Consultation du projet d'évolutions des règles de marché Dispositions Générales Dispositif de Programmation, Mécanisme d'Ajustement, Responsable d'Equilibre, Services Système fréquence

Position ENGIE

Le 01/08/2025

Remarque préliminaire (forme) :

La période de consultation pendant la trêve estivale n'est clairement pas idéale, d'autant qu'elle a été annoncée tardivement (en mai, la consultation était encore annoncée pour juin). Sur une consultation aussi large qui adresse tous les mécanismes, il aura été difficile de mobiliser l'ensemble des ressources concernées. Nous avions pourtant déjà alerté RTE sur le choix de la période de consultation des RE sur le portage des couts FRR (remise des réponse le 9 mai, très peu de réponses).

DISPOSITIONS GENERALES

0.A : Définitions

- DNA n'est défini que pour les offres spécifiques. Alors que RRRC prévoit des conditions de DNA sur les offres MA, qu'elles soient explicites ou implicites.

FT2 : Méthode pour l'établissement de la courbe de référence :

- Nous prenons note qu'à partir de MA2 (2026), les sites d'une EDA Injection RPD devront être rattachés à une EDP, et que conséquemment, le contrôle du réalisé sera basé sur le Programme d'Appel (et non plus issu de la méthode des rectangles qui devient exclusivement applicable aux sites de soutirage). De notre compréhension, il sera néanmoins possible d'offrir en explicite ou en implicite ;
- (forme) : la méthode basée sur le PA ne devrait-elle pas être décrite dans cette section (et apparaitre dans le tableau de synthèse, pour une meilleure compréhension) ?

PROGRAMMATION

PR1) Indicateurs de qualité de programmation

Plages de contrôle :

- Comme déjà remonté en GT, nous trouvons préférable de contrôler la fiabilité de la Programmation hors périodes d'ajustement, fortuits ou ordres RTE hors MA. Nous comprenons que les journées sans ajustement MA/SSY ne donnent lieu à aucun partage de courbes de charge de la part du GRD, d'où la proposition de RTE, mais cela doit être résolu autrement (par exemple par un partage systématique des courbes de charge du GRD vers RTE dès lors qu'il y a programmation, avec accord préalable du site indiqué dans l'accord-site 1.A4). Ne construisons pas les règles de demain sur base de limitations techniques actuelles.

  Le contrôle se ferait entre le dernier PA accepté par RTE et la courbe de charge neutralisée du réglage R1/R2 comme décrit au §1.L.2.3.

  L'intérêt est triple :

  - Isoler la programmation pure et ne pas polluer l'indicateur par des défauts d'ajustement liés à l'AA (la présente incitation est destinée aux RP).
  - S'affranchir du processus de CRMA (permet de disposer d'un indicateur quasi temps-réel, qui ne nécessite pas la réalisation et la validation du contrôle du réalisé MA, parfois longue et fastidieuse – cf. données manquantes, ou encore cas de DK6).
  - EDA multi-EDP (à venir) : se rendre indépendant des clefs d'allocation fournies par l'AA.
- Exclure les périodes pendant lesquelles la Puissance programmée dans le PA est dans l'intervalle]0 ; Pmin[. Cela permet notamment d'exclure les périodes de rampe de démarrage, techniques et peu pilotables, qui peuvent être à l'origine de faux positifs et rendre ainsi l'indicateur peu pertinent/exploitable. En l'absence de Pmin, il nous semble pertinent de positionner un seuil minimum. Ce seuil pourrait être de 5 MW pour commencer, à affiner.
- Un PA à 0 n'entre pas dans la clause d'exclusion ci-dessus, nous comprenons que RTE voudra contrôler qu'un PA à 0 donne bien lieu à une production nulle.

Facteur de normalisation :

RTE propose de normaliser en divisant par la puissance moyenne injectée sur la journée. Cela peut conduire à des puissances moyennes très faibles, voire nulles, et donc à des indicateurs erronés.

Nous proposons de normaliser par la Pmax de l'installation de Production ou de Stockage.

1.L.3. Etablissement de la Courbe de Référence de l'EDP

Lorsqu'aucun Programme d'Appel n'a pas été transmis à RTE pour une EDP, les valeurs de la Courbe de Référence de l'EDP sont prises égales à zéro.

Attention : un peu casse-gueule non ? Notamment avec les entrées/sorties en pagaille du périmètre. Ne faut-il pas une notification préalable de RTE en cas de non-programmation à HLAR par exemple ?

Puissance injectée (PR1.2.2 / règles 1.L.2.1)

Cas de la centrale DK6 : il n'existe pas de courbe de charge directement associée à l'EDP DKDUNT (partie programmable de la production de la centrale) : le programme d'appel (PA) de chaque EDP représente la somme de :

- La puissance produite par la TAG,
- La puissance produite par la TAV à partir des gaz d'échappement de la TAG lorsque la tranche est en mode Cycle Combiné.

