Le réseau de transport d'électricité

Refonte des fichiers et nouvelle modélisation des offres sur le mécanisme d'ajustement

Appel à contributions

4 octobre 2024

Sommaire

Glossaire 4

1 Exposé des motifs 5
1.1 Objectifs de l'appel à contribution 5
1.2 Contexte 5
1.3 Fonctionnement actuel du mécanisme d'ajustement 6
1.3.1 Généralités 6
1.3.2 Fonctionnement implicite 7
1.3.3 Fonctionnement explicite (sans programmation) 7
1.3.4 Avantages et inconvénients des différentes formulations 8
1.4 Problématiques 9
1.4.1 Calcul des points de fonctionnement 9
1.4.2 Multiplicité des fichiers et cohérence des données 9
1.4.3 Pérennité du mécanisme d'ajustement 10
1.5 Présentation du projet de refonte 11
1.5.1 Objectifs 11
1.5.2 Périmètre 11
1.6 Notes sur la rédaction 12
2 Fichiers issus de la refonte 13
2.1 Points de fonctionnement 13
2.1.1 Points de fonctionnement et domaine de fonctionnement 13
2.1.2 Exemple de domaine de fonctionnement 14
2.2 Offres d'ajustement 15
2.2.1 Qu'est-ce qu'une offre d'ajustement ? 15
2.2.2 Contenu d'une offre d'ajustement 16
2.2.3 Les différentes formulations d'une offre d'ajustement 20
2.2.4 Offres complémentaires et offres exceptionnelles 20
2.2.5 En résumé 21
2.3 Contraintes techniques 21
3 Modalités de participation au mécanisme d'ajustement spécifique 22
3.1 Implicite 22
3.1.1 Fichiers rattachés 22
3.1.2 Constitution des entités 23
3.1.3 Cadre de participation au mécanisme d'ajustement 23
3.2 Explicite avec programmation 24
3.2.1 Fichiers rattachés 24
3.2.2 Constitution des entités 25
3.2.3 Cadre de participation au mécanisme d'ajustement 25
3.3 Explicite sans programmation 27
3.3.1 Fichiers nécessaires 27
3.3.2 Constitution des entités 27
3.3.3 Cadre de participation au mécanisme d'ajustement 28
3.4 Tableau récapitulatif 28
4 Eléments de planning 30
4.1 Une refonte par paliers 30
4.2 Calendrier indicatif 31
5 Annexes 32
5.1 Localisation actuelle des données d'une offre d'ajustement refondue 32

GLOSSAIRE

Acronyme	Signification
CRMA	Contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement
CUO	Condition d'utilisation de l'offre
DMO	Délai de mobilisation ou délai de mise en œuvre
DN	Délai de neutralisation
EBGL	Electricity Balancing guideline
EDA	Entité d'ajustement
EDP	Entité de programmation
EDR	Entité de réserve
EOD	Equilibre offre-demande
HLAR	Heure limite d'accès au réseau (fixée à 16h30)
MA	Mécanisme d'Ajustement
P=C	Production = Consommation
PdF	Points de fonctionnement
RPD	Réseau public de distribution d'électricité
RPT	Réseau public de transport d'électricité
SSYf	Services système fréquence

1 EXPOSE DES MOTIFS

1.1 Objectifs de l'appel à contribution

Par cet appel à contributions, RTE souhaite présenter aux acteurs sa vision à date de l'avenir du mécanisme d'ajustement, issue de l'instruction interne et des échanges avec les acteurs qui ont eu lieu ces derniers mois. Compte-tenu de l'ampleur du chantier, il ne s'agit encore que d'une ébauche, mais dans laquelle se dessinent déjà les grandes lignes du mécanisme refondu. Bien que des zones d'ombre subsistent et que certaines orientations restent encore à trancher, RTE estime disposer d'éléments suffisants pour être présentés aux acteurs de marché ; ces éléments seront ensuite étoffés dans les mois qui viennent.

Le présent appel à contributions vise donc à recueillir les retours des acteurs sur la proposition présentée par RTE pour le mécanisme d'ajustement refondu, qui contribueront à enrichir l'instruction. Il est également intéressant pour RTE de connaître dès maintenant les premières perspectives des acteurs d'ajustement concernant les modalités de participation au MA susceptibles de les intéresser.

RTE rappelle que les éléments présentés dans ce document doivent encore faire l'objet d'une instruction plus approfondie, et que cet appel à contributions n'engage pas RTE sur la faisabilité des perspectives qui y sont présentées.

1.2 Contexte

L'équilibre offre demande se transforme et accélère progressivement sa cadence avec la publication du code EBGL en 2017 et celle de l'Electricity Market Design. La cible dessinée par ces évolutions réglementaires est celle d'un fonctionnement cadencé au pas quart d'heure, que ce soit pour le couplage des marchés, le pas de règlement des écarts ou la fréquence de re-déclaration des programmes d'appel et des offres d'ajustement. Ceci, ajouté à la réduction du délai de neutralisation, de 60 à 30 minutes, à l'horizon 2029, vient considérablement réduire la fenêtre opérationnelle durant laquelle RTE peut prendre des actions proactives pour assurer la sauvegarde du système électrique.

Ceci contraste fortement avec la situation historique sur laquelle s'est construit le mécanisme d'ajustement : fréquence faible des re-déclarations (toutes les heures) et délai de neutralisation élevé (une heure), qui permet au GRT d'opérer le système de manière proactive avec des hypothèses fixées bien en amont du temps réel et de privilégier les options les moins coûteuses. Ce changement important de paradigme nécessite de rendre le mécanisme d'ajustement davantage automatisable pour diminuer la quantité de contraintes techniques intégrées par les opérateurs de RTE et continuer de bénéficier des avantages que peut apporter le pilotage proactif du système.

Le mécanisme d'ajustement actuel est composé de différents processus relativement autonomes. **Il existe deux processus de participation spécifiques**. Le processus principal est la participation des moyens offerts en implicite, qui implique une prise en compte de la majorité des contraintes de fonctionnement des moyens par les opérateurs et outils SI de RTE. Elle repose historiquement sur l'utilisation d'un nombre restreint de moyens d'équilibrage, de puissance installée importante, dont la localisation et les caractéristiques techniques sont bien connues des opérateurs de RTE. Ce mode de participation est celui le plus utilisé et regroupe la majorité de la puissance offerte par les sites d'injection, en particulier pour tous ceux situés sur le RPT. A ceci s'est ajoutée la

participation explicite au mécanisme d'ajustement, qui implique une transmission de l'ensemble des données nécessaires à l'envoi d'ordre d'ajustement par l'acteur d'ajustement lui-même. Initialement développée pour inclure les échangeurs à l'équilibrage, elle s'est ensuite étendue à d'autres moyens, principalement des sites de soutirage et de stockage. Ce mode de participation est cependant resté relativement marginal (hormis pour les échangeurs), probablement en raison des restrictions imposées par la simplicité de la modélisation associée (notamment l'absence de programmation possible et la limitation des services rendus au système électrique à la seule variation de puissance active), qui peut le rendre peu attractif pour les moyens participant en implicite au mécanisme d'ajustement.

A ces deux processus s'est ajouté le processus d'équilibrage standardisé, via les plateformes européennes d'équilibrage, dont TERRE a été le premier exemple. L'articulation de ce mécanisme avec les processus dit spécifiques décrit précédemment fut complexe à réaliser et ces deux types de processus ont en partie fonctionné en parallèle l'un de l'autre.

La connexion prévue de RTE à la plateforme MARI renforce la nécessité de ramener de **l'unité et de la cohérence entre les différents processus de l'équilibrage manuel**. D'une part en raison de la proximité du processus MARI avec le temps réel : une mauvaise synchronisation entre les processus standard et spécifique entrainerait un risque plus grand pour l'équilibre du système par rapport au processus TERRE qui laisse encore du temps de réaction pour utiliser l'équilibrage spécifique avant de devoir s'appuyer sur les services système. D'autre part, les exigences élevées portées par le gabarit standard de MARI vont demander de développer le gisement de mFRR. Cela passe par la participation de nouveaux moyens à l'équilibrage ainsi que le développement de nouveaux modes de participation.

La participation implicite étant très contraignante pour RTE, notamment pour les moyens de faible puissance, et la participation explicite trop limitée pour le système, **il s'agit de repenser tout le fonctionnement spécifique** afin de rendre au mécanisme d'ajustement une cohérence interne et une plus grande souplesse. Ainsi, RTE souhaite engager un projet de modernisation du mécanisme d'ajustement, afin de lui faire gagner en cohérence interne vis-à-vis des différents processus qui le constituent, de lui donner davantage de souplesse pour l'adapter à l'évolution des moyens de participation à l'équilibrage, et de le rendre plus robuste face à l'augmentation de la cadence et de la réduction de la fenêtre opérationnelle.

1.3 Fonctionnement actuel du mécanisme d'ajustement

1.3.1 Généralités

Actuellement, les EDA participant au mécanisme d'ajustement ne peuvent soumettre qu'une offre d'ajustement dans chaque sens (hausse et baisse), plus éventuellement une offre de démarrage pour les filières thermiques participant en implicite. Ces offres sont matérialisées par un prix dans chaque sens et pour chacune des six plages de prix du MA, informations qui sont localisées dans le fichier .offre transmis à RTE par le mécanisme de guichets.

