Le réseau de transport d'électricité

GT SSYf

8 Novembre 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. Retour sur les modalités en cas de délestage
3. Reprise de la prescription dans RACOON
4. Actualités MARS PICASSO
5. Evolution de la gestion des périmètres des EDR
6. ISP15
7. Périmètre de la version v8
8. Evolutions annexe 15

1 Actualités et planning

Actualités SSYf

- **GO LIVE de la nouvelle chaîne back office SSYf** réalisé avec succès **le 2 Novembre** (date F dans les règles) associé aux évolutions suivantes :
  - 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

- **GO LIVE EDR mixtes RPT** prévu le **15 Novembre** (pas de date dans les règles) ouvrant la possibilité à :
  - Agrégation d'EDP RPT injection / soutirage / stockage au sein d'une EDR

- **GO LIVE EDR mixtes RPD et bascule stockage** fixés à **début Avril 2023** (date G et date C dans les règles) associés aux évolutions suivantes :
  - Agrégation **d'EDP RPT** de tout type **et d'une EDP RPD** injection / soutirage / stockage au sein d'une EDR
  - Fin de l'assimilation des sites de stockage RPD à des sites de soutirage

Actualités SSYf

- **Tmin LER :** Travaux et discussions (toujours) en cours sur les modalités de prise en compte des « long lasting frequency deviations » dans les simulations – Stakeholder workhshop novembre-décembre 2022 (pas d'info pour l'instant)

- **AO aFRR :** intervention de la CRE

Modification des contrôles sur la programmation

- Depuis mi 2021 des contrôles sont faits dans TOPASE sur les quadruplets SSYf. La réserve programmée sur les EDP d'une EDR est contrôlée par rapport à la capacité certifiée de l'EDR. Un contrôle est également fait sur **l'aptitude à la dissymétrique de l'EDP**.

- Ce contrôle relatif à la dissymétrique au niveau EDP apparaît peu adapté vis-à-vis du caractère de certification dissymétrique établi à la maille EDR et de la modélisation de la capacité certifiée maximum dans GIPSE (une unique valeur par sens de réserve).

- **RTE souhaite supprimer ce contrôle**. Le guide d'implémentation TOPASE sera modifié comme suivant :

  - §5.2.4.1 Liste des contrôles au niveau PA contrôle n°3 : « Aptitude à faire de la RPh, RPb, RSh, RSb ~~et aptitude ou inaptitude aux services systèmes dissymétriques~~ »

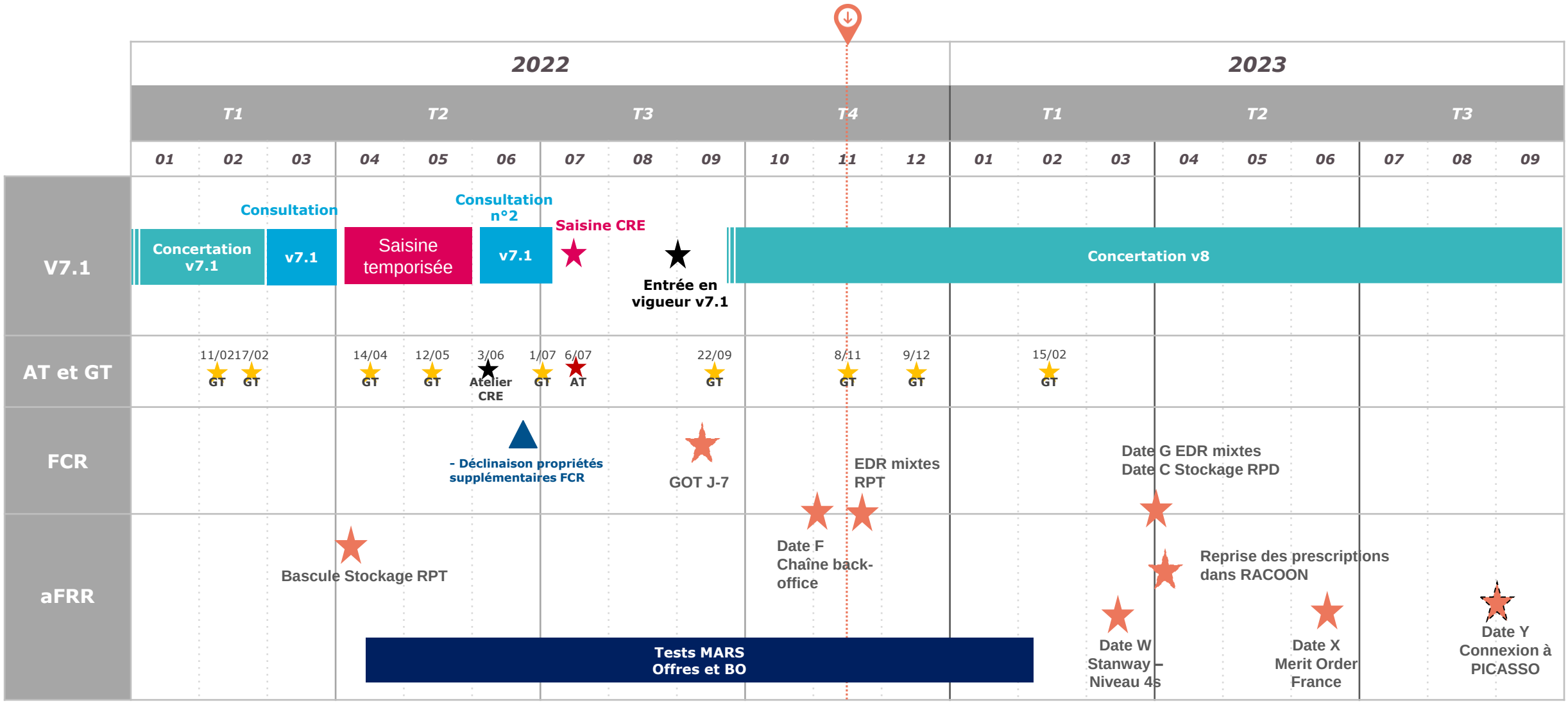
  - §5.2.4.2 Liste des codes erreur au niveau PA contrôle n°3 :

