Le réseau de transport d'électricité

GT - Evolution des règles PROG et MA

16 mai 2024

Accessibilité : Participants du GT PROG-MA

V1

Copyright RTE – 2023. 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)

Ordre du Jour

PARTIE A : Actualités

1. **Calendrier** indicatif de la concertation
2. **TERRE** - Actualités projet
3. **ISP15'** - Notification de la date **MA_{20}**
4. **ISP15'** - Suivi de la bascule du pas de programmation

PARTIE B : Concertation de la V2

1. **Contractualisation de la mFRR à la baisse** - Sondage
2. **Plateforme MARI** - Retour sur l'appel à contribution
3. **Refonte des fichiers** et nouvelle formulation des offres d'ajustement
4. **Ajustement en quintuplet** et nouveau code de dialogue
5. **Plage de prix 15 min** - Résultat du sondage
6. **Fichiers d'offres** - espaces blancs dans les chroniques

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 :

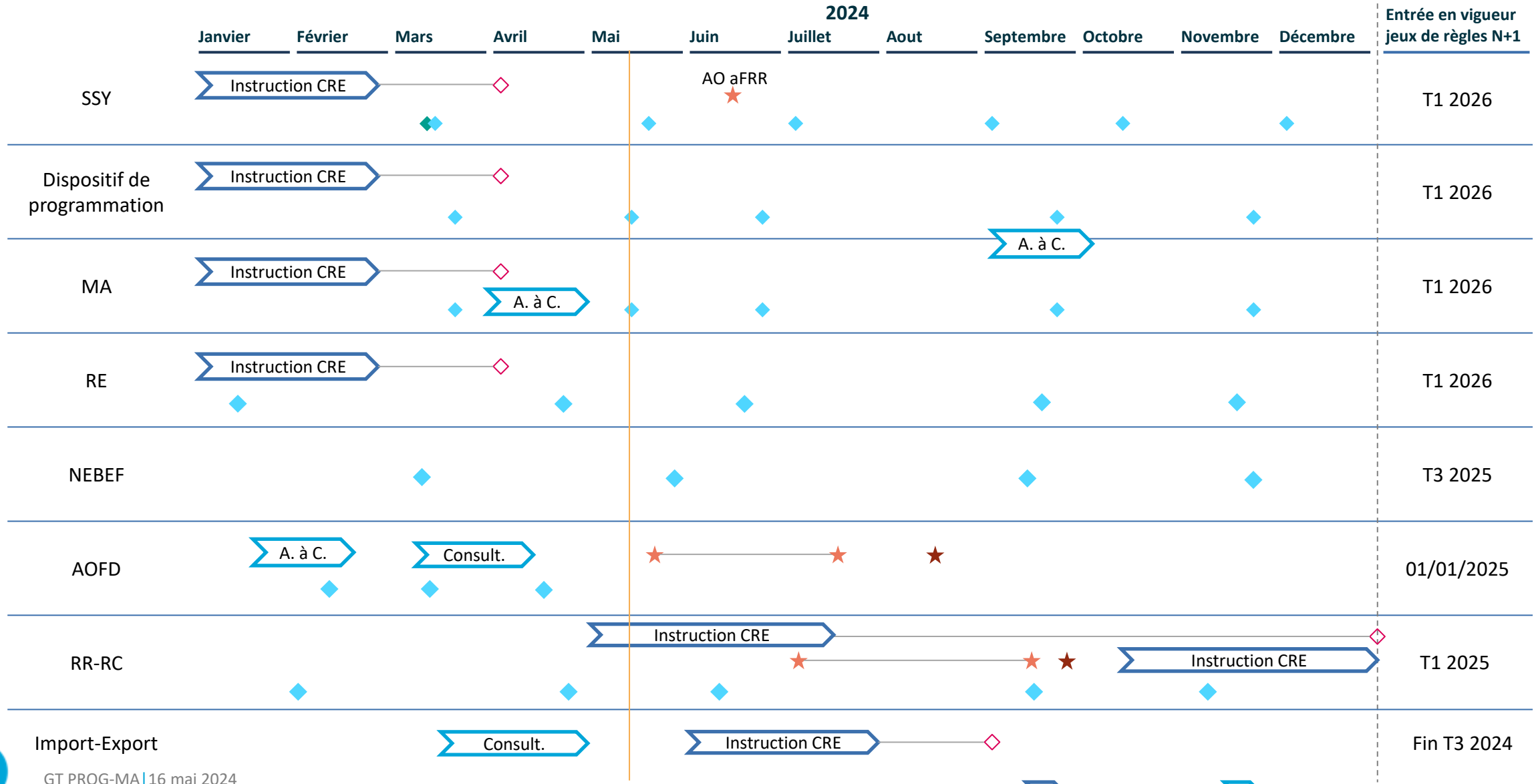


- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT Stockage*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de programmation (RP)*
- ❑ *AT dédiés aux acteurs d'ajustement (AA)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de réserve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

A Actualités

1 Calendrier indicatif de la concertation

Calendrier des règles et AO



Légende : ★ Lancement AO ★ Résultat AO ◆ GT ◆ AT ◇ Entrée en vigueur de règles Instruction CRE Appel à contribution

2 TERRE - Actualités projet

TERRE - Actualités projet

Avenir de TERRE:

- **Rappel de la position de RTE: pas d'implémentation des 96 guichets et maintien du processus TERRE à 24 guichets le plus longtemps possible avec les GRT voisins.**
- Déconnexion de RTE visée au S2 2025. Date à clarifier en fonction du planning d'insertion des autres projets et du planning de déconnexion des autres GRT.
- Webinaire le 17 mai de 9h à 10h15 sur l'avenir de la plateforme.

