Le réseau de transport d'électricité

GT SSYf

22 Septembre 2022

Copyright RTE – 2021. 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

1. Actualités et planning
2. Règles SSY v7.1 : rappels
3. Modalités en cas de délestage
4. GO LIVE chaîne back office et EDR mixtes
5. MARS PICASSO
6. Proposition d'annexe 4 opérationnelle
7. Calcul de prescription et état du projet de refonte
8. ISP15 : revue des évolutions des règles SSYf
9. Programmation des SSYf
10. Evolution du calcul des bilans de réserve
11. Principe des indemnités au PM
12. Précision des capteurs de mesure

1 Actualités et planning

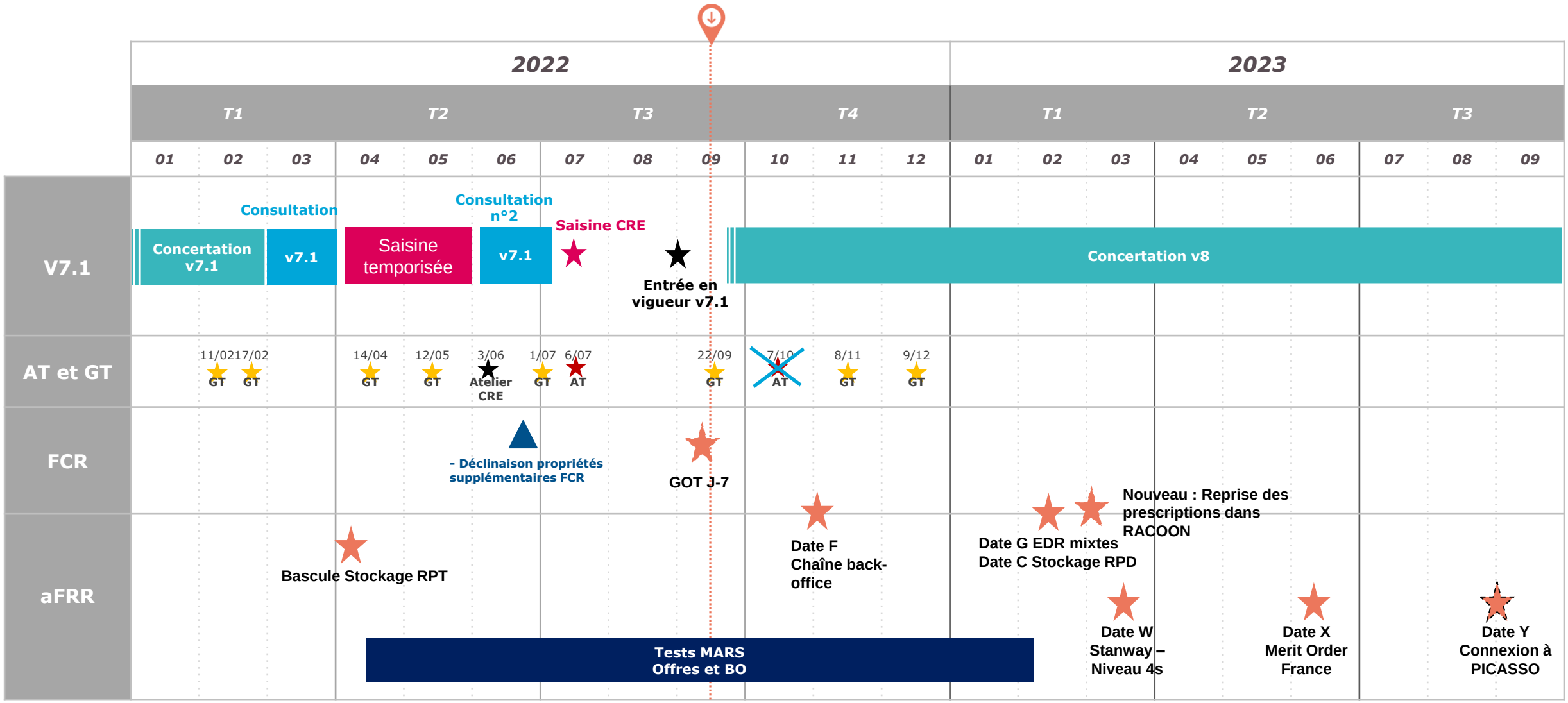
Actualités SSYf

- **Règles SSYf v7.1 :**
  - Délibération de la CRE publiée le 28 Juillet
  - Entrée en vigueur des nouvelles règles SSYf depuis le 1er Septembre : disponibles sur le portail services de RTE
  - Dossier complet de saisine publié sur concerte
  - Evolutions post consultation :
    - Retrait de la formule d'indemnité post date I pour la RS : la date I sera notifiée après le retour en AO (date H')
    - Ajout d'une limite d'un an suite à l'activation du relai de fonctionnement
    - Ajout de la publication du volume total déposé à l'AO RS

- **AO FCR :**
  - L'ouverture du guichet de dépôt des offres est passé de **J-14 à J-7** depuis le jour de livraison **du 7 Septembre**
  - **La date K a été notifiée** par RTE conformément à l'article 6.3.3 des règles

- **Report de l'AT BO initialement prévu le 7 Octobre :**
  - RTE a reçu le retour de 2 acteurs suite à l'atelier technique du 7 Juillet
  - Un nouvel AT sera planifié d'ici la fin de l'année

Calendrier prévisionnel des règles SSY



2 Règles SSY v7.1 : rappels

En résumé

- Refonte et clarification du traitement des obligations de capacités constructives de réglage de fréquence et du lien entre raccordement et marché — 1er Septembre
- Evolution du traitement du stockage dans les règles SSYf — Date C
- Déclinaison du mode réserve pour les batteries fournissant de la FCR — 1er Septembre
- Evolution des formules d'abattements et de pénalités — Date I' et I''
- Rationalisation des dispositions transitoires liées à l'agrégation de tout type de capacités au sein des entités de réserve — Date G et G'
- Retour à une contractualisation des capacités de réserve secondaire par prescription. — 1er Septembre

Traitement du stockage



Modalités historiques

- Assimilation totale d'un site de stockage à un site de soutirage.

Avantages :

- Forte limitation des évolutions nécessaires pour permettre la participation du stockage aux SSYf et accélération de sa mise en œuvre.
- Agrégation possible des sites de stockage avec d'autres sites de stockage ou d'autre sites de soutirage

Inconvénients :

- Le stockage hérite de l'ensemble des modalités applicables au soutirage
- Ce traitement est incompatible avec les modalités du mécanisme d'ajustement et du mécanisme de capacité



Nouvelles modalités v7.1 : applicables à la date C

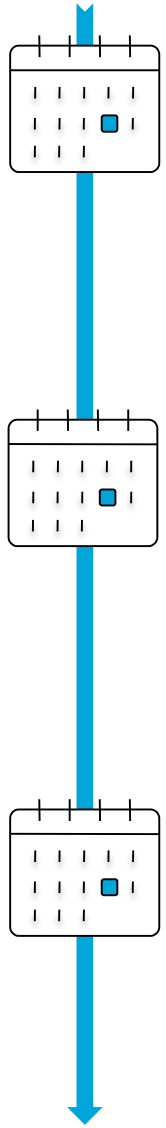
- **Introduction de la notion de « site de stockage »** distincte des sites d'injection ou groupes de production et sites de soutirage classiques :
  - Cohérence inter-GR : les sites de stockage doivent être remontés de façon identique au GRD et au GRT
  - Cohérence inter-mécanismes : la typologie stockage d'un site s'applique pour le MA et pour les SSYf
  - Suppression de la possibilité de se déclarer en site de soutirage (ou en site d'injection)
- Définition de **modalités spécifiques pour le stockage**, proches de celles pour l'injection : cf slide suivante

Nouvelles modalités

Les nouvelles modalités du traitement du stockage seront applicables à **la date de bascule notée C** dans les règles SSYf V7.1.
Cette date sera **concomitante avec le jalon de la date G** ce qui permettra de faciliter les modalités d'agrégation pour des sites faisant partie d'EDP non soutirage.

	Avant	Date C
Programmation	EDP Soutirage avec les souplesses associées : • Peut être multi sites • Peut être multi RE • Pas de prise en compte du P0	**EDP avec les contraintes associées** : • Dérogation nécessaire pour pouvoir être multi-sites • EDP mono RE • Annexe 6 des règles MA RE à signer • Programmation de la puissance active obligatoire
Accord du responsable d'équilibre	NA	Accord RR/RE nécessaire : annexe 5 des règles SSYf
Correction de l'énergie de réglage	Modèle corrigé sur le RPT Modèle « sans » sur le RPD Possibilité modèle contractuel ou régulé sur le RPD	Modèle similaire à l'injection RPD et RPT : • Insensibilisation des RE via la correction des périmètres d'équilibre • Pas d'insensibilisation du fournisseur
Rémunération de l'énergie de réglage	Rémunération pour les batteries RPT Pas de rémunération pour les batteries RPD au modèle sans	Rémunération dans tous les cas

Bascule du stockage



Février 2022

Traitement dérogatoire des sites de stockage RPT en site d'injection RPT

Novembre 2022

Traitement des sites de stockage RPT « explicitement » (bascule RPT)

T1 2023 : Date C / Date G

Bascule de tous les sites de stockage

Tous les sites de stockage RPD / RPT seront traités en tant que tel conformément aux règles

Evolutions des cadres expérimentaux



Modalités v7

- Disposition transitoire pour la participation des sites de stockage et de soutirage RPD à la réserve primaire :
  - Validité des certificats limitée au 31 Décembre 2022
  - Trame de certification en annexe 15 des règles

- Disposition transitoire pour la participation des sites de stockage et de soutirage RPD à la réserve secondaire :
  - Validité des certificats limitée au 31 Décembre 2022
  - Pas de trame de certification dans les règles, projet partagé sur concerte



Nouvelles modalités v7.1 :

- **Pérennisation de la participation des sites de stockage à la réserve primaire :**
  - Trame de certification en annexe 15 des règles
  - Plus de limitation de la durée du certificat d'aptitude
  - **Mise en conformité de toutes les EDR concernées avant le 1er Septembre 2023 avec les exigences de l'annexe 15 v7.1**