3	Aptitude à faire de la RPh, RPb, RSh, RSb	*Z42 (Unable to perform the schedule)*	L'EDP n'est pas censée fournir des valeurs pour les chroniques (RPh, RPb, RSh, RSb)
	Aptitude aux services système dissymétriques	Z43 (*Unable to perform dissymmetric ancillary services)*	L'EDP n'est pas apte à la dissymétrie (dissymétrie en <RP, RS>)

- Les modifications seront faites d'ici début Décembre (à confirmer).

- RTE rappelle que, même en l'absence de contrôle, il est nécessaire d'obtenir une certification en dissymétrique pour pouvoir programmer des SSYf dissymétriques sur une EDR.

Calendrier prévisionnel des règles SSY



Une v7.2 pourra être intégrée avant la v8 pour l'évolution liée à l'AO aFRR.

2 Modalités en cas de délestage électrique

Organisation en cas de délestage

Rappel

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 https://coupures-exceptionnelles.enedis.fr/ de consulter si un site précis sera concerné à partir de son adresse postale à partir de 21H30

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

MàJ

- 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 mail à la bal** RTE-CNES-FAX-EOD@RTE-FRANCE.COM pour signaler la perte de SSYf
  - Annonce de la reprise du service **par mail** à la même adresse au CNES

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

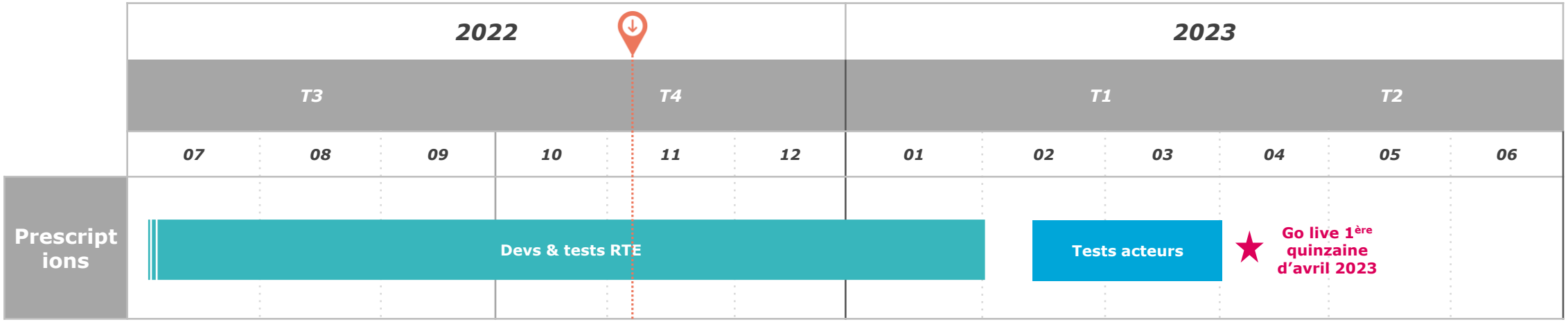
- Le cadre nominal de pénalisation s'applique à nouveau **dès la fin du délestage. Le service doit être repris dès que possible.**

- 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

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 .