3 ISP 15’ - Notification date MA_{20}

ISP 15’ - Notification date MA_{20}

Date MA_{20} : Evolution du contrôle du réalisé en lien avec le passage du Pas de Règlement des Ecarts au Pas 15 Minutes

Entrée en vigueur : 1er juillet 2024

Rappel de l’évolution :

- **Présence de Courbes de charges** au pas 5 ou 15 min afin de pouvoir ajouter des sites dans une EDA
- **Suivi de la qualification** faite sur des courbes de charges au pas 5 ou 15 min
- **Pas de contrôle** au pas 5 min et **plage de contrôle** comprenant des pas 5 min.
- **Volume réalisé** calculé à partir de courbes de charges et de référence au pas 5 ou 15 min.

2.F.3.2.2. Existence d’une Installation de Comptage

Pour participer au Mécanisme d’Ajustement, un Groupe de Production, un Site de Stockage Stationnaire, un Site d’Injection ou un Site de Soutirage doivent être dotés d’une Installation de Comptage restituant des Courbes de Charges Télérelevées au Pas 10 Minutes**. Au plus tard à partir du samedi précédent la date MA_{20}, ces données sont établies au Pas 5 Minutes ou au Pas 15 Minutes selon les conditions définies à l’article 2.L.2.**

2.L.1.1. Plage et Pas de Contrôle pour le contrôle du Volume Réalisé

La Plage de Contrôle d’une EDA correspond à l’union des périodes suivantes :

- [H-30 ; H+1h[si une Offre d’Ajustement Standard de RR portant sur l’EDA a été activée sur la plage Horaire [H ; H+1h[;
- pour les Offres d’Ajustement Spécifiques, l’ensemble des Pas 10 Minutes complets pendant lesquels le Volume Attendu Théorique ou le Volume Attendu Effectif définis aux Articles 2.M.1 et 2.M.2 est non nul. **A partir de la date MA_{20}, la Plage de Contrôle correspond à l’ensemble des Pas 5 Minutes complets pendant lesquels le Volume Attendu Théorique ou le Volume Attendu Effectif est non nul.**

Le Pas de Contrôle est égal à 10 min. A partir de la date MA_{20}, le Pas de Contrôle est égal à 5 min.

Les Articles 2.L.2, 2.L.3 et 2.L.4 sont applicables aux EDA hors EDA Point d’Echange.

2.G.3.3. Données utilisées pour le suivi de la Qualification

Afin d’assurer le suivi de la Qualification d’une EDA, RTE utilisera les données suivantes :

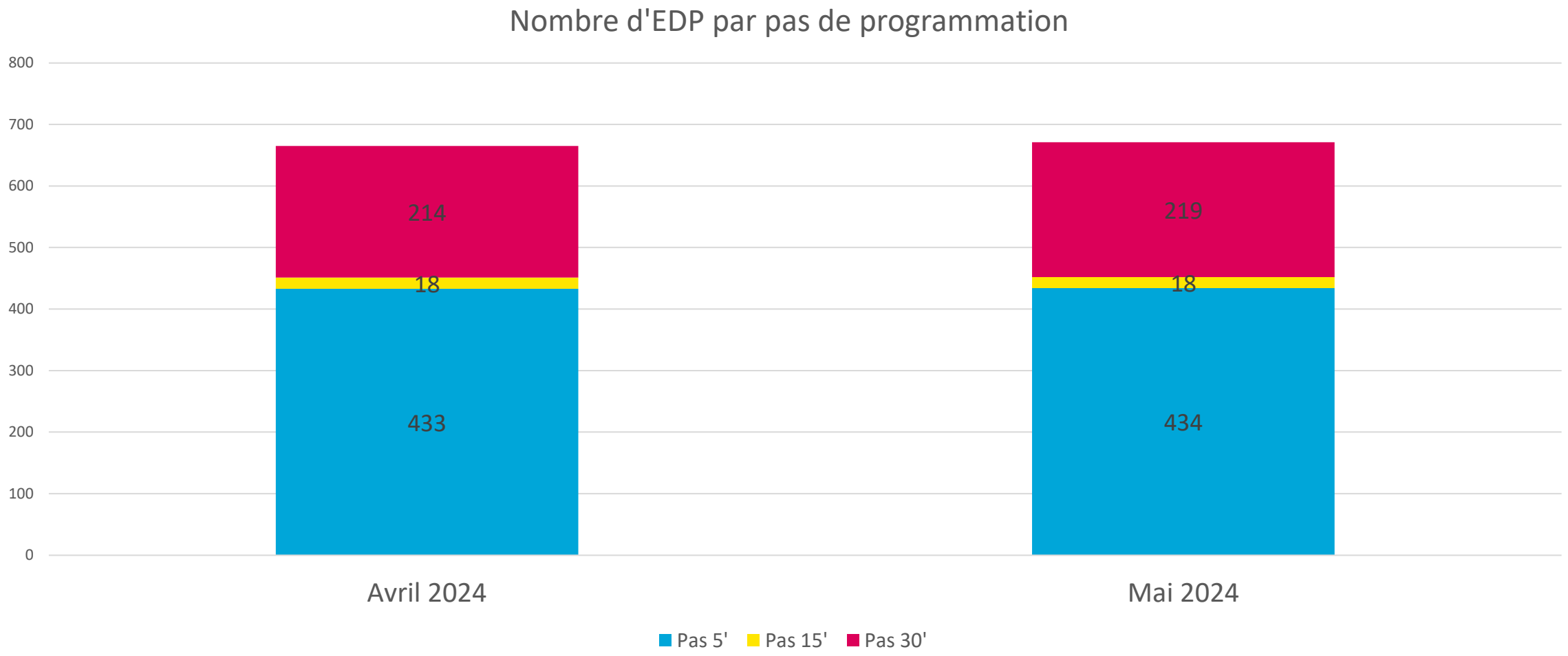
- Comme données de référence, les Données de Comptage au Pas 10 Minutes fournies par le Gestionnaire de Réseau concerné ou, le cas échéant, par l’Acteur d’Ajustement titulaire d’une Qualification en application de l’Article 2.E.3, agrégées à la maille EDA. **Au plus tard à partir du samedi précédent la date MA20, ces données sont établies au Pas 5 Minutes ou au Pas 15 Minutes selon les conditions définies à l’article 2.L.2 ;**