- Maintien d'une **disposition transitoire pour la participation des sites de stockage à la réserve secondaire**:
  - Validité des certificats limitée au 1er Juillet 2024
  - Trame de certification en projet partagée sur concerte

- Maintien d'une **disposition transitoire pour la participation des sites de soutirage à la réserve primaire et à la réserve secondaire**:
  - Validité des certificats limitée au 1er Juillet 2024
  - Trame de certification en projet partagée sur concerte

Stratégies de gestion de la charge autorisées

1er Septembre 2022
Entrée en vigueur de la nouvelle annexe 15

1er Septembre 2023
Date limite pour la **recertification des EDR non conformes à l'annexe 15 version v7.1**



Annexe 15 version v7

- Gestion de la recharge aux écarts autorisée pour la FCR
- Deux types de stratégie de gestion du stock possibles :
  - Variation de la puissance de consigne en palier : durée minimum de palier de 15 minutes, doit rester paramétrable
  - Variation de la puissance de consigne en continu : rampe max correspondant à un passage de 0 à la puissance de consigne minimale (ou à la puissance de consigne maximale) en 15 min, doit rester paramétrable



Annexe 15 version v7.1

- Gestion de la recharge aux écarts autorisée pour la FCR
- **Variation de la puissance de consigne en palier** : durée minimum de palier de 15 minutes, doit rester paramétrable



Pour la réserve secondaire la gestion de la charge aux écarts est interdite. La puissance de consigne de la batterie doit être programmée dans le respect des règles de programmation en vigueur.

Le mode réserve

1er Septembre 2022
Tous les dossiers de certification soumis après cette date doivent implémenter le mode réserve

Qui ?

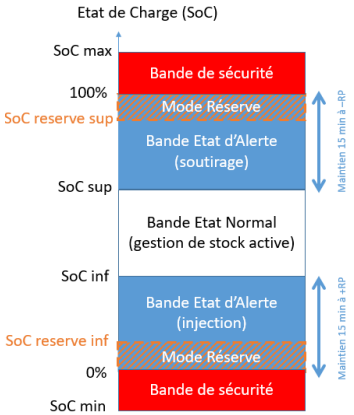
- EDR LER dont les unités sont raccordées via onduleurs ie **batteries et agrégats de batteries**
- **Pas de rétroactivité** pour les EDR déjà certifiées
- **Application demandée en cas de recertification** : demande de modification de la capacité certifiée à la hausse ou à une modification de périmètre de l'EDR

Quoi ?

- **Mode particulier de réglage de la fréquence** à appliquer lors de l'épuisement ou de la saturation du stock d'un LER afin de maximiser son apport au système malgré son épuisement/saturation.
- Passage d'un mode de réglage primaire nominal proportionnel à l'écart de fréquence à 50 Hz à un mode de réglage **limité à la réaction aux variations de fréquence par rapport à la moyenne court terme de la fréquence**
- Permet **un service de dynamique sans utilisation de stock d'énergie**

Impact?

- **Simulations et essai réel supplémentaires** lors de la certification



Exigence stock règles v7.1

3 Modalités en cas de délestage électrique

Organisation en cas de délestage

En cas de risque de délestage, l'organisation suivante sera mise en place :

- EcoWatt permet de connaître le niveau de tension du système électrique grâce à un signal sur 3 couleurs correspondant à l'état du système sur une plage de 4 jours glissants (de J à J+3), au pas horaire et journalier
- RTE confirme dans l'après-midi en J-1 le signal EcoWatt rouge : « Le système électrique se trouve dans une situation très tendue et la consommation prévisionnelle ne peut être couverte. Sans baisse de consommation volontaire, des coupures ciblées sont inévitables. »
- En fin de journée (~19h30) RTE et Enedis publient le plan de délestage avec la carte des zones (départements) concernées par des coupures ainsi que la période à risque (matinée ou après-midi). La carte est publiée sur le site monecowatt.fr
- Pour les zones avec une probabilité de délestage identifiée, il sera possible sur le site Enedis « coupures exceptionnelles » de consulter si un site précis sera concerné à partir de son adresse postale

Les signaux Ecowatt rouges devraient être connus dès le J-3 avec confirmation du signal en J-1. Dès le J-3, il est donc conseillé aux acteurs de surveiller Ecowatt, soit sur le site, soit via l'API du portail Data RTE.



RTE rappelle qu'il est d'autant plus primordial pour la sécurité du système que les acteurs respectent leurs engagements en SSYf (prescriptions et résultats de l'AO FCR) les jours de tension pour aider à gérer les mises en œuvre de délestage / relestage.



Modalités applicables en cas de délestage

- En cas de délestage d'un site participant aux SSYf les actions suivantes sont à réaliser en temps réel :
  - Redéclaration du programme en SSYf par téléphone au CNES pour signaler la perte de SSYf
  - Annonce de la reprise du service par téléphone au CNES

  Cette situation s'apparente au traitement d'un fortuit.

Reste à confirmer

- **Aucune indemnité ne sera appliquée sur la période de délestage.**

- Le cadre nominal de pénalisation s'applique à nouveau **dès la fin du délestage. Le service doit être repris dès que possible.**

- Le traitement de ces cas devrait être assuré en back-office **sur signalement de l'acteur à RTE** avec les éléments suivants :
  - EDR concernée
  - Site concerné avec son adresse et le poste source associé
  - Période pendant laquelle le site a été délesté
  - Période pendant lequel le site a stoppé sa participation aux SSYf

Modalités précises restant à confirmer

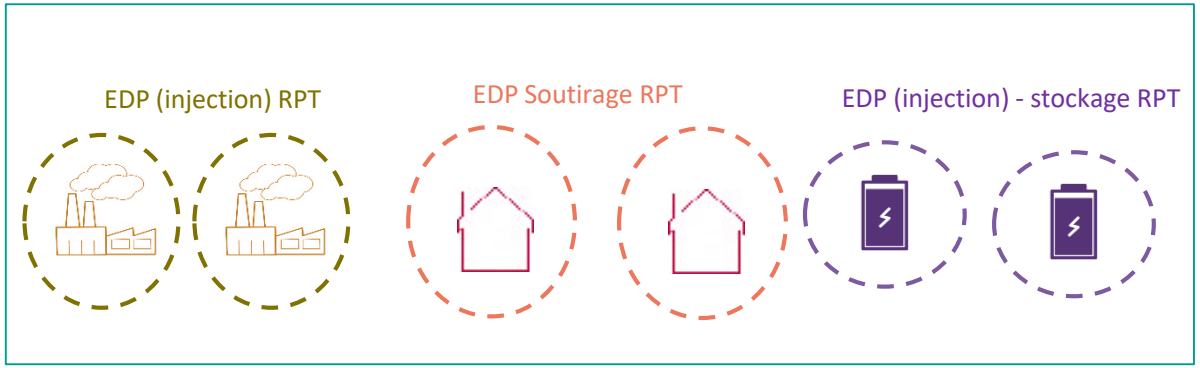
RTE incite les responsables de réserve à éviter de programmer des SSYf sur des sites pour lesquels une probabilité de délestage est communiquée en J-1 afin d'assurer la fiabilité des SSYf d'autant plus importante en cas de délestage .

4 GO LIVE chaîne back office et EDR mixtes RPT

Règles de constitution des EDR mixtes

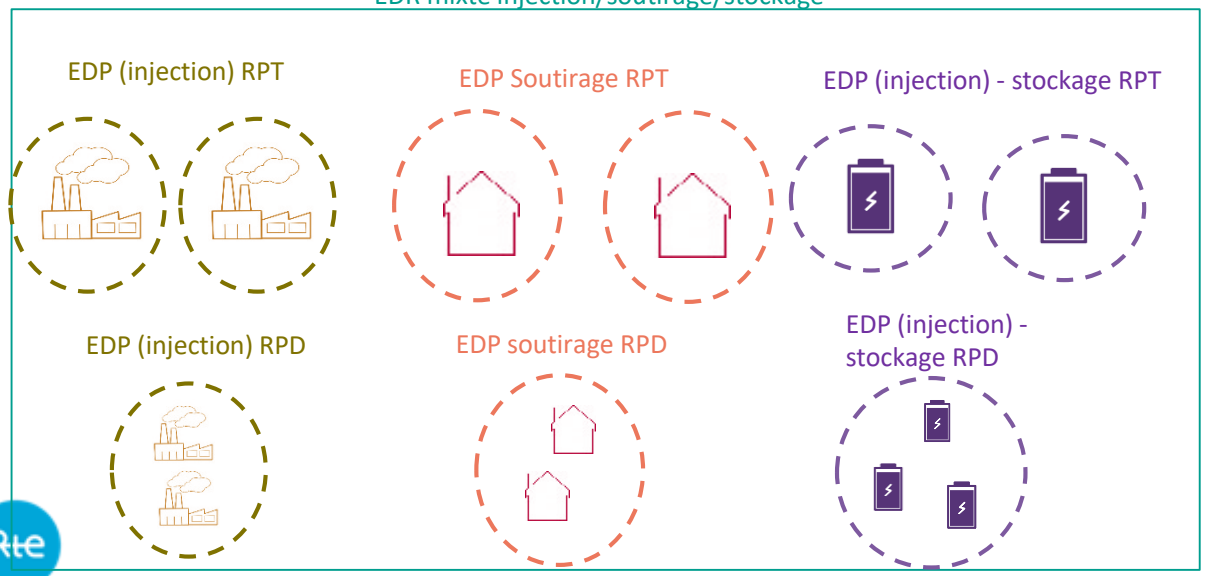
EDR mixtes RPT

EDR mixte RPT
injection/soutirage/stockage



A partir de la date G – Constitution d'une EDR mixte avec le modèle simplifié

EDR mixte injection/soutirage/stockage

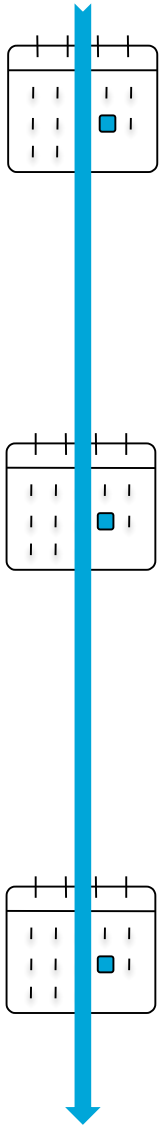




Nouvelles modalités des règles SSYf v7.1

- **Le type d'EDR n'existe plus**
- **Dans le cas général « une EDR doit correspondre à une unique EDP Soutirage ou à une unique EDP** à l'exception des Entités de Réserve historiques, dont la date de création est antérieure au 1er Janvier 2016, qui peuvent être constituées de plusieurs EDP. »
- L'unique disposition transitoire 17.5 permet à partir de la date G/G' d'agréger au sein d'une même EDR :
  - **un ou plusieurs Sites d'Injection** regroupés au sein d'une ou plusieurs EDP (1 unique EDP RPD à la date G)
  - **un ou plusieurs Sites de Stockage Stationnaires** regroupés au sein d'une ou plusieurs EDP (1 unique EDP RPD à la date G)
  - **un ou plusieurs Sites de Soutirage** regroupés au sein d'une ou plusieurs EDP soutirage (1 unique EDP Soutirage RPD à la date G)

