprimer automatiquement des PEB lorsque le VEJA est dépassé pour un acteur donné – **aurait conduit à des suppressions injustifiées avec des conséquences inadaptées sur la capacité du RE à équilibrer son périmètre d'équilibre.**





*Les RE qui dépassent leur VEJA, mais qui ne participent pas à PEB n'ont pas été intégrés à cette analyse

Aujourd'hui dans PEB

API :

L'API PEB permet via les « **Publication report** » de récupérer les données déclaratives suivantes :

- Bilan agrégé des PEB du RE*
- Détail des achats/ventes bourses
- Programmes agrégés aux interconnexion
- Achat de Pertes
- ARENH

L'API propose également sur la base de ces données le calcul du VEJ

*Le détail des PEB par RE est disponible via le « **Confirmation report** ».

IHM :

- L'IHM « **Consulter mes bilans journaliers** » permet de visualiser ces mêmes données déclaratives et le VEJ
- L'IHM « **Comparaison VEJ/VEJA** » permet de voir le statut et la valeur du VEJ, de le comparer avec le VEJA de l'acteur





Demain dans PEB

Proposition de RTE

Suite au retour d'expérience PEB, RTE propose la suppression du calcul du VEJ, et par conséquent le contrôle associé.

Afin d'améliorer l'utilisation et la performance de l'application PEB, mais également pour simplifier le parcours des utilisateurs vis-à-vis de l'offre de service relative aux publications, RTE propose de supprimer les services en lien avec les données déclaratives dans l'application PEB.

Ceci impliquerait la suppression :

- API « **Publication report »** pour toutes les données **sauf PEB et PEB prev**
- IHM **« Consulter mes bilans journaliers »** pour toutes les données **sauf PEB**
- IHM **« Comparaison VEJ/VEJA »**

Si vous utilisez ces données déclaratives depuis PEB, vous seriez redirigés :

- Pour la partie API vers le portail data
- Pour la partie IHM vers le portail services

Comme introduit au début de la présentation, le VEJ et VEJA seront supprimés.

Résumé des éléments proposés à la suppression dans l'application PEB

Données dans l'application PEB	Avant	Après
Programmes agrégés aux interconnexion	API et IHM	Ø
Détail des achats/ventes bourses	API et IHM	Ø
Achat de Pertes	API et IHM	Ø
ARENH	API et IHM	Ø
VEJ / VEJA	API et IHM	Ø

Objectifs:

- Améliorer le service de PEB pour les acteurs en recentrant ce service sur sa fonctionnalité première
- Simplifier en évitant la multiplication pour les acteurs des services redondants
- Anticiper les impacts du passage à l'ISP15'

Merci de votre participation