2.L.4. Etablissement du Volume Réalisé de l’EDA

Le Volume Réalisé de l’EDA est basé sur données au pas de temps ci-dessous : ut : le Pas de Temps auquel appartient le Pas 5 Minutes t. Jusqu’au vendredi précédant la date MA_{20}, le Pas de Temps ut est un Pas 10 Minutes. **A partir du samedi précédant la date MA_{20}, il s’agit d’un Pas 5 Minutes ou d’un Pas 15 Minutes selon les conditions définies à l’Article 2.L.2.2.1**

4 ISP 15’ - Suivi bascule pas de programmation

Evolution du pas de programmation des EDP



Pas de nouvelle bascule ce mois-ci
6 nouvelles EDP, dont 5 au pas 30’

B PROG-MA v2 et versions ultérieures

1 Contractualisation de la mFRR à la baisse - Sondage

Dennis Cruz Hildalgo, Véronique Bachelier

Le besoin de mFRR baisse

RTE identifie depuis plusieurs années le besoin de mettre en place un produit rapide à la baisse.

Dans le cadre d'une étude menée avec ENTSO-E (RGCE) sur les LLFD (Long Lasting Frequency Deviation), sur 20 situations passées, RTE a identifié que la contribution de RTE à ces évènements était due dans 50% des cas à un manque de moyens rapides à la baisse.

La priorité pour RTE est d'avancer sur le produit baisse.

Pour tenir l'échéance de novembre 2025, RTE estime que la consultation associée au produit baisse doit démarrer à l'été.

RTE propose donc de concerter le produit baisse (design, contractualisation) au GT RR-RC de juin 2024.

L'Accord de Bloc actuel ne permettant pas de contractualiser de mFRR baisse, cela nécessite de le modifier.

RTE propose pour cette première étape de l'introduction de la mFRR baisse d'avoir la même approche que pour la hausse :

Aléa dimensionnant baisse – Volume minimal de réserve secondaire baisse

Le volume de mFRR baisse qui en résulterait est **estimé** entre 700 et 1000 MW par pas horaire sur 24h.

Caractéristiques du produit : mFRR contractualisée - baisse

RTE, dans le cadre du design de ce produit, cherche à conjuguer 3 enjeux :

- Disposer d'un produit permettant de faire face à des dynamiques rapides (DfD notamment) ;
- Choisir un produit qui pourra être proposé **à la cible** sur la plateforme d'équilibrage MARI ;
- … et disposant d'un gisement suffisant pour couvrir le besoin de RTE.

	mFRR (RR)
Période de validité AOJ	**1h**
SENS	BAISSE
DMO	13'
DOmin	**5' – 15' – 30' (à définir)***
DOmax	**1h**
Emax (Stock)	Géré par les acteurs via la formulation des offres
Nb_Activations	
DNA	**0' – 15' - 30' (à définir)***

*** Une seule valeur sera retenue suite au sondage**

Au démarrage, RTE propose de ne pas exiger la pré-qualification MARI pour une EDA engagée en mFFR contractualisée.

Les offres en énergie seront déposées en spécifique.

RTE va lancer un sondage à destination des acteurs afin que ces derniers se prononcent sur le gisement qu'il est possible de dégager suivant les caractéristiques techniques du produit.

Sur la base du résultat de ce sondage, RTE présentera une proposition de produit lors du GT RR/RC de juin 2024.

Le sondage

Le sondage est ouvert du **17 mai** au **14 juin 12:00**

Le formulaire est disponible sur :
https://www.concerte.fr/evenement/gt-prog-ma-0

Les réponses devront être soumises directement sur Concerte dans le même lien :
https://www.concerte.fr/evenement/gt-prog-ma-0

RQ : Les réponses des acteurs seront confidentielles.

2 Retour appel à contribution MARI

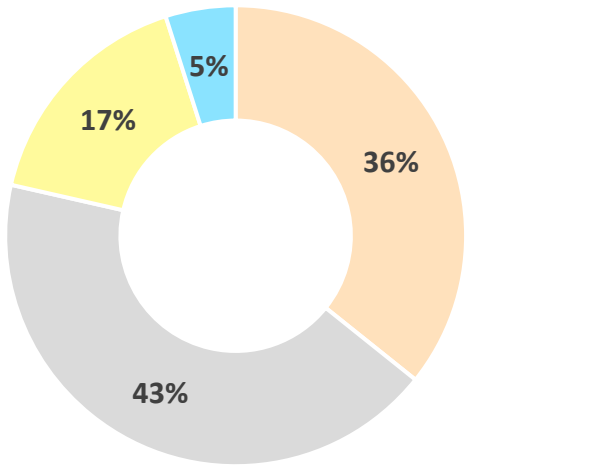
Analyse des retours sur l'appel à contributions MARI

Participation

7 acteurs ont participé à l'appel à contributions MARI : NW RE, EDF, ENGIE, ALPIQ, TOTALENERGIES, ENERGY POOL, SMART GRID ENERGY.

Gisement potentiel à terme

Répartition à terme des gisements par filière



Les tendances qui se dégagent :

- Le **stockage est la filière qui pourrait le plus facilement répondre aux contraintes du produit standard MARI** et apporterait un volume de MW significatif. Cependant ce volume sera arbitré entre la RP, RS et la mFRR selon la stratégie des acteurs.
- La **filière thermique représente le gisement le plus important**, cependant les offres ne découleraient que de **modulation de puissance**.