3 Reprise de la prescription dans RACOON

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*

Publication du nouveau GI RACOON et mise à jour des règles SI au T1 2023

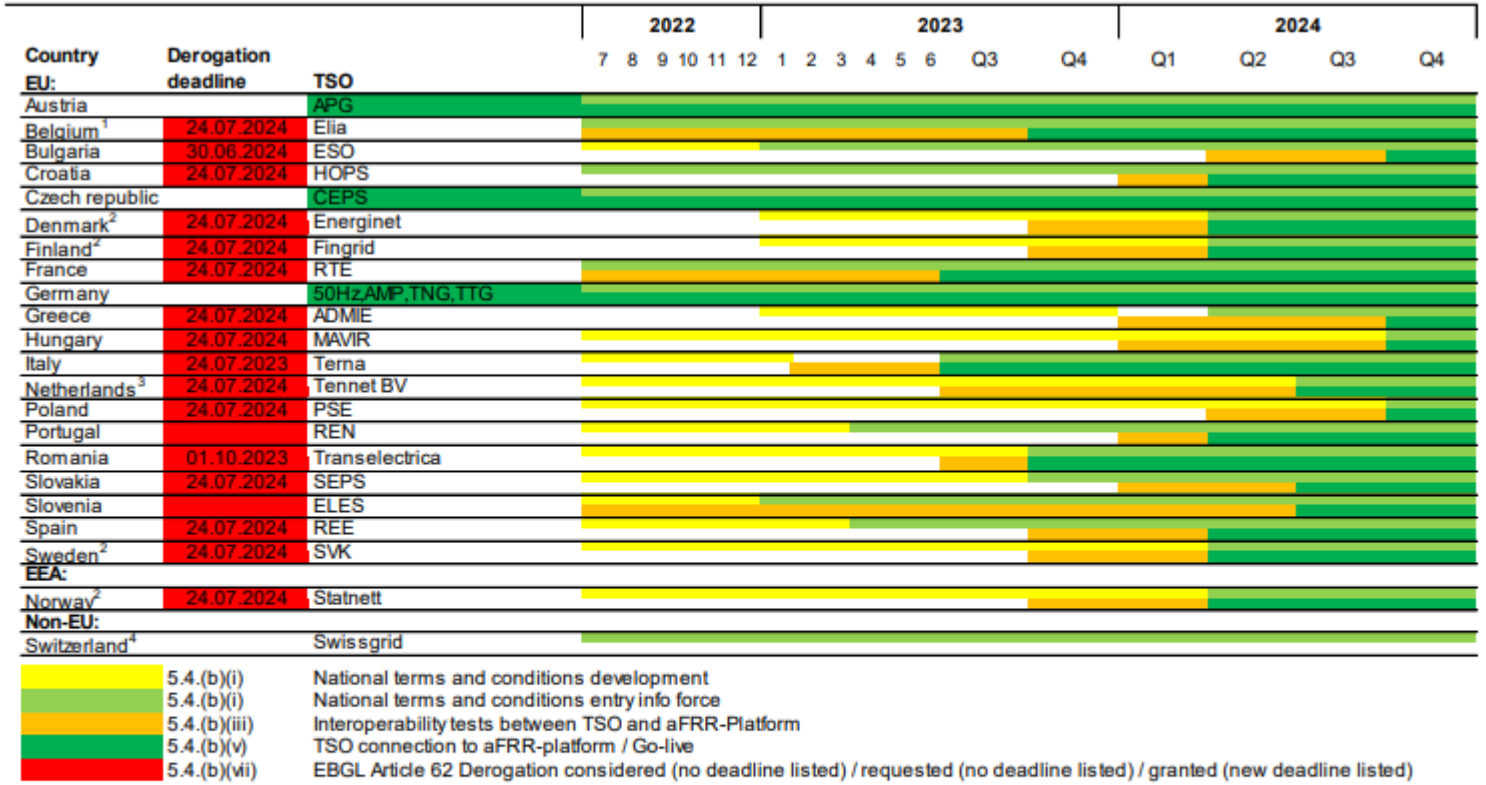
Rappel du fonctionnement:

- **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 :** à la maille 30' à déclarer via RMC/fichier PAP ou par API
- **Calcul des prescriptions et publication des résultats** : envoi servsy1330 et servsys 1800 par mail au format .csv ou par API au format .csv/JSON
- **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 transmis par au moins un acteur obligé
  - aFRR: envoi des prescriptions indicatives du jour même ou des prescriptions définitives de la veille
  - **Point ouvert:** si fallback FCR activé (AO KO) -> 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) -> en cas d'indisponibilité des EDR aptes, le RR devra faire des NER

4 Actualités MARS / PICASSO

Actualités du projet européen PICASSO

- L'accession roadmap de PICASSO a été publiée sur le site de l'ENTSO-E



Country	Derogation deadline	TSO
EU:		
Austria		APG
Belgium[1]	24.07.2024	Elia
Bulgaria	30.06.2024	ESO
Croatia	24.07.2024	HOPS
Czech republic		CEPS
Denmark[2]	24.07.2024	Energinet
Finland[2]	24.07.2024	Fingrid
France	24.07.2024	RTE
Germany		50HzAMP,TNG,TTG
Greece	24.07.2024	ADMIE
Hungary	24.07.2024	MAVIR
Italy	24.07.2023	Terna
Netherlands[3]	24.07.2024	Tennet BV
Poland	24.07.2024	PSE
Portugal		REN
Romania	01.10.2023	Transelectrica
Slovakia	24.07.2024	SEPS
Slovenia		ELES
Spain	24.07.2024	REE
Sweden[2]	24.07.2024	SVK
EEA:		
Norway[2]	24.07.2024	Statnett
Non-EU:		
Switzerland[4]		Swissgrid