La courbe de charge de l'EDP DKDUNT ne peut être directement mesurée par les Installations de Comptage de RTE sur site. Ces dernières mesurent en effet la totalité de la production de DK6 issue des TAV et TAG sans possibilité d'isoler la production réalisée par l'EDP DKDUNT.

Il a donc été convenu entre RTE et ENGIE que la courbe de charge DKDUNT soit basée sur les données TAG issues de installations de comptage de RTE, et calculée par application de formules de conversion fondées sur la Puissance TAG. Cette formule, même si elle peut être révisée et ajustée, induit une certaine imprécision, acceptée par RTE, dans le calcul la puissance réalisée.

Cas des stockages stationnaires : en FCR, il est autorisé de gérer la charge de l'actif hors programmation (gestion dite de charge « aux écarts »). Il ne faudrait pas que le RR soit pénalisé sur la fiabilité de son PA alors que cette possibilité de recharge hors programmation est explicitement autorisée dans les règles SSY. Comment prévoyez-vous de régler ce cas ?

Publication :

Nous souhaiterions que les niveaux de fiabilité soient publiés de manière anonymisés, regroupés par filière, avec plages considérées comme acceptables ou non par RTE (prenant en compte le niveau de prédictibilité de la filière). En parallèle, les acteurs recevront leur indicateur de manière privée, et pourront donc se positionner par rapport à leur filière.

De manière similaire aux indicateurs « Fiabilité » des OE, ces indicateurs doivent être préalablement validés par les RP avant publication.

PR2) Défaillance d'EDP.

Seuil de défaillance : les documents mis en consultation semblent mentionner l'existence d'un unique seuil. Toutes les filières ne sont bien évidemment pas équivalentes.

Ex 1 : le niveau de prédictibilité d'une production ENR, surtout une heure avant le temps réel (cf. délai de neutralisation d'une heure) n'est pas comparable à celui d'un actif de production conventionnel programmable.

Ex 2 : Cas de la production fatale (ex : DKSOL, actif de production thermique d'ENGIE à partir des gaz sidérurgiques fatals provenant d'Arcelor) : à l'époque, les règles RTE faisaient état d'EDP « prévisionnelles » liées à une production fatale. Cette notion sous-entendait que le RP faisait ses meilleurs efforts pour donner de la visibilité à RTE, mais n'avait pas la main sur la production. Cette notion a disparu il y a quelques années, avec l'accord des acteurs, car sans impact notable. Nous accepterions mal que cette filière soit désormais traitée sans distinction avec la production pilotable.

En l'absence de tolérance par filière, le risque est d'avoir une certaine réticence à terme des RP pour prendre en charge dans leur périmètre la programmation d'actifs des filières en question.

Les seuils devront enfin intégrer le fait que le RP n'est plus autorisé à modifier son programme après entrée dans la fenêtre opérationnelle. Cette fenêtre est de 60 minutes pendant les 3 prochaines années.

Gestion des aléas de production :

§1.I.3.2.4 : le Responsable de Programmation redéclare, par mail, par télécopie ou par téléphone, ses performances et contraintes techniques, en dehors du mécanisme des Guichets et sans Délai de Neutralisation (…) en cas d'aléa non maîtrisable sur un Groupe de Production, un Site de Stockage Stationnaire ou un Site de Soutirage, ou ordre de l'autorité de sûreté. La Redéclaration doit être transmise dès que connue par le Responsable de Programmation.

Comment est pris en compte ce cas ? Le RP est fiable et informe RTE, il doit être incité à le faire et ne pas être pénalisé. il ne devrait donc pas être pénalisé entre la survenue de l'incident et la mise à jour du PA. Nous proposons de neutraliser ces périodes dans le calcul de l'indicateur (cf. cas de SSY/f en cas de fortuit).

Critère de défaillance :

- Une EDP ne peut être défaillante que si la Puissance moyenne injectée pour une journée donnée est non nulle. Donc une EDP qui programme mais qui ne produit pas n'est pas concernée ?
- Rajouter une règle pour qu'une EDP soit considérée défaillante que si elle présente N jours défaillants sur P jours glissants. Cela permettrait de cibler les RP qui présentent des écarts systématiques sans englober ceux pour qui l'écart fait figure d'exception.

Pénalités :

Un RP présentant une EDP considérée défaillante pour une journée donnée est redevable d'une pénalité pour défaillance (au prix moyen pondéré absolu moyen sur la journée considérée). Cette pénalité s'ajoute souvent aux écarts de RE à la maille portefeuille causés par ce même écart de programmation (au prix moyen pondéré des pas 15' considérés).