Les points positifs :

- Plus de **1200 MW** de gisement MARI **seraient déjà existants**.
- A cela s'ajouteraient **1000 MW** de gisement MARI **supplémentaires après investissement par les acteurs**.

Les points d'attention :

- RTE s'attendait à collecter des informations sur la **formulation d'offres standards à partir d'EnR**, cependant **aucun acteur n'a fait de retour en ce sens**.

Analyse des retours sur l'appel à contributions MARI

Contraintes techniques remontées

Difficultés ou impossibilité de réaliser les rampes attendues selon les filières

DOmin trop court

Délai de préparation de 2,5 minutes et/ou DMO trop court

Constat :

- Une grande partie des acteurs font part de **multiples contraintes vis-à-vis du respect des différents éléments du gabarit standard** MARI.
- Certains acteurs **demandent un assouplissement des contrôles proposés par RTE** en termes de qualification des EDA afin de pouvoir proposer davantage de MW sur la plateforme MARI.

Les prochaines étapes :

- Les réflexions autour du **sujet de la qualification des EDA** vont se poursuivre au cours de l'année 2024 et 2025 afin d'insérer les éléments concertés dans la version 2 des règles harmonisées.
- Dans une démarche de comparaison, des échanges sur les **modalités mises en place par d'autre GRT sur leur contrôle vont être planifiés.**

Contraintes économiques remontées

Incertitude sur la rentabilité économique

Constat :

- De multiples acteurs font part de **manque de visibilité quant à la rentabilité économique** possible dans le cas de leur participation à la plateforme MARI.
- En effet, la majorité des acteurs partagent des besoins d'**investissement** plus ou moins conséquent **conditionnés par la construction d'un business plan rentable**.

Les prochaines étapes :

- Afin de donner plus de visibilité économique aux acteurs, RTE propose lors d'un futur GT PROG-MA de réaliser un **REX sur les prix pratiqués sur la plateforme MARI**. En effet, 11 GRTs seront connectés d'ici la fin d'année 2024 à MARI permettant d'observer un fonctionnement plus représentatif qu'aujourd'hui.

Analyse des retours sur l'appel à contributions MARI

Perspective sur les agrégats

- **Les acteurs ayant répondu soutiennent la démarche sur l'agrégation d'EDP au sein d'une même EDA**.
- A long terme, l'agrégation semble être **un levier intéressant pour permettre aux acteurs de se rapprocher du profil standard** MARI.
- Les agrégats sont globalement perçus comme une **souplesse donnée aux acteurs pour constituer leur EDA** et participent donc à une meilleure optimisation de l'équilibrage de manière générale.

→ Les modalités d'agrégation restent néanmoins à concerter, ces travaux sont en cours d'instruction côté RTE.

Refonte de la RR-RC

- Il n'y a **pas de volonté franche côté acteur d'avoir une RR-RC standard** sans passer par l'étape intermédiaire d'une RR-RC refondue.
- Une partie des **acteurs sont favorables** à une standardisation de la RR-RC, l'autre partie des acteurs considèrent que les caractéristiques techniques du produit standard sont trop limitantes et le manque de visibilité sur la future rémunération RR-RC standard **ne permet pas d'engager des investissements vers des produits standards.**

→ Les retours collectés ont été partagés avec l'équipe RR-RC. La suite de l'instruction du futur de la RR-RC sera traitée au travers des GT RR-RC.

Séparation des supports d'offres

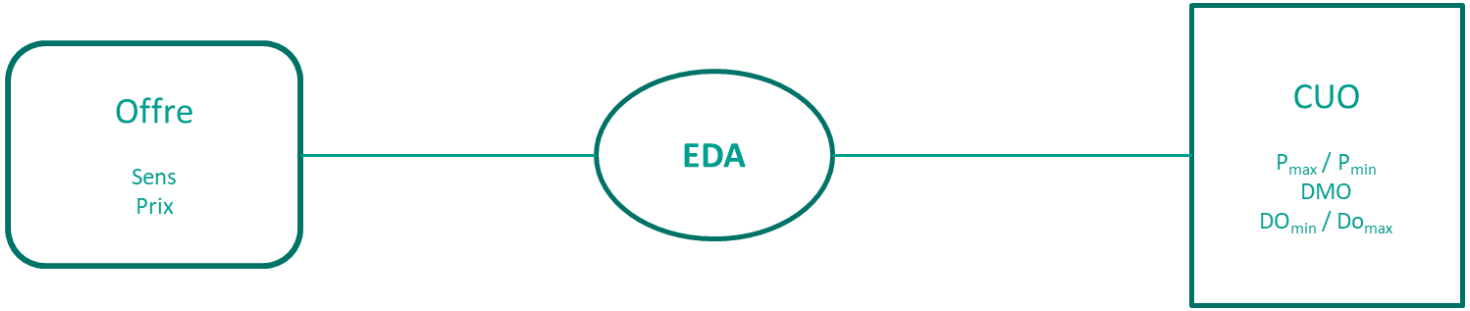
- La **séparation des supports d'offre semble être peu structurante pour la liquidité** sur la plateforme MARI.
- **La majorité des acteurs n'ont pas exprimé d'intérêt fort** en faveur de la séparation des supports d'offre, il ne s'agit pas d'une contrainte pour les acteurs de marché.
- La complexité de gestion de la cohabitation des offres spécifiques et standards est donc surtout côté RTE.

→ La gestion de la cohabitation entre les offres spécifiques et standards est en cours d'instruction, RTE prendra en compte les éléments de réponses envoyés par les acteurs dans la réflexion.

