Le réseau de transport d'électricité

GT SSYf

27 mars 2025

v3

Copyright RTE – 2025. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

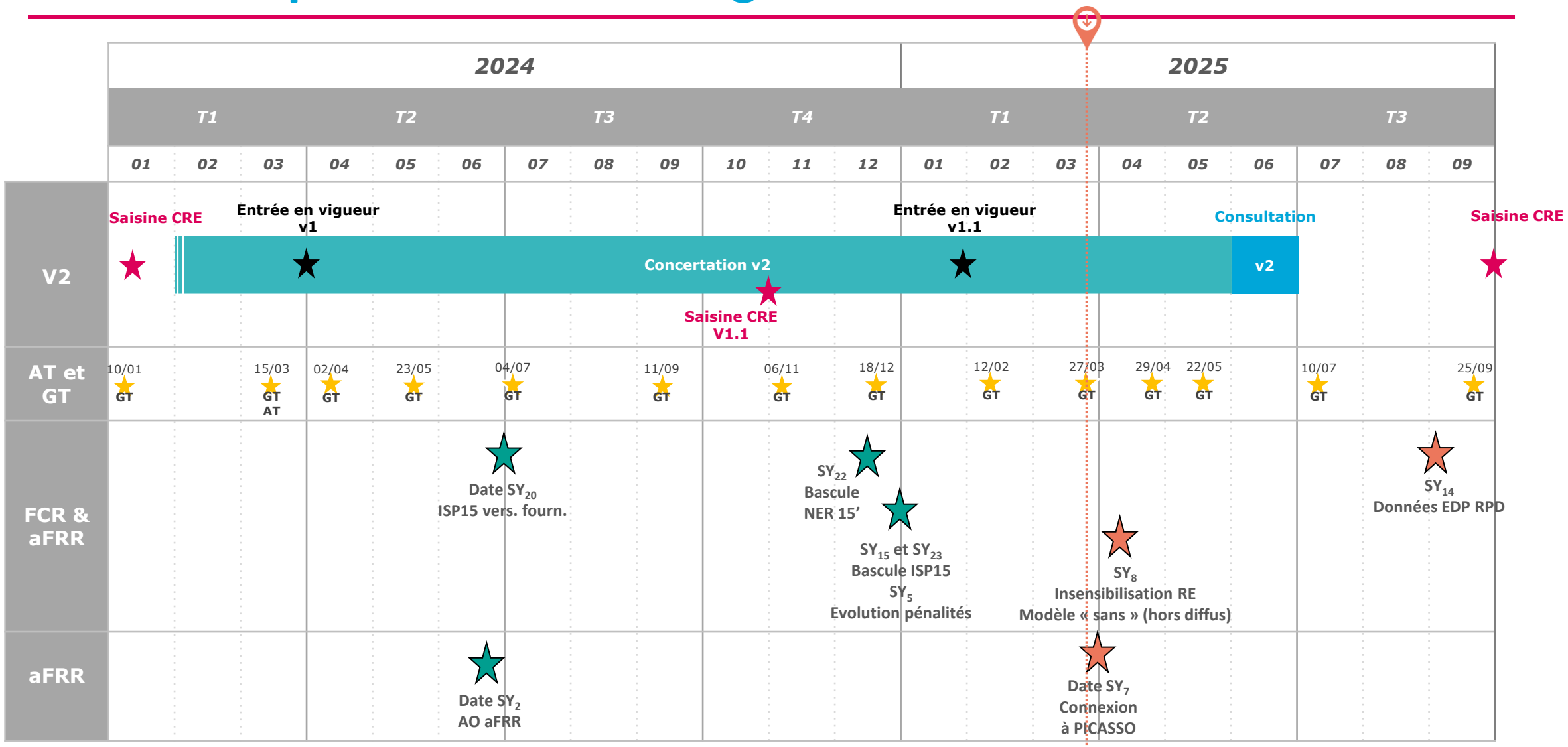
SOMMAIRE

GT SSYf

1. **Actualités et planning**
2. **AOJ aFRR : évolution de l'algorithme**
3. **Publication aux RE des données de réglage pour les sites d'injection et de stockage**
4. **Certification et contrôle de performance**
    1. Réponses au sondage sur la certification
    2. Présentation du contrôle de performance
5. **ISP15 – back-office SSYf**
6. **Annexes**
    - Planning prévisionnel de concertation
    - Mode opératoire d'inscription aux mailing listes

1 Actualités et planning

Calendrier prévisionnel des règles SSY



Actualités

AOJ aFRR – indivisibilité :

- Entrée en application le 11 mars de l'évolution sur la taille maximale des offres indivisibles, il est **possible de déposer des offres indivisibles jusqu'à 80 MW avec obligation de respecter les conditions détaillées dans le guide d'implémentation SI Racoon SSy v1.5** au paragraphe 5.1.2 et la figure 7.

Rappel sur la consultation accord de bloc RFP

- RTE a lancé le 12 mars dernier la consultation sur la nouvelle version de l'accord de bloc RFP, qui décrit les nouvelles règles de calcul du dimensionnement de l'aFRR.
- **Fin de la consultation le 9 avril.**

Valeur de l'indemnité associée au surcoût Services Système applicable au 1er avril 2025 :

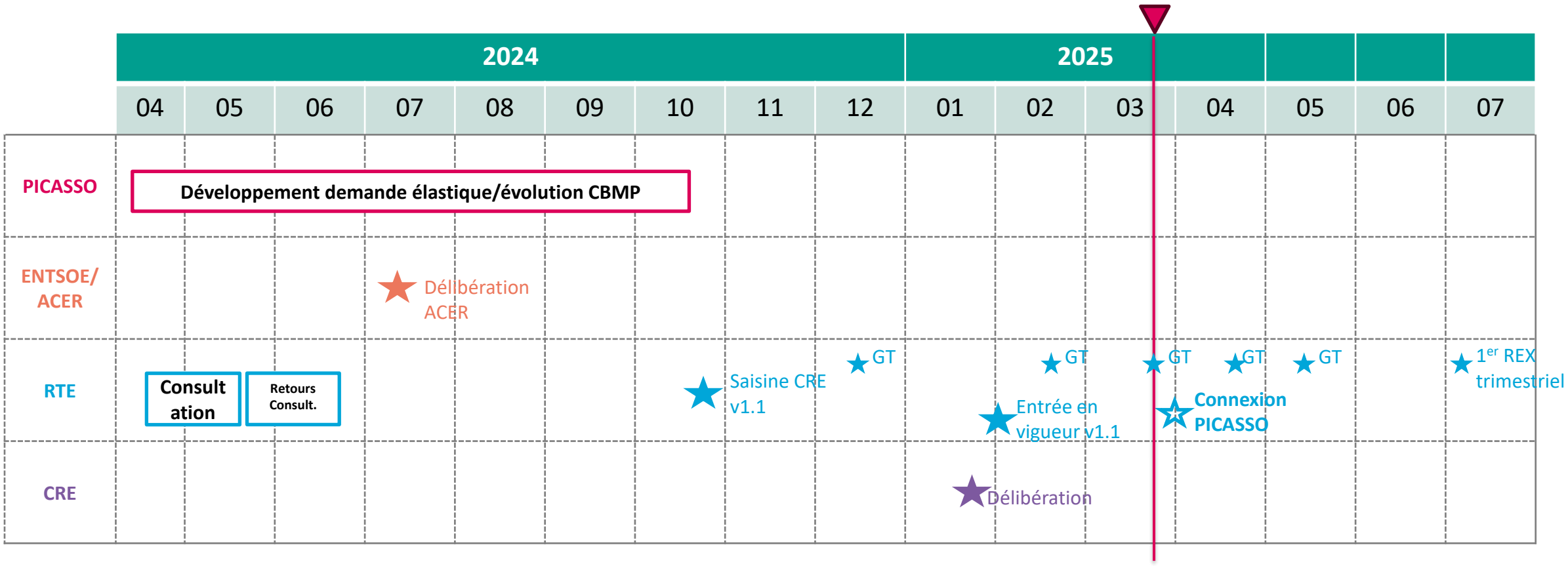
$$S_{2025} = 3{,}76 \text{ € / hMW}$$

- Détail des calculs :

$$S_A = \frac{\sum_{A-1} surcoûts\ SSY}{\sum_{A-1} volumes\ SSY\ reconstitués} - \frac{solde_{A-1}}{\sum_{A-1} aV_H + (1-a)V_B}$$

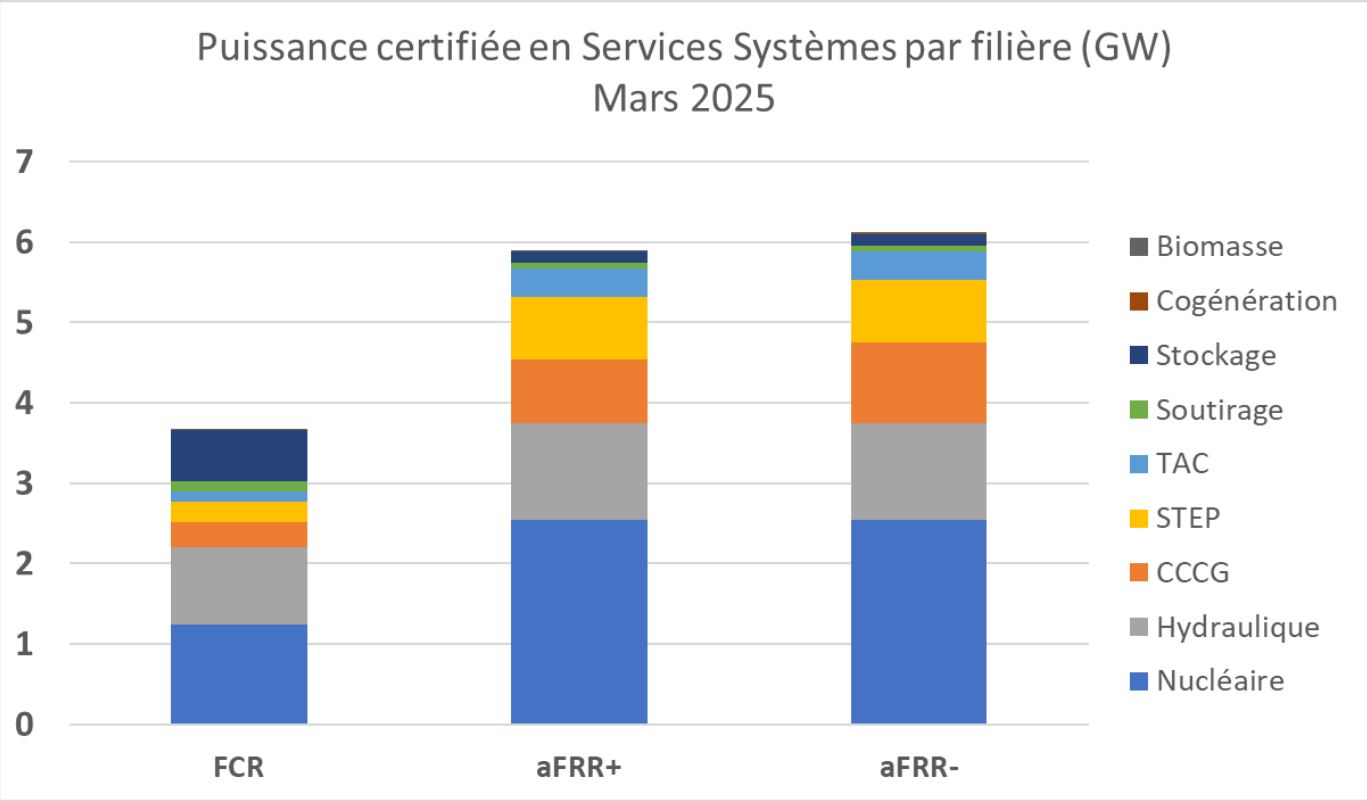
  - Somme des surcoûts SSY pour 2024 : 88 852 201,94 €
  - Somme des volumes SSY reconstitués en 2024 : 730 887,92 MW/h
  - Solde 2024 : 15 871 682,29 €
  - Solde 2023 : 1 874 977,71 €

Planning PICASSO



- Connexion PICASSO: **1er avril 2025**
- Règles v1.1: Entrée en vigueur 1er février 2025

Certifications au 1er mars 2025



(GW)	FCR	aFRR+	aFRR-
Nucléaire	1,24	2,54	2,54
CCCG	0,31	0,79	1,01
Hydraulique	0,97	1,21	1,21
STEP	0,25	0,78	0,78
TAC	0,13	0,36	0,36
Soutirage	0,12	0,07	0,07
Stockage	0,64	0,14	0,14
Cogénération	0,00	0,01	0,01
Biomasse	0,00	0,01	0,01

2 AOJ aFRR – évolution de l'algorithme

AOJ aFRR : impact des offres bloc sur le prix marginal

- Depuis le 18 juin 2024, l'appel d'offres aFRR J-1 a été relancé. Les acteurs sont rémunérés en « pay-as-cleared »: le prix marginal est fixé au prix de l'offre la plus chère retenue sur un pas de temps

- Il apparaît que ce prix marginal n'est pas toujours représentatif de la tension sur le pas de temps s'il est déterminé par une offre bloc.