Ces offres sont accompagnées de conditions d'utilisation des offres (CUO), qui sont rassemblées dans les fichiers CT_PROD (pour l'implicite) et CT_CE (pour l'explicite). Pour résorber un déséquilibre prévisionnel, les opérateurs EOD de RTE déterminent la préséance économique des EDA via les prix présents dans les fichiers .offre, puis appellent les EDA de la préséance ayant les contraintes d'utilisation les plus avantageuses répondant à leur besoin : c'est la préséance technico-économique.

1.3.2 Fonctionnement implicite

Le fonctionnement implicite est le fonctionnement historique du mécanisme d'ajustement, en lien avec l'obligation d'offrir toute la puissance disponible sur le mécanisme d'ajustement. Il s'appuie sur une forte interaction entre le mécanisme d'ajustement et le dispositif de programmation : l'acteur de marché transmet à RTE le programme d'appel (PA) et les contraintes techniques de ses groupes de production, et RTE en déduit la marge de manœuvre dont il dispose pour l'équilibrage du système électrique.

Comme illustré dans la Figure 1, les contraintes techniques de production, réparties dans les fichiers CT_PROD 1, CT_PROD 2 et CT_PROD 5, permettent à RTE de déduire des points de fonctionnement du groupe de production. La comparaison de ceux-ci au PA donne la puissance offerte, et la consultation du prix associé à l'EDA ainsi que d'autres CUO (contenues dans les contraintes techniques pérennes et de production) permettent de constituer une offre d'ajustement « complète », au sens où elle contient suffisamment d'informations pour que l'opérateur décide ou non de l'activer.

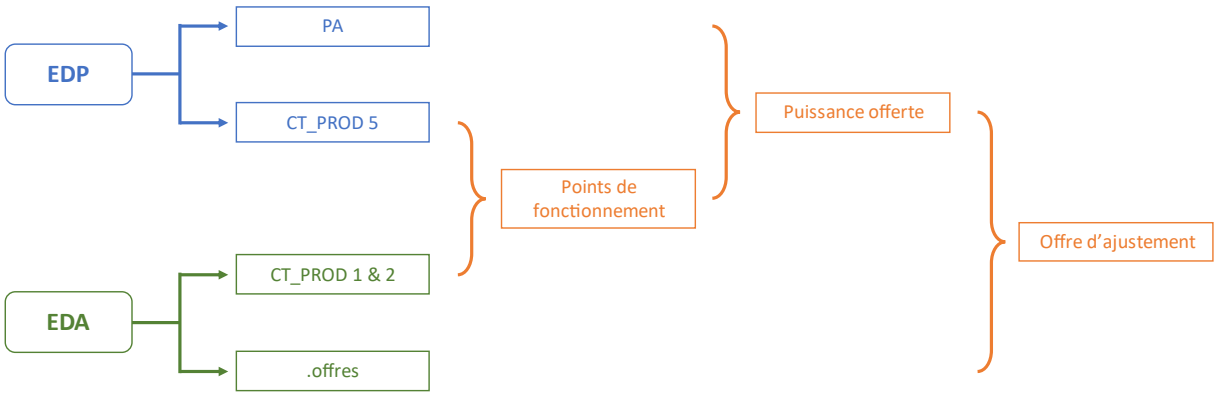


Figure 1 : principe de fonctionnement de l'implicite

Les différents fichiers nécessaires au fonctionnement implicite étant envoyés tant au niveau de l'EDA que de l'EDP, il est nécessaire (hors cas très particuliers) d'avoir une correspondance EDA = EDP = site, i.e. une EDA mono EDP mono site. Autrement, le risque est important de commettre des erreurs dans le calcul des points de fonctionnement et des CUO, qui se traduiraient par des demandes d'activation irréalisables.

1.3.3 Fonctionnement explicite (sans programmation)

Le fonctionnement explicite a été ouvert plus récemment et ne dépend pas, contrairement à l'implicite, de lien avec le dispositif de programmation pour fonctionner (l'absence totale de lien limite néanmoins son efficacité, comme développé dans la partie 0).

Comme illustré dans la Figure 2, les contraintes techniques sont rassemblées dans un seul fichier CT_CE et envoyées à la maille EDA, tout comme le fichier .offre, ce qui permet un fonctionnement indépendant du dispositif de programmation. Les données qui, en implicite, sont déduites par RTE des informations transmises par l'acteur, sont ici directement explicitées dans le fichier CT_CE, ce qui permet une reconstitution beaucoup plus simple de l'offre d'ajustement par RTE.



Figure 2 : principe de fonctionnement de l'explicite

A noter qu'actuellement le lien entre explicite et programmation est totalement inexistant, hormis pour le stockage, en raison d'une contrainte dans le SI historique de RTE, qui devrait être levée avec la refonte de celui-ci en vue du passage à un équilibrage 15 minutes. Cela donnera lieu à un troisième mode de fonctionnement : explicite avec programmation, qui est détaillé dans le paragraphe 0.

1.3.4 Avantages et inconvénients des différentes formulations

	Avantages	Inconvénients
Formulation implicite	Pour RTE • Le lien entre EDP et EDA permet d'avoir une vision croisée entre l'EOD et le réseau • Les points de fonctionnement permettent le pilotage conjoint du MA et des SSYf Pour les acteurs • Nécessite simplement la déclaration du PA et des contraintes	Pour RTE • Risque d'erreurs lors du calcul des points de fonctionnement par RTE • Nécessite que les opérateurs connaissent parfaitement les caractéristiques de tous les groupes physiques Pour les acteurs • L'agrégation de type EDA multi EDP est complexe, hors cas particuliers, en raison des mailles d'envoi des différents fichiers
Formulation explicite (sans programmation)	Pour RTE • Simplicité d'utilisation : toutes les informations sont fournies par les acteurs • Homogénéisation entre les différentes filières et le sens de l'ajustement (hausse/baisse) Pour les acteurs • Plus grande flexibilité dans l'expression des CUO des offres • Pas de risque de refuser un ordre d'ajustement non réalisable car mal calculé	Pour RTE • Pas de lien EDA-EDP → pas de vision croisée EOD - réseau • Pas de points de fonctionnement → pas de pilotage conjoint du MA et des SSYf Pour les acteurs • Nécessité de redéclarer les offres après une activation pour optimiser la participation au MA • Restrictions dans la constitution des EDA pour limiter l'impact sur le réseau

1.4 Problématiques

1.4.1 Calcul des points de fonctionnement

Les points de fonctionnement représentent, pour une EDP constituant une EDA, les domaines accessibles de puissance active (P0), réserve primaire (RP) et réserve secondaire (RS). Les réserves primaire et secondaire étant historiquement symétriques (même capacité à la hausse qu'à la baisse), les points de fonctionnement sont modélisés par des triplets (P0, RP, RS) auxquels sont associés des codes implicites permettant d'y référer facilement : par exemple, le point Pcomax désigne la puissance maximum que peut délivrer une EDP tout en fournissant des réserves primaire et secondaire.

Les points de fonctionnement sont le socle sur lequel repose la participation implicite au mécanisme d'ajustement puisque c'est sur eux que RTE se fonde pour déterminer la puissance disponible à sa disposition pour équilibrer le système. Les points de fonctionnement permettent également d'avoir une vision des effets croisés entre ajustement (impact sur la P0) et les services systèmes (impact sur RP et RS).

Actuellement, ces points de fonctionnement sont calculés par RTE de manière théorique sur la base des informations contenues dans les fichiers CT_PROD 1, 2 et 5, transmis par les acteurs tous les jours avant HLAR (16h30) pour la journée du lendemain. Cependant, les valeurs contenues dans ces fichiers ne permettent pas de refléter correctement les capacités d'une EDP, ni la dynamique de leur évolution dans le temps. Il peut donc arriver que les points de fonctionnement calculés par RTE donnent lieu au passage d'ordre d'ajustement impossibles pour les acteurs. La modélisation est également limitée à la déclaration de points de fonctionnement avec une participation symétrique en services système et ne permet donc pas à RTE de passer des ordres d'ajustement dissymétriques.

La refonte de ces fichiers doit donc permettre aux acteurs de déclarer eux-mêmes leurs points de fonctionnement, y compris dissymétriques, de manière plus précise et plus robuste.