5.4.(b)(i)	National terms and conditions development
5.4.(b)(i)	National terms and conditions entry info force
5.4.(b)(iii)	Interoperability tests between TSO and aFRR-Platform
5.4.(b)(v)	TSO connection to aFRR-platform / Go-live
5.4.(b)(vii)	EBGL Article 62 Derogation considered (no deadline listed) / requested (no deadline listed) / granted (new deadline listed)

1) A first version of the T&C has entered into force early May when local bidding has been adapted and a second one will enter into force when ELIA will connect to PICASSO. The plan presented in this roadmap shall be regarded as a preliminary, non-binding estimate. The planned connection time is expected in Q4 2023 - Q1 2024. 2) The plan presented in this roadmap shall be regarded as a preliminary, non-binding estimate. The planned connection time is expected in Q2 2024. 3) TenneT NL aims for implementation and go-live by July 2024 and has been granted a derogation until then. However, there is a real risk that the final derogation will take place even later than the requested derogation period. If TenneT takes these risks into account, TenneT expects to participate in the summer of 2025 to participate in the aFRR platform and TenneT will enter into discussions with relevant stakeholders if it becomes clear that the risks already in the planning manifest themselves. 4) The technical readiness of Swissgrid has been acknowledged. The participation of Switzerland in the aFRR-Platform is regulated based on article 1.6 and 1.7 of the EB Regulation and currently the subject of litigation by Swissgrid at the General Court of the European Union.

Actualités PICASSO

- **Stakeholder workshop prévu le 8 décembre matin**

- **Extrait d'une décision de la CREG relative à l'octroi d'une dérogation de délai pour l'utilisation de la plateforme européenne pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR).**

  La date limite légale de participation du bloc LFC d'Elia à la plateforme européenne aFRR est le 24 juillet 2022. En concertation avec les acteurs du marché, Elia n'envisage la participation du bloc LFC d'Elia à la plateforme européenne aFRR que fin septembre 2022. En conséquence, la CREG accorde une dérogation au délai légal de participation jusqu'à ce que les incertitudes restantes aient été évaluées. Cette évaluation est prévue en septembre, après quoi la CREG confirmera si la dérogation continuera à être appliquée (en cas d'incertitudes restantes) ou expirera. Dans ce dernier cas, une date sera fixée pour la participation effective du bloc LFC d'Elia à la plate-forme européenne aFRR.

  Par lettre du 13 octobre 2022, la CREG confirme à Elia la poursuite de l'application de la dérogation de délai pour l'utilisation de la plateforme européenne aFRR, conformément à la décision (B)2412 du 14 juillet 2022. Dans cette lettre, la CREG fixe une nouvelle date d'évaluation. Cette nouvelle évaluation sera organisée au plus tard un mois après que le groupe de projet au sein d'ENTSO-E aura pris la décision sur la participation du bloc RFP français à la plateforme européenne aFRR, ou après que l'ACER aura pris une décision concernant l'entrée en vigueur d'un plafond de prix technique adapté de 15.000 €/MWh à +/- 1.000 €/MWh. Si aucun des deux scénarios ne se réalise, l'évaluation sera organisée au plus tard le 15 novembre 2023. Ce faisant, la CREG se distancie de la proposition d'Elia de participer à la plateforme européenne aFRR pour le 28 mars 2023. La CREG est d'avis qu'il n'est pas acceptable de s'écarter du plafond technique harmonisé, tel que prévu dans la décision ACER (03/2022), par l'application d'un plafond de prix national afin d'atténuer les effets négatifs dus, entre autres, à un manque de concurrence étrangère. La CREG ne peut donc pas accepter à ce stade l'adhésion d'Elia à la plateforme européenne aFRR le 28 mars 2023 en appliquant un plafond de prix national.