- **Objectif RTE :** améliorer la construction du prix marginal après la sélection des offres pour minimiser le coût pour RTE.

→ Introduction d'un module de pricing intervenant après la sélection des offres (i.e. le volume retenu pour chaque offre est déjà déterminé).



AOJ aFRR : Ajout d'un module de pricing

Objectif : minimiser le coût pour RTE sans modifier les offres retenues ni leurs volumes.

Contraintes formulées pour le module :

1. Chaque offre i doit être rentable à la hausse comme à la baisse sur l'ensemble des pas horaires h où elle est retenue:

- A la Hausse: $\sum_h P_h^H v_{i,h}^H \geq p_i \sum_h v_{i,h}^H$
- A la Baisse: $\sum_h P_h^B v_{i,h}^B \geq p_i \sum_h v_{i,h}^B$

2. Sur chaque pas de temps, le prix marginal calculé par le module de pricing doit être inférieur au prix de l'offre retenue la plus chère :

- A la Hausse: $P_h^H \leq {P_{max}}_h^H$
- A la Baisse: $P_h^B \leq {P_{max}}_h^B$

Avec:

- p_i: prix de l'offre i
- $v_{i,h}^{H,B}$: volume de l'offre i sur le pas h
- $P_h^{H,B}$: prix marginal calculé par l'algorithme AOJ aFRR, post-module de pricing
- ${P_{max}}_h^{H,B}$: prix de l'offre retenue la plus chère

Module de pricing AOJ aFRR : exemple 1

➢ **Paramètres communs aux 3 exemples :**

- 3 pas de temps
- 4 offres :
  - Offre 1 : offre bloc sur les 3 pas de temps,
  - Offres 2 à 4 : offre horaire
- On considère que ces 4 offres sont retenues à 1MW

➢ **Exemple 1 : Prix marginal identique avant et après le module de pricing**

	Pas de temps 1	Pas de temps 2	Pas de temps 3
Offre 1	50	50	50
Offre 2	35		
Offre 3		40	
Offre 4			50

Prix marginal sans pricing	Pas de temps 1	Pas de temps 2	Pas de temps 3
	50	50	50

Prix marginal avec pricing	Pas de temps 1	Pas de temps 2	Pas de temps 3
	50	50	50

L'offre bloc 1 est marginale sur chaque pas de temps où elle est retenue

→ Pas de possibilité de baisser le prix marginal sans porter atteinte à sa rentabilité

→ **Prix marginal identique avant et après le module de pricing**

Module de pricing AOJ aFRR : exemple 2

➢ **Paramètres communs aux 3 exemples :**

- 3 pas de temps
- 4 offres :
  - Offre : offre bloc sur les 3 pas de temps,
  - Offres 2 à 4 : offre horaire
- On considère que ces 4 offres sont retenues à 1MW

➢ **Exemple 2 : prix marginal diffère après le module de pricing, il est égal au prix d'une offre existante**

	Pas de temps 1	Pas de temps 2	Pas de temps 3
Offre 1	50	50	50
Offre 2	35		
Offre 3		40	
Offre 4			100

Prix marginal sans pricing	Pas de temps 1	Pas de temps 2	Pas de temps 3
	50	50	100

Prix marginal avec pricing	Pas de temps 1	Pas de temps 2	Pas de temps 3
	35	40	100

L'offre bloc 1 n'est pas marginale sur le pas de temps 3

→ **Le prix marginal peut être baissé au prix de la 2e offre marginale.** L'offre bloc 1 reste rentable sur l'ensemble des pas de temps où elle est retenue grâce au gain obtenu sur le pas de temps 3.

Module de pricing AOJ aFRR : exemple 3

➢ **Paramètres communs aux 3 exemples :**

- 3 pas de temps
- 4 offres :
  - Offre 1 : offre bloc sur les 3 pas de temps,
  - Offres 2 à 4 : offre horaire
- On considère que ces 4 offres sont retenues à 1MW

➢ **Exemple 3 : Prix marginal diffère après le module de pricing , il est calculé par le module de pricing**

	Pas de temps 1	Pas de temps 2	Pas de temps 3
Offre 1	50	50	50
Offre 2	35		
Offre 3		40	
Offre 4			70

Prix marginal sans pricing	Pas de temps 1	Pas de temps 2	Pas de temps 3
	50	50	70

Prix marginal avec pricing	Pas de temps 1	Pas de temps 2	Pas de temps 3
	35	45	70

L'offre bloc 1 n'est pas marginale sur le pas de temps 3

→ Pour que l'offre bloc 1 reste rentable sur l'ensemble des pas de temps où elle est retenue, prix marginal obtenu est fixé :
  → Au prix de la 2e offre marginale sur le pas de temps 1 (offre existante)
  → A un prix calculé par le module de pricing, il est de 45 €/MW/h sur le pas de temps 2.

Impact du module de pricing AOJ aFRR sur les coûts

- Etude réalisée à partir des données de l'appel d'offres de l'aFRR pour les journées du **19/06/2024** au **31/12/2024**.
  Coût total de la contractualisation de l'aFRR sur cette période : **227,96 M€**.

Référence

- Coût total de **227,96 M€** soit ~**1,16 M€/j.**
- Prix marginal moyen à la hausse de 31,92€/MW/h
- Prix marginal moyen à la baisse de 32,35€/MW/h

Prix déterminé après le **module de Pricing** :

- Coût total de **219,41 M€** soit ~**1,12 M€/j.**
- PM moyen à la hausse de 30,72 €/MW/h
- PM moyen à la baisse de 31,07 €/MW/h

↘ **3,75%**

3 Publication des données de réglage à la maille site auprès des RE pour les sites injection et stockage en EDR multi sites

Proposition de RTE – Injection et stockage

- Dans le contexte de la croissance des sites de stockage réglant la fréquence et pour anticiper la future participation des sites d'injection EnR, RTE souhaite proposer un nouveau service aux RE afin qu'ils puissent traiter au mieux ces actifs présents dans leurs portefeuilles.
- Pour les sites d'injection et de stockage inclus dans des EDR multi-sites, **RTE propose de publier auprès des RE les données de réglage réalisé à la maille site par les sites d'injection et de stockage** de leur portefeuille (précédemment publication à la maille entité)
- RTE anticipe que cela facilitera la facturation et la rémunération des sites de leur portefeuille qui participent au réglage de fréquence par les RE.
- Notamment, pour le réglage à la baisse (économie d'énergie ou soutirage)

Aujourd'hui :

- Le RE est corrigé à la maille périmètre des énergies de réglage des sites injection/ stockage de son périmètre
- Le RE reçoit les courbes de charge brutes de ces sites.
- Le RE se base donc sur ces courbes pour facturer le soutirage ou bien rémunérer l'injection
- Le RR, si prix positif, doit payer le CAE du réglage baisse.

Avec le service proposé :

- Les RE peuvent attribuer le volume de réglage par site ce qui leur permet de ne facturer que le soutirage hors réglage ou de rémunérer l'injection d'un site comme s'il avait injecté sans régler.
- **Ainsi, ce manque à gagner que pouvait éprouver le site n'est plus à porter par le RR.**

Rappel des données mises à disposition pour les EDR injection et stockage RPT et RPD

API	Acteur	Donnée	Maille	Maille temp	Mise à dispo
Speed Balancing « reserve per entity »	RE	Volume réalisé aFRR et FCR	EDR	15 min	ISP + 15 min
aFRR Reserve	RR	Volume réalisé aFRR	EDR	5 min	H+15 min

Comment seront construites ces données maille site ?

- Les RR envoient déjà des clés de répartition pour leurs EDR tel qu'écrit à l'article § 4.M.2.2.
- Il s'agira alors d'utiliser ces données qui ne sont aujourd'hui pas publiées pour les exposer auprès des RE en tant que données privées.

En tant que RR, souhaitez-vous également que RTE publie les données à la maille site plutôt que les données à la maille entité ?

4 Certification et contrôle de performance

1 Réponses au sondage sur la certification SSYf

Sondage sur le processus de certification

Rappel GT 12 février

- **Contexte :**

La certification d'une entité de réserve permet la validation de son aptitude au réglage primaire et / ou secondaire. Elle est réglementée par le code européen SOGL, la DTR de RTE, le code DCC et les propriétés supplémentaires FCR. Les exigences sont déclinées dans les annexes 12 et 13 des règles SSYf, ainsi que la trame en projet pour la certification aFRR.

Depuis plusieurs années, de **nouvelles flexibilités** arrivent sur le réseau électrique et **RTE a mis à jour ses exigences** en cohérence, lors des précédents jeux de règles.

- **Objectif du sondage :**

RTE souhaite recueillir le retour d'expérience des responsables de réserve sur le processus de certification. Les résultats seront utilisés pour proposer des **évolutions incluant les besoins des acteurs**.

Les points d'améliorations qui seront proposés **doivent respecter les exigences de RTE**.

- **Destinataires :** le sondage est destiné aux **responsables de réserves existants ou futurs** → **15 acteurs ont répondu**

- **Planning :** le sondage a été envoyé le lundi 17 février via un lien Forms par mail et **les réponses ont été reçues jusqu'au 7 mars. 2025**.

Contenu du sondage

Étape 1 de la certification

- ***Dossier descriptif :***
  1. Les attendus des trames de certification de RTE sont-ils assez clairs pour vous ? (dynamique de réglage, gestion de la charge, mode réserve, ...)
  2. Est-ce qu'un ou des dossiers d'accompagnement des trames de certification pourraient vous être utiles ? Si oui, sur quelle(s) exigence(s) ou partie(s) du processus ?
  3. Quels sont les autres points d'amélioration sur le dossier descriptif qui pourraient être apportés ?