- Dans quelle poches tombent ces pénalités PR / MA ? Servent-elles à financer les réserves FRR par ex ?
- Les Opérateur d'Effacement (OE ou MA) disposent également d'un indicateur Fiabilité. Mais pas de pénalité, juste une communication publique du niveau de fiabilité + une limitation de valorisation sur les marchés. N'y a-t-il pas un parallèle à faire ou une uniformisation des traitements ? plutôt que de brandir systématiquement la menace d'une Nième pénalité ?

<u>Conclusion</u> : en l'état, l'évolution ne nous semble pas suffisamment mature : pas suffisamment concertée, nombreux cas non traités, pas de back testing sur les données historiques qui permettrait de roder les formules proposées (RTE a normalement toutes les données pour faire cette analyse). Si nous partageons l'intérêt d'une programmation fiable et de mesures incitatives, en l'état, nous ne pouvons validons cette proposition.

Autres remarques :

- 1.I.2.1. « *un Programme d'Appel (…) doit contenir (…)une chronique prévisionnelle de puissance active, en MW. L'injection d'énergie est représentée par des valeurs positives et le soutirage par des valeurs négatives* » -> **quitte à donner des précisions, préciser que Puissance active valable pour les sites d'injection et stockage uniquement. Les sites de soutirage ne programment pas de puissance active. Un peu perturbant tel qu'écrit sinon.**
- 1.I.4.2 : « *L'Acteur d'Ajustement déclare, pour chacune des EDA, conformément aux modalités prévues par les Règles SI, si le Receveur d'Ordre transmet ou non un ou plusieurs Programmes de Marche lorsqu'il reçoit un Ordre d'Ajustement pour une Offre d'Ajustement Standard de mFRR sur l'EDA. L'Acteur d'Ajustement est tenu de faire cette déclaration avant tout envoi d'Offre d'Ajustement Standard de mFRR ou de RR sur l'EDA.*" -> **cela donne l'impression que l'envoi de PM sur activation mFRR est optionnelle. Ce n'est pas le cas.**
- 1.L.3. « *Etablissement de la Courbe de Référence de l'EDP Lorsque l'EDP est constituée de Groupes de Production, la Courbe de Référence de l'EDP est égale aux valeurs absolues de puissance active du dernier Programme d'Appel Tracé par RTE de l'EDP* » -> **pourquoi absolu ? dans quel cas peut-il y avoir des valeurs négatives ? Si ce cas existe, ne faut-il pas mieux prendre 0 ? (plutôt que de convertir le soutirage en injection).**
- 1.N.1.1.2. « Factures émises par RTE RTE établit mensuellement l'éventuelle facture des Pénalités en application de l'Article 1.M.1. La facture au titre du Mois M est adressée au Responsable de Programmation au plus tard le dernier Jour du Mois M+2. » -> **raison de plus pour ne pas calculer les écarts de programmation pendant les phases d'activation au MA : on va se retrouver avec des contestation CRMA qui vont déclencher des contestations de pénalités PR. On doit néanmoins payer, mais demander à régulariser ensuite…On ne peut pas passer du temps, ni côté acteur ni côté RTE, à calculer, contester, régulariser, etc… Sur DK6, nous avons eu des régularisation CRMA portant sur les 12 derniers mois. Il faut simplifier ces process et ne pas construire une usine à gaz. Chronophage.**

- *1.P.3. « Indicateurs de qualité de la programmation Pour chaque journée pour lesquelles RTE dispose des Courbes de Charge de l'ensemble des Groupes de Production ou Sites de Stockage Stationnaire constitutifs d'une EDP injection, RTE met à la disposition du Responsable de Programmation les indicateurs de qualité de programmation de l'EDP décrits à l'article 1.L* **» -> Le terme « EDP Injection » n'est pas défini.**
- Les producteurs doivent envoyer des Programmes d'Appel à leur GRD (si ≥ 1 MW) ainsi qu'à RTE (si ≥ 10MW). Ces deux PA doivent être au maximum harmonisés (contenu, format, protocole).

MECANISME D'AJUSTEMENT

2.D.2. Suspension

« L'Accord de Participation en qualité d'Acteur d'Ajustement peut être suspendu par RTE lorsque l'Acteur d'Ajustement manque à ses obligations de transmission de Clés de Répartition en énergie ou transmet de manière répétée à RTE des Clés de Répartition en énergie erronées. »

Les cas évoqués jusqu'à présent concernaient la mise en danger du SI de RTE ou des impayés significatifs. La non-transmission des clefs de répartition n'est pas du même niveau et ne doit pas figurer ici. A nouveau (cf. notre position sur la modulation de consommation NEBCO), la suspension d'un Accord de Participation est lourde de conséquences et doit se réserver à des situations extrêmes. Brandir cette menace pour tout type de disfonctionnement n'est pas souhaitable.

Les règles prévoient en outre qu'en l'absence de clefs, une clef par défaut est appliquée (1/n), l'AA peut de ce fait ne rien transmettre. De ce fait, le fait de ne rien envoyer déclenche juste un clef par défaut.

