Le réseau de transport d'électricité

GT SSYf

29 Juin 2023

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. Projet MARS PICASSO
3. AO aFRR
4. Modèles d'insensibilisation des RE
5. Disposition transitoire relative à la sous-mesure
6. Retour sur les questions formulées au précédent GT
7. Annexes
   - Périmètre règles SSY v8
   - Nouvelle nomenclature des dates pivots
   - Mode opératoire d'inscription aux mailing listes

1 Actualités et planning

Actualités SSY

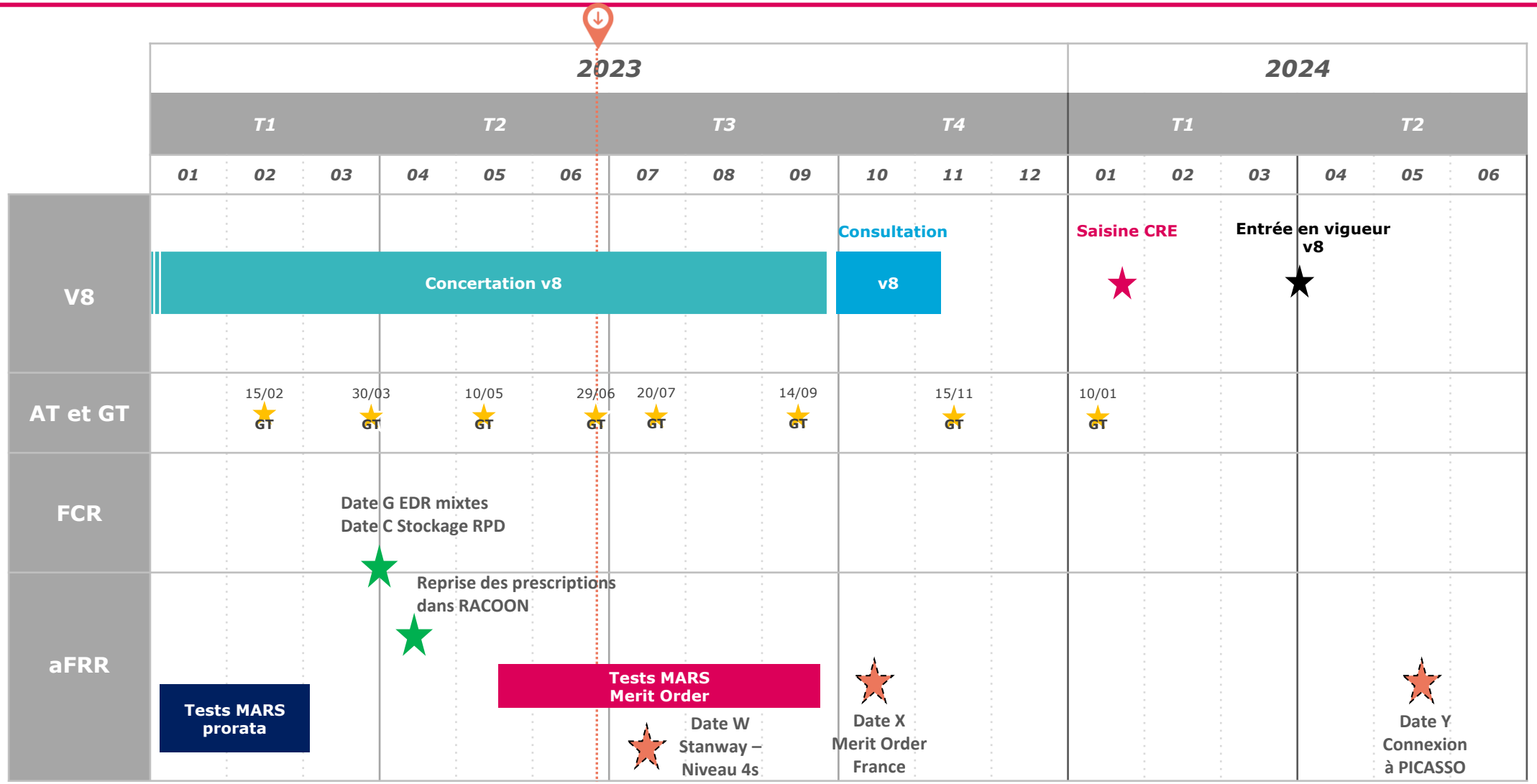
- **Mise en service du nouveau scada Stanway**
  - Go live potentiel le 18 juillet (à confirmer d'ici le 4 juillet au plus tard), sinon décalage à la rentrée

- **AO FCR – Regelleistung:**
  - Décommissionnement de l'API BSP v2 en septembre prochain
  - A partir de septembre seul l'API v3 sera utilisable: IP RL BSP API Documentation - Confluence (atlassian.net)
  - L'environnement de test est disponible: demande d'accès via le portail JIRA: BSP Support regelleistung.net - Jira Service Management (atlassian.net)

- **ISP15 – refonte Back Office SSYf :**
  - Guides utilisateurs des API disponibles en juillet

- **Consultation harmonie** en cours : retours attendus pour le 13 juillet.