- ***[LER et EDR sous contrainte] Simulations :***
  1. Lors de l'élaboration de vos projets, quelles sont les simulations ou analyses que vous réalisez pour assurer la conformité de vos EDR ?
  2. Voyez-vous d'autres simulations que celles imposées par RTE qui pourraient être pertinentes pour vérifier la conformité de l'EDR ?
  3. Quels sont les autres points d'amélioration sur les simulations qui pourraient être apportés ?

Étape 2 de la certification

1. [Essai d'échelon] Quels sont les points d'amélioration qui pourraient être apportés à l'essai d'échelon ?
2. [Essai de rampe] Quels sont les points d'amélioration qui pourraient être apportés à l'essai de rampe ?
3. [Essai 8h] Quels sont les points d'amélioration qui pourraient être apportés à l'essai 8h ?

Processus global

1. [LER] L'articulation actuelle entre les simulations et les essais vous convient-elle ? Voyez-vous des points d'amélioration ?
2. Parmi toutes vos réponses, lesquelles sont les plus prioritaires pour vous ?

Résumé des réponses reçues – étape 1

- **Retours sur le format et l'accès aux documents :**
  - **Améliorer l'accès aux documents** sur la certification :

La trame aFRR applicable est celle disponible sur la page Fournir des services système fréquence du Portail Service. La trame FCR est téléchargeable avec les règles SSYf, sur la même page.

  - **Etablir une troisième trame** pour la participation simultanée en **FCR et aFRR**

- **Développer un accompagnement pédagogique :**
  - Proposer des **schémas**
  - Proposer **un Template de dossier** à remplir directement, et un **exemple de dossier**.
  - Proposer **un fichier paramétrable pour la dynamique de réglage aFRR**
  - Présenter le **contrôle de performance**

- **Contenu des trames FCR, aFRR et du dossier à fournir :**
  - **Clarifier certaines définitions** (LER, …) **et attendus des trames** (obligations en mode réserve, SoC « défavorable », tests 2a et 2b, protocole des simulations, …)
  - Intégrer le **TminLER** avec une date pivot
  - Questionnements sur les **données incomplètes de fréquence et de niveau** :

Le processus à mettre en place en simulation est le même qu'en opération réelle : maintenir le réglage à partir de la dernière valeur reçue.

  - **Mettre à jour la chronique de niveau N et les simulations** aux changements opérationnels et marchés : Merit order, 96 G, dissymétrique
  - Réaliser les **simulations sur une période plus courte** que 2 ans

Résumé des réponses reçues – essais d'échelon et de rampe

FCR - Essai d'échelon

- Établir un **cahier des charges par type d'actifs**

- **Interrogations sur les exigences :**
  - L'essai en mode réserve pourrait être facultatif.

Le mode réserve doit être vérifié d'après le code SOGL, dans les propriétés supplémentaires FCR.

  - La granularité 100 ms exigée dans la trame n'est pas utile.

Le délai de réaction FCR est inférieur à 2s, donc la granularité 100 ms est nécessaire pour analyser le début du transitoire.

  - Questionnements sur le temps t_r défini dans la trame.

aFRR - Essai de rampe

- **Mutualiser le test de rampe avec l'essai 8h**, notamment pour éviter l'impact de l'activation sur le système.

- **Interrogations sur les exigences :**
  - Réalisation de la rampe hausse et baisse non consécutives.

L'exigence de tests consécutifs permet de démontrer l'absence d'effet rebond.

  - Réduire la durée de 30min demandée de stabilisation à N = + / - 1
  - Question sur la formule de P_{tol} définie dans la trame.

Les transformées de Laplace sont utilisées pour les analyses de stabilités.

  - Questionnements sur le temps t_i et le gabarit demandé

Résumé des réponses reçues – essai 8h

- **Précisions à apporter dans les trames :**
  - Préciser que l'essai doit être **réalisé en autonomie** et à la **puissance maximale disponible**
  - Détailler les **modalités pour neutraliser les ajustements MA** durant l'essai 8h
  - Préciser la **méthode de pricing en essai 8h**

- **Interrogations sur les exigences :**
  - Quelles sont les **périodes possibles** pour réaliser le test ? 8h en continu, deux fois 4h, et autre ?
  - Quels sont les **critères de réussite** de l'activation en Merit Order lors de l'essai ?

- **Proposition sur la réalisation de l'essai 8h**
  - **Construire une chronique de niveau N** à réaliser pendant le test.

L'utilisation d'un niveau N prédéfini n'est actuellement pas faisable avec Stanway. RTE travaille sur ce point.

  - **Laisser libre la méthode de pricing** des offres en énergie lors de l'essai 8h.

L'EDR doit démontrer sa robustesse technique de tenue de réglage lors de la certification. RTE a donc proposé une méthode de pricing maximisant l'activation de l'EDR durant le test 8h.

Résumé des réponses reçues – processus global

- **Contenu des trames FCR et aFRR :**
  - **Historiser** les changements de trames
  - **Aligner les opérations** des simulations et des essais
  - Clarifier les attendus en cas de **changement de périmètre**
  - Ajouter les **délais de configuration dans Stanway**

- **Proposition pour améliorer le processus de certification**
  - **Tester le niveau N** avant les essais
  - Propositions concrètes de **processus pour certifier et recertifier les EDR**, notamment les EDR multi-sites :
    - Réalisation des essais d'échelon et de rampe par site, puis de l'essai 8h sur l'EDR.
    - En cas d'ajout d'un site, réaliser le test d'échelon/rampe sur le site uniquement puis le test 8h en opération
    - Certifier sous réserve l'EDR après le test de rampe et fournir 8h de données à postériori, en opération
    - …
  - Rendre le processus de certification **plus flexible** pour les batteries.

  Exemple pour le passage en 96G :
    - Analyser le dossier étape 1 dès aujourd'hui
    - Vérifier la programmation en test 8h via un contrôle de la puissance de consigne, bien calculée toutes les 15min.
  - **Alléger** le processus de certification **par un contrôle plus fin**.

Résumé des réponses reçues – sujets prioritaires

- **Clarifier le processus de certification et les trames :**
  - Avoir un **dossier standard**
  - Disposer d'un **document pédagogique** d'accompagnement

- **Rendre la certification et la recertification plus flexible et plus rapide :**
  - **Raccourcir le délai** des essais
  - **Ne pas tester l'échelon et la rampe** pour des agrégats de **sites similaires** à des agrégats certifiés

- **Formaliser la certification et suivre les états des dossiers dynamiquement**

Plan d’action mis en place par RTE en retour au sondage

- **Sujets traités en priorité :**
  - *forme*
    - Améliorer la forme des trames
    - Proposer un document à remplir en étape 1
    - Construire un accompagnement pédagogique : schémas, exemples
  - *contenu*
    - Finalisation des chroniques de niveau en Merit Order
    - Mise à jour de la trame FCR avec le Tmin LER
    - Clarification du contenu : définition de « LER », traitement du manque de données de fréquence et niveau, signification de « favorable » et « défavorable », détail des attendus pour les essais et simulations
    - Faisabilité des simplifications proposées sur le processus opérationnel de certification

- **Sujets traités dans un second temps :**
  - Proposer un dossier standard pour exemple
  - Adapter les simulations aux changements à venir des marchés : dissymétrique, 96G, …
  - Faisabilité d’utilisation d’une chronique de niveau N préconstruite pour le test 8h.
  - Articulation entre la certification et le contrôle

Retours sortants du cadre proposé par RTE sur la certification

- **Retours reçus sur :**
  - La **téléconduite** (normes de cybersécurité complexes, délais long, localisation des mesures).

La téléconduite est un pré-requis à la participation aux SSYf mais n'est pas liée directement à la performance de l'EDR pour réaliser le réglage de fréquence.

  - Le cadrage de la **puissance valorisable et de la gestion de stock**.

L'élaboration de la gestion de stock d'une EDR et sa puissance valorisable en SSYf est la responsabilité de l'acteur de marché.

  - La **non-adaptation** des trames **au soutirage** à cause de **la complexité de la puissance de consigne**.

Les exigences sur le réglage de fréquence sont communes à tout type de technologie.

  - **L'explication de la programmation** et demande de passage à la **granularité 0,1 MW**.

Le dispositif de programmation est décrit dans le chapitre 1 des règles de marchés harmonisées.

  - L'autorisation de la **vente capacitaire** lors du test 8h.

La vente de la puissance testée lors du test 8h n'apporte pas d'amélioration sur le processus de certification.

  - L'adaptation de l'approche à un **signal « marché »**.

RTE refuse l'utilisation de paramètres liés aux marchés (prix SPOT, prix marginal aFRR, …) dans la démonstration de la performance de l'EDR. L'objectif de la certification est de démontrer l'aptitude physique de l'EDR à effectuer le réglage, indépendamment des signaux « marché ».

2 Présentation pédagogique du contrôle de performance

2.1

Contrôles de Performances SSYf

Objectif Contrôle de Performance

Articulation Exigences / Certification / Contrôle de Performances

Les exigences attendues sont bien celles des règles SSY f et des trames de certification.
Elles sont principalement contrôlées lors des essais de certification.
Certaines performances ne peuvent être contrôlées avec certitude que lors de ces essais : délai de réaction, temps de réponse, bande morte ….

Maintien 15’ : Observable sur l’outil CDP-Prod

Objectif du Contrôle de Performances

- Détecter le plus tôt possible des écarts et alerter l’acteur pour correction/arrêt de programmation
  ➔ Objectif 0 écart !
- S’assurer que si la performance est assurée en situation normale,
  ➔ On peut compter dessus en cas d‘incident.
- En cas de détection d’écart, réaliser des fiches d’écart pour
  ➔corriger la réserve programmée
  ➔inciter les acteurs à résorber l’écart ou à le déclarer.

Objectif Contrôle de Performance

Le contrôle prend en compte des marges liées :

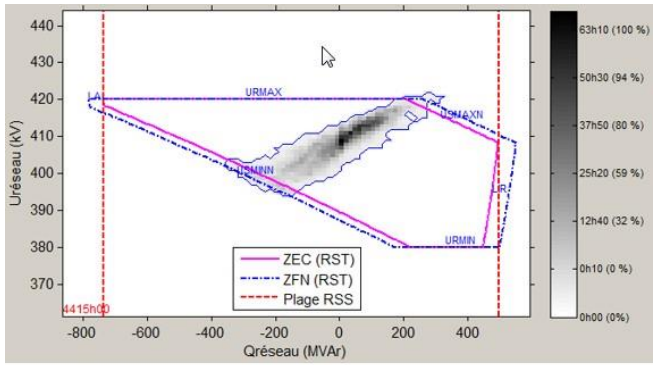
- À la qualité des télémesures (résolution, échantillonnage 10 sec …),
- Aux algorithmes utilisés pour élaborer le diagnostic.