1.4.2 Multiplicité des fichiers et cohérence des données

Les données nécessaires à RTE pour le mécanisme d'ajustement sont réparties dans plusieurs fichiers envoyés quotidiennement par les acteurs à RTE :

- Le programme d'appel : construit à la maille EDP, il contient les chroniques de puissance active et de réserve primaire et secondaire, à la hausse et à la baisse, que l'EDP prévoit de fournir tout au long de la journée ;
- Les CT_PROD 1 : envoyé pour les EDA participant en implicite au MA, il contient les conditions d'utilisation des offres à la hausse ;
- Les CT_PROD 2 : envoyé pour les EDA participant en implicite au MA, il contient les conditions d'utilisation des offres à la baisse ;
- Les CT_PROD 3 : envoyé pour les EDA participant en implicite au MA, il contient les offres exceptionnelles utilisable par RTE en cas d'épuisement de toutes les autres offres d'ajustement ;
- Les CT_PROD 4 : il contient la liste des EDA participant en implicite au MA et qui ne seront pas disponibles à l'ajustement pour la journée ;

- Les CT_PROD 5 : envoyé à la maille EDP, il contient les performances et contraintes techniques de l'EDP, dont les informations nécessaires au calcul des points de fonctionnement par RTE ;
- Les CT_CE : envoyé pour les EDA participant en explicite au MA, il contient toutes les conditions d'utilisation des offres d'ajustement explicites ;
- Le fichier .offre : commun à l'implicite et à l'explicite, il contient, pour chaque EDA, les prix d'activation à la hausse et à la baisse pour les six plages de prix de la journée.

A ces fichiers viennent s'ajouter certains fichiers propres à la gestion de certaines filières, comme le fichier des contraintes pérennes qui renferme des données structurelles pour un certain nombre d'EDA.

Cette multiplicité de fichiers crée une complexité importante et un manque de lisibilité des informations, d'autant plus qu'au fil des ans certaines données contenues dans des fichiers n'ont plus été utilisées. L'exemple le plus flagrant est le fichier d'offre, qui contient de nombreux champs (puissance min et max, DMO, DO_{min}, paliers etc.) conditionnant les offres d'ajustement, mais qui ne sont plus utilisés (et donc plus renseignés) car les données exploitées proviennent d'autres fichiers (CT_PROD et contraintes pérennes).

Outre la complexité engendrée, l'enchevêtrement des fichiers contribue également à la rigidité de la modélisation des contraintes des acteurs et à la difficulté des chantiers d'amélioration du mécanisme d'ajustement. La refonte des fichiers doit donc permettre de réduire le nombre de fichiers et de rationaliser et normaliser leur structure afin de rendre leur utilisation plus souple et robuste aux évolutions.

1.4.3 Pérennité du mécanisme d'ajustement

La structuration actuelle du mécanisme d'ajustement a été élaborée dans un contexte où l'équilibrage était quasi exclusivement assuré par un parc de production principalement constitué d'un nombre restreint de groupes de production, de taille importante et ayant l'obligation d'offrir tout leur disponible pour assurer l'équilibrage. Dans un tel contexte, il était parfaitement pertinent de faire reposer le mécanisme d'ajustement sur un modèle implicite « unit based », avec EDA = EDP = site et une forte internalisation par RTE des contraintes des acteurs.

Avec l'évolution du mix énergétique, de nouveaux besoins émergent du côté des acteurs et mettent en évidence les limites de la modélisation actuelle. Des exemples comme la présence de plages de prix de plusieurs heures, l'impossibilité pour une EDA de proposer plusieurs offres dans chaque sens (avec potentiellement des prix différents), ou encore la difficulté à faire participer au MA, de manière pérenne, des offres soumises par des agrégats de type EDA multi EDP, sont des exemples de ces limitations de la modélisation historique des offres.

En outre, la perspective d'une augmentation de la cadence de l'équilibrage, avec le passage aux 96 guichets de redéclaration, ainsi que la réduction du délai de neutralisation à l'horizon 2029, faisant passer la durée de la fenêtre opérationnelle de 120 à 45 minutes, rend inenvisageable pour RTE le maintien d'un modèle dans lequel la majorité des contraintes des acteurs est internalisée par le GRT.

Pour assurer la pérennité du mécanisme d'ajustement, face aux mutations profondes des hypothèses sur lesquelles RTE a fondé son processus d'équilibrage, il est donc nécessaire de réduire au maximum l'internalisation des contraintes et donc d'aller vers davantage d'explicitation. Il est cependant nécessaire de conserver une possibilité de participation implicite pour les moyens historiques ne pouvant pas passer à une participation explicite, mais celle-ci doit se faire en diminuant la complexité par rapport à l'existant. De plus, la participation explicite au MA doit être renforcée et la modélisation des offres améliorée, afin de lui donner davantage de souplesse et lui ouvrir de nouvelles possibilités aujourd'hui fermées (notamment en termes de multi-prix et d'agrégation).

1.5 Présentation du projet de refonte

1.5.1 Objectifs

Les objectifs poursuivis sont regroupés en deux grandes catégories :

1. Retrouver une cohérence interne dans les données transmises par les acteurs
    a. Regrouper les données servant une même finalité dans un même fichier ;
    b. Harmoniser les fichiers transmis selon les acteurs, les filières, les types de participation au MA ;
    c. Réduire le nombre de fichiers envoyés par les acteurs.
2. Mettre en place une modélisation des offres d'ajustement plus souple et robuste
    a. Permettre l'envoi des points de fonctionnement (y compris dissymétriques) directement par les acteurs ;
    b. Développer les possibilités offertes au mode de participation explicite au MA ;
    c. Ouvrir la porte à la participation au MA d'agrégats de type EDA multi EDP.

1.5.2 Périmètre

Le projet de refonte concerne des fichiers suivants, dont les données sont utilisées dans les processus d'équilibrage :

- Le fichier .offre (prix des offres d'ajustement)
- Les fichiers CT_PROD 1 à 5 (CUO des offres implicites)
- Le fichier CT_CE (CUO des offres explicites)
- Les données relatives aux offres complémentaires
- Les fichiers dédiés à la gestion spécifique de certaines filières, comme les contraintes pérennes

Il n'est cependant pas prévu de refondre le fichier de programmes d'appel, dont le format se rapproche déjà suffisamment des standards européens.

Q1.1 : Partagez-vous le constat de RTE sur le mécanisme d'ajustement actuel et ses limites ? Y a-t-il d'autres points que vous souhaiteriez mentionner ?

Q1.2 : Les objectifs de ce projet de refonte vous paraissent-ils clairs ? Y a-t-il d'autres sujets que vous voudriez aborder dans le cadre de cette refonte ?

1.6 Notes sur la rédaction

Les parties 2 et 3 de ce document présentent les différents fichiers issus de la refonte ainsi que les modalités de participation au mécanisme d'ajustement consécutives à la nouvelle formulation des offres d'ajustement. Afin de conserver un aspect descriptif, le choix a été fait de rédiger ces parties en utilisant le présent, plutôt que le futur. Hors mention explicite du contraire (références à « l'existant » ou « l'actuel », par exemple), tout ce qui est contenu dans ces parties ne sera valable que pour le mécanisme d'ajustement postérieur à la refonte des fichiers.

2 FICHIERS ISSUS DE LA REFONTE

A l'issue de la refonte des fichiers, les données envoyées par les acteurs seront regroupées en quatre fichiers : le programme d'appel (identique à l'existant), les points de fonctionnement, les contraintes techniques et les offres d'ajustement. Ces fichiers seront au format xml et la déclaration des chroniques se fera en points de brisure (seuls les points qui diffèrent du point précédent sont déclarés), de la même manière que pour les programmes d'appel. La structure détaillée sera abordée ultérieurement durant la concertation.

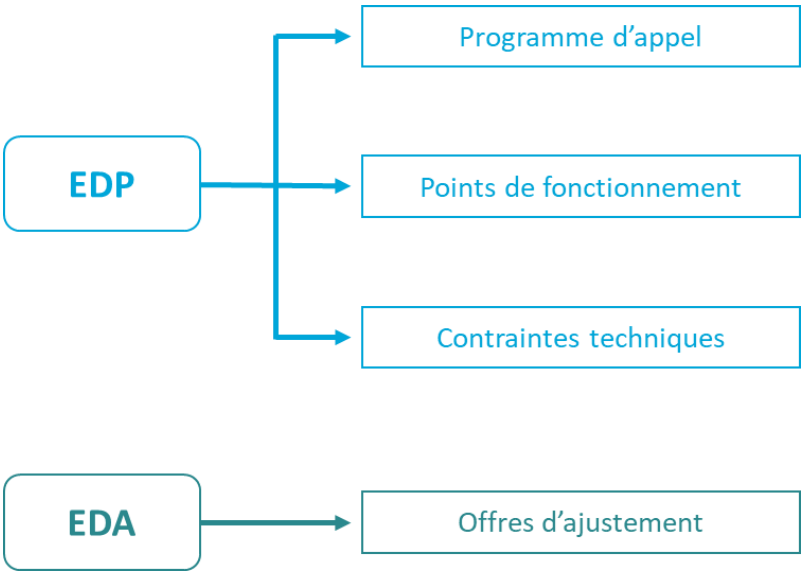


Figure 3 : principe de fonctionnement post refonte des fichiers

Cette partie a pour objectif de présenter les différents fichiers issus de la refonte, à l'exception du programme d'appel dont la description détaillée peut être trouvée dans le guide d'implémentation de TOPASE, disponible sur le portail service de RTE.

2.1 Points de fonctionnement

2.1.1 Points de fonctionnement et domaine de fonctionnement

Les points de fonctionnement d'une EDA représentent les domaines accessibles de puissance d'ajustement (P0) et de réserve primaire et secondaire. L'ensemble des points de fonctionnement est appelé domaine de fonctionnement de l'EDA. Le fichier des points de fonctionnement devra contenir les points de fonctionnement que l'acteur estime nécessaire pour représenter les domaines de puissance accessibles par l'EDA (typiquement les points extrêmes).