Calendrier EDR mixtes



Novembre 2022 (date F)

EDR mixtes RPT

Pas de limite sur le nombre d'EDP/ EDP soutirage RPT

T1 2023 (date G)

EDR mixtes modèle simplifié

Pas de limite sur le nombre d'EDP / EDP Soutirage RPT

1 unique EDP RPD par typologie (injection, stockage, soutirage)

S2 2023 : Date G'

EDR mixtes modèle cible

Plus de limitation sur le nombre d'EDP/EDP Soutirage RPD

Evolutions liées à la nouvelle chaîne back office

Le 2 Novembre 2022 (date F des règles SSf) **la chaîne back office SSYf de RTE va évoluer pour passer à la maille EDR**. Cette évolution est nécessaire pour le passage en merit order et les EDR mixtes. Cette mise en service est associée à plusieurs changements dans les règles.

- Clés de répartition de l'énergie par site applicables seulement aux EDR Soutirage
- Pas de rémunération pour l'énergie de réglage des sites au modèle sans
- Calcul et rémunération de l'énergie de RS économisée et fournie

Date F

- **Clés de répartition** de l'énergie par site applicables **à toutes les EDR**
- **Rémunération pour l'énergie de réglage des sites au modèle sans**
- Calcul et rémunération de **l'énergie de RS hausse et baisse** (nouveau format du fichier valorisation et mise à disposition de l'API BOSS)

- Pas de correction des périmètres d'équilibre pour les sites au modèle sans

Date Z
Date Z'

- **Correction des périmètres d'équilibre pour les sites au modèle sans** à la date Z hors sites diffus, et tous les sites à la date Z' (nécessite une modification des règles MA RE)

Résumé des jalons

- **Go live de la nouvelle chaine back office SSY : 2 novembre 2022**
  - **Rémunération de l'énergie** RP et RS pour les sites de soutirage au modèle « sans »
  - Disponibilité de **l'API BOSS** (énergie, PMP et valorisation par EDR pour la RS)
  - Envoi des **clés de répartition** à la maille EDR
  - Notification de la date F dans les règles SSY v7.1

- **EDR mixtes 1e étape : (non dans les règles)**
  - Agrégation **d'EDP RPT** injection / soutirage / stockage
  - Création d'une EDR mixte RPT à partir du **15 novembre 2022**

- **EDR mixtes – modèle simplifié :**
  - Agrégation **d'EDP RPT et d'une EDP RPD** injection / soutirage / stockage
  - Date G dans les règles SSYf, prévu au **T1 2023**

Les mises à jour sur les EDR RPD devront être faites par votre CRC durant une phase transitoire

- Entre les go live EDR mixtes RPT (15 novembre 2022) et EDR mixtes RPD (date G), vous n'aurez plus la possibilité de mettre à jour vos EDR composées d'au moins une EDP RPD directement dans GIPSE. **Les demandes d'évolutions et de créations devront être envoyées à votre CRC :**
  - Modification des **caractéristiques** de l'EDR
  - **Rattachement ou détachement** d'une EDP RPD à l'EDR
  - **Déclaration d'un GRD** pour une EDR donnée

- Les demandes d'ajout ou suppression de sites RPD devront être **adressées à votre GRD**, comme actuellement

- Vous pourrez effectuer les demandes d'évolution de vos **EDR RPT dans GIPSE**

5 MARS / PICASSO

Actualités PICASSO

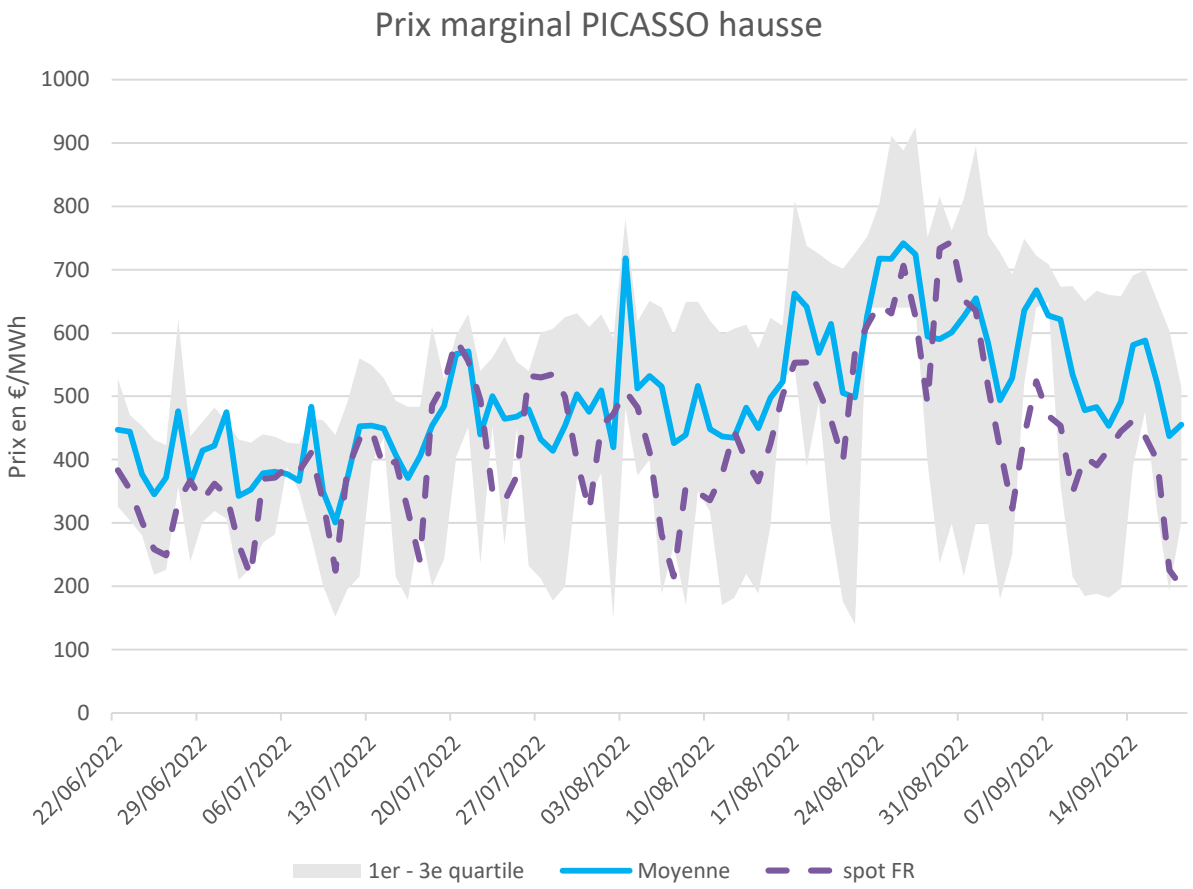
- **La plateforme est opérationnelle depuis le 1er juin 2022,Plateforme PICASSO**
  - Echanges d'aFRR entre l'Allemagne, l'Autriche et la république tchèque
  - Les données d'aFRR sont disponibles sur le site web de TransnetBW : PICASSO | TransnetBW GmbH.