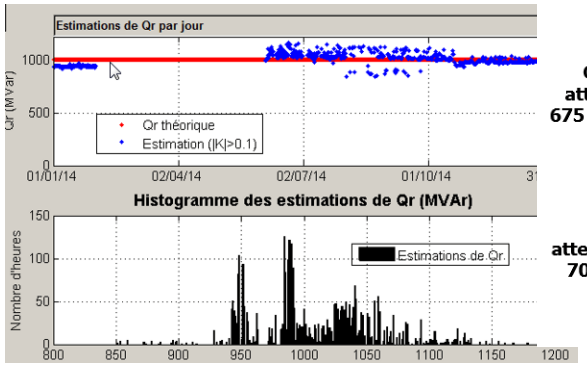
Ces marges ne sont pas présentes pour tolérer des écarts : **l'objectif est bien 100 % du réglage 100 % du temps.**

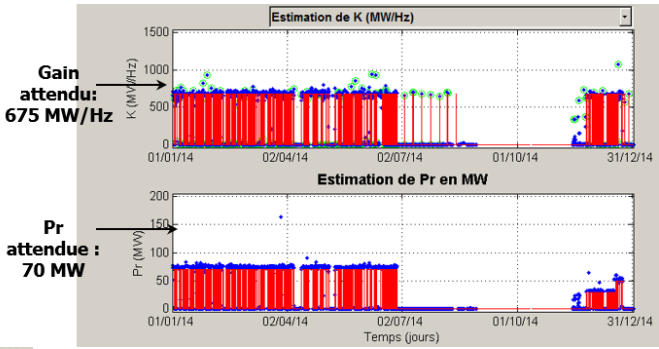
L’outil de contrôle CDP Prod

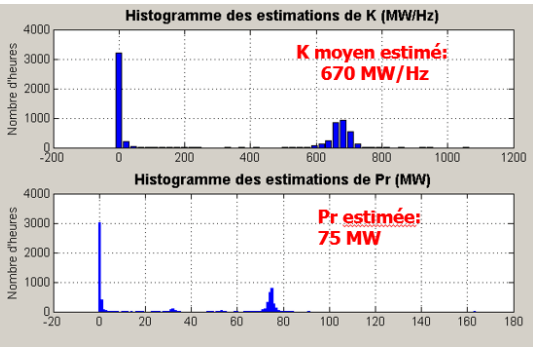
Rôle et utilisation

- Analyser la contribution des installations aux SSY (fréquence et tension) par rapport aux engagements contractuels;
- Trouver des éléments et faire un constat de tout dysfonctionnement d’un client;
- Répondre à une demande en interne pour des analyses complémentaires visant la performance et la sûreté du système.



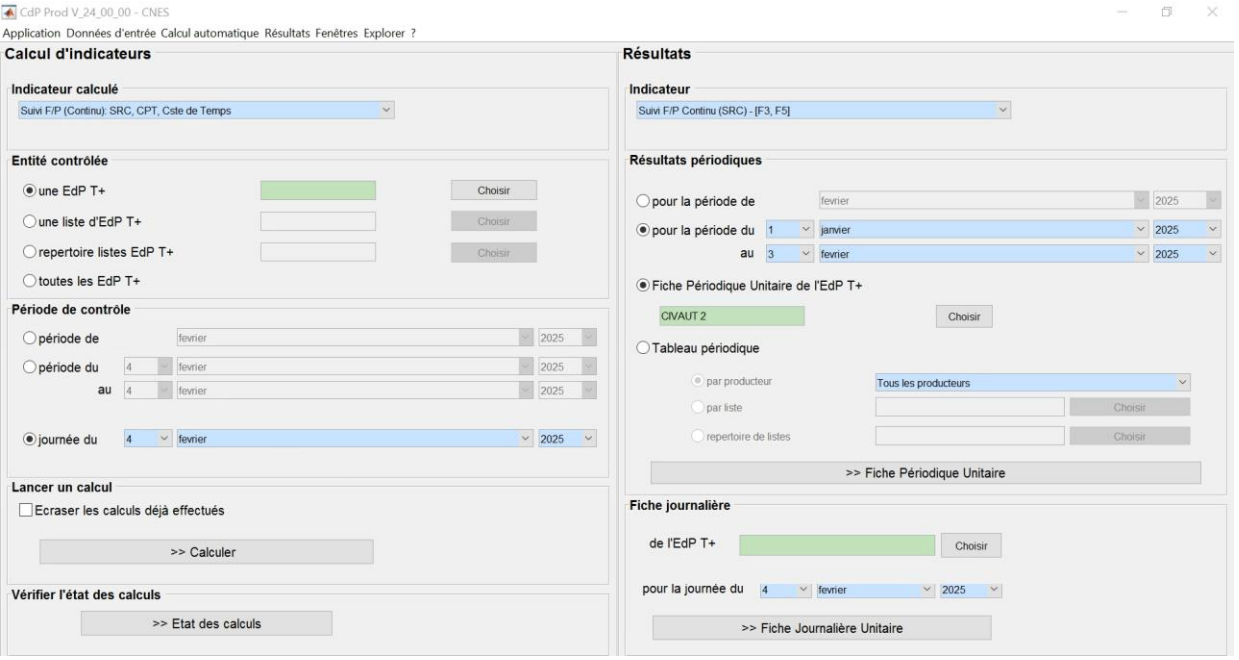






L’outil de contrôle CDP Prod

Interface



- Calculer les indicateurs pour chaque critère

Afficher les résultats selon un groupe de critères sur une période par :

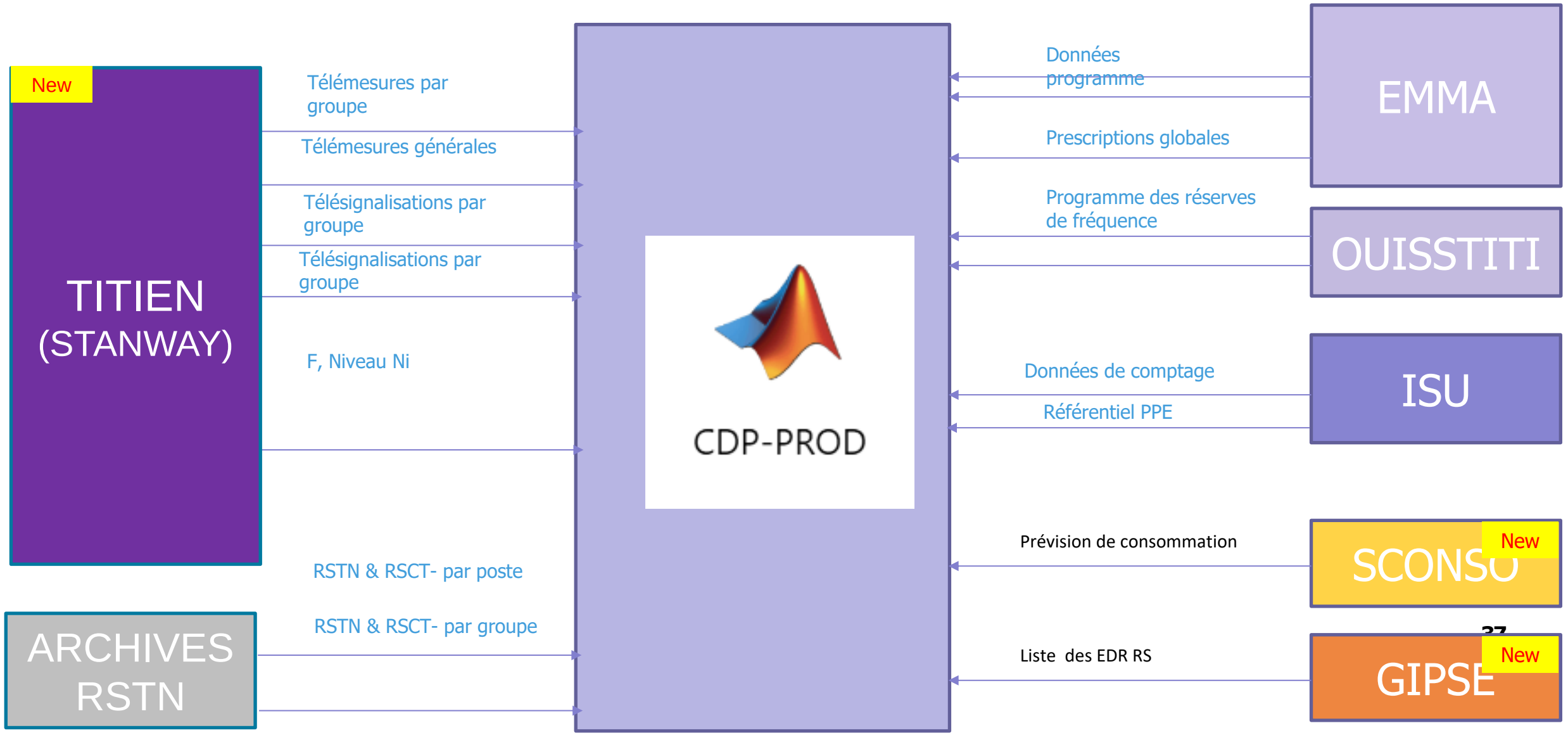
- Groupe/entité (Fiche Périodique Unitaire, Fiche Journalière Unitaire)
- Liste d’entités (Tableau Périodique)

Types de données :

- Télémesures et télésignalisations (contractuel, pas 10s)
- Fréquence / Niveau RSFP
- Programme (P0, RPh, RPb …)
- Comptage (informatif, pas 5mn)

L'outil de contrôle CDP Prod

Données d'entrée



Qualité / Disponibilité des Téléinformations

Composante essentielle pour le contrôle

La transmission de téléinformations (Télémesures + Télésignalisations) conformes, c'est-à-dire :

- valides
- conformes sur la précision,
- sur la résolution,
- sur l'échantillonnage ….

est une des composantes essentielles pour réaliser le contrôle continu.

Les Règles SSY prévoient un abattement de la réserve si les Téléinformations ne sont pas mises à disposition de RTE :

➔ Seuil de 30h de défaillance TM sur 6 mois si le Responsable de Programmation est fautif

➔Part de réglage indisponible : ratio nombre d'heure de défaillance / nombre d'heures de la période

Ainsi des Télémesures invalides ou figées rentrent dans cette catégorie. A noter que des invalidités fugitives, si elles ne rentrent pas forcément dans ce critère sont un élément défavorable au contrôle continu.

Présentation Algorithme F3/F5

Le contrôle de performance Critère « statique »

Une Entité de Réglage qui participe au réglage de fréquence puissance doit respecter la loi suivante :

$$P(t) = P_0 + K \,.\, (f_n - f) + N \,.\, P_r$$

avec:

- P(t) la puissance mesurée en MW
- P_0 la puissance de consigne en MW
- K le gain de réglage primaire en MW/Hz
- RP la réserve primaire programmée en MW
- f_n la fréquence nominale sur le réseau en Hz (= 50 Hz sur la zone ENTSOe)
- f la fréquence mesurée sur le réseau en Hz
- N le niveau de réglage secondaire F/P (actuellement le même pour tous en France)
- Pr la réserve secondaire programmée en MW

Présentation Algorithme F3/F5

Les mesures des données P (t), f et N sont disponibles au pas 10 secondes dans le SCADA RTE (cette période d'échantillonnage est susceptible de diminuer).

A partir de ces données, les paramètres $\widetilde{\boldsymbol{P_0}}$, $\widetilde{\boldsymbol{K}}$ et $\widetilde{\boldsymbol{P_r}}$ sont identifiés en continu par la méthode d'estimation aux moindres carrés de l'erreur :

$$e(t) = P(t) - \left(\widetilde{\boldsymbol{P_0}} + \widetilde{\boldsymbol{K}} \cdot (f_n - f) + N \cdot \widetilde{\boldsymbol{P_r}}\right)$$

Le signal P peut être éventuellement filtré avant traitement.

Les valeurs $\widetilde{\boldsymbol{K}}$ et $\widetilde{\boldsymbol{P_r}}$ estimées sont comparées aux valeurs attendues K et Pr.

Pour le gain K contractuel attendu, on considère que :

- K = 0 lorsque l'EdR n'est pas programmée en réglage primaire,
- K = valeur contractuelle ou RP/0.2 (afin d'assurer la libération totale pour un écart de 200 mHz) lorsque l'EdR est programmée.

Seuil d’erreur e

L’estimation est validée lorsque l’erreur *e(t)* est inférieure à un certain seuil *e* configuré par entité.