Stakeholder workshop

- **Stakeholder workshop prévu le 8 décembre de 9h à 13h**

- **Ordre du jour**
  - PICASSO/IGCC topics
    - **Topic 1:** Historical evolution of IGCC (accessions, impact on energy not activated, financial benefits)
    - **Topic 2:** PICASSO project planning and progress
    - **Topic 3:** How IGCC works (in relation with PICASSO)
    - **Topic 4:** PICASSO First Operational Experiences
      - First operational values (volume exchanges, social welfare…)
      - Development of CBMP
      - PICASSO impacts on IGCC (Social welfare report)
    - **Topic 5:** PICASSO's TSO accession roadmap and go-live planning
    - Q&A

  - PICASSO & MARI & TERRE TOPICS
    - **Topic 1:** Transparency and reporting

1e session de tests acteurs

- **Calendrier**
  - La 1e session de tests acteurs aura lieu le **vendredi 25 novembre**.
  - La date de repli est le **vendredi 2 décembre**
  - Les acteurs doivent **être prêts pour ces deux dates**

- **Un mail d'information a été envoyé le 4 novembre** avec ces dates à la liste d'interlocuteurs identifiés pour les tests acteurs. Si vous n'avez pas reçu cette communication mais que vous souhaitez participer aux tests acteurs, merci de nous en faire part en envoyant un mail à RTE-projet-MARS@rte-france.com

- Une version du cahier de tests acteurs dédiée à cette première session de tests est disponible sur concerte

- **Rappel du périmètre de tests :**
  - **Prorata généralisé et individualisé**
  - **Dépôt des offres** en énergie d'aFRR

- Le périmètre d'EDR utilisé est celui de **production du mois d'août**. Il est déjà disponible en environnement de tests

Tests acteurs – focus séance prorata (rappel)

- **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 – 15h: Test n°2 scénario 2** – Prorata généralisé – Dépôt des offres ouvert
    - Ne pas déposer d'offres pour les PV entre 14h – 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

Tests pré-mise en service StanWay

- **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
  - **Planning de test**
    - ✓ **2e quinzaine de novembre**
      - ➔ 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 : notification de la date à compter de mi novembre**
    - ✓ Les prochaines communications seront adressées par RTE via l'adresse générique du projet : rte-projet-mars-tcd@rte-france.com

5 Evolution de la gestion des périmètres des EDR

Fréquence de mise à jour des périmètres

Rappel

Actuellement :

- les EDR sont créées n'importe quel jour du mois
- Les règles MA-RE précisent que les changements de périmètre de programmation prennent effet le 1er du mois
- Les EDA et les EDE ne changent qu'un 1er du mois

Pour mettre en place les EDR mixtes, RTE doit avoir un référentiel cohérent entre les différents mécanismes. Un changement en cours de mois sur une EDR peut avoir des impacts sur le MA ou sur NEBEF.

➢ RTE doit donc restreindre la fréquence de mise à jour de la composition en sites des EDR.

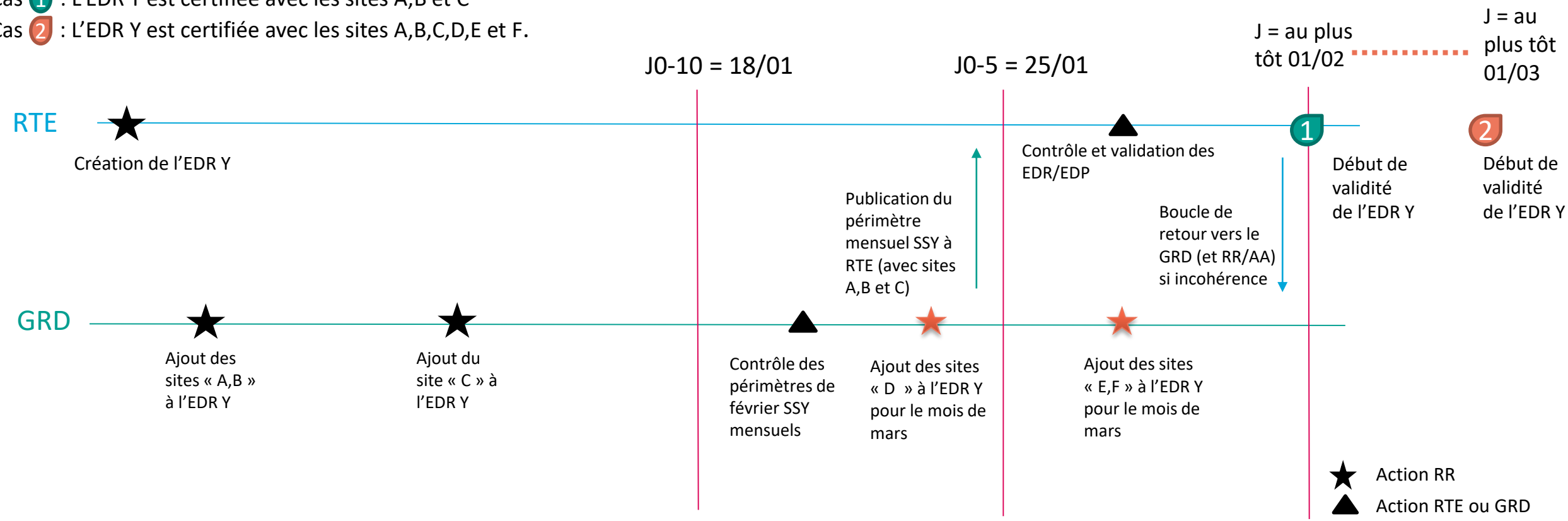
Résumé des fréquences de mise à jour des périmètres