Chaque point de fonctionnement est matérialisé par un code implicite (cf. le code de dialogue V4), ainsi que par cinq chroniques de puissance pour chaque item du quintuplet comme pour le programme d'appel (P0, RPh, RPb, RSh, RSb). La déclaration de ces chroniques suivrait un principe en « points de brisure » pour limiter la taille des fichiers.

2.1.2 Exemple de domaine de fonctionnement

La Figure 4 représente le domaine de fonctionnement fictif d'une EDA, au moyen de six points de fonctionnement extrêmes (symétriques ici pour plus de simplicité). Dans la nomenclature du nouveau code implicite en quintuplet, les points de fonctionnement fictifs sont les suivants :

- < MAX.P0.S0, 150, 0, 0, 0, 0 > : anciennement PMD
- < MAX.P2.S0, 140, 10, 10, 0, 0 > : anciennement Pcmax
- < MAX.P2.S2, 120, 10, 10, 20, 20 > : anciennement Pcomax
- < MIN.P0.S0, 50, 0, 0, 0, 0 > : anciennement MT
- < MIN.P2.S0, 60, 10, 10, 0, 0 > : anciennement Pcmin
- < MIN.P2.S2, 80, 10, 10, 20, 20 > : anciennement Pcomin

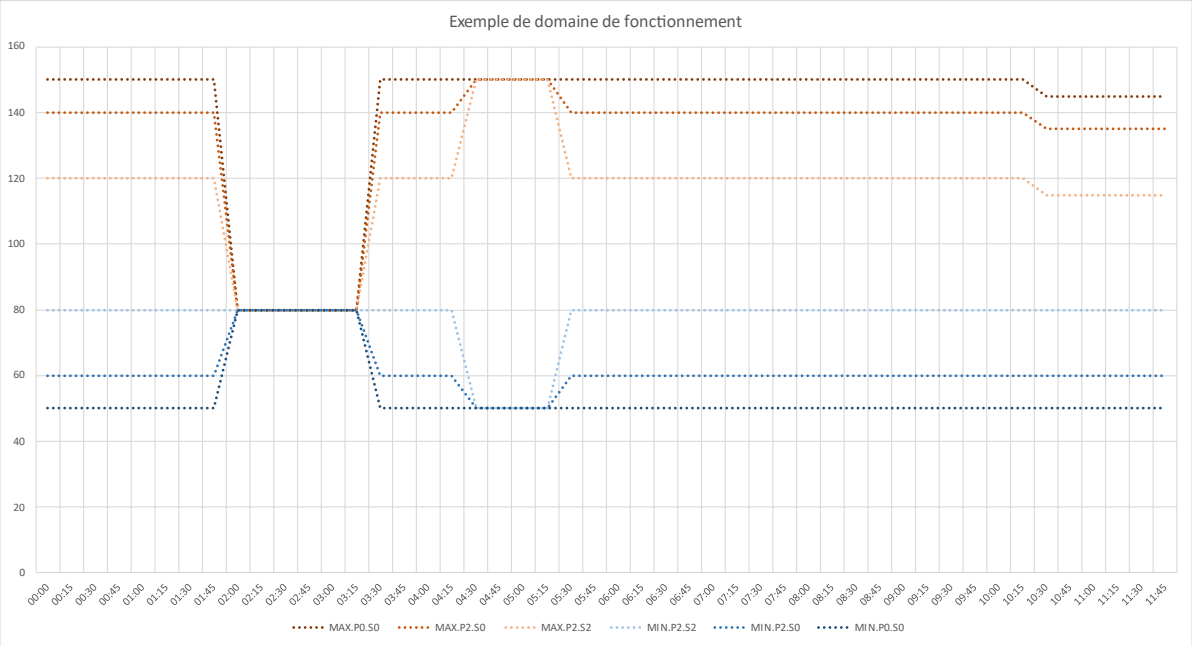


Figure 4 : exemple de domaine de fonctionnement et de programme d'appel sur une demi-journée, pour une EDP fictive

Plusieurs contraintes techniques sont représentées au cours de la journée :

- Sur la plage [2h00 ; 3h00[, une manœuvre impose un fonctionnement particulier à MIN.P2.S2 : le domaine de fonctionnement se réduit sur le point MIN.P2.S2 et l'EDP ne peut pas faire l'objet d'un ajustement sur cette période.
- Sur la plage [4h30 ; 5h30[, une contrainte technique rend impossible la participation aux services systèmes : les seuls points de fonctionnement accessibles sont les points MAX.P0.S0 et MIN.P0.S0.
- A partir de 10h30, un changement du rendement à puissance maximale diminue la puissance active délivrable aux points de fonctionnement MAX.PX.SX.

Q2.1 : Cette manière de déclarer vos points de fonctionnement vous semble-t-elle pertinente ?

Q 2.2 : Serez-vous en capacité de constituer de tels fichiers pour représenter vos points de fonctionnement ? Quelles seraient les éventuelles contraintes et limites que vous pourriez identifier ?

2.2 Offres d'ajustement

2.2.1 Qu'est-ce qu'une offre d'ajustement ?

Dans les dispositions générales des règles de marché harmonisées, une offre d'ajustement est définie comme l'"*Ensemble des conditions techniques et financières auxquelles l'Acteur d'Ajustement propose à RTE une variation de l'Injection ou du Soutirage d'une EDA, à la Hausse ou à la Baisse. Une Offre d'Ajustement peut être une Offre d'Ajustement Spécifique ou une Offre d'Ajustement Standard.*"

D'après cette définition, l'offre d'ajustement ne désigne que les conditions techniques (exprimées dans les CT_PROD et CT_CE) et financières (localisées dans le fichier .offre) pour faire varier la production ou le soutirage, mais il n'est pas question de l'amplitude de la variation considérée : la puissance offerte ne fait donc pas partie de l'offre d'ajustement.
Cette définition est adaptée au fonctionnement implicite historique, dans la mesure où la puissance offerte est déduite par RTE des points de fonctionnement, calculés à partir des contraintes techniques formulées par les acteurs. Cependant, avec l'arrivée de moyens participant en explicite, la puissance offerte est directement formulée dans les fichiers CT_CE.

Selon RTE, la modernisation du mécanisme d'ajustement nécessite au préalable de modifier la définition d'une offre d'ajustement pour y adjoindre la puissance offerte. L'offre d'ajustement devient ainsi un ensemble cohérent et autonome de données contenant toutes les informations nécessaires pour donner lieu à une activation sur le MA.
RTE souhaite donc proposer une nouvelle définition d'une offre d'ajustement, qui pourrait se formuler ainsi :

Une offre d'ajustement est l'ensemble des conditions techniques et financières auxquelles l'Acteur d'Ajustement propose à RTE une variation, d'une amplitude donnée, de l'Injection ou du Soutirage d'une EDA, à la Hausse ou à la Baisse.

C'est donc l'ensemble des informations nécessaires et suffisantes à RTE pour passer un ordre d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement.

Une telle définition d'une offre d'ajustement est valable quelle que soit la filière ou le mode de participation (implicite, explicite, standard) au MA.

2.2.2 Contenu d'une offre d'ajustement

Une offre d'ajustement est donc un ensemble cohérent et autonome de données contenant toutes les informations requises pour donner lieu à une activation sur le MA. Les informations contenues dans une offre d'ajustement peuvent être réparties en deux catégories :

- Les informations nécessaires : ce sont les informations que doivent contenir toutes les offres d'ajustement, indépendamment de la filière, du type de formulation (implicite/explicite) ou de la participation ou non à d'autres mécanismes (programmation, services système, mécanisme de capacité, etc.).
- Les informations contingentes : ce sont des informations importantes, notamment pour faire le lien entre l'offre et les autres mécanismes de l'exploitation du système, mais dont la pertinence varie selon les offres d'ajustement. Pour certains moyens, ces informations sont indispensables pour le bon fonctionnement du système électrique, mais pour d'autres elles peuvent ne pas être présentes.