Ce seuil *e* est par défaut égal 0.5% de la puissance nominale pour un groupe de production avec un gain en MW/Hz de Pn/2 .

Si le seuil e est trop faible : le taux d’estimation est diminué mais quand le diagnostic abouti celui-ci est très précis.

Si le seuil e est trop important : le taux de diagnostic est augmenté mais les paramètres identifiés sont moyennés.

Ainsi **le seuil *e* doit être adapté à chaque entité** pour trouver le meilleur compromis entre le taux de diagnostic et la précision du contrôle.

Présentation Algorithme F3/F5

Les estimations se font :

- jour par jour
- par palier d'une demi-heure minimum,
- en essayant d'allonger au maximum les paliers par pas de 10 minutes
- sans prendre en compte le programme

Ainsi pour une journée donnée :

- On estime les paramètres sur la période [0h-0h30]. Soit
  - Le palier n'est pas validé, alors on estime les paramètres sur la période [0h10-0h40]
  - Le palier est validé, alors on estime les paramètres sur la période [0h-0h40] et ainsi de suite la durée de palier étant augmentée au maximum.

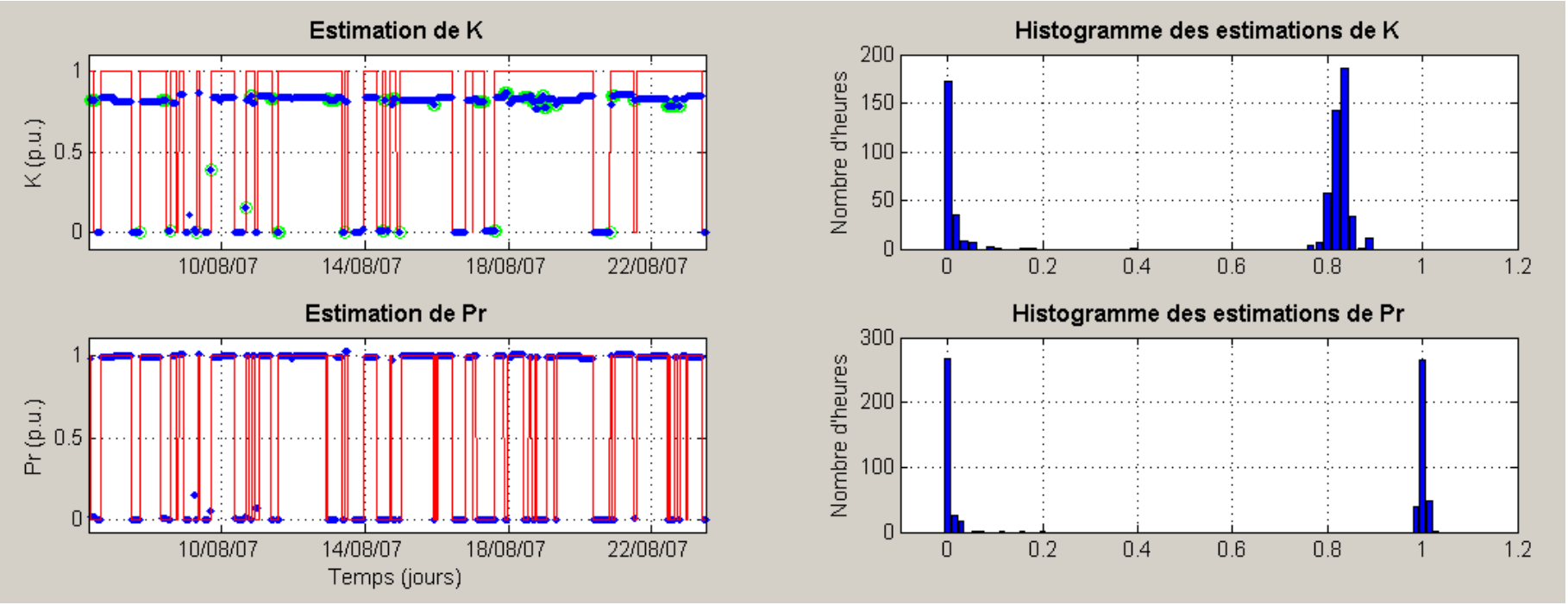
- Une fois le palier maximal atteint, par exemple [0h-1h10], on repart sur un nouveau palier d'estimation , par exemple [1h10-1h40]

Le changement de palier d'estimation peut être du :

- A un changement de programmation (P0, RP, RS)
- Au changement de comportement de l'installation

Exemple de Diagnostic avec le Critère « statique »

Exemple avec valeurs normalisées



Les courbes de la partie gauche de la figure superposent, en fonction du temps :

- les valeurs contractuellement programmées des paramètres attendus K et P_r (trait rouge fin continu). Elles sont égales, soit à 1, lorsque le groupe est programmé en réglage, soit à 0, dans le cas contraire.
- les valeurs estimées de ces mêmes paramètres au pas dix minutes normalisées par rapport aux valeurs programmées (trait épais bleu).

Les courbes de la partie droite de la Figure représentent les histogrammes des estimations des paramètres K et Pr.
Ce type de représentation permet de vérifier d'une part, si le groupe a bien participé au réglage, conformément à sa programmation, et d'autre part de vérifier si les valeurs des paramètres K et P_r sont conformes aux valeurs déclarées par le producteur.

Rappel Critère F3

Description : gain de réglage primaire estimé $\tilde{K}$ conforme au gain contractualisé

Périodicité du contrôle : mensuelle

Modalités du contrôle :

✓ Au moins 100h en RPFP sur une période entre 1 et 6 mois

✓ Au moins 10% des heures si programme<1000h sur 6 mois

$$P_{SRC} = \widetilde{P_0} - \widetilde{K}\Delta f + N_{RSFP}\widetilde{P_r}$$

Seuil de notification d'écart :

$\widetilde{K} < 0,8K_{contractuel}$ **pendant au moins 10% du temps passé en FCR**

Seuil d'alerte :

$\widetilde{K_{RPFP}} < 0,8K_{contractuel}$ **entre 7 et 10% du temps passé en FCR**

Part de réglage indisponible

✓ 50% si temps passé en écart entre 10% et 30% (inclus) du temps passé en RPFP

✓ 100% si temps passé en écart > 30% du temps passé en RPFP

Pas d'alerte ou d'écart pour le sur-réglage

Critères légèrement différents pour F5

2.2 Critères Réglage de la Fréquence

Organisation pour les Contrôles

Pour toutes les EDR participant au SSY, l'outil CDPPROD est :

- Paramétré pour les contrôles F3 et F5,
- Alimenté automatiquement en données chaque nuit (TI &programme) et les calculs sont réalisés de façon automatique

Les contrôles sont alors réalisés de manière périodique par le pôle contrôle conformité client (P3C) sur toutes les entités contractualisées,

- F3/F5 au pas mensuel mais de façon exhaustive sur tout le mois,
- REX sur évènement

Aujourd'hui 295 entités de réglage fréquence (producteurs, consommateurs, stockeurs, diffus) font l'objet d'un contrôle continu.

Intérêt prioritaire pour pouvoir contrôler de façon exhaustive ces entités de la façon la plus automatisée possible.

L'outil de contrôle CDP Prod

Tableaux périodiques (TPU)

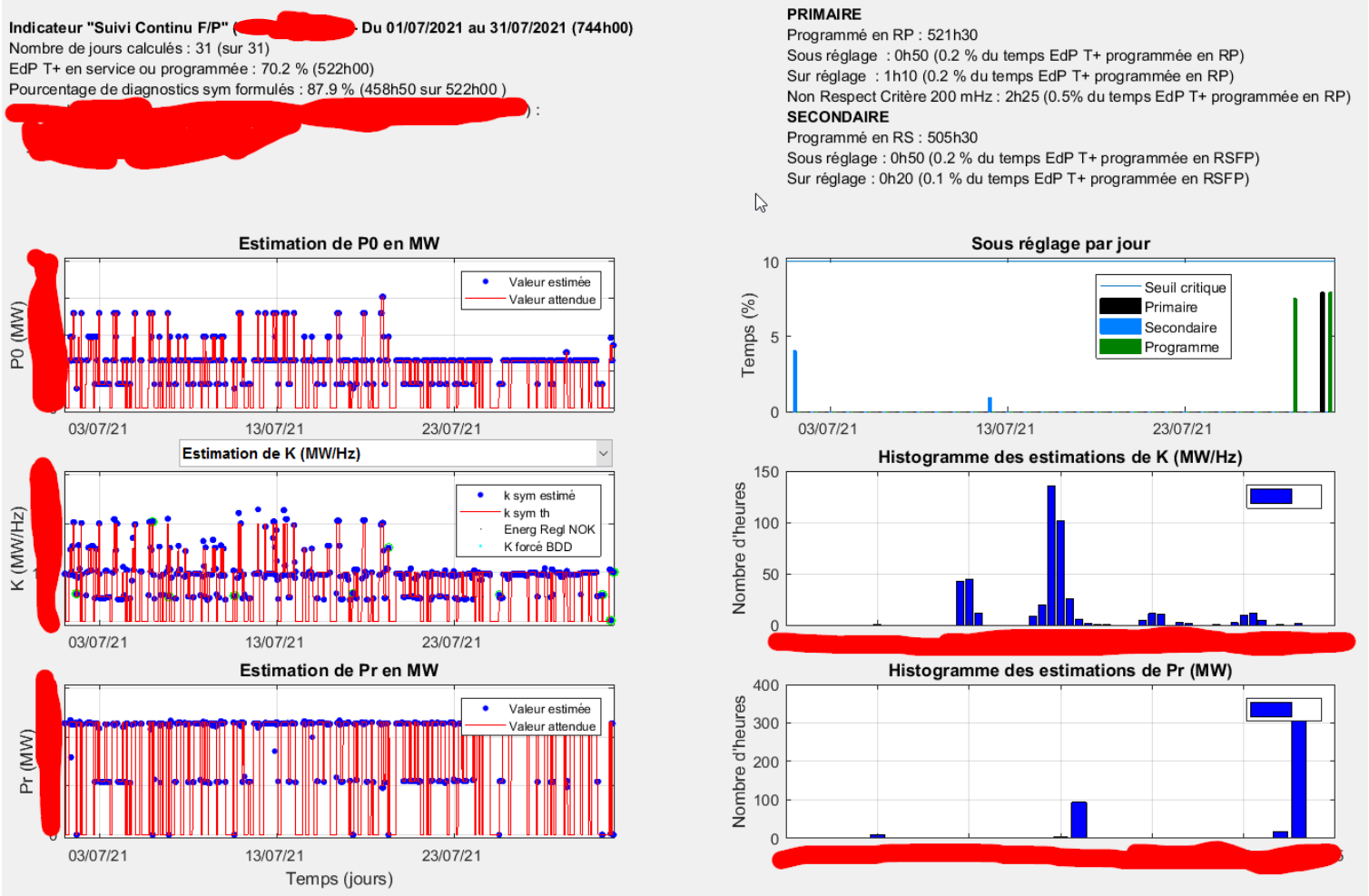
	TABLEAU 1 - REGLAGE PRIMAIRE FREQUENCE PUISSANCE - PERIODE DU 01/07/2021 AU 16/08/2021														
	Jours calculés	Entité en service		Diagnostics émis		Cste tps RPFP		RP programmé		Sous-Réglage Primaire				Jours critiques	RP*tprog MWh
		heures	%	heures	%	identif	contract	heures	%	heures	%	dont h HS	% dû à HS		
EDR 1	47.0	1128.0	100.0	1081.3	95.9	10.0	20.0	36.3	3.2	35.9	99.1	0.0	0.0	6.0	1695.5
EDR 2	47.0	1097.4	97.3	1032.3	94.1	10.0	20.0	435.7	38.6	32.5	7.5	0.0	0.0	7.0	12836.2
EDR 3	47.0	1128.0	100.0	1067.5	94.6	10.0	20.0	207.2	18.4	2.1	1.0	0.0	0.0	1.0	6585.0
	47.0	638.9	56.6	575.4	90.1	10.0	20.0	122.1	10.8	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	5652.8
	47.0	1128.0	100.0	1031.8	91.5	10.0	20.0	**454.0**	40.2	47.4	10.4	0.0	0.0	12.0	9189.2
	47.0	1077.9	95.6	991.9	92.0	15.0	20.0	**445.6**	39.5	73.2	16.4	0.0	0.0	14.0	9147.7
	47.0	228.9	20.3	228.9	100.0	15.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	--	0.0	0.0	0.0
	47.0	1044.3	92.6	955.2	91.5	10.0	20.0	515.8	45.7	8.5	1.6	0.0	0.0	2.0	10895.5
	47.0	0.0	0.0	--	--	10.0	20.0	0.0	0.0	--	--	--	--	--	0.0
	47.0	1031.1	91.4	973.9	94.5	10.0	20.0	2.3	0.2	2.0	88.9	0.0	0.0	2.0	548.0
	47.0	551.8	48.9	517.8	93.8	10.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	--	0.0	0.0	435.5
	47.0	1128.0	100.0	1085.3	96.2	10.0	20.0	185.2	16.4	3.1	1.7	0.0	0.0	1.0	3776.8
	47.0	12.9	1.1	12.8	99.4	15.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	--	0.0	0.0	0.0
	47.0	757.4	67.1	738.9	97.6	15.0	20.0	304.1	27.0	0.9	0.3	0.0	0.0	0.0	6095.2
	47.0	9.6	0.8	0.1	0.9	0.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	--	0.0	0.0	0.0
	47.0	33.5	3.0	21.5	64.2	15.0	20.0	5.0	0.4	0.2	3.3	0.1	50.0	2.0	56.1
	47.0	0.0	0.0	--	--	15.0	20.0	0.0	0.0	--	--	--	--	--	0.0
	47.0	0.0	0.0	--	--	15.0	20.0	0.0	0.0	--	--	--	--	--	0.0
	47.0	11.3	1.0	7.2	63.7	15.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	--	0.0	0.0	15.0
	47.0	0.0	0.0	--	--	15.0	20.0	0.0	0.0	--	--	--	--	--	0.0