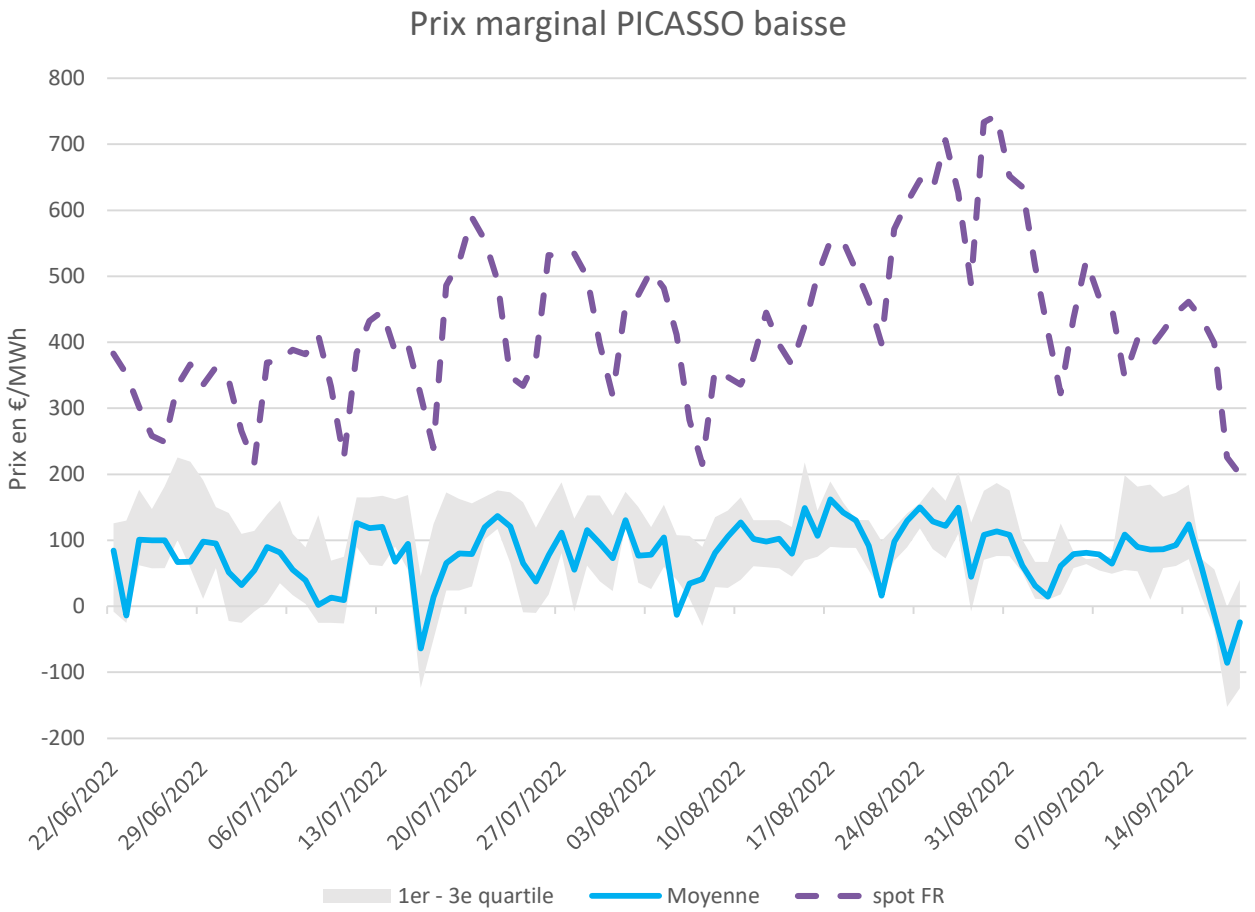
- Dès lors que **les prix dépassent 50% du cap de prix**, les GRTs envoient un Price Incident Report à l'ACER
  - ➔ Après **3 mois d'ouverture de PICASSO : ~ 100 incidents** intervenus

- **Un « stakeholder workshop »** sera organisé fin novembre/début décembre par le projet PICASSO
  - L'ordre du jour ainsi que les modalités de participation (à distance a priori) seront précisées au GT du 7 novembre

- La prochaine **accession roadmap** sera publiée sur le site de l'ENTSOE fin octobre.

Prix marginal réalisé depuis l'ouverture de PICASSO





Notes:

- La moyenne calculée est la moyenne des prix marginaux pour l'ensemble des pas 4 secondes d'une journée et des GRTs connectés à la plateforme PICASSO

- Analyse faite par RTE via les données publiques disponibles sur le site de TransnetBW

Tests acteurs

- **Nouveau calendrier pour les tests acteurs**
  - La séance de tests prorata aura lieu fin novembre. Elle permettra aussi de tester le dépôt d'offres en énergie, même si elles ne sont pas activées.
  - Les séances de tests Merit Order auront lieu début T2 2023. Elles auront lieu en parallèle de la VSR Stanway

- A date, **le calendrier de go live n'est pas remis en cause** car les tests acteurs Merit Order seront parallélisés avec la VSR Stanway
  - Go live Stanway (date W dans les règles SSYv7.1) : mars 2023
  - Merit Order France (date X) : mi 2023
  - Connexion à la plateforme PICASSO : S2 2023

Tests acteurs – focus séance prorata

- **En J-1 : déposer des PA et des offres en énergie pour la journée J**

- **Déroulement de la journée J :**
  - **9h – 10h : Test n°0 :** Test technique du bon fonctionnement de la chaine en mode prorata
  - **10h – 12h : Test n°1** – Prorata généralisé – Dépôt des offres fermé
    - Redéclaration de PA en IJ possible
  - **12h : Test n°7** – Réouverture du dépôt d'offres
  - **12h – 15h : Test n°2 scénario 1** – Prorata généralisé – Dépôt des offres ouvert
    - Déposer des offres pour toutes vos EDR
  - **14h – 14h30 : Test n°2 scénario 2** – Prorata généralisé – Dépôt des offres ouvert
    - Ne pas déposer d'offres pour les PV 14h30 14h45 et 14h45 – 15h, création des offres par TOP NIVEAU
  - **15h : Test n°6** – Fermeture du dépôt des offres
  - **15h – 17h : Test n°9** – passage en mode prorata différencié ?

- Le cahier de tests sera mis à jour avec le déroulement des tests de la journée début novembre

Tests StanWay

- **Jalons du projet StanWay : rappels planning**
  - **Go-live du nouveau SCADA** de RTE (StanWay) prévu en **mars 2023**
  - Objectif que StanWay et son écosystème soient prêts pour **janvier 2023**
  - Test de **« Pré-mise en service StanWay-AGC »** à dérouler par RTE **courant T4-2022**

- **Focus Test « Pré-mise en service StanWay »**
  - **Consistance fonctionnelle du test**
    - ✓ Bascule vers StanWay-AGC pendant quelques heures : envoi du niveau par StanWay aux EDR certifiées pour la réserve secondaire, puis retour arrière au SCADA actuel
    - ✓ Fonctionnement de StanWay en prorata généralisé
  - **Bilatérales** organisées cet été avec les responsables de réserve disposant d'EDR certifiées pour la réserve secondaire
    - ✓ **Validation des configurations téléconduite des EDR**
    - ✓ Recueil des adresses mails auxquelles adresser les **communications RTE relatives à la planification et mise en œuvre de ce test StanWay**

      ⚠ **Liste de diffusion à finaliser pour fin septembre : RTE en attente de retours de certains acteurs** (ajouts d'adresses)
  - **Planning de test**
    - ✓ **En cours d'évaluation côté RTE**
      - ➔ Les pré-requis techniques doivent être disponibles et **les conditions d'exploitation réunies pour dérouler le test**
    - ✓ Les responsables de réserve seront informés du **planning par email : délai de prévenance de quelques jours**
    - ✓ Les prochaines communications seront adressées par RTE via l'adresse générique du projet : rte-projet-mars-tcd@rte-france.com

6 Proposition d’annexe 4 opérationnelle

Proposition d'annexe 4 opérationnelle - Principe

Rappel : l'annexe 4 des règles SSY définit la liste des EDR participant à la RP/RS

ANNEXE 4. LISTE DES ENTITES DE RESERVE PARTICIPANT AU REGLAGE PRIMAIRE ET AU REGLAGE SECONDAIRE DE LA FREQUENCE

Nom et code décompte du groupe de Production, Site de Soutirage ou Site de Stockage Stationnaire principal	Nom EDR	EDP/EDP Soutirage constitutives de l'EDR (en cas d'agrégat) et leur composition en GDP/sites et le GRD	Type EDR : injection ou soutirage	Apte au Réglage Primaire f/P (1) S / H / B / D / N	Apte au Réglage Secondaire f/P (1) S / H / B/ D / N	Asservissement du dispositif de régulation (de puissance : P, à l'ouverture : O, Gain dynamique : D)	Gain de Réglage Primaire f/P (MW/Hz) (positif) (2)	Gain dynamique (si oui pas de valeur)	Capacité Constructive Certifiée :RPmax (une valeur hausse, et une valeur baisse) (6)	Capacité Constructive Certifiée : RSmax (une valeur hausse, et une valeur baisse) (6)	Capacité Marché Certifiée RPmax (une valeur hausse, et une valeur baisse) (6)	Capacité Marché Certifiée: RSmax (une valeur hausse, et une valeur baisse) (6)	Si Apte à la RS : FAT (s) minimale certifiée	Réserve max (une valeur hausse, et une valeur baisse) (6)	Dispositif écreteur (5)	Zone d'insensibilité du dispositif de régulation	Durée max de réglage primaire seul en fournissant RPmax (néant ou durée)	Durée max de réglage secondaire seul en fournissant RSmax (néant ou durée)	Durée max de réglage simultané en fournissant RPmax + RSmax néant ou durée	Dérogations (3)	EDP/EDP soutirage portant la programmation des SSY pour l'EDR

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

(2) Pour les Groupes de Production dont la régulation est basée sur un asservissement à l'ouverture, la valeur fournie correspond au Gain moyen. Le Gain minimal utilisé pour calculer l'écart élémentaire du critère F3 doit être précisé dans la colonne dérogation. En cas de participation Dissymétrique les 2 gains doivent être renseignés. Il est possible d'avoir un gain à la hausse différent de la baisse, dans ce cas écrire les deux valeurs en commençant par la Hausse.

- RTE propose **de centraliser des éléments additionnels** dans une **annexe 4 « opérationnelle »** afin de répondre aux objectifs suivants:
  - Faciliter le partage des évolutions de périmètre
  - Faciliter le suivi de la mise en place de l'observabilité

Proposition d'annexe 4 opérationnelle - En pratique

- Concrètement, l'annexe 4 opérationnelle prendrait la forme d'un **fichier Excel contenant :**
  - **Les informations contenues dans l'annexe 4 règlementaire**
  - **Et enrichi des informations suivantes:**

Code EIC GR	Code SITE (DECOMPTES ou PRM)	Type	Filière	Puissance installée	Adresse	Code POSTAL	Poste source	TM du site	Etat Tm du site	TM EDR	Etat TM

Détails sur le GRD et informations à la maille site

Informations portant sur
- l'avancement de la mise en place de l'observabilité
- les libellés des téléinformations

- RTE prendra contact prochainement avec les RR pour détailler la mise en œuvre de cette proposition

7 Calcul de prescription et état du projet de refonte

Calcul des prescriptions

Article 6.5 : *Contractualisation par obligations (mode fallback FCR et mode nominal aFRR en attendant la reprise de l'AOJ)*

- **Etape 1** : Sélection de la production apte (puissance active) à la participation symétrique en FCR/aFRR
  - Récupération via PAP/PAP2/TOPASE (uniquement TOPASE au 1er mars 2023) des PA de toutes les EDP injection RPT constituées d'au moins une unité de production synchrone avec capacités constructives certifiées (le stockage et les ENR ne sont pas concernés)
  - Prise en compte des inaptitudes temporaires (déclaration des EDP inaptes via le fichier PAP – seuls le fil de l'eau et les RR avec moins de 5 EDR sont éligibles)