2.2.2.1 Informations nécessaires

Les informations nécessaires ne peuvent pas ne pas figurer dans l'offre d'ajustement : il s'agit du minimum d'informations dont l'opérateur doit disposer pour pouvoir activer l'offre sur le MA.
Le tableau ci-dessous regroupe ces informations nécessaires pour les futures offres d'ajustement, en annexe vous trouverez la correspondance avec la localisation de la donnée actuelle quand elle existe déjà :

Donnée	Description	Remarques
ID_offre	Identifiant unique de l'offre	Utilisable pour les liens entre offres
Formulation offre	Implicite ou explicite	
EDA	EDA servant de support à l'offre	
Sens	Hausse ou Baisse	
Prix d'énergie	Prix de l'énergie livrée en €/MWh	Chronique de 96 valeurs Option 1 : prix de l'énergie livrée sur le pas 15' Option 2 : prix de l'énergie livrée sur toute l'activation = prix effectif sur le pas de l'activation
ΔP_{min}	Variation de puissance minimale offerte	$\Delta P_{min} = \Delta P_{max}$ si offre indivisible
ΔP_{max}	Variation de puissance maximale offerte	

DMO	Durée minimale entre l'instant de mise à disposition de l'ordre par RTE et l'instant d'activation de l'offre (atteinte de $P_0 + \Delta P_{max}$ pour une offre à la hausse, $P_0 - \Delta P_{max}$ pour une offre à la baisse).	Chronique de 96 valeurs : délai à respecter lors du passage de l'ordre pour demander un instant d'activation durant le pas 15' considéré.
DO_{min}	Durée minimale entre l'instant d'activation et l'instant de désactivation de l'offre	Chronique de 96 valeurs : durée minimale d'utilisation si activation au cours du pas 15' considéré
DO_{max}	Durée maximale entre l'instant d'activation et l'instant de désactivation de l'offre	Chronique de 96 valeurs : durée maximale d'utilisation si activation au cours du pas 15' considéré

2.2.2.2 Informations contingentes

Ces informations sont importantes, notamment pour relier l'offre au reste de l'écosystème électrique, mais ne sont pas absolument nécessaires pour pouvoir activer l'offre en tant que telle.

Donnée	Description	Remarques
Liens internes au MA		
DNA	Option 1 : Neutralisation de l'EDA après ajustement Option 2 : Neutralisation de l'offre / du groupe d'offres exclusives après ajustement	Valeur journalière
E_{max}	Energie maximale disponible pour le MA	Valeur pour la journée ; mise à jour par l'acteur après activation.
E_{min}	Energie minimale qui doit être fournie au niveau de l'EDA sur la journée	Valeur pour la journée ; uniquement pour les offres implicites à la baisse
Offre complémentaire	Si oui, il s'agit d'une offre complémentaire utilisable par RTE en cas d'insuffisance d'offres	Booléen - valeur journalière
Activable	Possibilité pour que l'instant d'activation se trouve sur le pas 15' considéré	Chronique de 96 booléens : si valeur fausse, la puissance offerte n'est disponible sur ce pas 15' que par une activation lors d'un pas précédent
Nb_act	Nombre d'activations restant pour la journée	Valeur journalière. A redéclarer par l'acteur d'ajustement après une activation

Forfait d'activation	Forfait lié à l'activation de l'offre (en €)	Intégré au calcul de la préséance économique en divisant par le DO_{min}
Groupe d'exclusivité	Numéro du groupe d'exclusivité	Des offres contenues dans le même groupe d'exclusivité ne peuvent être activées de manière concomitante.
Offre parent	ID_offre de l'offre parent	L'offre ne peut être activée que si l'offre parent est en cours d'activation.
Lien EOD – réseau		
Répartition puissance	Clé de répartition de la puissance offerte selon les EDP constituant l'EDA	Utilisé dans le cas des EDA multi EDP pour estimer ex ante l'impact sur le réseau de l'activation pour l'EOD
Lien MA - SSYf		
Impact SSYf	Impact de l'activation de l'offre sur la fourniture de SSYf $(\Delta\mathrm{RP}_{\mathrm{H}}, \Delta\mathrm{RP}_{B}, \Delta\mathrm{RS}_{\mathrm{H}}, \Delta\mathrm{RS}_{B})$	
Répartition impact	Répartition de l'impact SSYf sur les EDP constituant l'EDA	Utilisé pour tracer le PM théorique
Autres		
Commentaire	Informations supplémentaires sur l'offre d'ajustement	

Q2.3 : Ce contenu permettant de décrire l'offre d'ajustement vous semble-t-il exhaustif ? Auriez-vous ajouté des données supplémentaires ?

Q2.4 : La répartition des données entre les informations nécessaires et contingentes vous semble-t-elle pertinente ?

2.2.2.3 Précisions supplémentaires

2.2.2.3.1 EDA offerte et offre activable

Une EDA est considérée comme offerte sur un pas de temps si elle possède une offre d'ajustement dont les données nécessaires de l'offre sont renseignées (et cohérentes) sur ce pas 15' de livraison ; elle est considérée activable si elle est offerte et que la valeur du champ « activable » de l'offre est vraie pour ce pas 15' de livraison.

Cette nuance permet de faire la distinction, par exemple, pour une EDA engagée en RR-RC sur un pas horaire (dans un contexte postérieur à la refonte RR-RC) : elle doit proposer une offre activable sur les quatre pas 15' de livraison de son heure d'engagement, mais également être offerte sur une durée, consécutive à l'heure d'engagement, supérieure ou égale au DO_{min} de l'offre.

2.2.2.3.2 Fin des plages de prix et impact sur la préséance économique

La fin de plages de prix, demandée par l'ensemble des acteurs, conduit à pouvoir redéclarer les prix des offres au plus près du délai de neutralisation, conformément aux directives issues de l'EBGL. Cela a cependant un fort impact sur la gestion opérationnelle de la préséance économique en raison de la possibilité de voir l'interclassement issu de celle-ci être modifié tous les quarts d'heure. A ceci s'ajoute la complexité du calcul de la préséance lorsqu'une offre doit être activée sur plusieurs pas 15' de livraison, avec potentiellement des prix différents. Plusieurs options s'offrent à RTE sur l'interprétation à donner à la donnée du prix de l'énergie, ainsi que des règles de gestion à mettre en place pour le calcul de la préséance économique.

La première option est, dans la continuité de l'existant, de considérer que le prix indiqué pour un pas 15' est le prix de l'énergie livrée durant ce pas 15'. Ainsi, si un ajustement s'étend sur plusieurs pas 15', la rémunération de l'acteur se fait en sommant, pour chaque pas 15', l'énergie fournie ou économisée durant ce pas 15' de livraison et le prix de l'énergie associé. Cette option a comme avantage de permettre de représenter exactement ce que coûte à l'acteur la sollicitation de l'EDA tout au long de la journée. Cependant, elle complexifie également le calcul de la préséance économique en raison de la nécessité pour RTE de respecter les CUO, notamment le DO_{min} : une offre ne pouvant être activée pour une durée moindre que son DO_{min}, il faudrait pouvoir tenir compte dans le calcul de la préséance économique des prix pour tous les pas 15' de livraison durant lesquels l'EDA est active. Ainsi, cette première option implique de modifier les règles de calcul de la préséance économique afin de tenir compte de ces cas de figure.

Une autre option est de considérer que le prix indiqué dans la chronique pour un pas 15' est le prix de l'énergie pour toute la durée de l'ajustement, si l'instant d'activation se situe au sein de ce pas 15'. Dans ce cas de figure, la préséance économique est beaucoup plus simple à calculer puisqu'elle ne dépend pas de la durée de l'ajustement : seules les valeurs de prix d'un seul pas 15' sont à prendre en compte. Cependant, la représentation des contraintes financières de l'acteur diffère de celle de l'option 1 : le prix ne représente plus le prix de la livraison de l'énergie durant chaque pas 15', mais le prix de l'appel de l'offre lors de ce pas 15'.

Q2.5 Parmi les deux options présentées concernant l'interprétation des chroniques de prix d'offre, y en a-t-il une que vous trouvez plus pertinente ? Si oui, pouvez-vous expliquer pourquoi ?

Q2.6 Dans quelle mesure allez-vous adapter votre stratégie de pricing suite au passage des plages de prix à des chroniques de 96 valeurs ?

2.2.3 Les différentes formulations d'une offre d'ajustement

La différence entre des offres d'ajustement implicite, explicite et standard ne réside pas dans les données qu'elles contiennent (ce sont toutes des offres d'ajustement), mais dans la provenance de celles-ci. Par exemple, le DMO d'une offre :

- Implicite : est déduit par RTE du délai de préparation, du gradient et du différentiel de puissance ($\mathrm{DMO} = \mathrm{DP} + \mathrm{gradient} \times \Delta\mathrm{P}$)
- Explicite : est fourni directement par l'acteur
- Standard : est fixé par la plateforme d'équilibrage (MARI : 12,5')

Le tableau suivant précise, la provenance des données nécessaires d'une offre d'ajustement.

Donnée	Implicite	Explicite	Standard
ID_offre	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur
EDA	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur
Sens	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur
Prix d'énergie	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur
ΔP_{min}	Déduit par RTE du PA et des points de fonctionnement	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur
ΔP_{max}	Déduit par RTE du PA et des points de fonctionnement	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur
E_{max}	Fourni par l'acteur	Fourni par l'acteur	Déduit du ΔP_{max} et du DO_{max} de la plateforme
DMO	Déduit par RTE du délai de préparation, du gradient et du différentiel de puissance souhaité	Fourni par l'acteur	Fixé par la plateforme
DO_{min}	Déduit par RTE du PA et des temps de palier requis	Fourni par l'acteur	Fixé par la plateforme
DO_{max}	Déduit par RTE du PA et des temps de palier requis	Fourni par l'acteur	Fixé par la plateforme

2.2.4 Offres complémentaires et offres exceptionnelles

Actuellement, les offres complémentaires sont soumises par mail lorsqu'un message de manque d'offres est envoyé aux acteurs d'ajustement. La refonte des fichiers est l'occasion de réinterroger ce fonctionnement.