- ✓ Tableau de synthèse sur une liste d'entités et une période donnée
- ✓ Vision d'ensemble pour identification rapide des écarts avant approfondissement
- ✓ Critères contrôlés :
  - ✓ F3/F5
- ✓ Un sous réglage identifié dans ce tableau n'est pas forcément un sous réglage réel. Une étape d'analyse individuelle de l'EDR est nécessaire : problème télémesure, limite algorithme ….

Exemple tableau pour critère F3 (tableau similaire pour F5)

L'outil de contrôle CDP Prod

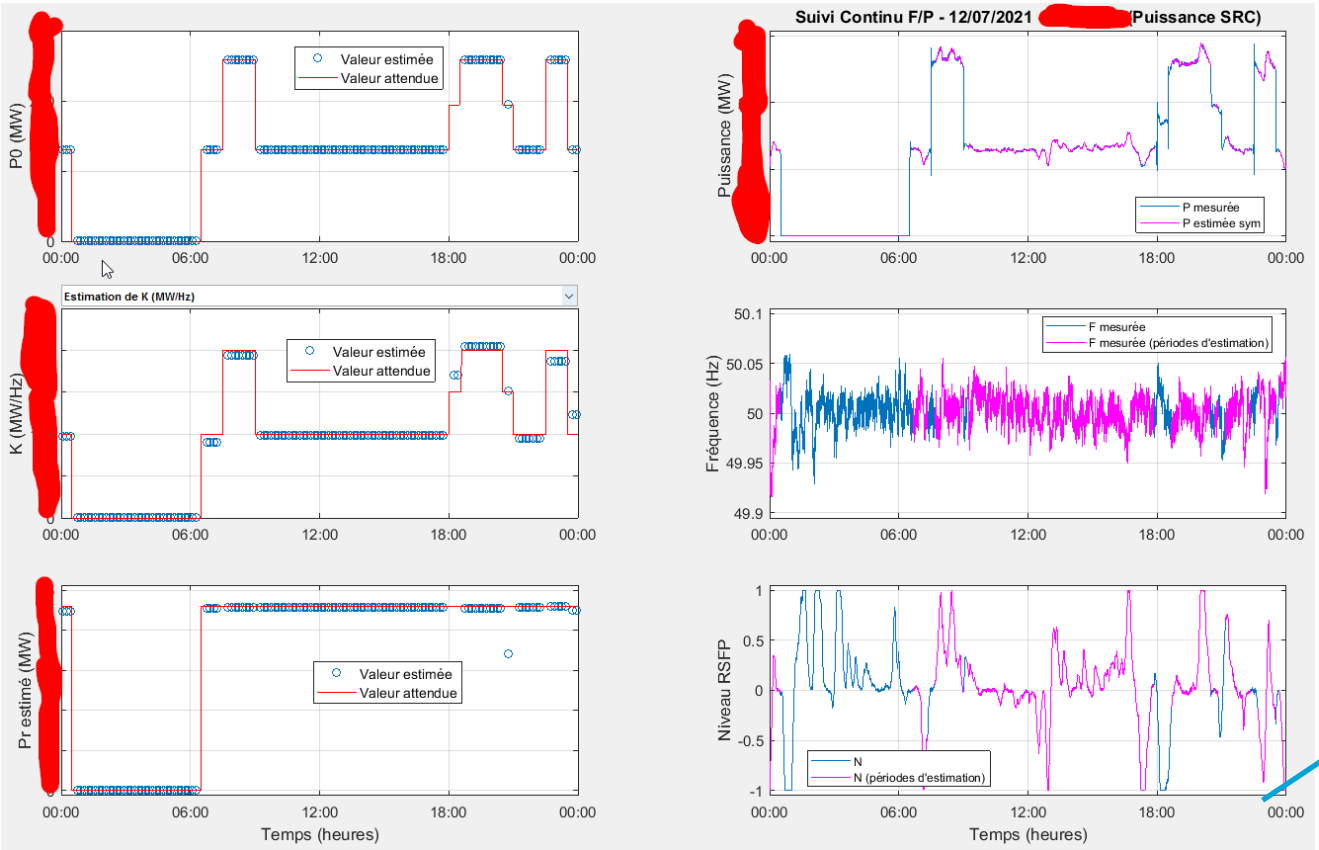
Fiches périodiques unitaires pour consolider le diagnostic

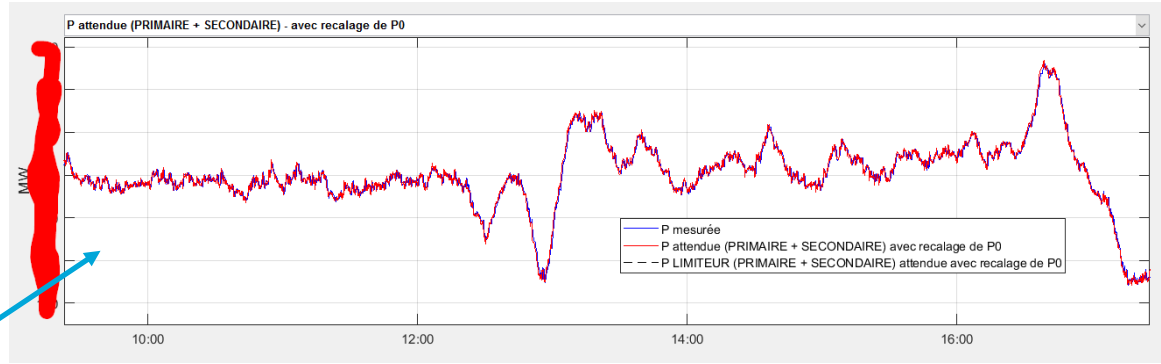


Permet d'identifier les périodes en écart et la profondeur du sous réglage.

L'outil de contrôle CDP Prod

Fiche Journalière unitaire





Page 2

Permet d'approfondir les journées en écart. Utilisée aussi pour analyse de l'essai dit « 8h ».

Traitement des écarts

Synthèse des contrôles réalisés

Critère	Contrôle réalisé	Périodicité d'analyse	Exhaustivité	Commentaire	Utilisation de CDP Prod
F3/F5	Oui	1 mois	Toutes les EDR sur toute la période	Sous-réglage $\widetilde{K_{RPFP}}$ ou $\widetilde{P_r}$ uniquement	Première analyse par TPU, puis analyse détaillée FPU/FJU pour consolider le diagnostic
F2 / F4 / F6	Oui	6 mois/1 an	Ponctuellement si suspicion écart ou transitoire important	Contrôle de la Dynamique par ailleurs, Si suspicion écart, utilisation des critères F2/F4/F6	Estimation dynamique sur FJU F3/F5 puis FJU F2/F4/F6
Disponibilité Télémesures	Oui	1 mois	Détection à partir critère F3/F5	Contrôle indirect au fil de l'eau	A travers F3/F5
Comportement sur Evènement	oui	Sur évènement	Toutes les EDR concernées	Sur Alerte State, Emergency State, Incident	FJU et visualisation des signaux : contrôle dynamique, maintien réserve, Evolution Puissance de Consigne, SOC, ….

Traitement des écarts

Traitement en cas d'écart détecté

Si cas de déclaration spontanée du producteur (Bal : rte-aesis-p3c-cdp@rte-france.com) :

- Suivant les cas : Fiche d'écart SSY (Déclaration), Fiche d'alerte

Pas de rétroactivité même si l'écart était déjà présent. Date de Début d'écart = Date de Déclaration

Si cas de détection lors d'un contrôle par RTE :

- 1ere Alerte Par mail pour échange avec le site.
- Si confirmation écart ➔ Fiche d'écart SSY (Notification)
- Dans le cas contraire Fiche d'alerte pour continuer l'analyse.

Date de début d'écart qui peut être rétroactive jusqu'à 60 jours avant la date de notification.