Composition de l'EDR en sites	Délai de prise en compte de la création (initialisation EDR)	Création	Délai de prise en compte de l'évolution du périmètre de l'EDR	Evolution
Tous les sites sont RPT et ne font que des SSYf	5 JO	N'importe quel jour du mois	5 JO avant la fin du mois	**1er jour du mois M+1**
Tous les sites sont RPT et au moins un site fait des SSYf et du MA	5 JO	N'importe quel jour du mois	5 JO avant la fin du mois	1er jour du mois M+1
Au moins un site est RPD, et tous les sites RPD font seulement des SSYf	**10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD**	**N'importe quel jour du mois M+1**	**10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD**	1er jour du mois M+1
Au moins un site RPD qui fait des SSYf et MA et/ou NEBEF	10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD	1er jour du mois M+1	10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD	1er jour du mois M+1

A noter : Les mises à jour de volume certifié et FAT sans impact sur la composition en sites de l'EDR pourront être faits n'importe quel jour du mois.

Processus de mise à jour d'un périmètre SSY avec sites RPD (exemple)

Cas 1 : L'EDR Y est certifiée avec les sites A,B et C
Cas 2 : L'EDR Y est certifiée avec les sites A,B,C,D,E et F.



→ Comme évoqué précédemment, l'objectif est d'avoir un fonctionnement harmonisé entre les différents mécanismes.

Afin d'assurer une prise en compte des nouveaux sites au plus tôt, une prévenance des GRD sur l'état des certifications en cours pourrait être utile.
Il est conseillé d'anticiper sa demande de création de l'EDR auprès de RTE, ainsi que les demandes de rattachement auprès du GRD.

6 ISP15

Impacts du projet ISP15

Rappel

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**
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' ✓ **Obligation d'avoir un programme d'appel en SSYf constant sur 15 min**
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

Rappel

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

Rappel

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

MàJ

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 : alignée sur la date B
Bascule au moment du GO LIVE BOSS afin de pouvoir faire des NER 15 minutes dès le départ

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

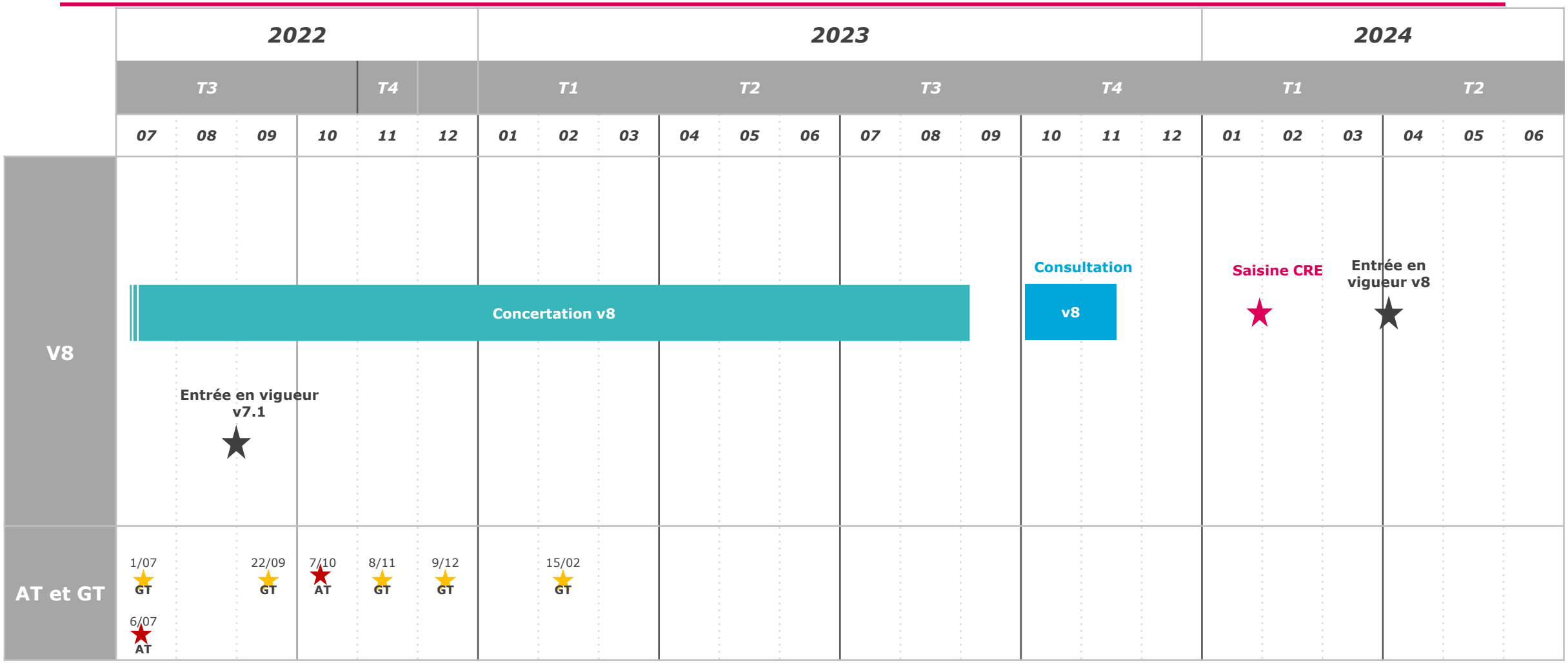
- Maille de calcul du versement fournisseur
- Suivi du bilan financier