Calendrier prévisionnel des règles SSY



Harmonisation des règles de marché

- **<u>Objectif du projet</u> = améliorer l'accessibilité et la lisibilité des règles de marché**

- **Périmètre visé à horizon avril 2024 (1ère étape)**
  - Dispositif de Programmation
  - Mécanisme d'Ajustement
  - Dispositif de Responsable d'Equilibre
  - Services Système fréquence



Le projet d'harmonisation ne vise pas à modifier le fond des règles.

- **Restructuration réalisée sur la base des règles de marché actuellement en vigueur**
  - Création de dispositions générales comprenant les définitions ainsi que les dispositions juridiques et transverses
  - Organisation des mécanismes par chapitre sous forme de dispositions particulières
  - Application d'un plan type par étapes de participation pour l'ensemble des chapitres
  - Suppression des articles redondants et limitation des renvois d'un chapitre à l'autre
  - Uniformisation des notations et formules mathématiques
  - Nouvelle codification des dates pivot pour traiter les modalités à entrée en vigueur différée

- **Lancement d'une consultation le 1er juin** sur une version harmonisée des règles actuelles MA-RE-SSY
  - Fin de consultation décalée du 30 juin **au 13 juillet 2023**
  - Dossier de consultation (projet de texte et rapport) disponible sur concerte.fr
  - Consultation CGP synchronisée lancée le 1er juin 2023 sur la partie profilage des règles de marché (RE)

Harmonisation des règles de marché : version existante

Travail réalisé sur la base des
Règles de marché en vigueur (2022) :

- Règles MA-RE v10.1 section 1 et section 2
- Règles SSY v7.1



Harmonisation des règles de marché : nouvelle version

Règles de Marché

0.

Dispositions Générales

Chapitre 1.	Chapitre 2.	Chapitre 3.	Chapitre 4.
Dispositif de Programmation	**Mécanisme d'Ajustement**	**Dispositif de Responsable d'Equilibre**	**Services Système fréquence**

Harmonisation des règles de marché : structure chapitre

Chacun des chapitres dispose de la même structure avec des articles organisés par étape de participation.

Article	Dispositif de Programmation	Mécanisme d'Ajustement	Dispositif de Responsable d'Equilibre	Services Système fréquence
A	Préambule	Préambule	Préambule	Préambule
B	Cadre juridique	Cadre juridique	Cadre juridique	Cadre juridique
C	Entrée en vigueur et révision	Entrée en vigueur et révision	Entrée en vigueur et révision	Entrée en vigueur et révision
D	Modalités de participation	Modalités de participation	Modalités de participation	Modalités de participation
E	Qualification du Resp. de Programmation	Qualification de l'Acteur d'Ajustement	Sans objet	Sans objet
F	Gestion du Périmètre de Programmation	Gestion du Périmètre de d'Ajustement	Gestion du Périmètre d'Equilibre	Gestion du Périmètre de Réserve
G	Sans objet	Qualification des Entités d'Ajustement	Sans objet	Qualification des Entités de Réserve
H	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Contractualisation des Réserves
I	Programmation	Sans objet	Programmation des échanges de blocs	Programmation
J	Sans objet	Constitution des offres en énergie	Sans objet	Constitution des offres en énergie
K	Utilisation des offres en énergie par RTE	Utilisation des offres en énergie par RTE	Sans objet	Utilisation des offres en énergie par RTE
L	Sans objet	Contrôle des énergies	Contrôle des énergies	Contrôle des énergies
M	Sans objet	Valorisation des énergies	Valorisation des énergies	Valorisation des Capacités et des énergies
N	Sans objet	Facturation et paiement	Facturation et paiement	Facturation et paiement
O	Sans objet	Sécurisation financière	Sécurisation financière	Sécurisation financière
P	Sans objet	Indicateurs et publications	Indicateurs et publications	Indicateurs et publications
Q	Sans objet	Economie du système électrique	Economie du système électrique	Economie du système électrique
R	Modalités relatives aux missions des GRD	Modalités relatives aux missions des GRD	Modalités relatives aux missions des GRD	Modalités relatives aux missions des GRD
S	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Dispositions transitoires

2 Projet MARS PICASSO

Actualités sur le projet MARS-PICASSO

- **Test de pré mise en service de Stanway du 21 juin 10h au 22 juin 13h:** pas d'anomalie détectée

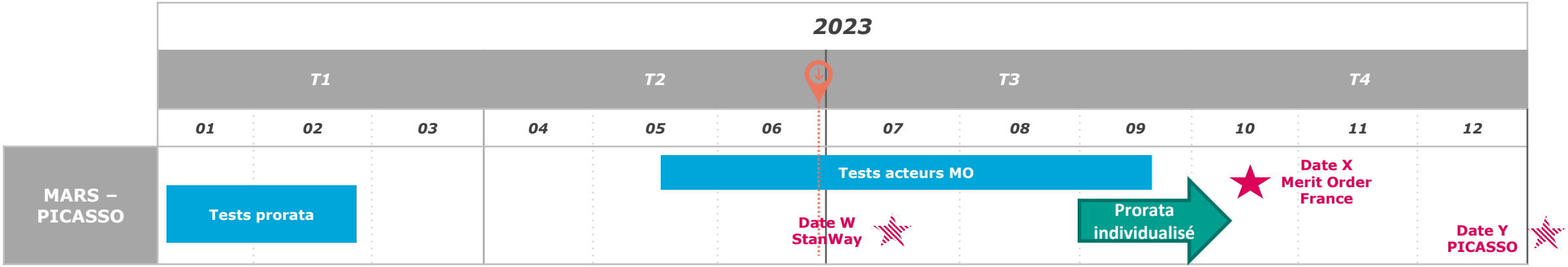
- **Test acteurs Merit Order du 16 mai :**
  - 2h de fonctionnement sans anomalie bloquante identifiée à ce jour
  - Retours des acteurs en cours d'analyse
  - Indicateurs au pas 15':
    - Besoin exprimé proche de celui de production (élevé entre 9h30 et 10h30 à cause d'un manque de marge à la baisse et d'une erreur de prévision ENR)
    - Activation d'aFRR à la hausse sur 10h-10h15 et 10h30-10h45 par erreur (calcul de l'aFRR à activer faussé par la prise en compte d'un volume d'aFRR netté par IGCC trop important provenant de la différence d'aFRR programmée entre la production et la préproduction)
    - PMP 15' calculé par sens en comptabilisant le prix marginal et le volume activé sur chaque pas 4sec