RTE propose qu'après la refonte des fichiers les offres complémentaires et les offres exceptionnelles soient soumises au format explicite, y compris pour les EDA participant en implicite au mécanisme d'ajustement. Il n'y aura pas de limite au nombre d'offres complémentaires qu'une EDA peut soumettre, mais un commentaire sera attendu pour chaque offre, décrivant le fonctionnement de l'EDA lié à cette offre.

2.2.5 En résumé

Une offre d'ajustement est un ensemble de données contenant les informations requises pour donner lieu à une activation sur le mécanisme d'ajustement. Parmi ces données, certaines sont essentielles et doivent être fournies pour toutes les offres d'ajustement. D'autres données ont un caractère accidentel : elles fournissent des informations importantes pour certains moyens d'ajustement, mais peuvent être inutiles pour d'autres.

Il n'y a pas de différence fondamentale entre la structure des offres implicites et explicite : ce sont les mêmes données qui sont nécessaires ; certaines données contingentes peuvent cependant différer. La différence entre des offres implicite et explicite tient à la manière dont les différentes données sont formulées : en explicite, toutes les données sont exprimées directement par l'acteur, tandis qu'en implicite, certaines données sont déduites par RTE à partir de données contenues dans les autres fichiers.

En raison du processus de traitement particulier qui leur est réservé, RTE souhaite que les offres complémentaires et les offres exceptionnelles soient formulées explicitement par les acteurs, y compris pour les EDA soumettant des offres implicites en mode nominal.

2.3 Contraintes techniques

De nombreuses données techniques actuellement transmises par les acteurs d'ajustement resteront nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du mécanisme d'ajustement, mais ne relèvent pas à proprement parler des points de fonctionnement ou des offres d'ajustement.

Pour le cas des moyens participant en implicite, c'est par exemple le cas du délai de préparation et du gradient : ces données ne sont pas contenues dans l'offre d'ajustement, mais servent à calculer le DMO qui est, lui, une information constitutive de l'offre d'ajustement. On peut aussi citer les temps de palier qui servent à déterminer les durée minimale et maximale d'utilisation des offres.

D'autres données seront également renseignées dans ce fichier, comme des informations concernant les essais auxquels participent l'EDP, les indisponibilités, ou d'autres informations techniques.

Q2.7 Quelles sont les données que vous jugez nécessaires d'intégrer dans le fichier des contraintes techniques, selon les différents modes de participation au mécanisme d'ajustement (voir partie 3) ?

Q2.8 Avez-vous d'autres remarques concernant les fichiers issus de la refonte en général ?

3 MODALITES DE PARTICIPATION AU MECANISME D'AJUSTEMENT SPECIFIQUE

RTE souhaite conserver plusieurs modalités de participation au mécanisme d'ajustement, afin de favoriser la contribution de moyens physiques ayant des capacités et contraintes diverses. À l'issue de ce chantier de refonte, trois modalités de participation au mécanisme d'ajustement seront donc possibles : implicite, explicite avec programmation et explicite sans programmation. Cependant, en raison des différences inhérentes à ces trois modalités, notamment en ce qui concerne la gestion des informations transférées par les acteurs, les possibilités ouvertes aux EDA ne seront pas les mêmes selon leur modalité de participation au MA.

Cette partie vise à présenter les différentes modalités de participation au MA, leurs avantages et leurs limites, ainsi que les possibilités ouvertes aux EDA correspondantes.

3.1 Implicite

3.1.1 Fichiers rattachés

De la même manière qu'avant la refonte, la participation implicite post refonte consiste en l'envoi par les acteurs de leurs programmes d'appel et de leurs contraintes techniques et la déduction par RTE des offres d'ajustement qui en découlent. De fait, l'envoi de points de fonctionnement fiables et de contraintes techniques précises via les différents fichiers reste indispensable pour que RTE puisse correctement déduire les données nécessaires à la constitution d'offres d'ajustement complètes (voir la section 2.2).

Les fichiers envoyés par les acteurs d'ajustements pour les moyens participant en implicite au MA sont :

- Le programme d'appel
- Les points de fonctionnement
- Les contraintes techniques
- Les offres d'ajustement

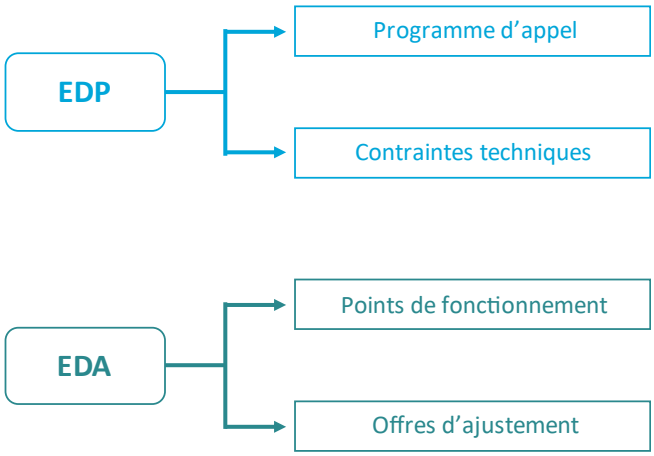


Figure 5 : fichiers nécessaires pour la participation implicite au mécanisme d'ajustement

3.1.2 Constitution des entités

Dans un contexte de forte réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE, l'intégration des contraintes des moyens de production par les opérateurs RTE inhérente à la participation implicite nécessite de se cantonner à des configurations simples. Pour cette raison, la participation implicite au mécanisme d'ajustement ne sera possible que sur un modèle « unit based », c'est-à-dire pour des EDA constituées d'une seule EDP, elle-même constituée d'un seul groupe de production situé sur le RPT. L'objectif est de circonscrire l'internalisation des contraintes par RTE à un nombre limité de groupes de production à fort impact sur l'équilibrage, dont toutes les caractéristiques peuvent être bien connues des opérateurs EOD.

Il n'y a donc pas de possibilité d'agrégation de type EDA multi-EDP pour les EDA soumettant des offres implicites, et ce type de participation sera réservée aux groupes de production situés sur le RPT.

3.1.3 Cadre de participation au mécanisme d'ajustement

3.1.3.1 Multiples prix associés à une EDA implicite

La possibilité de proposer plusieurs offres dans chaque sens, à différents prix, a été exprimée par plusieurs acteurs de marché lors des différentes réunions bilatérales organisées depuis le mois de mars 2024. Durant cette première phase d'instruction, RTE a étudié la possibilité pour les acteurs de pouvoir proposer des ajustements vers des points de fonctionnement différents à différents prix. Les premières instructions internes réalisées par RTE concluent cependant que la gestion du multi-prix en implicite risque d'entraîner une complexité opérationnelle importante, et qu'il serait préférable que les moyens participant au mécanisme d'ajustement en implicite ne soumettent qu'une seule offre à la hausse et à la baisse.

Afin de poursuivre l'instruction sur ce sujet, RTE souhaiterait disposer d'autant d'informations que possible de la part des acteurs d'ajustement concernant le besoin de pouvoir associer différents prix à une EDA participant en implicite, notamment des exemples concrets d'application. L'objectif est de s'assurer de bien comprendre les besoins des acteurs pour pouvoir proposer quelque chose qui réponde au besoin, tout en restant acceptable pour la gestion opérationnelle de l'équilibrage.

3.1.3.2 Impact sur les SSYf d'une activation sur le MA

La participation implicite au mécanisme d'ajustement traduit le plus simplement l'obligation d'offrir le disponible décrite dans le code de l'énergie : les acteurs transmettent au GRT leurs contraintes techniques et leur programme de production et celui-ci en dispose pour assurer l'équilibrage du système. Ainsi, la déclaration des points de fonctionnement et des contraintes techniques des groupes de production permet à RTE de connaître ex ante l'impact sur les services systèmes de l'activation d'une offre sur le mécanisme d'ajustement, ce qui permet une gestion croisée entre le MA et les SSYf.

3.1.3.3 Contrôle du réalisé

Pour les moyens participant en implicite, le contrôle du réalisé des ajustements se fait de manière similaire à l'existant, en comparant le volume réalisé au volume théorique établi à partir du dernier programme d'appel reçu pour l'EDP constituant l'EDA, conformément à ce qui est décrit dans le chapitre 2 des règles de marché.

Q3.1 Quels moyens envisagez-vous de faire participer en implicite au mécanisme d'ajustement refondu ?

Q3.2 Le cadre de participation implicite présenté ci-dessus vous semble-t-il adapté aux moyens que vous souhaitez y intégrer ?

3.2 Explicite avec programmation

3.2.1 Fichiers rattachés

La participation en explicite au mécanisme d'ajustement couplée à de la programmation (EDA liée à une ou plusieurs EDP) n'est actuellement autorisée par les règles de marché que dans le cadre du stockage. Pour l'injection, elle est associée aux dates de bascule PR_2 et MA_2. Il s'agit donc pour la majorité des moyens participant au MA d'un nouveau mode de participation et, bien qu'il entre en service avant la refonte des fichiers, celle-ci vise à lui donner davantage de souplesse et d'attractivité.