2.J.1.1.2.1 : Offres d'Ajustement Spécifiques implicites

Conformément à l'article L321-13 du Code de l'énergie, l'Acteur d'Ajustement en sa qualité de Responsable de Programmation met à la disposition de RTE sur le Mécanisme d'Ajustement à la hausse et à la baisse la totalité de la puissance techniquement disponible raccordée au RPT ou au RPD pour toute Installation de Production rattachée à une EDA/EDP de son Périmètre et dont la Puissance Installée est supérieure ou égale à 10 MW.

Cette formulation donne l'impression que l'obligation porte sur l'AA. Elle porte bien sur le Producteur qui doit se rapprocher d'un AA pour offrir sa flexibilité au MA.

MA1) Seuil d'obligation de participation au MA

ENGIE juge le seuil de 10 MW trop bas (tout au moins en première étape). Il y a encore quelques mois, aucun parc ENR n'offrait sa flexibilité au MA. Un seuil fixé entre 15MW ou 20MW aurait déjà grandement aidé le système tout en maitrisant la volumétrie associée.

Si ce seuil est maintenu, il implique la participation au MA de plus de 8000 sites (cf. chiffres RTE). Cela représente une volumétrie colossale à traiter de manière centralisée par RTE (programmes d'appels renominés à divers guichets IJ, offre MA, CUO, clefs..). Est-ce bien anticipé ?

Enfin, nous craignons que cette forte volumétrie conduise à moins activer les petites offres (il y a bien des règles de sélection technico-économique, mais elles ne sont pas toujours limpides pour les acteurs). En cas d'incompréhension, nous souhaiterions que RTE apporte toute la transparence nécessaire sur la sélection des offres.

Obligation MA en cas de programmation SSY

Les sites de Production ENR RPD ont la possibilité d'offrir au MA en implicite ou en explicite. Si un parc ENR de P ≥ 10 MW choisit d'offrir au MA en explicite, et programme par ailleurs en RP/RS (capacité vendue en J-1 ou offre libre), quelle puissance est à offrir au MA ? Autrement dit, doit-on offrir au MA les MW engagés en RP/RS ?

MA3) Petites offres d'ajustement

A partir de mai 2025, la limite des trois EDA autorisées à formuler des petites offres dites « normalisées » est levée. Ces petites offres ont néanmoins des CUO contraintes :

- DMO ≤ 13 min (en vue de la réduction de la fenêtre opérationnelle dès GCT 30').
- DOmin ≤ 15 min (en vue du cadencement à 15' : cf. 96G et produits de marché 15').

Pourriez-vous préciser dans les règles sous quel(s) critère(s) une offre est considérée comme « petite » ? Plusieurs scénario avaient été évoqués en GT :

- Il existe au moins une valeur de Pmax dans CTPROD1 ou CT_CE < 10 MW ?
- La moyenne des Pmax des CTPROD1 ou CT_CE parmi les valeurs non nulles < 10 MW ?

Concernant les CUO contraintes pour les petites offres, cela peut représenter une contrainte supplémentaire, surtout s'il n'est pas possible de demander un nombre maximum d'activations par jour. Est-ce bien possible dans les offres MA ?

MA4) : calcul du volume réalisé à la maille site pour les sites de stockage et de production

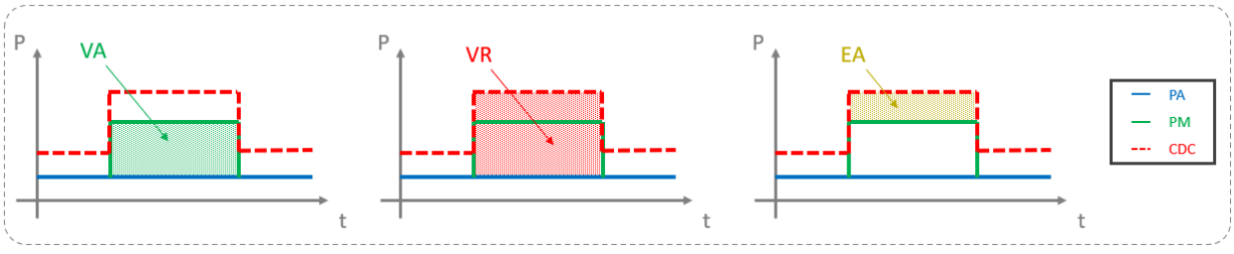
RTE suggère un agrégat pour les petits parcs, avec envoi de clés par pas de 5 min : attention à la complexité et à la volumétrie induite.