    Fichier CSV
  - Deuxième session à planifier en septembre en fonction de la MES Stanway et de votre disponibilité

- **Connexion de RTE à PICASSO:**
  - Pas de nouveaux éléments à communiquer, les travaux et discussions entre GRT et régulateurs sont en cours
  - Mise à disposition du prix marginal 4sec entre le go live Merit Order et la connexion à PICASSO à l'étude

Planning



	Actuellement	StanWay – prorata généralisé	StanWay – prorata individualisé	Merit Order France	Merit Order PICASSO
Niveau	Même niveau N au pas 5s, à toutes les EDR, qu'elles programment de la RS ou non	Même niveau Ni au pas 4s, à la FAT certifiée près, à toutes les EDR, qu'elles programment de la RS ou non	Même niveau Ni au pas 4s, à la FAT certifiée près, à toutes les EDR qui programment de la RS (Niveau Ni = 0 si pas de programme en RS)	Niveau Ni différencié au pas 4s, qui dépend de la FAT et de l'interclassement de l'offre	Niveau Ni différencié au pas 4s, qui dépend de la FAT et de l'interclassement de l'offre
FAT	400s	400s ou selon la certification	400s ou selon la certification	FAT de l'offre*, qui doit être a minima la FAT certifiée et au max 400s**	FAT de l'offre*, qui doit être a minima la FAT certifiée et au max 400s**
Volume	Au prorata du volume programmé	Au prorata du volume programmé	Au prorata du volume programmé	Volume retenu après interclassement France	Volume retenu après interclassement européen

* FAT certifiée lors de la désactivation de l'EDR (exemple si l'EDR est activée et que son programme de RS passe à 0, l'EDR sera désactivée avec la pente certifiée)
** 300s au 18 décembre 2024

3 AO aFRR

1 Évolutions de l’algorithme de fixation des prix aFRR

Options possibles pour limiter les coûts

2 options d'évolution sont proposées pour réduire les coûts pour la collectivité :

- **Principale : ajout d'un post-processing de l'algorithme de fixation des prix, tel que proposé par la CRE et** présenté dans les GT précédents
  - Sur les 21 jours d'AO en 2021 , le gain de cette méthode est de **12,5 M€** soit **15% du coût total.**
  - Les prix de rémunération dans chaque sens ne sont plus des prix marginaux.
  - Il n'est pas prévu de modifier l'algorithme proposé. L'ajout de nouvelles contraintes conduirait à tendre vers la 2e option présentée ensuite.

- **Alternative :** imposer que **les prix remis pour les offres symétriques soient les mêmes à la hausse et à la baisse**
  - Sur les 21 jours d'AO en 2021, le gain de cette méthode est de **3,5 M€** soit **4,1% du coût total.**
  - Les prix de rémunération sont des prix marginaux.

Exemple proposé pour illustrer

4 offres :

Offre 1 symétrique : 10MW à 50€/MW/h à la hausse et à la baisse

Offre 2 symétrique : 15MW à 120€/MW/h à la hausse et 0€/MW/h à la baisse

Offre 3 : 20MW à 55€/MW/h à la hausse

Offre 4 : 30MW à 0€/MW/h à la baisse

2 cas de besoin :

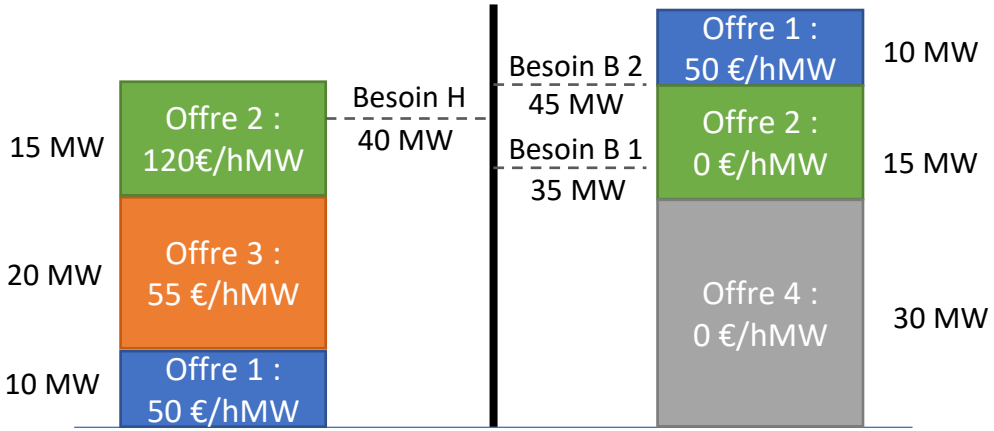
1er cas : Besoin à la hausse 40 MW / Besoin à la baisse 35 MW