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.

7 Périmètre de la version v8

Planning indicatif des règles v8



Une v7.2 pourra être intégrée avant la v8 pour l'évolution liée à l'AO aFRR.

Périmètre indicatif de la v8

Sujet	Consistance	Concertation	Statut
Passage à l'ISP15	• Voir slides partie précédente avec le détail • Clarification des calculs de bilan de réserve • Imposition d'une programmation constante en SSYf au PA sur 15 minutes	GT 22/09/22 GT 8/11/22	Concertation terminée
Réduction d'indemnités	• Suppression du mécanisme de réduction d'indemnité	GT 12/05/2022	Concertation terminée
Annexe 4	• Nouveau format d'annexe 4	GT 22/09/22	Concertation terminée
Calcul de prescription	• Revue de l'article pour clarifier la méthode de calcul et la déclaration d'inaptitude temporaire • Ajout du guichet de secours (après reprise AO aFRR) • Mise à jour de l'annexe 1 sur le paragraphe prescription • Ajout du mode dégradé	GT 14/04/22 5/05/22 1/07/22 22/09/22	Concertation à continuer
Annexe 15	• Intégration d'une attestation certifiant que les essais sont représentatifs du fonctionnement en exploitation • Modification des exigences de précision des capteurs de mesure pour le diffus et demande d'une démonstration dans la fiche 1 que cette précision est bien respectée • Mise à jour des périodes de simulations demandées • Modification des conditions des essais sur le réserve mode et explicitation du lien avec le LFSM • Demande de décrire le cas échéant la gestion MA / SSYf pour les EDR mixtes	GT 22/09/22 GT 8/11/22	Concertation à continuer
Gestion des périmètres	• Mise à jour des identifiants de sites utilisés et du processus de déclaration des périmètres RPD • Revue des demandes d'accords (sites, RE…) (chantier trans-mécanismes) • Mise à jour de la condition sur la participation effective au marché d'une EDR • Gestion des périmètres hebdomadaires (avec date pivot v8 ou v9 ?) (chantier trans-mécanismes)	GT 8/11/22 GT 2022	Concertation à continuer

Périmètre indicatif de la v8

Sujet	Consistance	Concertation	Statut
Clarification de la méthode de calcul des abattements et pénalités	• Définition du bilan au PM • Clarification des étapes de calcul et du processus de majoration d'abattements / pénalités • Décorrélation des dates pivots d'évolution pour la RP et la RS		À concerter
Processus d'indemnités au PM	• Réinterrogation potentielle du processus d'indemnités suite à un ajustement		À concerter
Facturation	• Mise à jour de la partie facturation dans le cadre de la reprise du processus dans BOSS		À concerter
Gestion des certificats d'aptitude	• Possibilité de retirer le certificat d'aptitude en cas de non respect des critères d'aptitude initiaux en exploitation • Possibilité de demander des recertifications selon des critères à définir		À concerter
AO FCR	• Suppression de la possibilité de déposer plus que la capacité certifiée à l'AO FCR		À concerter
Sécurisation financière	• Réinterrogation du besoin de GB pour les NER et le processus de calcul de bilan d'échange et d'encours (en lien avec la limite de dépôt sur l'AO FCR) • Réinterrogation du besoin de suivi du bilan financier des contreparties pour le versement fournisseur (alignement sur évolutions MA / NEBEF)		À concerter

Périmètre indicatif de la v8

Sujet	Consistance	Concertation	Statut
REX sur les dispositions transitoires et évolutions liées	• Participation du stockage à la RS : trame de certification à ajouter aux règles ? • REX observabilité statistique • Etude de la pertinence d'intégrer dans le cadre pérenne des règles certaines dispositions transitoires		À concerter
Contrôle de performance	• Intégration d'une défaillance ou une perte de certificat en cas de non respect des critères LER • Modification du modèle de fiche d'écart (annexe 13) suite à la reprise dans BOSS • Etude de la pertinence d'intégrer des défaillances dissymétriques		À concerter
AO aFRR	• Modification de la méthode de détermination du prix marginal		À concerter
EnR variables	• Selon avancement mise à jour des trames de certification / dispositions des règles		A concerter
Harmony	• A définir		A concerter