Dans ce mode de participation, les offres étant formulées explicitement, il n'y a pas besoin d'envoyer de points de fonctionnement pour que RTE en déduise les puissances offertes. Ainsi, les fichiers que les acteurs doivent transmettre à RTE sont :

- Le programme d'appel : programmation du quintuplet (P_0, RP_H, RP_B, RS_H, RS_B) pour chaque EDP constituant l'EDA
- Les contraintes techniques
- Les offres d'ajustement

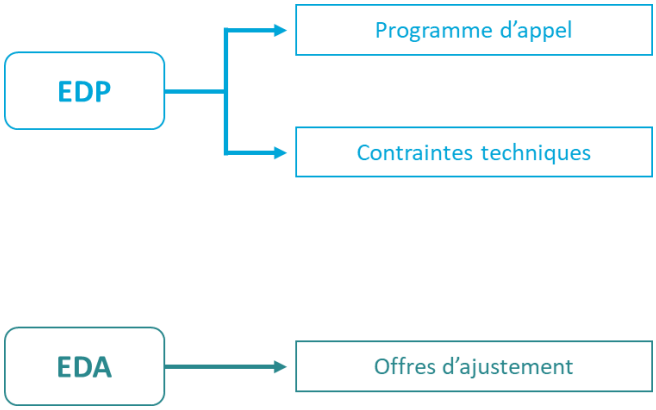


Figure 6 : fichiers nécessaires à la participation explicite avec programmation au mécanisme d'ajustement

Les contraintes techniques ne sont pas aussi indispensables que pour les moyens participant en implicite, mais peuvent néanmoins être utiles pour transmettre certaines informations à RTE.

3.2.2 Constitution des entités

Le cadre de la participation explicite avec programmation se veut être un cadre rigoureux, mais au sein duquel est permis une grande liberté dans la participation au MA.

Dans ce mode de participation, l'EDA est l'entité servant de support d'offres pour le mécanisme d'ajustement, tandis que l'EDP est l'entité qui permet de faire le lien entre le MA et les SSYf d'une part, et entre l'EOD et le réseau d'autre part. Il est donc nécessaire que l'articulation entre EDP et EDA permette de conserver ces caractéristiques.

L'EDA peut être constituée d'une ou plusieurs EDP. Les possibilités exactes d'agrégation (possibilité de mixer RPT et RPD ou encore injection, soutirage et stockage dans la même EDA, taille limite d'EDA agrégée, etc.) ne sont pas encore déterminées et nécessitent une instruction approfondie. Cependant, des grands principes peuvent d'ores et déjà être dégagés. Notamment, en ce qui concerne la constitution des entités, tous les sites constitutifs d'une EDP RPD devront être situés derrière le même transformateur HTA/HTB. Cette restriction est nécessaire afin de conserver la possibilité de disposer d'une vision croisée entre l'équilibrage et le réseau au sein même de l'entité.

3.2.3 Cadre de participation au mécanisme d'ajustement

3.2.3.1 Multiples prix associés à une EDA explicite

Dans la formulation explicite, chaque offre est censée être autoportante et contenir les éventuels liens de dépendance avec d'autres offres. Une EDA participant en explicite peut donc soumettre plusieurs offres, que ce soit à la hausse ou à la baisse, et chaque offre peut avoir un prix différent. Les offres de prix différents pourront donc tenir une place différente dans la préséance économique.

3.2.3.2 Impact sur les SSYf d'une activation sur le MA

Dans la nouvelle modélisation des offres d'ajustement, présentée dans la section 2.2, un champ est dédié à la description de l'impact sur la fourniture de services système fréquence consécutifs à l'activation de l'offre. Il est donc possible de soumettre une offre d'ajustement explicite ayant un impact, positif ou négatif, sur la dégradation de services système. Pour ce faire, deux contraintes viennent s'ajouter :

- Lorsqu'une offre explicite ayant un impact sur les services système est activée, le receveur d'ordre doit impérativement renvoyer à RTE un programme de marche à la maille EDP, afin de confirmer la trace de l'ajustement faite par RTE.
- Pour chaque offre d'ajustement ayant un impact sur les services système, une autre offre d'ajustement sans impact sur les services système doit également être déposée.

3.2.3.3 Contrôle du réalisé

Le contrôle du réalisé s'effectue conformément à ce qui est actuellement décrit dans les règles de marché pour les EDA constituées d'EDP, en prenant comme courbe de référence la somme des valeurs de puissance active contenues dans les derniers programmes d'appels tracés par RTE pour chacune des EDP constituant l'EDA. La courbe de charge est établie à la maille de l'EDA.

3.2.3.4 Agrégation EDA multi EDP

Le cadre explicite avec programmation est le plus à même d'envisager de manière pérenne l'agrégation de type EDA multi EDP. Un des gains visés par la refonte des fichiers est de permettre aux acteurs de mettre à la disposition de RTE les données nécessaires pour que des activations d'offres portées par des EDA agrégées puissent se faire sans porter préjudice à la gestion du réseau.

Du point de vue de RTE, les différents prérequis à l'agrégation sont les suivants :

1. Agrégation de type EDA multi EDP : chaque site constitutif de l'EDA doit rejoindre une EDP et un programme d'appel doit être établi à la maille de l'EDP pour l'ensemble des sites de chaque EDP de l'EDA.
2. Les EDP doivent permettre de conserver une vision réseau : il est possible de constituer des EDP multi sites sur le RPD, mais tous les sites doivent être situés à l'intérieur d'une certaine maille réseau d'agrégation. La détermination de cette maille fait l'objet d'une instruction interne du côté de RTE.
3. Les EDP ne portent qu'une seule filière : tous les sites constitutifs de l'EDP doivent être de même filière.
4. Soumission d'offres explicites : en raison de la multiplicité des contraintes des différents sites constituant l'EDA, RTE ne peut internaliser la gestion des contraintes. Les offres d'ajustement doivent donc être formulées explicitement, pour ne pas risquer de mauvaise interprétation lors de l'activation.
5. L'offre d'ajustement doit indiquer schématiquement la répartition de la puissance offerte selon les différentes EDP constituant l'EDA, via des clés de répartition dans le fichier des offres d'ajustement. Cela a pour objectif de fournir à RTE une vision ex ante de l'impact de l'ajustement sur le réseau, et de limiter le risque de créer une nouvelle contrainte ou d'aggraver des contraintes existantes par l'activation d'une offre sur le MA.
6. Lorsqu'un ordre d'ajustement est envoyé, le receveur d'ordre doit renvoyer un programme de marche pour chacune des EDP constituant l'EDA. En effet, RTE trace un programme de marche théorique pour chacune des EDP de l'EDA, en répartissant les variations de puissance (y compris les éventuels impacts SSYf) selon les clés de répartition indiquées dans l'offre d'ajustement. RTE attend néanmoins de l'acteur d'ajustement une confirmation que les programmes de marche théoriques tracés correspondent à ce que les EDP vont réellement suivre.

Les conditions listées ci-dessus sont nécessaires pour permettre la participation au MA d'EDA agrégées, mais il n'est pas certain qu'elles soient suffisantes. RTE prévoit de poursuivre l'instruction quant aux différentes possibilités d'agrégation (mélange RPT et RPD, mélange de filières, mélange injection/soutirage/stockage), qui pourront faire l'objet de restrictions ou de conditions supplémentaires.

Q3.3 Quels moyens envisagez-vous de faire participer en explicite avec programmation au mécanisme d'ajustement refondu ?

Q3.4 RTE souhaite faire de ce mode de participation le cadre privilégié pour ouvrir la participation au MA à des agrégats de type EDA multi EDP. Quelles sont vos perspectives concernant la constitution d'EDA de ce type ? Le cadre présenté ci-dessus vous semble-t-il pérenne pour la participation au MA d'EDA agrégées ?

Q3.5 Le cadre de participation explicite avec programmation, présenté ci-dessus, vous semble-t-il adapté aux moyens que vous souhaitez y intégrer ?

3.3 Explicite sans programmation

3.3.1 Fichiers nécessaires

Ce mode de participation au mécanisme d'ajustement est similaire à ce qui se fait actuellement pour l'explicite : pour la participation explicite sans programmation post refonte, il n'y a pas d'EDP liée à l'EDA. Par conséquent, aucun programme d'appel ni contraintes techniques n'est attendu pour ce type d'EDA. Comme l'EDA participe en explicite, il n'y a pas non plus de points de fonctionnement envoyés. Ainsi, le seul fichier attendu est le fichier des offres d'ajustement, tel que représenté sur la Figure 7.



Figure 7 : fichier nécessaire à la participation explicite sans programmation au mécanisme d'ajustement

3.3.2 Constitution des entités

L'EDA est donc constituée d'un ou plusieurs sites qui ne sont pas constitutifs d'EDP. Dans la modélisation proposée, c'est l'EDP qui fait le lien entre le mécanisme d'ajustement et les services systèmes fréquence, ainsi qu'entre l'équilibrage et la gestion du réseau. L'absence d'EDP a pour conséquence que RTE n'a pas de vision en temps réel de l'impact sur le réseau des ajustements passés pour l'équilibrage. C'est actuellement la même contrainte qui se rencontre pour les EDA multi sites qui participent en implicite ou explicite, et dont la création doit faire l'objet d'une validation préalable par RTE, qui vérifie que le risque pour le réseau est acceptable. Afin de diluer au maximum le risque pour le réseau du passage d'un ajustement, il est donc nécessaire que ce type d'EDA soit réservé à des sites de taille limité, et que la taille de l'EDA elle-même soit contenue.