- **Etape 2 :** Calcul des obligations de réserves indicatives/définitives par type de réserve par pas demi-horaire
  - $\sum_{\substack{EDP\ aptes \\ moyenne\ pas\ 30\ \mathrm{min}\ des\ 6\ pas\ 5min}} P_0$ -> contribution de chaque RR par rapport à la production apte totale

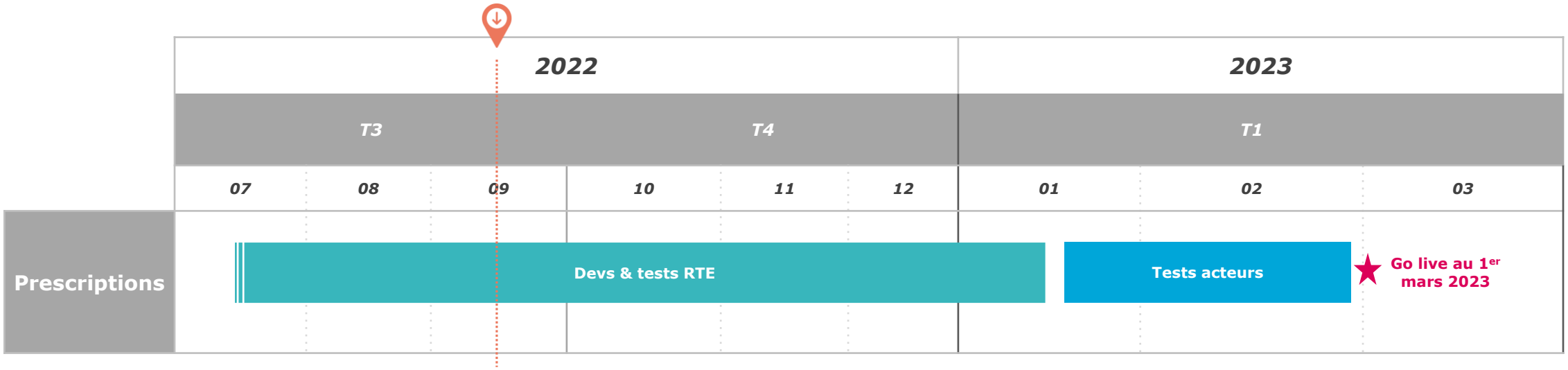
  - Répartition du besoin de RTE au prorata de la production apte des RR, **indépendamment des capacités constructives/marché certifiées des EDR** (seul un contrôle à la maille du RR est appliqué pour vérifier que l'obligation ne dépasse pas la somme des capacités certifiées du RR):
    - Exemple: 1 RR possède 10 EDR aptes avec une capa certifiée de 20MW chacune ; il prévoit d'injecter P_0=100MW<P_{min} avec une seule EDR ; le besoin RTE est de 500MW et la production apte totale déclarée est de 10GW
    - La contribution du RR est de 1% donc il recevra une obligation de réserve de 5MW qu'il ne pourra pas fournir en l'état actuel
    - Pour s'assurer que le besoin de RTE soit couvert, le RR est incité à faire des NER ou démarrer plus tôt ou ajouter une EDR

- **Etape 3** : Envoi des prescriptions par mail (+ récupération par API au format JSON à partir du 1er mars 2023)
  - En mode nominal FCR (AOJ transfrontalier via Regelleistung) : les prescriptions de FCR sont nulles



Mise à jour du guide d'implémentation RACOON/règles SI au 1er mars 2023
puis mise à jour de l'article 6.5 des règles SSY lors de la v8

Projet de reprise des prescriptions dans RACOON

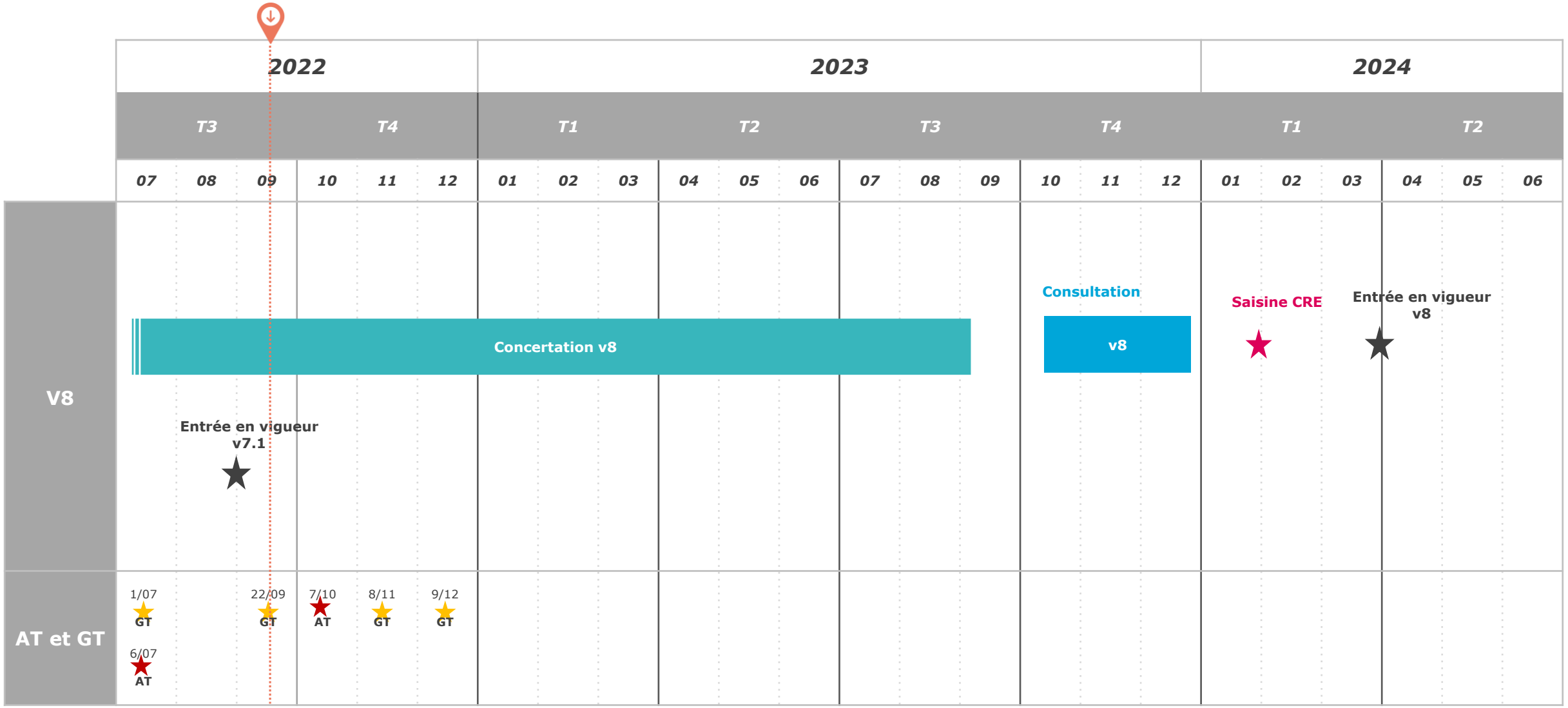


Guide d'implémentation RACOON disponible sur Concerte : *Commentaires/questions à envoyer à la BAL RACOON rte-racoon@rte-france.com*

- **Déclaration des PA dans TOPASE** : pas de calcul si un acteur obligé n'a pas fourni de PA -> passage en mode dégradé
- **Déclaration des inaptitudes temporaires :** EDP inaptes à la maille 30' à déclarer via RMC/fichier PAP puis par API à la cible
- **Publication des résultats** : envoi servsy1330 et servsys 1800 par mail au format .csv ou par API au format JSON
  - **A confirmer:** modification de l'objet du mail -> PUBOBL ou PUBDEG à partir du 1er mars 2023
- **Horaires:**
  - Prescriptions indicatives: publication entre 13h et 13h10 (13h30 en cas de mode dégradé)
  - Prescriptions définitives: publication entre 17h et 17h10 (17h30 en cas de mode dégradé)
- **Mode dégradé:** indisponibilité TOPASE ou absence de PA pour un acteur obligé
  - aFRR: envoi des prescriptions indicatives du jour même ou des prescriptions définitives de la veille
  - **Pour discussion:** si fallback FCR activé -> RTE propose de répartir le besoin au prorata des capacités constructives certifiées des RR (valeur fixe définie en décembre N-1 pour toute l'année N)

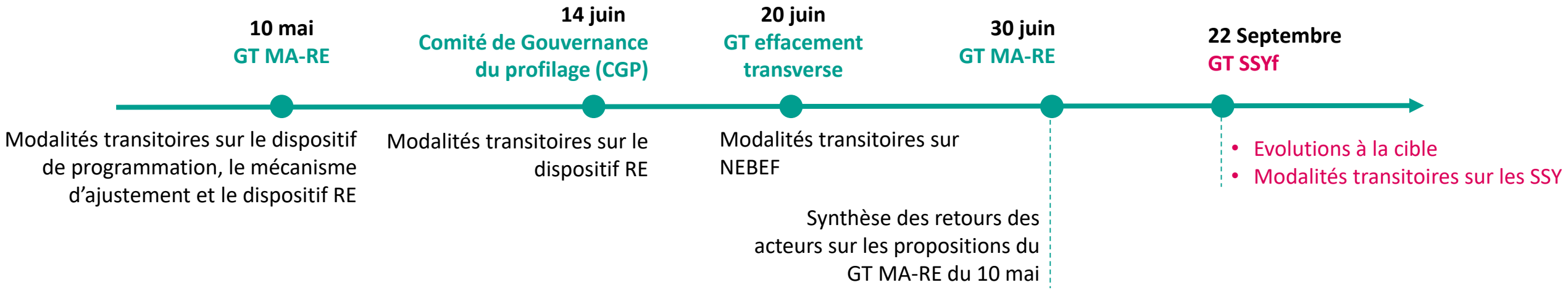
8 Revue des évolutions ISP15

Planning indicatif des règles v8



8.1 Modalités transitoires

Concertation sur les modalités transitoires de l'ISP à 15 min



Chantier 1
Mise à disposition de données historiques

Chantier 2
Tests techniques

Chantier 3
Organisation du déploiement en production

Chantier 4
Gestion des rejeux

Objectif : partager les orientations envisagées pour la transition vers le pas de règlement des écarts 15', et entamer la construction de la trajectoire pour les évolutions relatives aux SSY