Ce processus décrit dans les règles incite les acteurs à être vertueux et à autodéclarer les écarts,

Traitement de la Fiche

- Envoi de la fiche à nos interlocuteurs locaux et nationaux (décrit dans les accords de participation SSY)
- Evolution possible de l'écart (% d'abattement)
- Demande de clôture soit par le producteur, soit par RTE

Traitement des écarts

Part de réglage indisponible

Critère	Part de réglage indisponible
F3	Entre 10% et 30% du temps -> 50%; >30% du temps -> 100%
F5	Entre 10% et 20% du temps -> 25%; Entre 20% et 30% du temps -> 50%; Entre 30% et 40% du temps -> 75%; >40% du temps -> 100%
F2/F4	33% si F3 respecté, sinon F3
F6	100% si F5 respecté, sinon F5
Disponibilité Télémesures	Ratio nombre d'heure de défaillance / nombre d'heures de la période

Indicateur TtenueFCR

Phase Test de l'indicateur Ttenue_FCR :

Possibilité de solliciter les stockeurs au cas du non-respect d'exigence

$$T_{tenueFCR_inf}(t) = \frac{(SoC(t) - SoCminfullpower) * E_{totale}}{|RP| - P_c(t)}$$

$$T_{tenueFCR_sup}(t) = \frac{(SoCmaxfullpower - SoC(t)) * E_{totale}}{|RP| + P_c(t)}$$

3 Abattements induits par les écarts de performance

Contribution défaillante

- **Détermination de la contribution défaillante en fonction du début de défaillance :**

Début défaillance < 1 an

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\left(\sum_{EDP\ de\ l'EDR} PM\right) * \%RI_{EDR}$$

1 an < Début défaillance < 3 ans

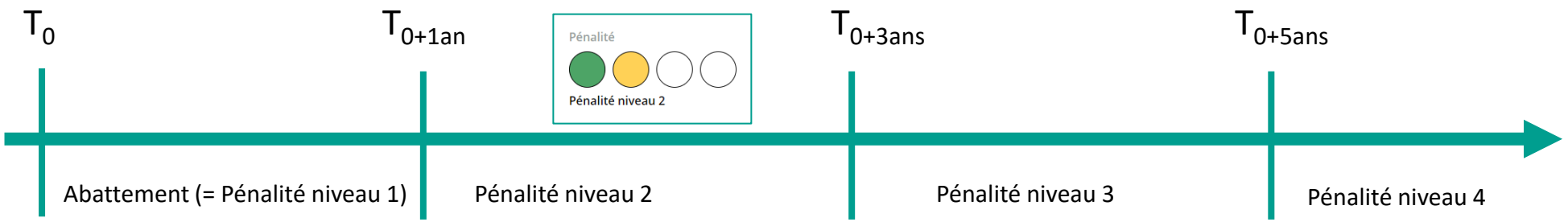
$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\left(\sum_{EDP\ de\ l'EDR} PM\right) * \min(2 * \%RI_{EDR}; 100\%)$$

3 ans < Début défaillance < 5 ans

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\left(\sum_{EDP\ de\ l'EDR} PM\right) * 300\%$$

5 ans < Début défaillance

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\left(\sum_{EDP\ de\ l'EDR} PM\right) * 500\%$$



Volume abattu utilisé dans les formules d'abattement

- **Calcul du Volume abattu V_{abattu} :**

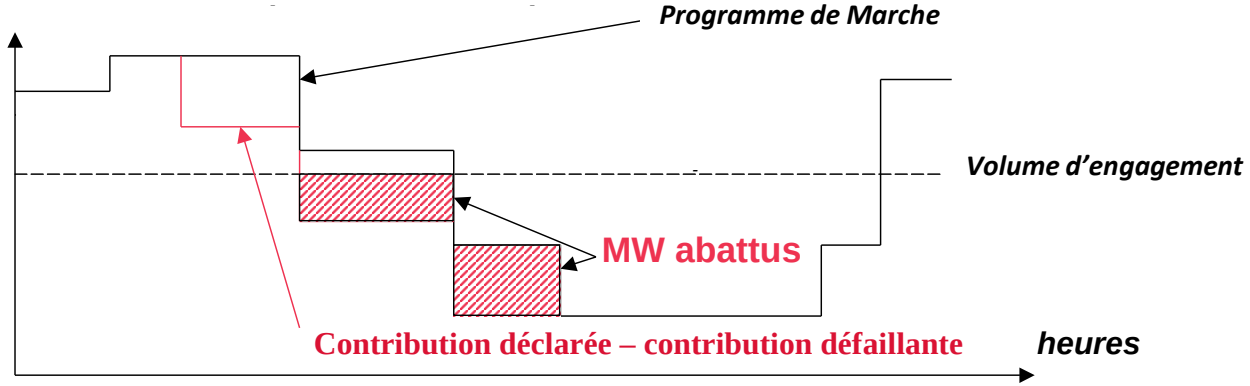
$$V_{abattu} = min(max(0\,; -BR_{Défaillance})\,; \sum_{EDR\ du\ RR} C_défaillante_{EDR})$$

Avec :

- $BR_{Défaillance}$ = Bilan de Réserve avec Défaillance calculé conformément à l'Article 4.L.3.7.3

$$BR_{Défaillance} = BR_{PM} - \sum_{EDR\ du\ RR} C_défaillante_{EDR}$$

- BR_{PM} = Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche calculé conformément à l'Article 4.L.2.2 (unité : MW) ;



Abattements

FCR

- Cas de la contractualisation par appel d'offres :

$$\text{Abattement}_{\text{FCR}} = 1{,}2 * \frac{Prix_{\text{Marginal,FCR}}}{4} * \left(a * \text{V}_{\text{Abattu,FCR,H}} + (1 - \text{a}) * \text{V}_{\text{Abattu,FCR,B}}\right)$$

- Cas de la contractualisation par obligation (Fallback FCR) :

$$\text{Abattement}_{\text{FCR,o}} = 1{,}2 * PFC * \left(a * \text{V}_{\text{Abattu,FCR,H}} + (1 - \text{a}) * \text{V}_{\text{Abattu,FCR,B}}\right)$$

Avec :

- $V_{Abattu,FCR,H}$ et $V_{Abattu,FCR,B}$: les volumes abattus de Réserve Primaire respectivement à la hausse et à la baisse (unité : MW) ;
- $Prix_{Marginal,FCR}$: le prix marginal de l'appel d'offres de Réserve Primaire du Pas considéré (unité : €/MW/h) ;
- a : le ratio hausse/baisse établi conformément à l'Article 4.M.3.1.3 (sans unité).

aFRR

- Cas de la contractualisation par appel d'offres :

$$\text{Abattement}_{aFRR} = 1{,}2 \times \left(\frac{Prix_{Marginal,aFRR,H}}{4} \times V_{Abattu,aFRR,H} + \frac{Prix_{Marginal,aFRR,B}}{4} \times V_{Abattu,aFRR,B}\right)$$

- Cas de la contractualisation par « Jour similaire » :

$$\text{Abattement}_{aFRR,js} = 1{,}2 \times \left(\frac{Prix_{Marginal,aFRR,H,JS}}{4} \times V_{Abattu,aFRR,H} + \frac{Prix_{Marginal,aFRR,B,JS}}{4} \times V_{Abattu,aFRR,B}\right)$$

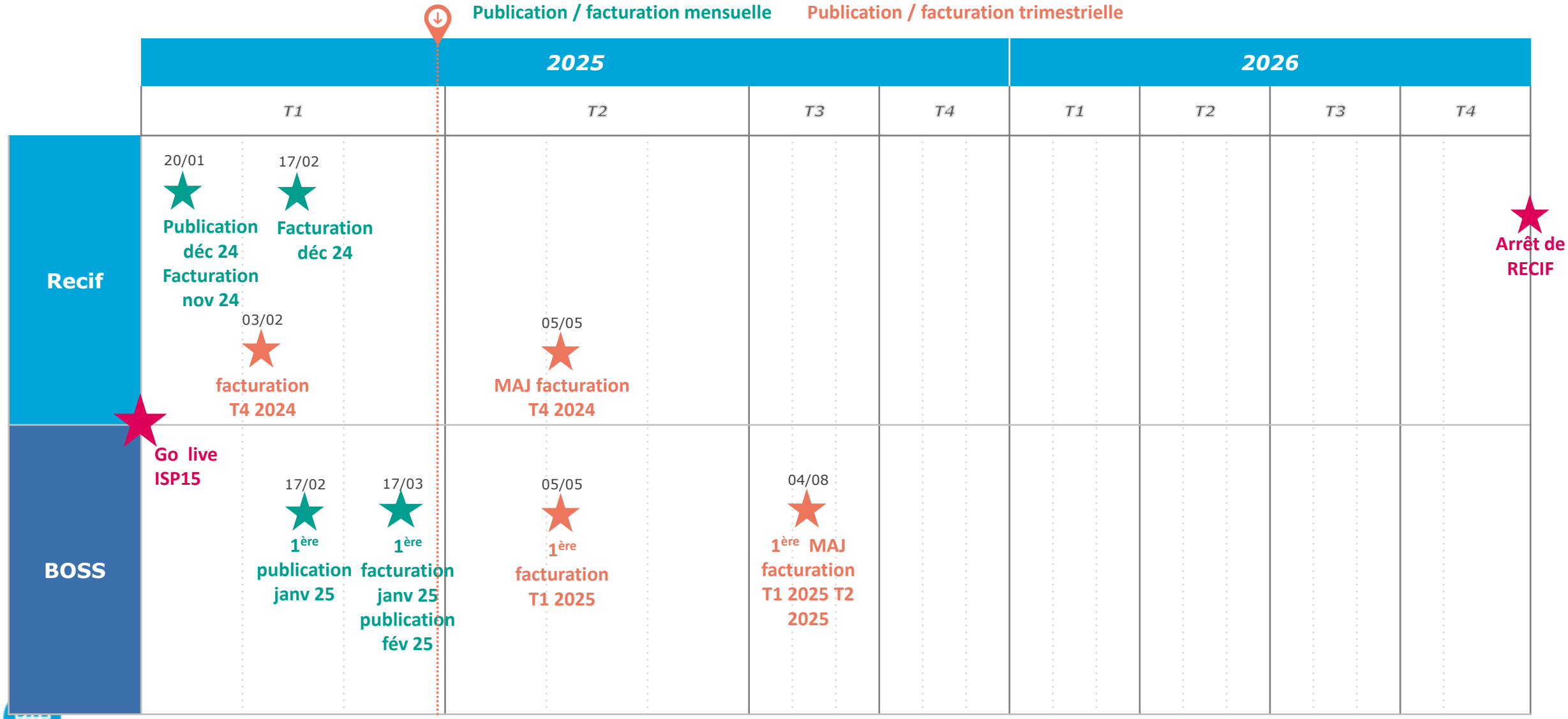
Avec :

- $V_{Abattu,aFRR,H}$ et $V_{Abattu,aFRR,B}$: les volumes abattus de Réserve Secondaire respectivement à la hausse et à la baisse (unité : MW) ;
- $Prix_{Marginal,aFRR,H}$: le prix marginal hausse de l'appel d'offres de Réserve Secondaire du Pas de Temps considéré (unité : €/MW/h) ;
- $Prix_{Marginal,aFRR,B}$: le prix marginal baisse de l'appel d'offres de Réserve Secondaire du Pas de Temps considéré (unité : €/MW/h).

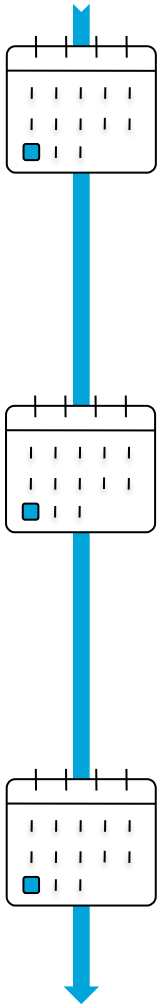
5 [ISP15] Refonte du back-office SSYf

Retour sur la première facturation

Planning des publications entre Recif et BOSS



Planning de mise à disposition des fichiers



3ème lundi M+1

Données provisoires

- Participation
- Valorisation

3ème lundi M+2

Facturation définitive

- Participation
- Valorisation
- Bill

M+X

Régularisation

- Participation
- Valorisation
- Bill



- Publication de la première version de calcul (données de participation et de valorisation).
- Publication d'une nouvelle version des données provisoires en cas de contestations acceptées et traitées avant la facturation définitive
- **Pas de publication du fichier BILL.**



- Publication de la version définitive du mois M (données de participation et de valorisation).
  - **Version = 1**, 1ère publication
  - **Version = X**, selon le nombre de publications suite à modification des données (correction de données à l'initiative de RTE ou traitement de contestations).
- Consultation des anciennes versions toujours possible.
- **Publication du fichier BILL entre le 3e lundi et le dernier jour du mois M+2** (en raison du processus de facturation interne RTE).