2ème cas : Besoin à la hausse 40 MW / Besoin à la baisse 45 MW

→Dans les 2 cas étudiés, les 4 offres ont besoin d'être retenues

→Et les coûts marginaux sont identiques dans les 2 cas :

CM hausse = 120 €/MW/h et CM baisse = 50€/MW/h



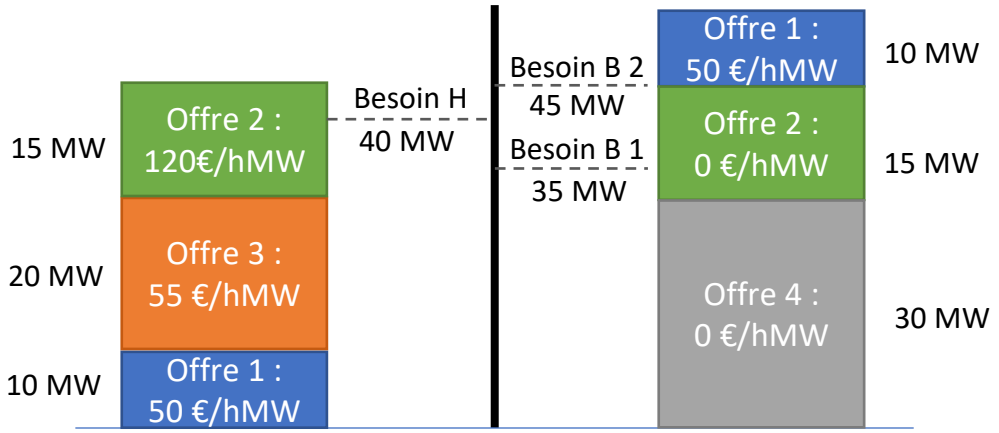
Solution 1 : Post traiter les prix marginaux

Processus : modifier les prix marginaux en sortie pour minimiser le coût de contractualisation payé par RTE, tout en assurant que chaque acteur est payé a minima à ce qu'il propose.

Remarque : les prix obtenus dans chaque sens ne représentent plus des prix marginaux du système mais des prix de rémunération des acteurs. La représentativité du signal prix devient donc à entendre sur l'ensemble [hausse + baisse].

Les 4 offres sont retenues et cela donne une solution différente selon le besoin hausse et le besoin baisse.
Pour que les acteurs soient à minima rémunérés pour ce qu'ils proposent, on doit avoir :

- Prix hausse + prix baisse ≥ 120 €/hMW
- Prix hausse ≥ 55 €/hMW
- Prix baisse ≥0 €/hMW



Cas 1 : Besoin hausse > Besoin Baisse
rémunération hausse = **55 €/MW/h** et rémunération baisse = **65€/MW/h**

Cas 2 : Besoin hausse < Besoin Baisse
rémunération hausse = **120 €/MW/h** et rémunération baisse = **0€/MW/h**

Au lieu de 120€/MW/h et 50€/MW/h dans le cas de base.

Solution 2 : Imposer prix hausse = prix baisse pour une offre symétrique

Processus : imposer pour les offres symétriques un prix à la hausse et un prix à la baisse égaux.

Modifications sur l'exemple :

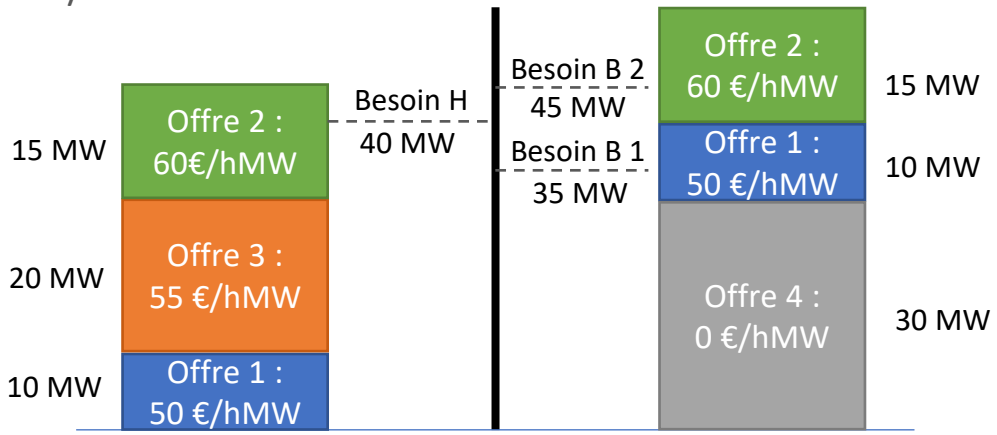
L'offre 2 est modifiée, elle devient 15MW à 60€/MW/h à la hausse et 60€/MW/h à la baisse.