Stratégie de déploiement proposé : des bascules progressives

	Principes	Avantages	Inconvénients
Go Live « Big bang »	Mise en service à une date « L » du pas 15' dans l'intégralité des processus impactés	**Simplification de la coordination** et une seule date de bascule à retenir pour tous	**Un retard impacte toutes les MES** qui doivent être parfaitement synchronisées sur une date **Peu robuste** aux aléas
Mise en service progressive Orientation privilégiée	Déploiement successifs des évolutions du projet par processus ou association de processus	Permet de **lisser la charge** et de faire des passages au fil de l'eau par processus en **sécurisant le passage à l'ISP 15** tout en assurant la pérennité des fonctionnalités existantes	Davantage de **complexité**, nécessite une forte coordination **Plusieurs pas à gérer sur une période transitoire**

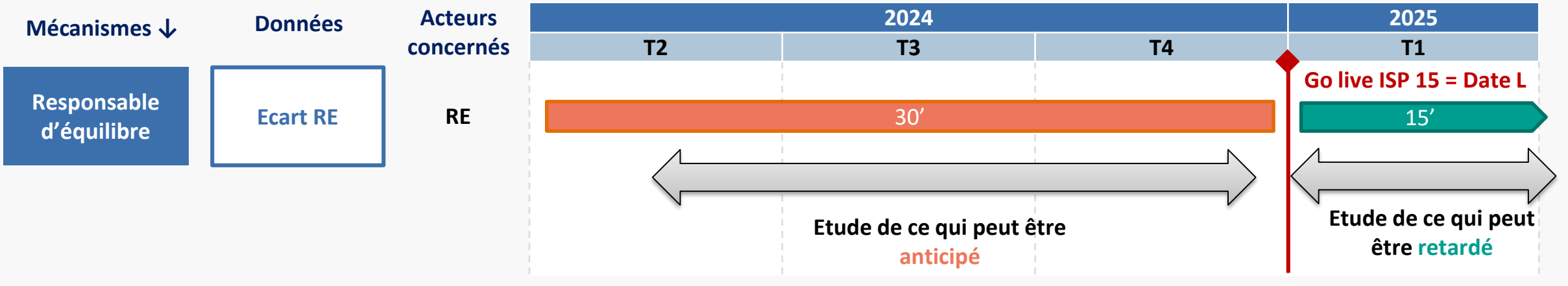
- Pour les différents flux impactés par le passage à 15 minutes, réflexion menée pour évaluer la possibilité d'anticiper ou retarder la bascule du flux par rapport à la bascule de l'ISP

Date opérationnelle pour la bascule de l'ISP

Concerté en GT MA-RE

La bascule de l'ISP correspond à la bascule de la granularité du calcul des écarts

- Au démarrage de la concertation, les acteurs ont exprimé une volonté d'utiliser la totalité de la dérogation
- Dans les règles MA-RE, cette bascule est matérialisé par la date L et l'ensemble des impacts ISP15 est positionné à cette date



Avec la stratégie de déploiement progressif, 2 options considérées pour la date L : 1er décembre 2024 ou 1er janvier 2025

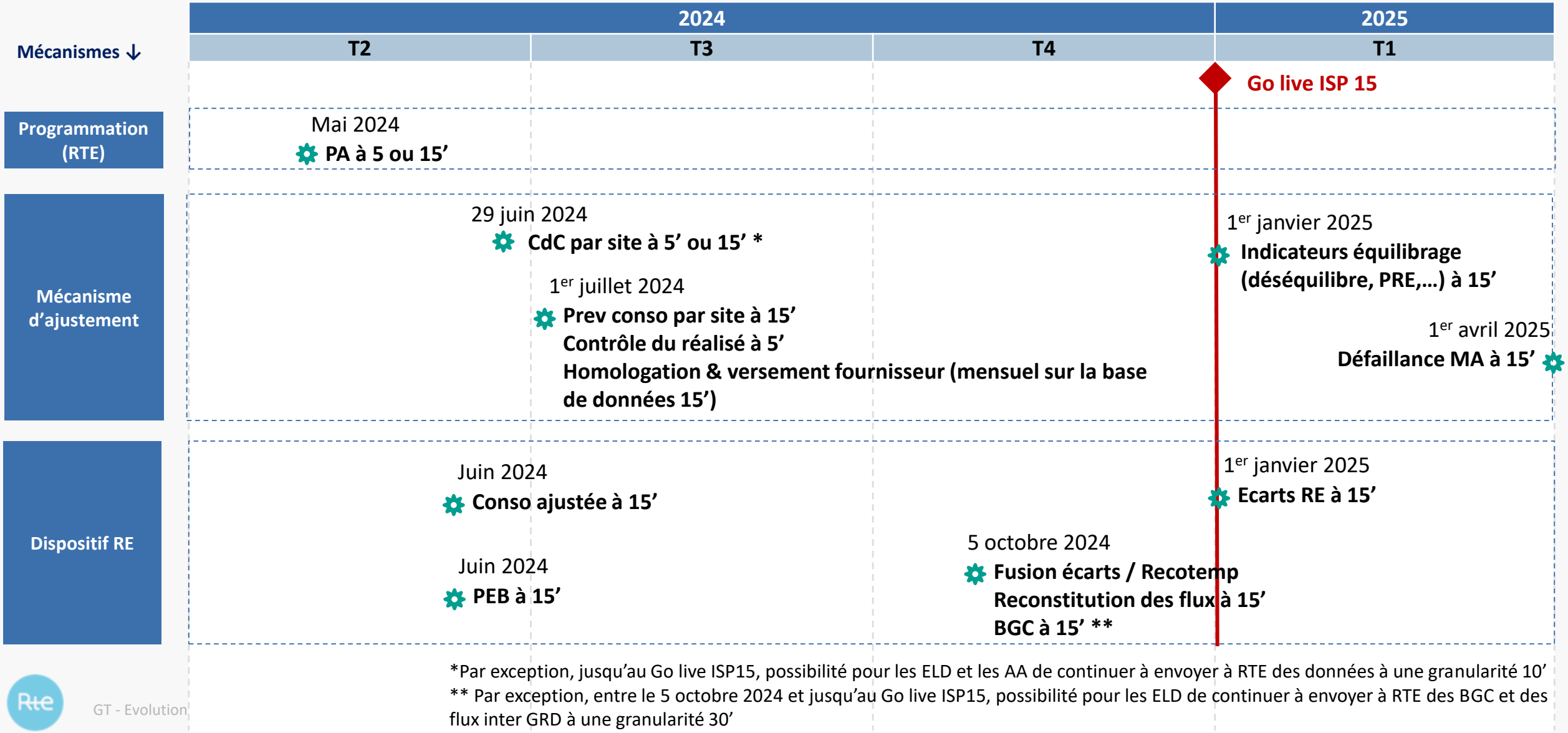
Go live = 1er décembre 2024

- ✚ Sécurisation opérationnelle (disponibilité des équipes)
- ✚ Petite marge résiduelle par rapport à l'échéance du 1er janvier 2025

Go live = 1er janvier 2025

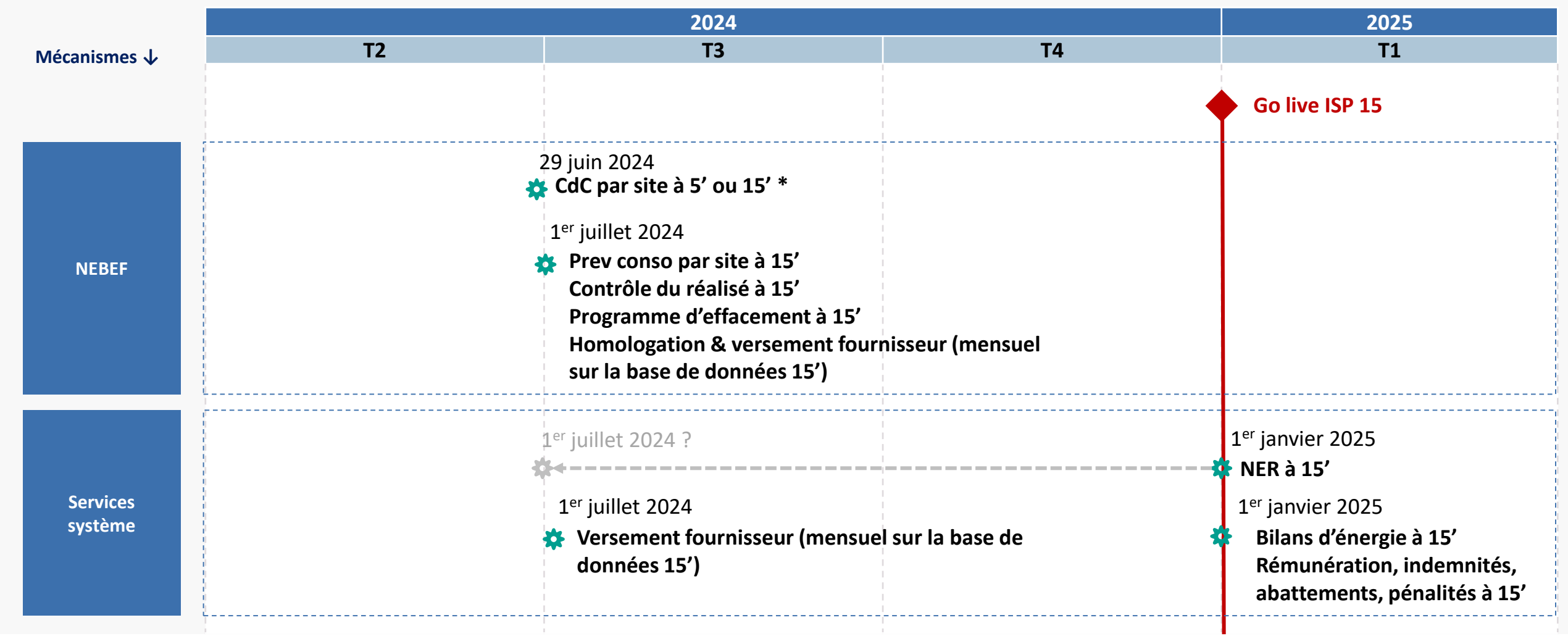
- ✚ Cohérent avec les dates de clôture comptable
- ✚ Lisibilité