- Publication des nouvelles versions de calcul (données de participation et de valorisation).
- Mise à jour du fichier BILL avec les versions utilisées pour la facturation.
- **Le fichier BILL n'a pas de version propre** mais il est mis à jour avec les différentes versions de calcul :
  - **X :** Version utilisée pour la facturation (X=1 si pas de contestation, X=2 ou plus en cas de recalculs).
  - **X_Y :** Versions ultérieures en cas de régularisation (ex. si la version 3 est contestée et la version 4 validée, alors Y=4).

Nouveau format des fiches d’écart depuis janvier 2025

ACCUSE DE RECEPTION PAR RTE D'UNE DEFAILLANCE DE REGLAGE

N° DE LA FICHE :

Code de l'EDR Responsable de Réserve :	Code écart :
Indice de pénalité :	Réglage concerné :

Date de déclaration par le RR :

Date de notification par RTE :

Date de début de l'écart :

Date prévisionelle de mise en conformité :

Date réelle de mise en conformité :

Description de l'écart de performance ou de la défaillance de réglage :

Période	Date de début	Part de réglage indisponible hausse (%)	Part de réglage indisponible baisse (%)

Description de l'écart :

Acceptation ou non de l'écart par le Responsable de Réserve :

Date prévisionelle de mise en conformité - commentaires :

Date réelle de mise en conformité - commentaires :

Responsable RTE **Date :**

Prochainement :

- Ajout d’un logo RTE
- Modification de la police

Comparaison des données entre BOSS et Recif

Rappel GT 12 février

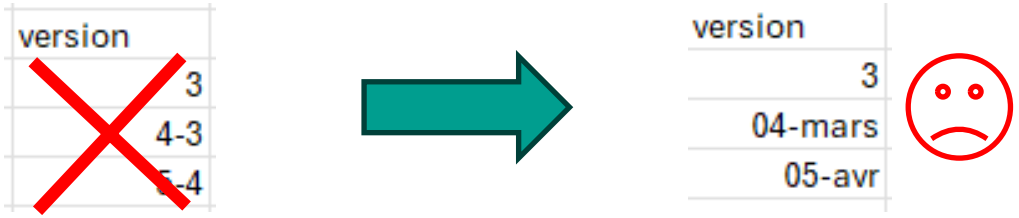
- Un fichier de comparaison entre les deux versions a été déposé sur concerte.

- RTE a soumis **deux questions** aux responsables de réserve :

  - Les volumes d'énergies sont affichés en positif.
    Souhaitez-vous changez la convention en affichant les volumes d'énergies à la baisse en négatif ?

→ **La convention de signe des énergies n'a pas changé.**

  - **Le format (X ou X – Y) actuel des versions** du fichier de facturation « bill » **s'affiche sous forme de date** dans Excel par défaut :



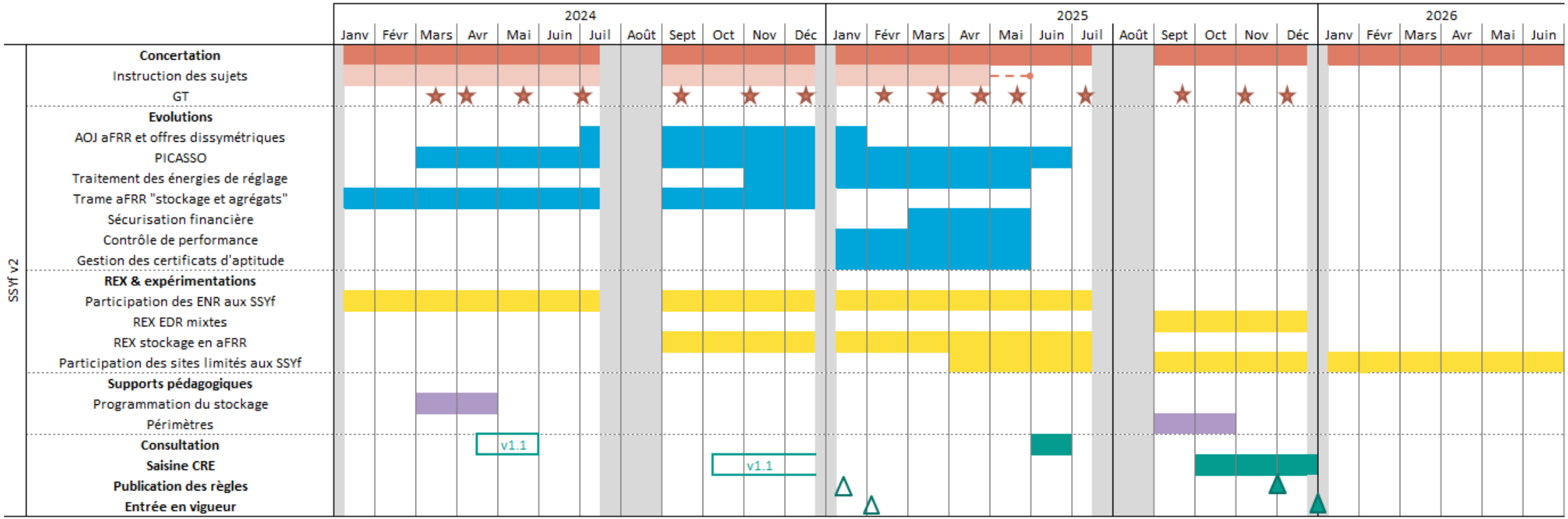
Souhaitez-vous modifier le formatage des versions ?

→ **Le nouveau format des versions sera composé d'un tiret bas (~~X-Y~~ → X_Y). Le guide API sera mis à jour.**

6 Annexes

1 Planning prévisionnel de la concertation

Planning prévisionnel de la concertation des règles v2



2 Mode opératoire d’inscription aux mailing listes

Participer aux GT/AT de la CAM ou aux sessions plénières

Pour vous inscrire aux listes de diffusion relatives aux groupes de travail (GT) et aux ateliers techniques (AT) organisés dans le cadre de la Commission Accès au Marché (CAM) du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), ou pour rejoindre la liste de diffusion de la plénière CAM, merci de **faire la demande** uniquement à la BAL suivante :



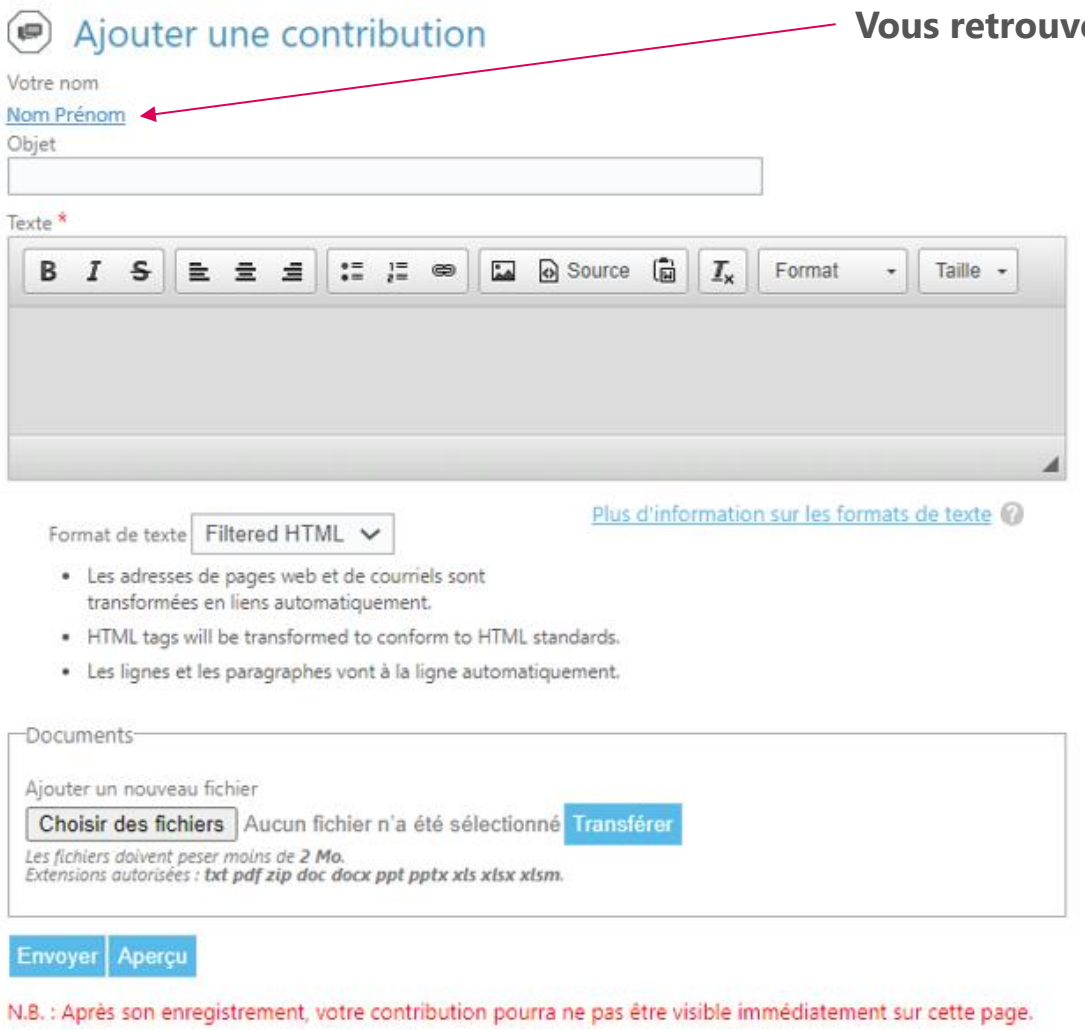
RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

et de **préciser** le ou les groupes auxquels vous souhaitez participer :



- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT Stockage*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *GT AO Flexibilités Décarbonées*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de programmation (RP)*
- ❑ *AT dédiés aux acteurs d'ajustement (AA)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de réserve (RR)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables d'équilibre (RE)*
- ❑ *AT dédiés aux GRD et ELD*
- ❑ *AT relatifs aux effacements*

Vérifier que vous disposez des droits de réponse à une consultation sur le site Concerte



Vous retrouvez ici votre identité

L'accès au site Concerte est donné **par défaut** avec un rôle de **simple consultation** des documents déposés sur le site.

Pour les personnes participant à une concertation et **souhaitant répondre à une consultation**, **il est nécessaire de disposer des droits correspondants**.

Lorsque qu'une consultation est ouverte, les acteurs doivent voir l'option « Ajouter une contribution » comme affichée ci-contre.

Si vous souhaitez répondre à une consultation et que vous constatez ne pas avoir les droits pour déposer un document sur Concerte, merci de **contacter la BAL RTE-CONCERTE-CAM** <rte-concerte-cam@rte-france.com> pour en faire la demande. »

Prochains GTs

Calendrier des GT SSYf

- GT :
  - Jeudi 27 mars 9h30 – 12h30
  - Mardi 29 avril 9h30 – 12h30
  - Jeudi 22 mai 9h30 – 12h30
  - Jeudi 10 juillet 9h30 – 12h30
  - Jeudi 25 septembre 9h30 – 12h30
  - Jeudi 6 novembre 9h30 – 12h30
  - Jeudi 4 décembre 9h30 – 12h30

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci de votre participation