Les autres offres sont inchangées.

Les 4 offres sont retenues et cela donne dans les 2 cas de besoins :

CM hausse = **60 €/MW/h** et CM baisse = **60€/MW/h**

Au lieu de 120€/MW/h et 50€/MW/h dans le cas de base, et 55€/MW/h & 65€/MW/h ou 120€/MW/h & 0€/MW/h pour l'option n°1



Prix de rémunération avec l'option n°1 sur l'AO de novembre 2021

Le rejeu de la période de novembre 2021 donne un prix de rémunération toujours nul à la hausse, du fait de la typologie des offres remises (intégralité des offres en symétrique à l'exception de deux offres dissymétriques à coût nul de 10 MW à la hausse et 9 MW à la baisse) : **tout le coût de contractualisation aurait donc été couvert par les prix de rémunération à la baisse.**

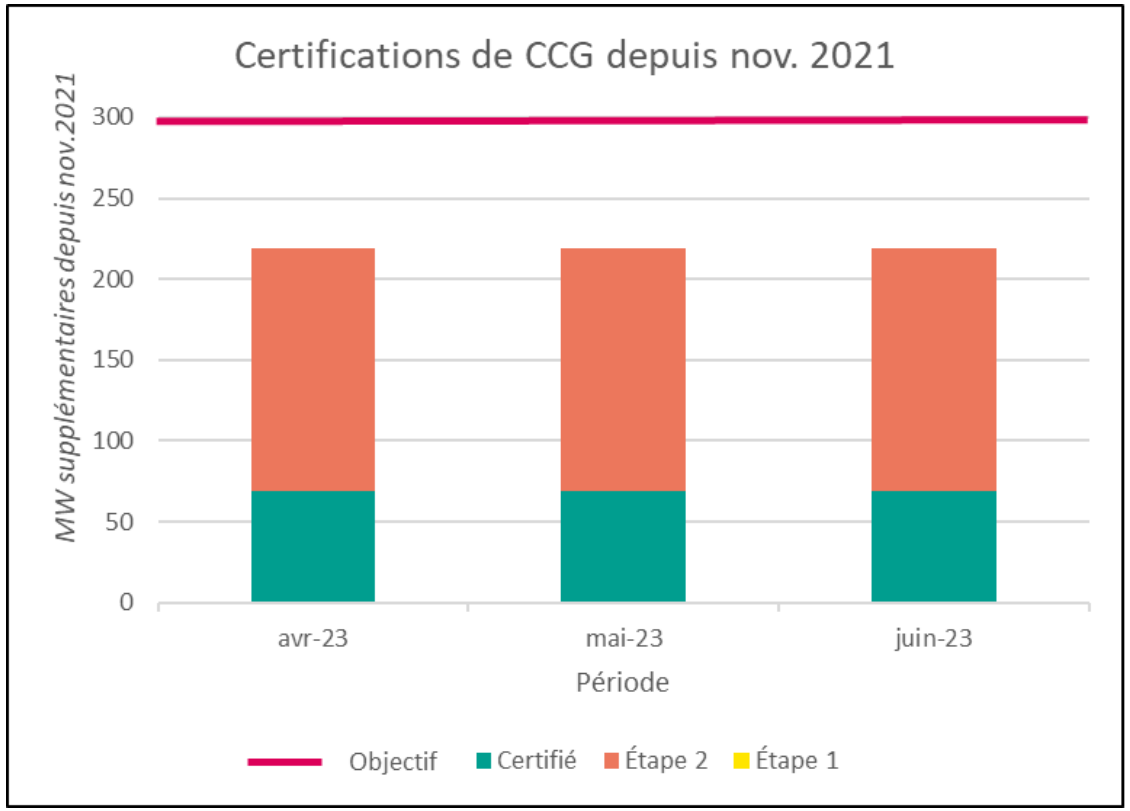
La configuration des volumes offerts lors de la réouverture de l'AO ne sera vraisemblablement pas identique à cette configuration particulière de novembre 2021. Le signal prix dans chaque sens dépendant fortement des volumes d'offres symétriques et dissymétriques à disposition, les variations de prix entre hausse et baisse à la réouverture de l'AO demeurent à ce stade incertaines.