Planning de synthèse multi mécanisme (1/2)



*Par exception, jusqu'au Go live ISP15, possibilité pour les ELD et les AA de continuer à envoyer à RTE des données à une granularité 10'
** Par exception, entre le 5 octobre 2024 et jusqu'au Go live ISP15, possibilité pour les ELD de continuer à envoyer à RTE des BGC et des flux inter GRD à une granularité 30'

Planning de synthèse multi mécanisme (2/2)

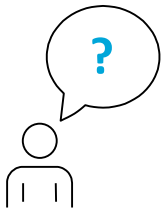


* Par exception, jusqu'au Go live ISP15, possibilité pour les ELD et les OE de continuer à envoyer à RTE des données cdc par site à une granularité 10'

Données historiques sur les services système



Il n’est pas prévu, à date, de mise à disposition de reconstitution de données historiques à 15’ spécifiques aux services système



En cas de besoin identifié par un acteur, vous pouvez formuler vos éventuels besoins sur les BAL suivantes (la faisabilité sera étudiée au cas par cas) :

- **BAL RTE :** rte-isp15@rte-france.com

8.2 Revue des évolutions des règles SSYf

Impacts du projet ISP15

Sujet	Modalités actuelles	Modifications proposées des règles
Prescription	- Fichier PAP au pas 30 minutes actuellement - Pas de description dans les règles sur comment est calculée la prescription si le programme d'appel n'est pas constant sur 30 minutes	✓ **Maintien de la prescription au pas 30 minutes** ✓ Calcul de la répartition de la prescription à partir de la **moyenne des programmes d'appel en P0 sur le pas 30 minutes concerné** (cf slides précédantes)
Programmation	- Renvoi aux règles MA RE pour la programmation des services système qui permettent une programmation au pas 5', 15', 30'	✓ Maintien du renvoi aux règles MA RE pour la programmation : passage du pas de programmation, y compris sur la partie services système du quintuplet, à 5' ou 15' ✓ **Ajout proposé : obligation d'avoir un programme d'appel en SSYf constant sur 15 min (cf slide dédiée)**
Notification d'échange de réserve	- Maille des NER de 30 minutes actuellement - Calcul du bilan journalier d'échanges au pas 30 minutes - Calcul de l'encours relatif aux NER au pas 30 minutes	✓ **Passage de la granularité des NER à 15 minutes** ✓ Adaptation du calcul du bilan journalier d'échanges au pas 15 minutes ✓ Réinterrogation du processus de suivi d'encours relatif aux échanges de réserve au pas 15 minutes
AO capacités	- Pas d'évolution du pas des appel d'offres: engagement sur 4 heures pour la réserve primaire et sur 1 heure pour la réserve secondaire	✓ **Adaptation des publications sur Portail Services et Transparency** à l'ISP15 : publication des résultats généraux (volumes retenus et prix) et du besoin de RTE au pas 15 min ✓ Maintien de la publication des résultats des AO sur Regelleistung et RACOON au pas 4h et 1h

Impacts du projet ISP15

Sujet	Modalités actuelles	Modifications proposées des règles
Rémunération des capacités de réglage	- Calcul de la rémunération des capacités de réglage au pas 30 minutes - Définition du PFC en €/MW/30 minutes	✓ **Calcul de la rémunération des capacités au pas 15 min** ✓ Passage de la définition du PFC en €/MW/15 min (division par 2 par rapport au PFC en €/MW/30min)
Bilans de réserve	- Calcul des bilans de réserve à la maille 30 minutes actuellement - Pour le calcul du bilan au PA la méthode de prise en compte de programmes à une granularité inférieure à 30 minutes n'est pas spécifiée	✓ Passage du **calcul des bilans au pas 15 minutes** ✓ **Clarification sur la prise en compte des programmes d'appel et de marche** qui peuvent avoir une granularité < 15 minutes : **on considère sur le pas 15 minutes la valeur moyenne du programme**
Indemnités	- Calcul des indemnités (au PA et au PM) au pas 30 minutes en cohérence avec le pas de calcul de bilans de réserve	✓ Passage du **calcul des indemnités au pas 15 minutes** en cohérence avec le pas de calcul des bilans de réserve
Calcul des énergies de réglage	- A partir de la date F : calcul des énergies de réglage par EDR au pas 5 minutes puis à la maille site via les clés de répartition 5 minutes - Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes au plus tard 2 minutes après la fin du Pas Demi-Horaire - Calcul des énergies de réglage totales au pas 30 minutes	✓ Maintien du calcul de l'énergie maille EDR et site au pas 5 minutes ✓ Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes **au plus tard 2 minutes après la fin du pas 15 minutes** ✓ **Calcul des énergies de réglage totales au pas 15 minutes**

Impacts du projet ISP15

Sujet	Modalités actuelles	Modifications proposées des règles
Valorisation des énergies de réglage	- Calcul de valorisation de l'énergie de réglage au pas 30 minutes	✓ Calcul de la **valorisation de l'énergie de réglage au pas 15 minutes**
Correction des périmètre RE	- En cas de modèle corrigé correction de la courbe de charge au pas 10 min (section 2 règles MA RE) - Si applicable correction des périmètres RE de l'énergie de réglage au pas 30 minutes	✓ En cas de modèle corrigé correction de la courbe de charge au pas 15 min (section 2 règles MA RE -> date pivot L) ✓ Si applicable **correction des périmètres RE de l'énergie de réglage au pas 15 minutes** (section 2 règles MA RE -> date pivot L)
Versement fournisseur	- Calcul du versement fournisseur au pas 30 minutes à partir des énergies de réglage calculées au pas 30 minutes - Suivi du bilan financier à partir des énergies au pas 30 minutes	✓ Passage du calcul du versement au pas 15 minutes en cohérence avec l'évolution du pas de calcul des énergies de réglage ✓ Réinterrogation du processus de suivi du bilan financier au pas 15 minutes (chantier transmécanismes)
Abattements	- Calcul du volume abattu au pas 30 minutes basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 30 minutes - Calcul de la valeur de l'abattement au pas 30 minutes	✓ Calcul du volume abattu au pas 15 minutes basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 15minutes ✓ **Calcul de la valeur de l'abattement au pas 15 minutes**
Pénalités	- Calcul des pénalités au pas 30 minutes bas » sur les programmes d'appel au pas 30 minutes	✓ **Calcul des pénalités au pas 15 minutes** basées sur la formule d'abattement post l'

Stratégie de bascule ISP15

Date B : 1er Janvier 2025
Anticipation en 2024 possible selon avancée des travaux

BOSS

Bloc 1 : valorisation et indemnités

- Valorisation des capacités
- Valorisation des énergies de réglage
- Bilans de réserve au PA et indemnités
- Bilans de réserve au PM et indemnités
- Facturation mensuelle

Bloc 2 : Défaillances de réglage

- Défaillances de réglage
- Calcul des abattements
- Calcul des pénalités
- Facturation trimestrielle

Prérequis pour la vraie granularité 15 min des NER

Bloc 3 : NER

- Maille des échanges de réserve
- Réinterrogation du processus de limite d'échange journalière et de suivi d'encours

Date A : mi 2024
Bascule technique avec obligation de 2 NER égaux sur un pas 30 min jusqu'à la date B

Date C : 1er Janvier 2025
Liée à la bascule de l'ISP

Bloc 4 : Publications par ISP

- Maille des publications capacités de réserve sur Portail Services
- Maille de publication des énergies SSYf sur Portail Services

Bloc 5 : Versement fournisseur

- Maille de calcul du versement fournisseur
- Suivi du bilan financier

Date D : Juillet 2024
Aligné sur la date MA et NEBEF

Proposition de communiquer ces dates avec un préavis de 2 mois aux responsables de réserve.

9 Programmation des SSYf

Limitation pour la programmation des SSYf

- Les règles MA RE section 1 prévoient que **la résolution des chroniques de puissance pour les programmes soit de cinq (5), quinze (15) ou trente (30) minutes** pour tout le quintuplet (P0 et SSYf). Après la date L (passage à l'ISP15), la possibilité de fournir une chronique de puissance à trente (30) minutes est supprimée.

- **RTE identifie trois problématiques relatives à une programmation en SSYf sur des pas de temps inférieurs à 15 minutes :**
  - La complexité du suivi des SSYf en temps réel
  - Les plages de validité des offres pour le merit order qui sont de 15 minutes
  - La durée de programmation des SSYf qui ne serait pas suffisamment longue pour que l'algorithme de contrôle puisse identifier le réglage -> l'Entité de Réserve devient incontrôlable

RTE propose d'imposer que la programmation en services système au programme d'appel soit constante sur une durée au moins égale à 15 minutes dans la prochaine version des règles .



Cette limitation n'impacterait pas la composante P0 du programme d'appel ni le programme de marche dans son ensemble.

10 Evolution du calcul des bilans de réserve

Rappel du cadre actuel des règles

Article 11.1 : Bilan de Réserve

RTE calcule le bilan de Réserve par Responsable de Réserve, par Pas Demi-Horaire, par Type de Réserve et par Sens de Réserve. RTE calcule ainsi 4 (quatre) Bilans de Réserve pour chaque Pas Demi-Horaire :

- le Bilan de Réserve Primaire à la hausse ;
- le Bilan de Réserve Primaire à la baisse ;
- le Bilan de Réserve Secondaire à la hausse ; et
- le Bilan de Réserve Secondaire à la baisse.