2.L.4) Neutralisation des écarts de Programmation dans le calcul du Volume réalisé :

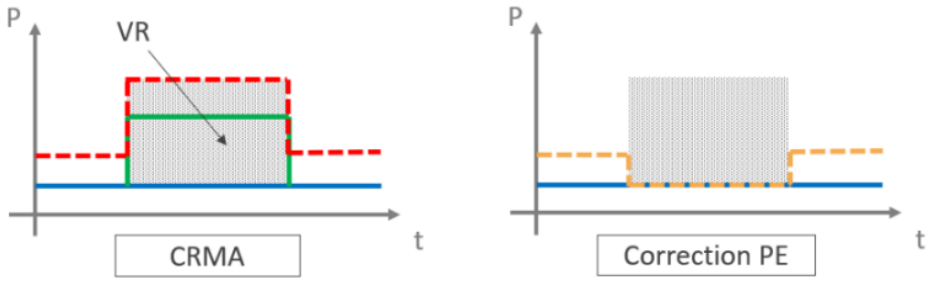
ENGIE approuve le fait de chercher à dissocier les écarts de Programmation des écarts d'Ajustement.

Cela doit en effet permettre d'éviter les deux cas suivants :

1) Facturation d'EA à l'AA alors que l'ajustement demandé par RTE est correctement réalisé par l'AA. Exemple du cas ci-dessous, pour un ordre de type « Monter de » :

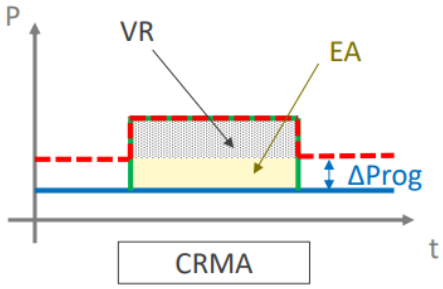


2) Position corrigée dans le PE mais qui ne correspond pas à la position qu'aurait eu le PE en l'absence d'ajustement (cf. position corrigée en jaune).



La proposition de RTE semble pertinente et adaptée aux ordres d'ajustement dits « relatifs » (ex : Monter de, Baisse de).

Pour un ordre d'ajustement « absolu » (ex : Passer à, usuellement utilisé pour les ordres d'activation d'offres implicites type PCoMin, PCoMax), **la solution RTE induit des EA à tort pour l'AA**. En effet, l'AA perçoit des EA alors qu'il a bien atteint la Puissance demandée dans l'ordre MA ; Dans l'exemple ci-dessous, la programmation est en écart (courbe de charge > PA) mais le point de consigne demandé dans l'ordre MA (ex : PCOmax) est bien atteint. Pour autant, l'AA subit un EA (qu'il n'a pas avec les règles actuelles).



Dès lors, il ne nous semble pas pertinent d'appliquer cette correction dans le calcul des écarts d'ajustement MA pour les ordres absolus.

Le volume réalisé est par contre bien à corriger conformément à la solution proposée par RTE pour corriger le PE.

Proposition ENGIE :

- EP = CC – PA sur périodes de référence
- VR = CC – PA – EP
- EA = VA – VR - EP si ordre absolu (ou ordre implicite ?)
- PE corrigé de VR

EP : Ecart de Programmation, CC : Courbe de Charge, PA : Programme d'Appel, VR : Volume réalisé, EP : Ecart de Programmation, PE : Périmètre d'équilibre.

Plages de référence : RTE propose une période de référence de 15 minutes correspondant à l'actuel pas de règlement des écarts. Nous nous interrogeons sur la pertinence de cette durée pour des assets à production très variable comme les ENR. Est-ce que RTE a pu vérifier la pertinence de cette durée sur base de données réalisée pour la filière ?

MA6) MARI

Périmètre :

2.F.1. « Notion de Périmètre d'Ajustement : Chaque Acteur d'Ajustement dispose d'un unique Périmètre d'Ajustement. Le Périmètre d'Ajustement rattaché à un Acteur d'Ajustement est constitué d'une ou plusieurs Entités d'Ajustement. Pour pouvoir participer à la plateforme MARI, un Acteur d'Ajustement dispose également d'un unique Périmètre d'Ajustement Standard constitué d'une ou plusieurs Entités d'Ajustement. »

Un AA a donc 2 périmètres distincts à gérer. Est-ce que ce sujet a été concerté ?

Comment ça marche ? Une EDA participant à MARI fera partie du Périmètre d'Ajustement Standard et non du Périmètre d'Ajustement alors même que cette EDA doit être offerte sur le MA ?

Nous ne comprenons pas l'intérêt de cette mesure, tout au moins vu de l'utilisateur.

Qualification initiale :

2.G. « Qualification d'une Entité d'Ajustement : l'Acteur d'Ajustement doit faire une demande de Qualification pour cette EDA conformément à l'Article 2.G.1.1. » : Faut-il comprendre que la demande de qualification revient simplement à ajouter une EDA dans GIPSE ?