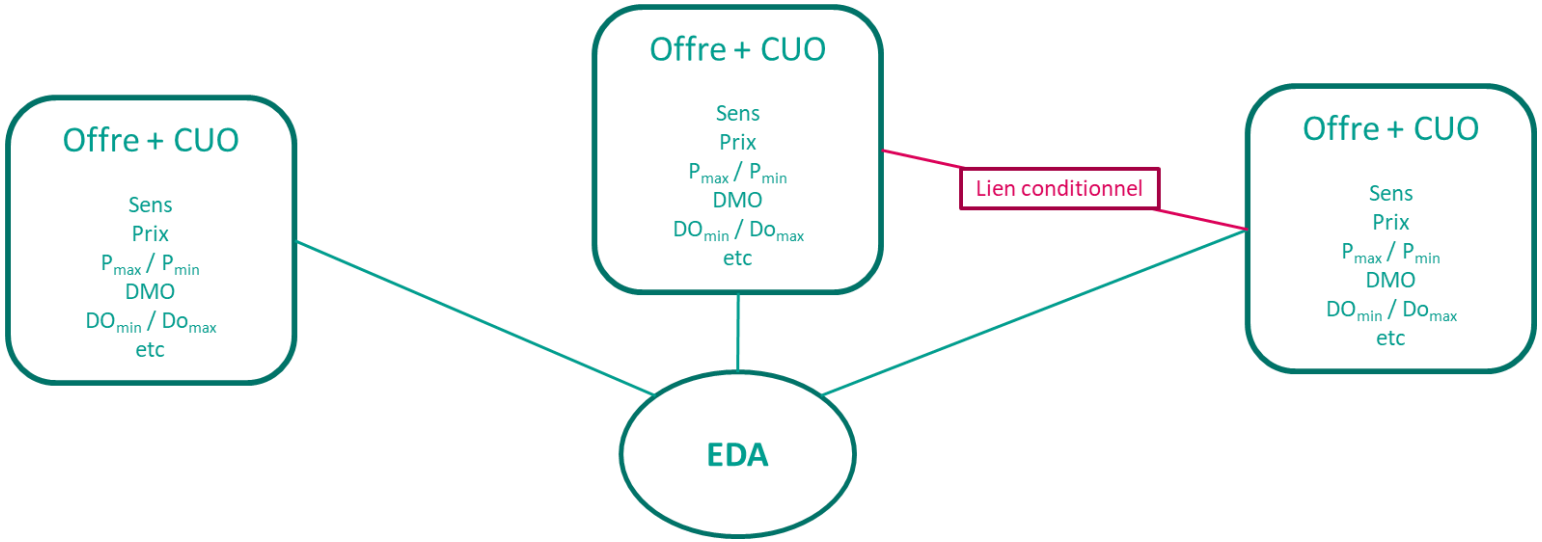
3 Nouvelle formulation des offres sur le MA

Rappel du principe de la nouvelle formulation

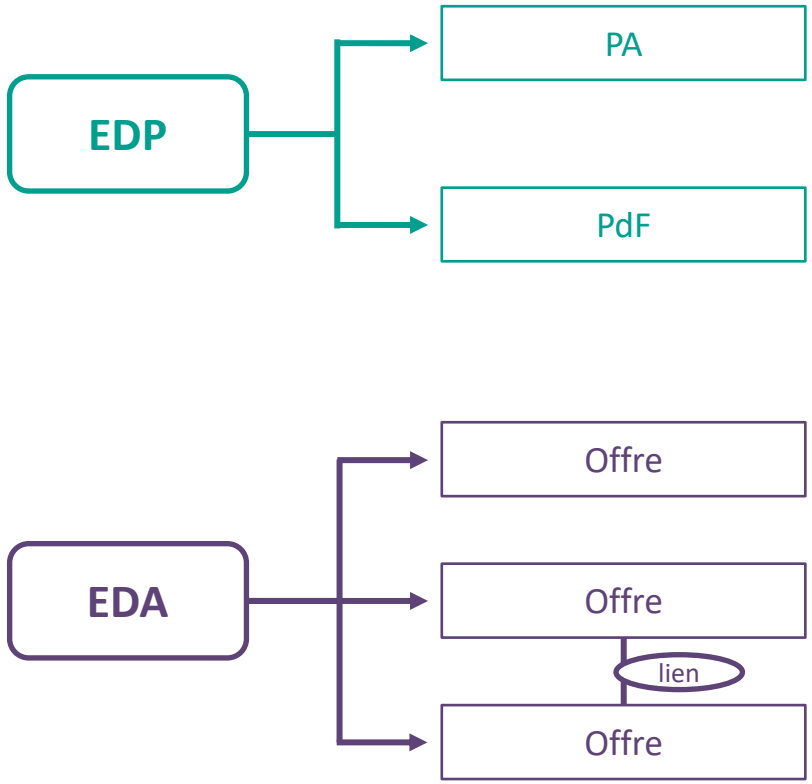
Passer d'un MA centré sur le pilotage d'EDA