Chaque Bilan de Réserve est défini comme étant la somme algébrique des termes suivants :

- valeur opposée de l'Obligation de Réserve définitive, établie conformément à l'Article 6.5.4, en cas de contractualisation par obligations ;
- valeur opposée de la somme des volumes de Réserve retenus, conformément aux Articles 6.3 et 6.4, en cas de contractualisation par appel d'offres ;
- somme algébrique des NER symétriques ou du Sens de Réserve acceptées, conformément à l'Article 8, les NER pour lesquelles le Responsable de Réserve est acheteur étant comptabilisées positivement, les NER de vente négativement ;
- solde des imports / exports de Réserve transfrontaliers; et
- somme des derniers Programmes d'Appel symétriques ou du Sens de Réserve pour toutes les Entités de Réserves du Périmètre du Responsable de Réserve, établis conformément à l'Article 7.

Si un des termes n'existe pas, alors il est considéré comme étant nul.

RTE propose les évolutions suivantes :

- Calculer les bilans de réserve **au pas 15 minutes**
- Préciser qu'il est pris en compte **la moyenne sur le pas 15 minutes** des derniers programmes d'appels pour toutes EDP ou EDP Soutirage constitutives des EDR du périmètre du RR
- **Supprimer le solde des imports/ exports** qui n'est plus applicable

Evolution du calcul de bilan de réserve au PA

Pour chaque **pas 15 min** pour chaque responsable de réserve on calcule pour chaque réserve M et chaque sens S :

- ✓ + $\sum_{EDP\ RR} moyenne\ pas\ 15\text{min}(PAMS\ EDP\ )$

En considérant une obligation d'une programmation en SSYf constante par pas 15 minutes au PA, la moyenne du programme correspond à la valeur du programme au PA sur les 3 pas 5 minutes du pas 15 minutes

- ✓ – Engagement de Réserve pour la réserve et le sens concerné (volume de réserve retenu à l'AO si applicable)
- ✓ – Obligation de Réserve pour la réserve et le sens concerné (volume de réserve prescrit si applicable)
- ✓ + $\sum_{NER\ acheteur} NER_{MS} - \sum_{NER\ vendeur} NER_{MS}$

Evolution du calcul de bilan de réserve au PM pour les indemnités au PM

Pour chaque **pas 15 min** pour chaque responsable de réserve on calcule pour chaque réserve M et chaque sens S :

- ✓ $+\sum_{\substack{EDP\ RR\ non\ ajustées \\ pour\ cause\ SSYf\ sur\ le\ pas\ 15\ min}} moyenne\ pas\ 15\text{min}(PMMS\ EDP\ )$ } *Le PM peut varier sur les 3 pas 5 min du pas 15 min*
- ✓ $+\sum_{\substack{EDP\ RR\ ajustées \\ pour\ cause\ SSYf\ sur\ le\ pas\ 15\ min}} moyenne\ pas\ 15\text{min}(PAMS\ EDP\ )$ } *PA constant sur 15 min*



Dès lors que l'EDP a été ajustée pour cause SSYf sur un pas 5 minutes du pas 15 min on prend son PA sur tout le pas 15 minutes

- ✓ – Engagement de Réserve pour la réserve et le sens concerné (volume de réserve retenu à l'AO si applicable)
- ✓ – Obligation de Réserve pour la réserve et le sens concerné (volume de réserve prescrit si applicable)
- ✓ $+\sum_{NER\ acheteur} NER_{MS} - \sum_{NER\ vendeur} NER_{MS}$

11 Principes des indemnités au PM

Rappel du cadre des règles

Article 11.3 : *Indemnité liée à un déficit de Services Système en raison d'un ajustement sur le Mécanisme d'Ajustement*

- **Etape 1** : Calcul du bilan de réserve basé sur le programme de marche
  - Prise en compte du PM pour toutes les EDP n'ayant pas été ajustées pour motif reconstitution des SSYf sur le pas 30 minutes considéré
  - Prise en compte du PA pour toutes les EDP ayant été ajustées pour motif reconstitution des SSYf sur le pas 30 minutes considéré

- **Etape 2 :** Calcul du volume $V = \min [\max (0; - B_{PM}) ; \max (0; B_{PA} - B_{PM})]$
  - Si V est strictement positif ie si le bilan au PM est négatif (il existe un déficit en SSYf au PM) et qu'il est différent du bilan au PA (ie il existe un déficit en SSYf apporté par la réalisation d'un ajustement) alors une indemnité est calculée
  - Si V est nul c'est que le bilan au PM est positif ou nul ou que le bilan au PA et le bilan au PM sont égaux ie aucun ajustement n'a dégradé les SSYf et rendu le bilan au PM négatif, l'indemnité est nulle

- **Etape 3** : calcul d'indemnités valant :
  - V*a*S/2 pour la réserve à la hausse
  - V*(1-a)*S/2 pour la réserve à la baisse

Avec

- a est le ratio d'indemnité hausse/baisse établi conformément à l'Article 11.2.3
- S est l'Indemnité associée au surcoût services système en €/hMW établie conformément à l'Article 11.3.3.

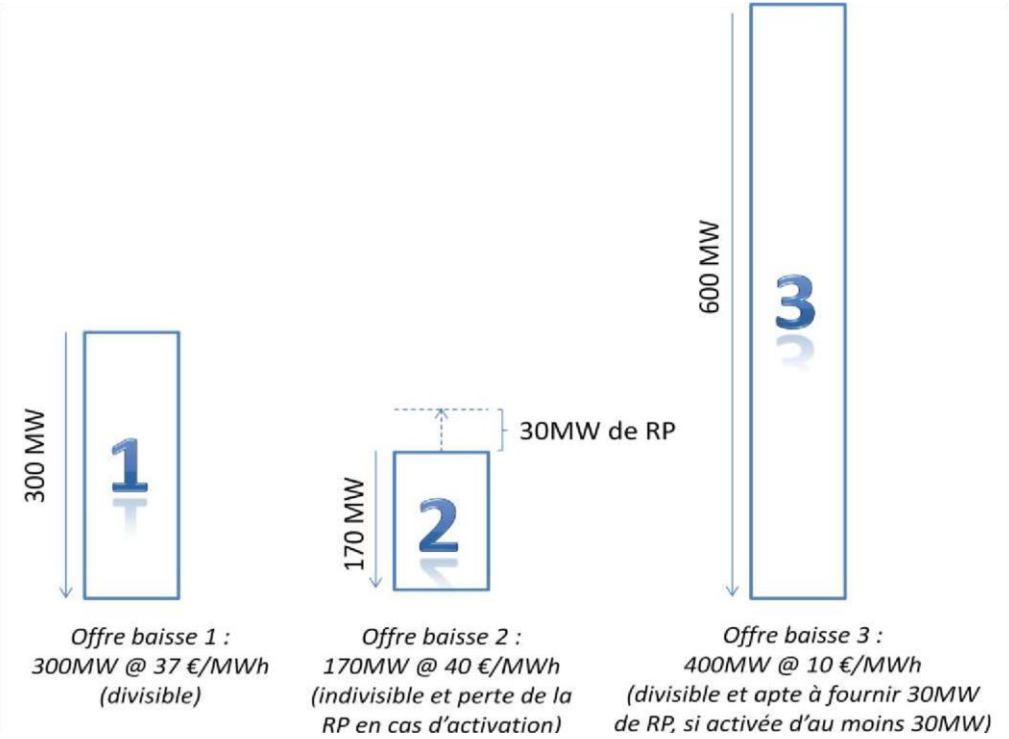


Le calcul du coefficient S est décrit à l'article 11.3.3 des règles. Il représente le surcoût de reconstitution des services système de l'année A-1.

Logique de fonctionnement

- Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, **un AA peut soumettre une offre d'ajustement qui, en cas d'activation, peut dégrader les services systèmes** et donc amener à un déficit en services système à la maille France.
- Dans ce cas RTE doit reconstituer les services système à partir d'offres spécifiques sur le MA ce qui induit pour **un coût pour la collectivité identifié en tant que « surcoût services système »** dans les règles MA RE.
- Si aucune indemnité au PM n'était appliquée aux RR cela pourrait amener à des **décisions économiquement inefficaces sur le MA** car RTE pourrait **sélectionner des offres sans prendre en compte le surcoût de reconstitution des services système induit.**
- L'objectif de cette indemnité est de **renvoyer le surcoût associé au RR ayant dégradé ses services système** qui doit alors le **prendre en compte dans l'élaboration du prix de son offre d'ajustement.**
- Les offres d'équilibrage induisant une dégradation des services système sont interclassées avec les autres offres **en intégrant le coût complet pour le système électrique français**
- Suite à la concertation des acteurs, il a été défini que **l'indemnité soit identique sur tous les pas demi-horaires d'une année** et définie ex-ante afin de mutualiser sur une année les fluctuations surcoûts services système et à supprimer tout incertitude sur son montant pour les acteurs de marché.
- Ces dispositions ont été intégrées dans les règles SSYf en Janvier 2016.

Exemple de non optimalité sans indemnités au PM



- Besoin d'ajustement = 200 MW à la baisse
  - RTE active l'offre 2 et perd 30 MW de RP.
  - RTE doit activer l'offre 3 pour reconstituer les SSYf et compléter son besoin à la baisse.

  Revenu d'ajustement complet = 170 * 40 + 30 * 10 = **7100 €**

  - Alors que l'optimum serait d'activer 200 MW de l'offre 1

  Revenu d'ajustement complet = 200 * 37 = **7400 €**

12 Précision sur les capteurs de mesure

Précision en cas d'agrégation

- RTE exige dans la trame de certification pour les capteurs de mesure utilisés pour l'établissement des télémesures aient **une précision au moins égale à 0,5 % (classe 0,5)** dans les conditions fixées par la norme NF EN 60688 et ses additifs de 1999 et 2001.

- **Dans le cas d'une agrégation, notamment du diffus, l'exigence de précision de 0,5% s'applique à la maille EDR** : le RR peut démontrer que l'utilisation de capteurs de classe supérieures peut assurer une précision 0,5% à la maille EDR.

- Pour que la démonstration soit valide **les capteurs individuels doivent bien avoir une classe certifiée**.

Prochains GTs

Calendrier des GT SSYf

- GT :
  - Jeudi 22 Septembre : 9h30 – 12h30
  - Mardi 8 Novembre : 9h30 – 12h30
  - Vendredi 9 Décembre : 9h30 – 12h30

- AT : Date à confirmer courant Novembre

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci de votre participation