§2.G.1 : il n'est pas aisé de comprendre quels sont les prérequis pour être qualifié. Le paragraphe n'est pas assez autoporteur, rendant la tâche ardue pour les nouveaux entrants : cf. ci-dessous.

2.G.1.2.1. : *« Exigences de Programmation : les Sites non constitutifs d'une EDP qui appartiennent à une EDA doivent respecter les exigences de Programmation » ->* Nous ne comprenons pas la phrase.

2.G.1.2.1. : *« L'EDP (…) faisant l'objet d'un ajout dans un Périmètre d'Ajustement Standard doit respecter les exigences de Programmation liées à la soumission d'Offre d'Ajustement Standard de mFRR décrites dans le chapitre 1 des Règles » :* ne peut-on pas préciser ?

2.G.1.2.2. « Exigences SI cf. exigences techniques décrites dans les Règles SI. » : ne peut-on pas préciser ?

2.G.1.3. « Délivrance de la Qualification de l'EDA Sous réserve du respect des exigences de qualification visées à l'Article 2.G.1.2, une EDA est considérée comme Qualifiée au plus tard 2 Jours Ouvrés après la demande de Qualification de l'EDA. » : On ne parle plus ici des exigences de programmation.

2.G.1.4. « Perte de Qualification <u>En cas d'écarts répétés</u> des Ordres d'Ajustement sur une EDA et/ou si ceux-ci ne sont pas Notifiés à RTE ou sont Notifiés tardivement par l'Acteur d'Ajustement, RTE met en demeure l'Acteur d'Ajustement de remplir ses obligations dans un délai de 1 Mois. » : à traiter plutôt dans la partie relative au Suivi de Qualification non ? cf. §2.G.2 et 2.G.3. En l'état, qu'apporte cette phrase ?

<u>Suivi de la qualification</u> :

RTE propose de mettre en place des critères particuliers pour contrôler les activations de mFRR standard via la plateforme MARI.

Le suivi de ces critères se fait à la maille EDA et s'applique à l'ensemble des activations d'offres d'ajustement standards de mFRR du mois écoulé. Le contrôle s'appuie sur 3 notions clés :

- La plage de vérification,
- L'exigence en énergie
- Les critères de conformité.

2.G.3.1. Plage de vérification

RTE propose de définir la plage de vérification en fonction des variations du PA sur les plages amont [H-5' ; H+5'] et aval [H+10' ; H+20'] :

- Si pas de variation : la plage de vérification est composée des 5 pas 5 minutes de la plage [H-5' ; H+20'].
- Si variation sur la plage amont <u>ou</u> aval : plage de vérification composée de 3 pas 5 minutes
- Si variation sur les plages amont <u>et</u> aval : plage de vérification composée d'un seul pas 5 minutes

La notion de « Plage de vérification » n'est définie que via le PA. Une EDA offerte sur MARI n'est pas obligatoirement constituée d'EDP (ex : site de soutirage d'une EDA soutirage). Que faut-il comprendre ? Qu'en l'absence d'EDP dans l'EDA, la plage de vérification est par défaut constituée des 5 pas 5 minutes ?

La cas d'un site de soutirage n'est pas suffisamment décrit : si pour eux, les 5 pas sont systématiquement contrôlés, et que 3 pas sur 5 doivent être OK, avec une tolérance de 10% basée sur un contrôle du réalisé type méthode des rectangles (avec une Pref initiale différente de Pref finale), nous craignons que cela ne fonctionne pas.

Les plages de vérification sont déterminées en fonction des variations de PA sur [H-5' ; H+5'] et [H+10' ; H+20'] -> Cela laisse supposer que le PA est constant sur chaque pas 15' : est-ce une contrainte de participation ? ou est-ce qu'une situation où le PA change de valeur toutes les 5' est bien pris en compte par cette règle ?

2.G.3.2 Exigence en énergie

Si VAt hausse est faible, la tolérance en énergie est proche de 0. Ne faut-il prévoir un talon minimum en MWh ?

Ces exigences en énergie se font au pas 5 minutes. Le cas des sites BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA avait été évoqué en concertation car leurs courbes de charge sont au pas 15 minutes et non 5 minutes pour les autres sites. RTE proposait à l'époque de ne pas les contrôler, ce qui avait fait réagir ENGIE et EDF au nom de l'égalité de traitement et de la neutralité technologique. Sauf erreur, ce point n'est pas indiqué dans les règles.