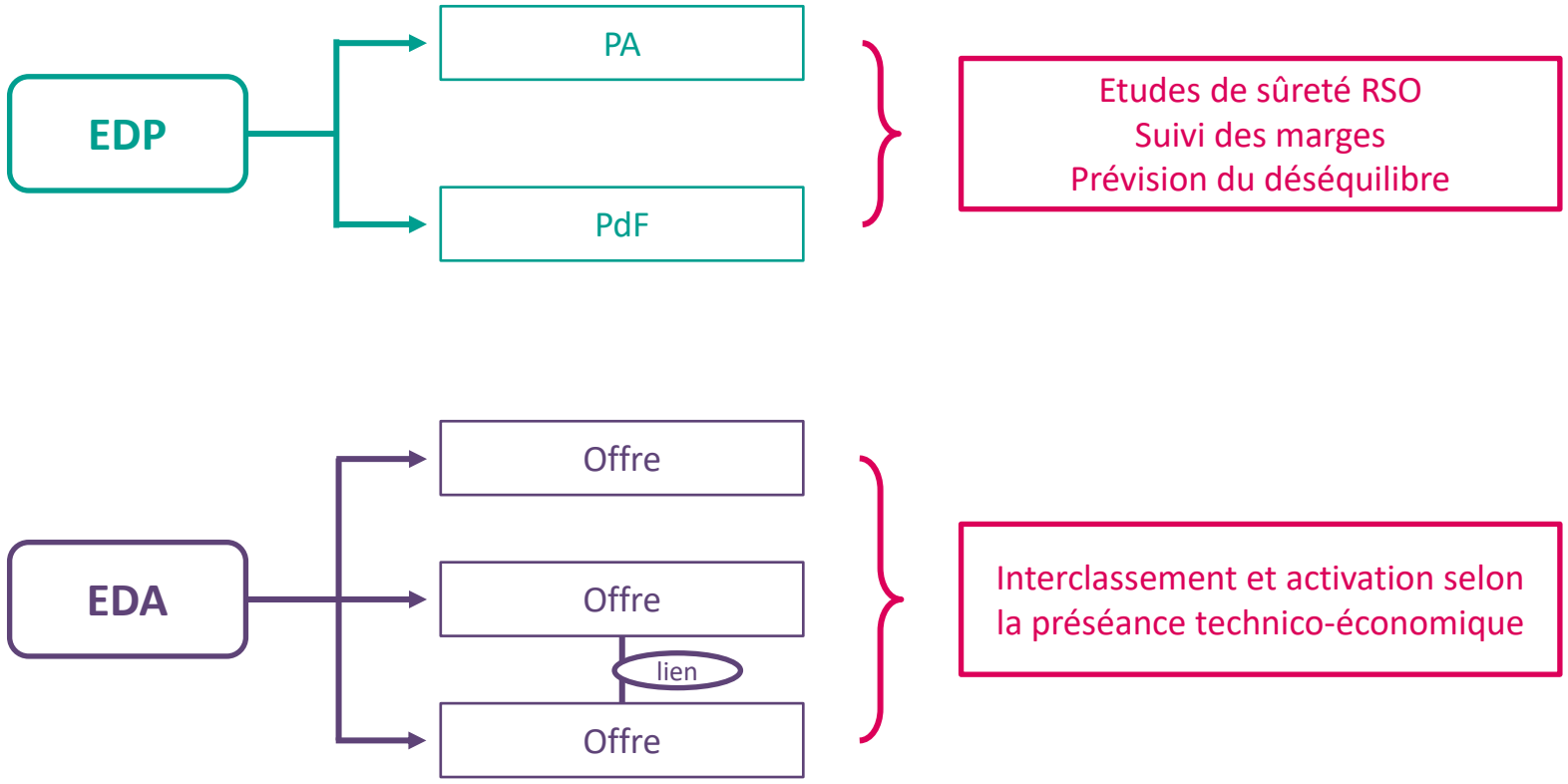
A un MA centré sur l'activation d'offres