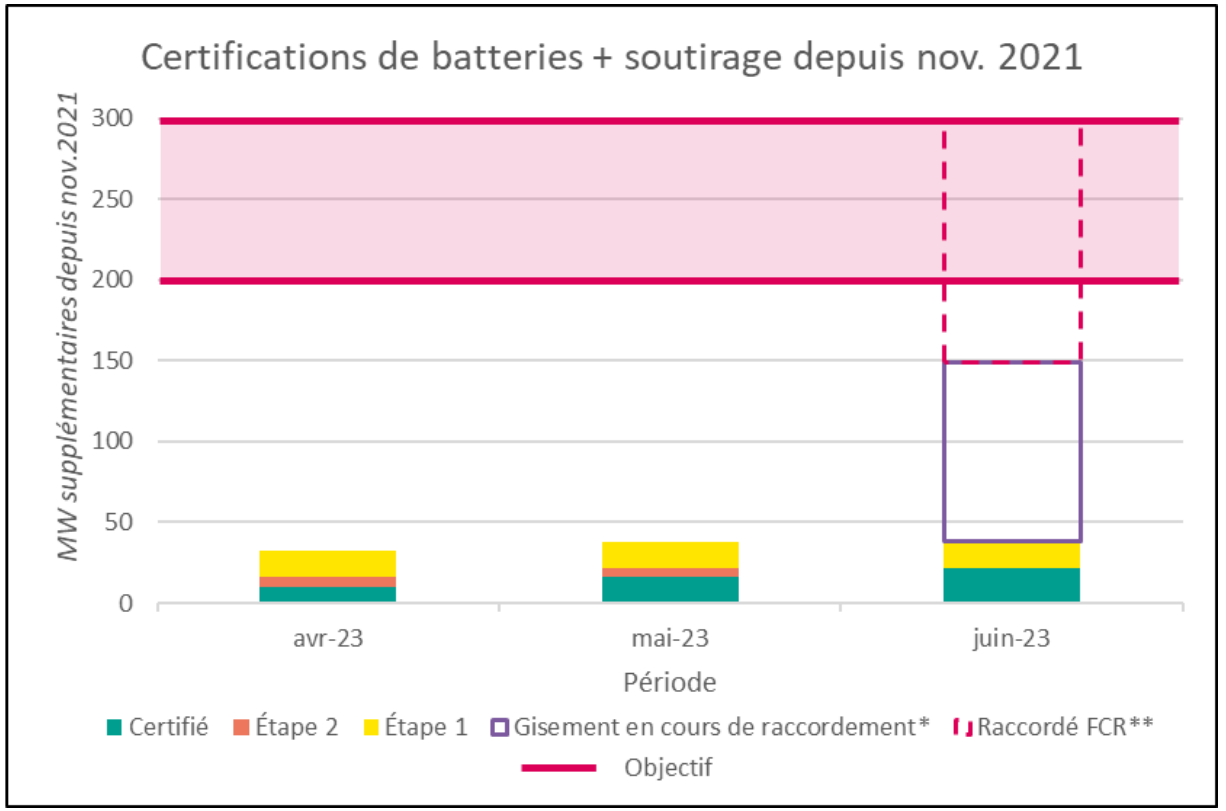
Si la quasi-totalité des offres remises reste symétrique, ce manque de lisibilité du signal prix devrait être peu préjudiciable, la rémunération des acteurs étant assurée par la moyenne des prix [hausse + baisse].

En revanche, si de nombreuses offres dissymétriques émergent d'ici à la réouverture de l'AO, celles-ci pourraient se voir contraintes de définir un prix d'offre afin d'assurer leur rémunération (stratégie « price taker » pénalisée par le post-processing).

2 Suivi des certifications

Volumes en cours de certification





** Correspond à la puissance du parc de batteries et sites de soutirage diffus en cours de raccordement RPD et RPT, avec un coefficient de 30%*

*** correspond à la puissance du parc installé de batteries et sites de soutirage diffus participants aux SSYf, avec un coefficient de 30%*

4 Modèles d’insensibilisation des RE et bascule stockage

1 Rappel des différents modèles

Modèles d'insensibilisations des responsables d'équilibres

Rappel

Type site	Traitement	Pour le RR	Pour le RE	Pour le fournisseur	Nom modèle
Typologie du site (injection ou soutirage)	*Mode d'application du traitement par RTE*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour la rémunération du Responsable de Réserve ?*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour corriger le périmètre du Responsable d'Equilibre ?*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour insensibiliser le fournisseur ?*	*Pour information – dénomination du modèle dans les règles SSY)*
Injection	Par défaut	Oui	Oui	-	« NA »
Soutirage RPT	Par défaut	Oui	Oui	Oui (correction de la courbe de charge)	« CORRIGE »
Soutirage RPD	Par défaut	Oui	Non (évolue avec les dates SY_8 (Z) et SY_9 (Z'))	Non	« SANS »
	Sur demande	Oui	Oui	Oui (RR <-> RTE <-> fournisseur)	« REGULE »
		Oui	Oui	Oui (contrat RR – fournisseur)	« CONTRACTUEL »

Rappel

Une évolution progressive du modèle « Sans »

- La rémunération du RR a été introduite dans les règles SSY v7.1 et mise en œuvre en novembre 2022
- La correction des écarts RE nécessite une évolution des règles MA-RE et sera intégré dans les règles MA-RE v11 (entrée en vigueur prévisionnelle T2 2024)
- La correction des écarts RE sur les EDR diffuses sera mise en œuvre dans un second temps
- Les dates pivots Z et Z' (SY_8 et SY_9 dans la version HaRMonie) sont intégrées dans les règles SSY v7.1.