2.G.3.3 Critères de conformité

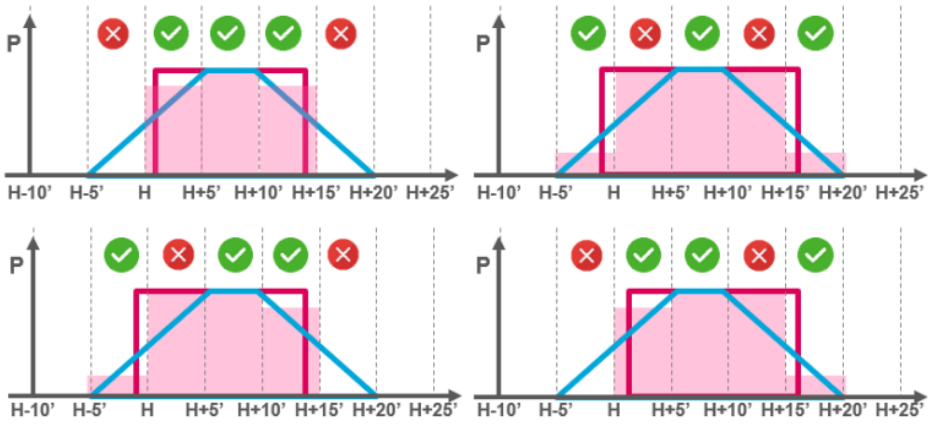
Les critères proposés par RTE sont les suivants :

- Si la plage de vérification comporte 5 pas 5 minutes (cad la totalité du trapèze) :
    - Au moins 3 pas doivent être valides
    - Les 2 pas de [H-5' ; H+5'] ne peuvent être invalides simultanément ;
    - Les 2 pas de [H+10' ; H+20'] ne peuvent être invalides simultanément ;
- Si la plage de vérification comporte 3 pas 5 minutes : au moins 2 pas doivent être valides ;
- Si la plage de vérification comporte 1 seul pas 5 minutes : l'unique pas doit être valide

La volonté de RTE est d'inciter les AA à respecter le profil du produit MARI (trapèze), pour notamment éviter les variations brusques de puissance aux heures rondes (cf. aggravation des DfD), mais tout en permettant à des actifs à rampe technique non pilotable de participer.

Les modalités qui en résultent présentent selon nous 2 défauts majeurs :

1) **Elles sont complexes** (ne serait-ce qu'à expliquer aux acteurs en GT) et soulèvent des inquiétudes sur leur bonne application en production (settlement, traitement des cas particuliers, compréhension, contestation des pénalités, …).
2) Elles nous conduisent à devoir créer des **traitements spécifiques MARI dans notre outil de gestion des activations.** En effet, pour livrer le produit MARI avec des actifs à démarrer (actifs a priori dédié à MARI, non arbitré avec l'aFRR) ayant des rampes de démarrage non pilotable et plus rapide que 10', nous allons devoir opter pour l'une des solutions ci-dessous. Ces cas 1) ne correspondent à aucun cas générique, vont à l'encontre de notre volonté de créer un système générique et 2) occasionnent des couts de mise en place et de vérification d'absence d'impact sur les autres processus non négligeable.



Nous préconisons de démarrer avec des modalités allégée (type TERRE), de réinterroger les modalités à la lumières 1) de la participation des acteurs, 2) du besoin satisfait pour RTE et 3) des impacts sur les DfD (après passages 96G et produits 15'), et de conserver les modalités ainsi décrites en dernier recours si nécessaire.

A partir de la date MA_{16}, une Offre d'Ajustement Standard de mFRR activée de manière programmée est considérée comme conforme si tous les Pas 5 Minutes de la plage de vérification sont valides. N'est-il pas un peu tôt pour évoquer cette option ?

2.J.2.1. Offre d'Ajustement Standard réputée réalisable

De notre compréhension : une offre MARI déposée sur [T ; T+15'] n'est plus considérée réalisable si RTE active une offre MA après T-28' et sur la période [T-10' ; T+20'].

A voir si la formulation ci-dessous est la plus limpide :

« Une Offre d'Ajustement Standard de mFRR associée à une EDA et formulée sur la plage [H ; H+15'[est réputée réalisable au moment du Guichet de dépôt de l'Offre d'Ajustement Standard, sous réserve du respect des conditions suivantes :

- *L'Offre d'Ajustement Standard tient compte des Ordres d'Ajustement Spécifiques notifiés par RTE au plus tard 3 minutes avant le Guichet de dépôt sur cette EDA et sur la période [H-10' ; H+20']*
- *Aucune sollicitation en tant que compensateur synchrone d'un Groupe de Production appartenant à cette EDA n'a été effectuée par RTE sur la période [H-10' ; H+20'].*

« Ordres d'Ajustement Spécifiques notifiés par RTE au plus tard… » : est-ce que cette notion de « notification » est claire ? Elle correspond à la mise à disposition du RO sur l'application TAO ?

D'un point de vue opérationnel, lors du bidding MARI à T-25', il faut donc :

1) Vérifier si une activation MA a été déposée avant T-28' sur [T-10' ; T+20']

2) Si oui, vérifier si l'activation MARI peut être réalisée en parallèle. Si non, alors l'offre MARI doit être supprimée.