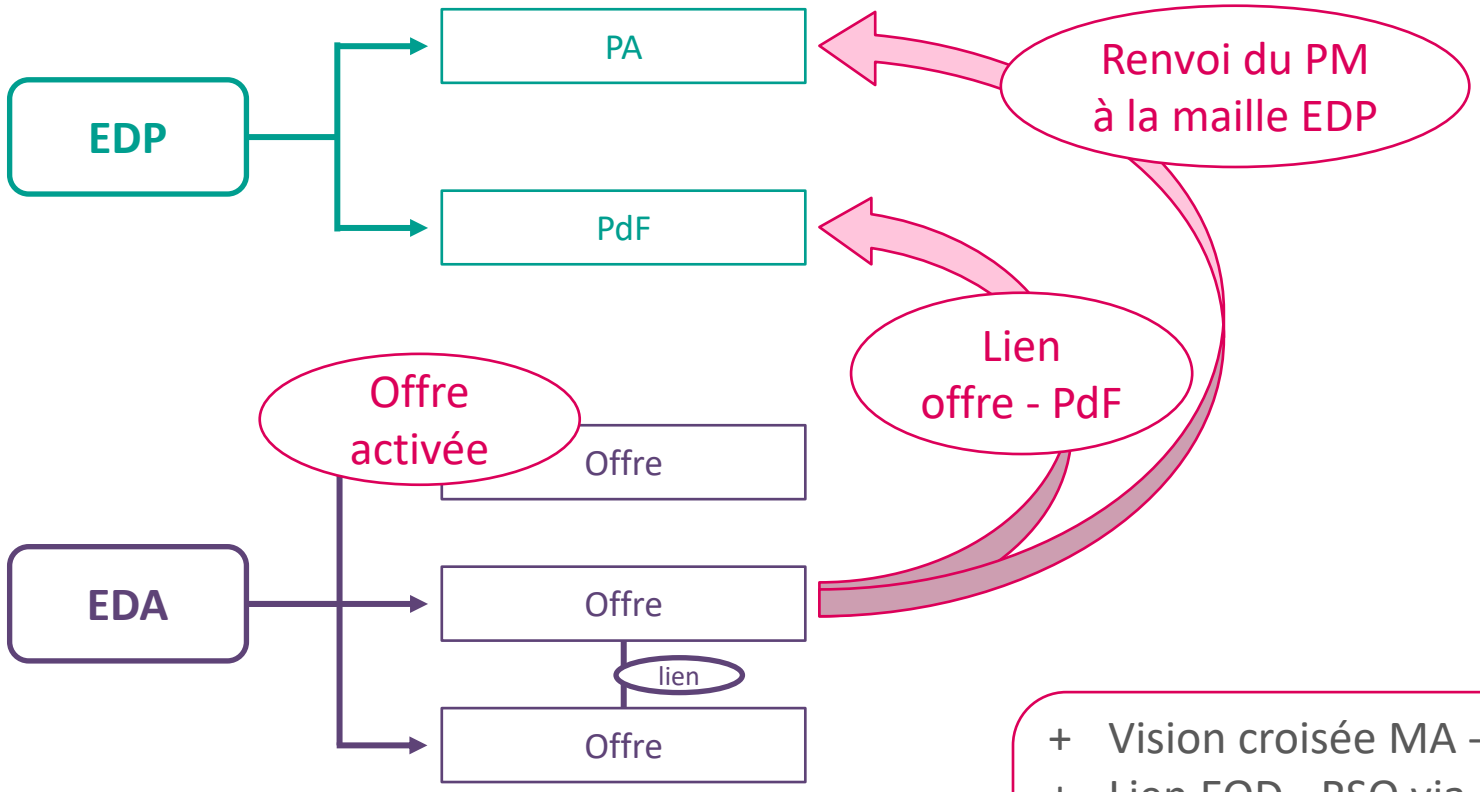
Principes évoqués lors des bilatérales



Principes évoqués lors des bilatérales



Principes évoqués lors des bilatérales



+ Vision croisée MA - SSYf via les PdF
+ Lien EOD - RSO via le PM
+ Calcul des PdF par l'acteur
+ Lève une contrainte sur l'agrégation EDA multi EDP

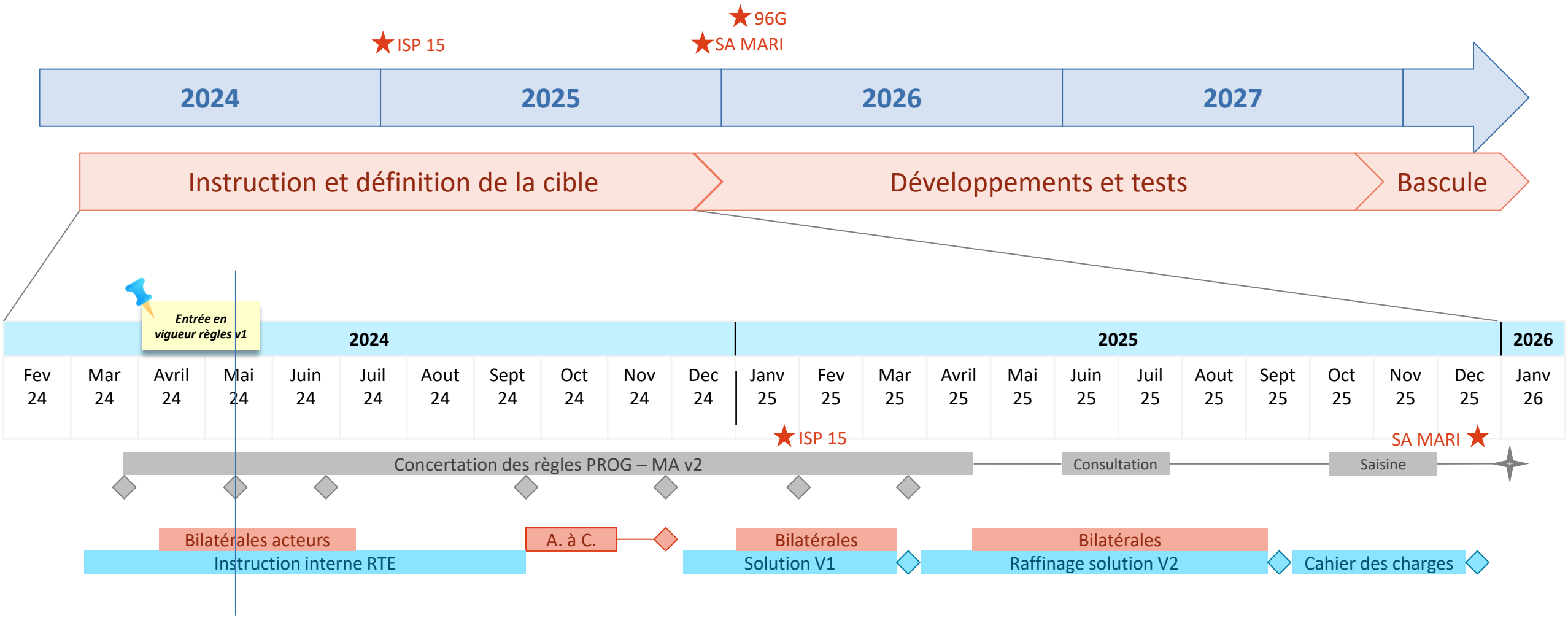
Contenu d'une offre d'ajustement

- Informations essentielles : description des MW disponibles et des conditions d'utilisation associées
  - ID_{offre}, Sens, Prix, ΔP_{min}, ΔP_{max}, E_{min}, E_{max}, DMO, DO_{min}, DO_{max}, DNA, N_{act}

- Insertion dans l'écosystème :
  - ✓ Lien avec les autres offres
    - Autres offres avec lien d'exclusivité
    - Autres offres avec lien conditionnel
  - ✓ Lien EOD-RSO
    - Impact sur le PM des EDP contenues dans l'EDA
  - ✓ Lien MA-SSYf
    - PdF atteint suite à l'activation de l'offre

- Est-ce que la modélisation proposée permet de décrire les contraintes de votre parc actuel ainsi que celle de votre parc à venir ?
- Est-ce que le coût de description est acceptable ?
- Quelles sont les contraintes qui subsistent et ne sont pas couvertes par ce modèle ?