Date F - novembre 22

- Rémunération du RR

Date Z / SY_8 – T2 2024

- Correction des écarts RE hors EDR diffuses

Date Z' / SY_9

- Correction des écarts RE pour toutes les EDR

API Speed Balancing pour l'envoi des énergies de réglages aux RE

Rappel

Ressource « Reserve per entity »

- Transmission des énergies FCR et aFRR **par EDR pour un même RE** (disponible depuis avril 2023)

Ressource « Reserve per BRP »

- Transmission des énergies FCR et aFRR **par type de site pour un même RE**
  - énergies FCR et aFRR des EDP injection
  - énergies FCR et aFRR des sites de soutirage télérelevés au modèle corrigé
  - énergies FCR et aFRR des sites de soutirage télérelevés hors modèle corrigé
  - énergies FCR et aFRR des sites profilés

2 Évolutions depuis la bascule stockage du 1er avril 2023

Modèles pour le stockage

	Type site	Traitement	Pour le RR	Pour le RE	Pour le fournisseur	Nom modèle
	Typologie du site (injection ou soutirage)	*Mode d'application du traitement par RTE*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour la rémunération du Responsable de Réserve ?*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour insensibiliser le Responsable d'Equilibre ?*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour insensibiliser le fournisseur ?*	*Pour information – dénomination du modèle dans les règles SSY)*
Inchangé	**Injection**	Par défaut	oui	oui	-	« NA »
Inchangé	**Soutirage RPT**	Par défaut	oui	oui	oui	« CORRIGE »
Inchangé	**Soutirage RPD**	Par défaut	oui	Non (évolue avec les dates SY_8 (Z) et SY_9 (Z'))	non	« SANS »
Inchangé	**Soutirage RPD**	Sur demande	Oui	oui	oui	« REGULE »
Inchangé	**Soutirage RPD**	Sur demande	Oui	oui	oui	« CONTRACTUEL »
Avant le 01/04	**Stockage RPT**	Par défaut	oui	oui	oui	« CORRIGE »
Avant le 01/04	**Stockage RPD**	Par défaut	oui	Non (évolue avec les dates SY_8 (Z) et SY_9 (Z'))	non	« SANS »
Depuis le 01/04	**Stockage RPT**	Par défaut	oui	oui	-	« NA »
Depuis le 01/04	**Stockage RPD**	Par défaut	oui	oui	-	« NA »

Établir une insensibilisation du fournisseur : quels besoins ?

- **Problématique**
  - L'énergie de réglage soutirée par les batteries RPT n'est pas insensibilisée pour le fournisseur. Le fournisseur peut alors établir une facturation de l'énergie soutirée incluant à tort le réglage de fréquence.
  - Dans le contexte d'activation de l'énergie aFRR par préséance économique, celle-ci est non négligeable.
  - Le calcul des consommations ajustées est effectué pour les sites de soutirage télérelevé réglementairement et non pour les sites de stockage.

- **Besoin**
  - Accéder aux énergies de réglages à la maille site pour le stockage RPT

- **Solution proposée** : construire un flux de données contenant les énergies de réglage du stockage RPT à la maille site.
  - **Vers qui ?**
    - RR
    - RE
  - **Sous quelle forme ?**
    - API
    - Fichiers téléchargeables avec interface de visualisation
    - Fichiers téléchargeables sans interface de visualisation

5 Disposition transitoire relative à la sous-mesure

Rappel du cadre expérimental

- L'utilisation de sous-mesure pour un Site consiste à ce que la télémesure transmise à RTE ne couvre **pas le périmètre intégral** du Site : **celle-ci ne couvre alors que le ou les processus à partir desquels les Services Système sont fournis**.
- Elle peut être utilisée dans les 2 cas suivants :

A des fins de vérification de la mesure de la fourniture du service au point de livraison	**Comme remontée de données nominales des données de télémesures**
Conditions à respecter par le Responsable de Réserve : • **Transmettre à la fois la sous-mesure et la télémesure** au niveau du Site • RTE constate **une amélioration de la qualité de l'estimation des triplets** [P0, K, Pr] • Fournir les données nécessaires pour conclure à ce que l'utilisation de **la mesure au niveau du Site ne permette pas une estimation des triplets** avec une précision suffisante ; • Malgré l'imprécision, **la fourniture de Services Système doit pouvoir être constatée en utilisant la mesure prise au niveau du Site** ; • Le dispositif de télémesure **doit être conforme** aux dispositions de l'article 4.7 de la DTR de RTE ; • Le Responsable de Réserve doit fournir à RTE **une description des processus de tout le Site**, une description **de l'asservissement mis en œuvre au niveau de chaque processus** à partir desquels les Services Système sont fournis, et une justification **de l'absence de contre-réglage** et corrélation avec les autres processus du/des Sites non télémesurés. Ces conditions peuvent faire l'objet d'un contrôle périodique annuel.	Conditions à respecter par le Responsable de Réserve : • Le dispositif de télémesure **doit être conforme** aux dispositions de l'article 4.7 de la DTR de RTE ; • Le Responsable de Réserve doit fournir à RTE **une description des processus de tout le Site**, une description **de l'asservissement mis en œuvre au niveau de chaque processus** à partir desquels les Services Système sont fournis, et une justification **de l'absence de contre-réglage** et corrélation avec les autres processus du/des Sites non télémesurés. En l'absence d'observabilité sur le réseau, la sous mesure peut ne pas être acceptée.



Les données de sous-mesure **ne peuvent pas faire office de données de comptage**.

Retours sur l’expérimentation

- **EDR utilisant la sous-mesure :**
  - EDR diffuses
  - EDR composées de batteries raccordées derrière un raccordement de parc EnR
  - EDR composées de batteries raccordées derrière un site de consommation

- **Analyse :**
  - **Distinction entre raccordements RPT et RPD :** Une batterie raccordée au RPT est bien détachée réglementairement du parc de production. Elle est considérée comme une Unité à part et la sous-mesure est implémentée automatiquement pour assurer l’observabilité. Concernant les raccordements sur le RPD, cette mise en place de sous-mesure n’est pas automatique.
  - **Limitations d’évacuation possibles** : dans le cas d’un raccordement derrière un site de production, il est possible d’avoir des limitations en injection et soutirage sur le réseau.
  - **Risque relevé :** lorsque des limitations sont présentes, il y a un risque de contre-réglage.