Il est à noter également que les sites d'injection, qu'ils soient situés sur le RPD ou le RPT, seront tenus de rejoindre une EDP pour participer au mécanisme d'ajustement et ne pourront donc pas participer en explicite sans programmation : ce mode de participation sera réservé au soutirage.

3.3.3 Cadre de participation au mécanisme d'ajustement

3.3.3.1 Multiples prix

Tout comme la participation explicite avec programmation, il est possible de soumettre plusieurs offres d'ajustement explicite dans chaque sens, par EDA. Les offres peuvent avoir des prix d'offre différents et seront positionnées à différents endroits de la préséance économique.

3.3.3.2 Impact sur les services systèmes d'une activation sur le MA

L'absence de lien entre l'EDA et des EDP constituant une EDR ne permet pas de faire de lien entre le MA et les SSYf quant à la modification des services système engendrés par une activation pour l'EOD. Ainsi, les EDA participant au MA en explicite sans programmation ne peuvent proposer des offres d'ajustement dégradant les éventuels services système fréquence fournis par les sites constitutifs de l'EDA, même si ces sites appartiennent à des EDR constituées d'EDP.

3.3.3.3 Contrôle du réalisé

En l'absence de programme d'appel utilisable comme courbe de référence pour le CRMA, la méthode du rectangle simple ou les méthodes en historique et prévision de consommation (décrites dans les dispositions générales des règles de marché) seront utilisées pour effectuer le contrôle du réalisé lors de l'activation des offres explicites déposées par des EDA non liées à des EDP.

Q3.6 Dans l'hypothèse où la programmation de la puissance active serait ouverte aussi aux EDP soutirage, lequel des modes de participation explicite avec ou sans programmation choisiriez-vous pour vos EDA composées de sites de soutirage ?

Q3.7 Le cadre de participation explicite sans programmation, présenté ci-dessus, vous semble-t-il adapté aux moyens que vous souhaitez y intégrer ?

3.4 Tableau récapitulatif

	Implicite	Explicite avec programmation	Explicite sans programmation
Agrégation	EDA mono EDP mono site	EDA multi EDP mono site ou EDA multi EDP multi sites mono transfo	EDA multi sites
Taille maximale	Taille du site	EDP : taille du site EDA : pas de limite a priori	Au cas par cas selon impact réseau pressenti
Envoi des points de fonctionnement	Oui	Non	Non
Multi-prix	Non	Oui	Oui

Renvoi du PM	Pour l'EDA=EDP	Pour chaque EDP constitutive de l'EDA	Pour l'EDA
Possibilité d'impacter les SSYf avec activation MA	Oui	Si offre correspondante	Non
Courbe de référence pour le CRMA	Dernier PA	Dernier PA	Méthode du rectangle simple ; Méthode par historique de consommation ; Méthode par prévision de consommation

Q3.8 Avez-vous d'autres remarques concernant les modalités de participation au mécanisme d'ajustement ?

4 ELEMENTS DE PLANNING

4.1 Une refonte par paliers

Pour limiter au maximum un effet « big bang » de la refonte, plusieurs paliers de déploiement sont envisagés avec des mises en service par paliers des différents fichiers.

- **Palier 0 : PA + explicite**
  - Nouvelle modalité de participation au MA (date PR_2/MA_2)
  - Possibilité pour une EDA soumettant des offres explicite (i.e. formulant ses CUO dans un fichier CT_CE) d'être liée à une EDP qui envoie un programme d'appel. Nouvelle modalité de participation au mécanisme d'ajustement : explicite avec programmation.
- **Palier 1 : mise en service du fichier des points de fonctionnement**
  - Déclaration par les acteurs d'ajustements de leurs points de fonctionnement dans un fichier dédié.
  - Passage à l'envoi d'ordres d'ajustement dissymétriques
  - Plusieurs données des CT_PROD1, 2 et 5 deviennent obsolètes
- **Palier 2 : mise en service du fichier des contraintes techniques**
  - Mise en cohérence et nettoyage de l'ensemble des données des différents fichiers non constitutives d'une offre d'ajustement.
  - Fin des CT_PROD 5 et ancien mode de transmission des contraintes pérennes
- **Palier 3 : mise en service du fichier des offres d'ajustement**
  - Utilisation des offres refondues pour assurer l'équilibrage via le mécanisme d'ajustement.
  - Fin des CT_PROD 1,2, CT_CE et des fichiers offres

4.2 Calendrier indicatif

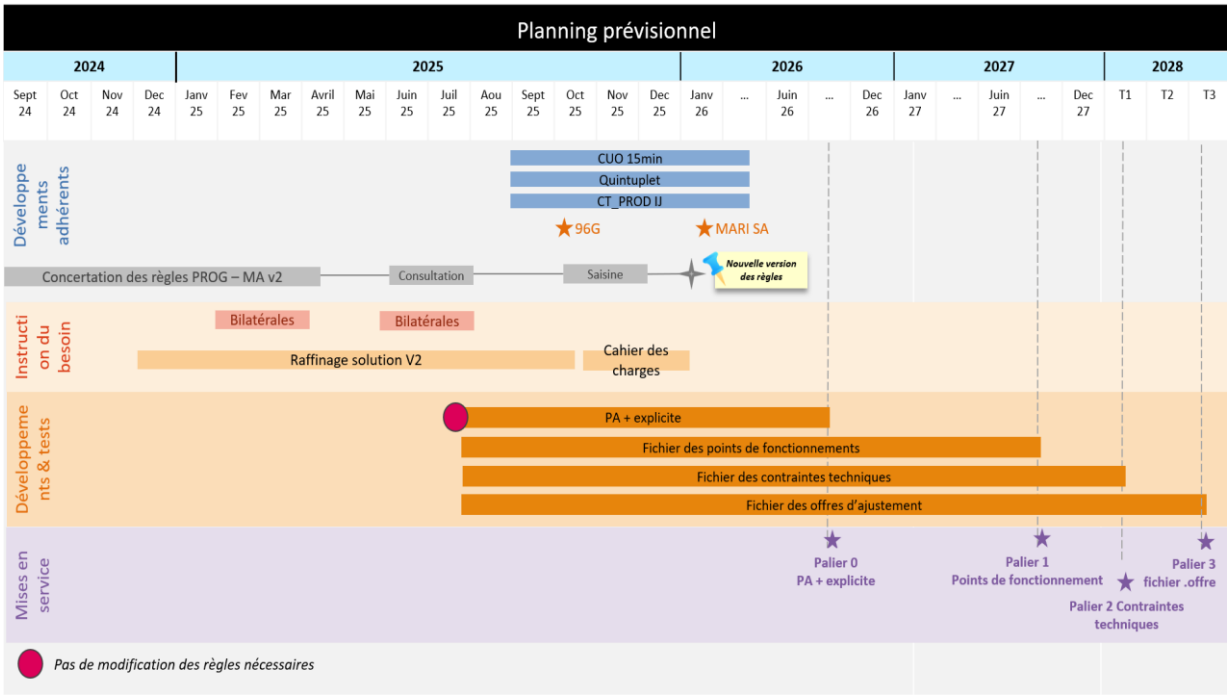


Figure 8 : planning indicatif de la refonte des fichiers

Q4 : Vu d'aujourd'hui et sous réserve que les jalons d'instruction du besoin soient respectés, le planning proposé vous semble-t-il réaliste ?

5 ANNEXES

5.1 Localisation actuelle des données d'une offre d'ajustement refondue

NB : Certaines données identifiées dans les futures offres d'ajustement ne sont actuellement pas déclarées par les acteurs dans les fichiers pré-refonte.

Donnée	Localisation pré refonte
ID_offre	NA
Type d'offre	NA
Code EDA	Implicite : CT_PROD Explicite : CT_CE fichier .offre
Sens	fichier .offre
Prix d'énergie	fichier .offre
ΔP_{max}	Implicite : déduit du PA et des CT_PROD 1&2 Explicite : CT_CE
ΔP_{min}	Implicite : déduit du PA et de CT_PROD 5 Explicite : CT_CE
E_{max}	Implicite : CT_PROD 1 Explicite : CT_CE
E_{min}	CT_PROD 2
DMO	Implicite : CT_PROD 1 (DMO de démarrage) Explicite : CT_CE fichier .offre (non renseignée par l'acteur)
DOmin	fichier .offre contraintes pérennes CT_CE
DOmax	fichier .offre CT_CE
DNA	Explicite : CT_CE Implicite : contraintes pérennes
Offre complémentaire	NA
Activable	NA
Nb_act	Explicite : CT_CE Implicite : contraintes pérennes
Forfait d'activation	CT_PROD 1 (thermique uniquement)
Groupe d'exclusivité	NA
Offre parent	NA
Répartition puissance	NA
Impact SSYf	NA
Répartition Impact	NA