Planning prévisionnel



4 Ajustement en quintuplet et nouveau code de dialogue

Rappel du contexte

- Code de dialogue actuel pour les groupes thermiques classiques ou nucléaires:

< code implicite, x, y, z >

Caractérise le point de fonctionnement (PMD, PCOmax, PCOmin, MT, etc.)

triplet: P0, FCR, aFRR

- Nouveau code publié dans le guide TAO, compatible avec des ajustements avec réserves dissymétriques:

< code implicite, x, y, y', z, z' >

Nouveau code pour caractériser le PdF

quintuplet: P0, FCRh, FCRb, aFRRh, aFRRb

- Les valeurs de SSY sont définies dans les CT_PROD5, **à mettre à jour en cas de recertification (FAT 300 ou autre)**

Planning d'implémentation

Première étape:

- Envoi d'ordre d'ajustement en quintuplet avec réserves symétriques (y=y' et z=z') en utilisant le nouveau code de dialogue
  - Exemples:

```
< PMD,430,0,0 >     -------→ < MAX.P0.S0, 430,0,0,0,0 >
< Pcomax,416,6,8 > -------→ < MAX.P2.S2, 416,6,6,8,8 >
```

- **Implémentation envisagée pour T3/T4 2025: quel délai de prévenance nécessaire pour les acteurs ?**

Cible:

- Envoi des points de fonctionnement par les acteurs permettant à RTE d'ajuster en dissymétrique
  - Exemple:

```
< MAX.P2.S1, 424,6,6,0,8 > : 6 MW de FCR symétrique, 8 MW d'aFRR à la baisse
```

- Implémentation corrélée à la nouvelle modélisation des offres

5 Evolution des plages de prix

Rappel du contexte

Existant

- Actuellement 24 Guichets et 6 plages de prix

Cible 15 minutes

- 96 plages de prix pour un cadencement de l'équilibre au pas 15min

Enjeux pour les acteurs d'ajustements

- Re-déclaration possible des offres d'ajustement
- Aujourd'hui l'acteur peut être « bloqué » jusqu'à plusieurs heures sans pouvoir effectuer de re-déclaration sur une plage de prix en cours

Différents impacts à prendre en compte

- Règles MA : impact sur la préséance économique (2.K.1)
- Temporel : évolutions en adhérence avec la refonte des fichiers
- SI & opérationnel : à la fois pour RTE et pour les acteurs

Plusieurs scenarii ont été identifiés avec leurs impacts respectifs afin d'éclairer la décision

Scénarii	*96 plages de prix*		*24 plages de prix*
Sous-scenario	***Avant refonte des fichiers***	***Après refonte des fichiers***	***Avant refonte des fichiers***
MES potentielle	2026 (post projet 96G)	2028	2026 (post projet 96G)
Description du scénario	96 plages de prix au lieu de 6 (tous les ¼ h)	96 plages de prix au lieu de 6 (tous les ¼ h)	24 plages de prix au lieu de 6 (toutes les h)
Impact SI RTE Pressenti	**+++**	**+**	**++**
Impact opérationnel RTE pressenti	**+++**	**+**	**++**
Impact pour les acteurs d'ajustement	A définir ensemble	A définir ensemble	A définir ensemble

Dans une démarche de co-construction, votre avis est l'un des paramètres clés qui permettra de prendre une décision éclairée

Retour sur le sondage plage de prix 15 min

4 acteurs ont répondu.

En résumé :

- Pas de besoin impératif d'avoir 96 plages de prix, mais besoin de pouvoir redéclarer au plus près du DN
- 2 acteurs en faveur d'évolution rapides dès la mise en place des 96 guichets (mettre fin au plus tôt aux 6 plages de prix avec minimum 24 prix, aligner le nombre de plages de prix à la granularité des guichets.)
- 2 acteurs en phase pour attendre la nouvelle modélisation des offres et y intégrer d'autres réflexions (plusieurs offres avec des prix différents, différenciation de prix par motif, traitement des dégradations SSY dans la rémunération…)

Rappel des questions posées :

1. Quel scénario vous semble le plus pertinent au regard des éléments présentés en GT ?
   - ✓ Scénario 1 : 96 plages de prix avant refonte des fichiers → 1 acteur
   - ✓ Scénario 2 : 96 plages de prix après refonte des fichiers → 2 acteurs
   - ✓ Scénario 3 : 24 plages de prix avant refonte des fichiers → 1 acteur
2. Pouvez-vous expliquer votre choix sur la question précédente ?
3. Parmi les propositions suivantes, laquelle correspond le mieux à votre besoin ?
   - ✓ Avoir la possibilité de proposer 96 prix différents pour l'ensemble de mes offres d'ajustement au pas 15 min → 1 acteur
   - ✓ Avoir la possibilité de re-déclarer mes prix au plus près du délai de neutralisation → 3 acteurs
4. Quelles seraient les plages de prix adaptées à votre besoin ? Plages de 15', plages de 60' minimum, pas de plages mais prix ré déclarable en IJ jusqu'au DN.
5. Avez-vous des remarques/incohérences/blocages ? → Envisager une mise à jour en continu des prix, s'insérer dans les évolutions DN 30', MARI, aFRR.

6 Espaces blancs dans les chroniques

Contexte

- Dans les CT_PROD et CT_CE, certaines données sont transmises sous forme de chronique (ex : P_{max}) de 48 valeurs.
- Il arrive que certaines valeurs de ces chroniques soient vides :
  - Exemple pour un CT_PROD 1 : Pmax;100;100;100;100;100;100;**100;;;;;;;100**;100;100;100;100;100;100;100;…;100
  - Ce comportement est autorisé dans TOPASE

- Les outils de RTE interprètent ces champs vides comme des valeurs nulles (= 0)

➢ Question : quelle est la signification de ces champs vides pour les acteurs ? Quels sont les cas d'usage ?

Le réseau de transport d'électricité

Merci

Copyright RTE – 2023. 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)