8 Evolutions annexe 15

Evolutions proposées annexe 15

Test	Demande actuelle	Proposition d'évolution
Fiche simulation n°1 Test 1	• Simulation du comportement de l'EDR en réglage primaire de fréquence et de la gestion active de la charge sur l'historique de la fréquence de la période du 01/05/2015 au 30/04/2018	• Simulation du comportement de l'EDR en réglage primaire de fréquence et de la gestion active de la charge sur l'historique de la fréquence de la période du **01/07/2019 au 30/06/2022**
Fiche simulation n°1 Test 1.c	• Analyse détaillée des journées du 09 et 10/01/2017 (profil de fréquence basse)	• Analyse détaillée des journées du **8/01/2021 et 9/01/2021** (profil de fréquence basse)
Fiche simulation n°1 Test 1.d	• Analyse détaillée des journées du 6 et 7/04/2018 (profil de fréquence haute)	• Analyse détaillée des journées du **3/05/2021 et 4/05/2021** (profil de fréquence haute)
Fiche simulation n°1 Tests 2.a et 2.b	• Profil de fréquence palier 40, 50 puis 200 min	• Durée des paliers à adapter selon le dimensionnement de l'EDR
Fiche simulation n°1 Test 3.a	• Simulation avec offset de 1h sur la journée du 10/01/2017	• Durée de l'offset à adapter selon le dimensionnement de l'EDR • Simulation sur la journée du **8/01/2021**
Fiche simulation n°1 Test 3.b	• Simulation avec offset de 1h sur la journée du 7/04/2018	• Durée de l'offset à adapter selon le dimensionnement de l'EDR • Simulation sur la journée du **3/05/2021**

RTE propose que les acteurs puissent utiliser ces périodes de simulation dès maintenant en anticipation de la modification de l'annexe 15. Les retours d'acteurs sur les nouvelles périodes proposées sont les bienvenus.

Evolutions proposées annexe 15

- **Clarification lien LFSM et mode réserve**
  - Principe général : **le LFSM est prioritaire sur le FSM et le mode réserve**
  - A concerter pour l'évolution du cahier des charges capacités constructive: test du LFSM avec le mode réserve activé afin de vérifier la priorisation du mode LFSM
  - Annexe 15 : test du mode réserve avec le LFSM désactivé afin de vérifier le fonctionnement du mode réserve

Test	Demande actuelle	Proposition d'évolution
Fiche simulation n°1 Test 3	• Si l'Entité de Réserve est concernée par la présence d'un dispositif de type LFSM, l'essai 3 sera adapté en concertation avec RTE	• **Le dispositif LFSM doit être désactivé** pour la réalisation de cette simulation
Fiche essai n°2 Essai 1 bis	• Si l'Entité de Réserve est concernée par la présence d'un dispositif de type LFSM, l'essai 1 bis sera adapté en concertation avec RTE	• Si l'Entité de Réserve est concernée par la présence d'un dispositif de type LFSM, **l'essai 1 bis est réalisé avec le dispositif LFSM désactivé**
Fiche essai n°2 Essai 2	• Si une gestion de l'épuisement du stock (Mode Réserve) est présente, celle-ci doit être activée sur les essais 1 et 2. La Reconstitution du stock après épuisement ne sera pas mise en œuvre.	• Si une gestion de l'épuisement du stock (Mode Réserve) est présente, celle-ci doit être activée sur l'essai 1 bis mais **désactivée sur l'essai 2**. La Reconstitution du stock après épuisement ne sera pas mise en œuvre.

Evolutions proposées annexe 15

- RTE propose d'ajouter à l'annexe 15 **une attestation à compléter par le Responsable de Réserve** assurant que :
  - L'ensemble des essais ont été réalisés **dans les conditions qui seront effectivement mises en œuvre en exploitation** avec la possibilité d'indiquer d'éventuels écarts en les justifiant (par exemple pour le délai de réaction qui est validé < 500 ms sur les batteries RPD lors des essais, mais qui peut être retardé en exploitation selon les contraintes du RPD)

  - **En cas de modification** par rapport aux conditions lors de la certification (modification de processus, des paramètres de pilotage ..) une **déclaration sera faite à RTE** et le besoin d'une recertification (totale ou partielle) de l'EDR sera étudié entre RTE et le Responsable de Réserve

Prochains GTs

Calendrier des GT SSYf

- **GT :**
  - **Mardi 8 Novembre : 9h30 - 12h30**
  - **Vendredi 9 Décembre : 9h30 - 12h30**
  - **Mercredi 15 Février : 9h30 - 12h30**

- **AT sur la refonte du back office avec ISP15 : partie du GT du 9 Décembre:**
  - Partage de la proposition finale sur la parti facturation mensuelle
  - Partage de la première proposition sur la partie facturation trimestrielles (défaillances, abattements)

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci de votre participation