- **Propositions pour sortir du cadre expérimental :**
  - Clarifier dans les règles SSYf et dans les trames de certification les informations à transmettre pour démontrer l’absence de contre-réglage
  - Analyse par RTE des conditions présentes dans le cadre expérimental

6 Retour sur les questions formulées au précédent GT

Points relevés au dernier GT

Points instruits dans les slides précédents :

- **Créer un lien de données** entre le responsable de réserve et le fournisseur

Autres questions :

- Le coefficient S ne sera pas différencié entre la hausse et la baisse. Dans ce cas, **les pénalités le seront-elles** ?
  - ➢ Les pénalités **sont bien calculées par sens** avec le ratio d'indemnité hausse/baisse noté a :

Points à traiter pour le GT du 14 septembre :

- Fonctionnement de **renvoi de PM** côté MA et le lien avec les SSYf

7

Annexes

1 Périmètre indicatif de la v8

Périmètre indicatif de la v8

Sujet	Consistance	Concertation	Statut
Passage à l'ISP15	• Voir slides du GT du 8/11 • 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
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 GT 9/12/22	Concertation terminée
Calcul de prescription	• Revue de l'article pour clarifier la méthode de calcul et la déclaration d'inaptitude temporaire • 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 15/02/23	Concertation terminée
Harmony	• Présentation nouvelle nomenclature des dates pivots • Aligner les accords (sites, RE..) en cohérence avec les autres mécanismes • Harmonisation dans la structure et des définitions	GT 15/02/23 GT 30/03/23	Concertation terminée

Périmètre indicatif de la v8

Sujet	Consistance	Concertation	Statut
Facturation	• Mise à jour de la partie facturation dans le cadre de la reprise du processus dans BOSS	GT 9/12/22	Concertation terminée
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	GT 9/12/22 GT 10/05/23	Concertation terminée
AO aFRR	• Modification de la méthode de détermination du prix marginal • Présentation du suivi des critères de réouverture	GT 15/02/23 GT 30/03/23 GT 10/05/23	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) • Précision des règles de modification des périmètres en cas d'incohérence MA /SSYf	GT 8/11/22 GT 2022 GT 15/02/23	Concertation à continuer (v9)
AO FCR	• Suppression de la possibilité de déposer plus que la capacité certifiée à l'AO FCR		À concerter en v9
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 en v9

Légende :
- Sujet finalisé pour la v8
- Sujet en cours pour la v8
- Sujet prévu en v9

Périmètre indicatif de la v8

Sujet	Consistance	Concertation	Statut
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	GT 20/07 (prévision)	À concerter
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 : sous mesure • Réinterroger la disposition transitoire sur les EDR diffuses	GT 29/06/2023 GT 20/07 (prévision)	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	GT 20/07 (prévision)	À concerter
EnR variables	• Selon avancement mise à jour des trames de certification / dispositions des règles		A concerter en v9

Légende :
- Sujet finalisé pour la v8
- Sujet en cours pour la v8
- Sujet prévu en v9

2 Rappel nouvelle nomenclature des dates pivots

Proposition dans le cadre de l'harmonisation des règles

Afin d'éviter des confusions et dans le cadre du projet Harmonie, RTE propose de faire évoluer la nomenclature des dates pivots pour le jeu de règles SSY v8 (et pour les futurs jeux de règles MA/RE, NEBEF, RR/RC, etc.)

Chaque date pivot aura un nom unique et respectera la nomenclature suivante :



Mécanisme	Nom abrégé prévisionnel
SSY	SY
MA	MA
RE	RE
Programmation	PR
NEBEF	NF
RR-RC	RT
MECAPA	MK
Import-Export	IE

- Pour SSY, les dates seront de la forme : **SY_1**
- Les dates pivot correspondant à des **projets trans-mécanismes** auront le **même numéro** dans tous les jeux de règles
  - ➢ *Exemple : pour ISP 15, les dates pivots seraient comprises entre 30 et 40 pour tous les jeux de règles, toujours précédées des lettres correspondant à chaque jeu de règles*

Nommage des dates pivots dans les règles SSY v8 :

ISP15

Ancien nom	G'	H'	I	I'	I''	X	Y	Z	Z'	W	F	C	D	A	B
Nouveau nom	SY_1	SY_2	SY_3	SY_4	SY_5	SY_6	SY_7	SY_8	SY_9	Notifiées		SY_{15}	SY_{20}	SY_{22}	SY_{23}

3 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*
- ❑ *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*

Prochains GTs

Calendrier des GT SSYf

- GT :
  - Jeudi 29 Juin : 9h30 – 12h30
  - Jeudi 20 juillet 9h30 – 12h30
  - Jeudi 14 septembre 9h30 – 12h30
  - Mercredi 15 novembre 9h30 – 12h30
  - Mercredi 10 janvier 9h30 – 12h30

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci de votre participation