Pour ENGIE, la principale difficulté porte sur les délais très courts pour ajuster les offres MARI (3 minutes pour faire les vérifications et ajuster si besoin le bidding MARI si une offre MA est activée à T-28' sur la période de vérification). Le système de bidding doit donc gérer cela automatiquement. Cela représente un cout additionnel à prévoir pour pouvoir participer à MARI.

Pour rappel, ENGIE était favorable à des MW exclusifs pour motif Balancing. Cela aurait évité ces complexités dont on a déjà souffert sur TERRE.

2.J.2.2. Ordre d'Ajustement bloqué : A voir si nous serons en mesure de vérifier/challenger RTE sur le fait qu'une offre MARI était au final non réalisable (RTE ne l'a pas bloqué l'ordre car la considère réalisable, mais nous contestons, compte tenu par exemple de l'heure de réception de l'ordre MA). Si RTE a raison, nous serons pénalisés au écarts d'ajustement sans rémunération, si ENGIE a raison, nous attendons une rémunération au prix marginal.

2.K.3.5. Exécution des Ordres d'Ajustement par l'Acteur d'Ajustement : « *En ce qui concerne un Ordre d'Ajustement associé à une Offre d'Ajustement Standard de mFRR, toute impossibilité totale d'exécution donne lieu au déclenchement du processus de valorisation des Ecarts d'Ajustement conformément aux Articles 2.L et 2.M. Cette valorisation correspond toujours à un montant dû par l'Acteur d'Ajustement à RTE. »*

Nous ne comprenons pas ce qu'amène cette phrase. C'est le processus normal de calcul des écarts qui s'applique et qui est décrit par ailleurs. Et dans ce cas, il s'agira vraisemblablement d'écarts négatifs, donc effectivement, dû par l'AA à RTE.

2.M.8 Pénalités liées à la Plateforme MARI

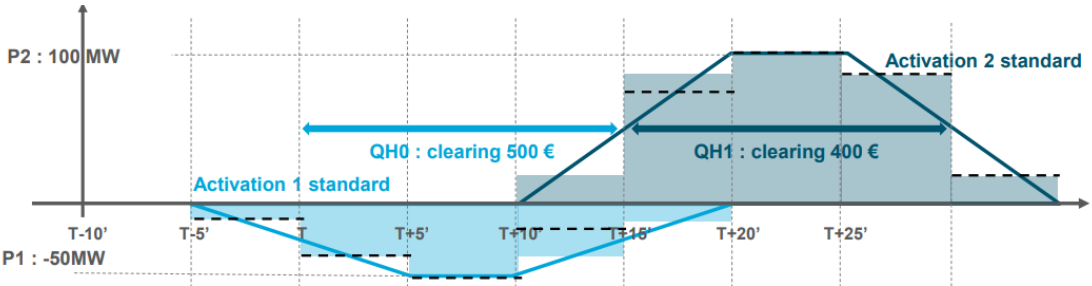
ENGIE comprend que les pénalités MARI ne s'appliquent que si les critères de conformité ne sont pas respectés, soit :

- Si pas de variation de PA : la plage de vérification est composée des 5 pas de la plage [H-5' ; H+20'], et au moins 3 pas doivent être valides, les 2 pas de [H-5' ; H+5'] ne peuvent être invalides simultanément et les 2 pas de [H+10' ; H+20'] ne peuvent être invalides simultanément ;
- Si variation sur la plage amont ou aval : plage de vérification composée de 3 pas 5 minutes, et au moins 2 pas doivent être valides ;
- Si variation sur les plages amont et aval : plage de vérification composée d'un seul pas 5 minutes, et ce pas doit être valide.

Si ces critères ne sont pas remplis, alors les pénalités s'appliquent uniquement sur les pas 5 minutes KO de la plage de vérification

Calcul du prix de pénalisation :

- En concertation (GT du 20/3/25), il avait été question d'un prix de pénalisation « unique » pour les pas 5 minutes comprenant N activations (T+10' à T+20' dans l'exemple ci-dessous). Or la formule de calcul proposée dans le § 2.M.8.2 donnerait plutôt un prix par pas 5' (460€ pour le premier, 579 pour le second). Est-ce souhaité ?



Volume attendu (en MWh)	Symbolisé par :	- 1,04	- 3,12	- 4,17	- 3,12 + 2,08 = -1,04	- 1,04 + 6,25 = 5,21	8,33	6,25	2,08
Tolérance (en MWh)		0,104	0,312	0,417	0,312 + 0,208 = 0,521	0,104 + 0,625 = 0,729	0,833	0,625	0,208
Prix de pénalisation (en €)	Si critère MARI KO	500	500	500	433,33	433,33	400	400	400

- En concertation, il était aussi question d'un $Prix_{Offre}$ en valeur absolue. En l'absence de valeur absolue, cela eut potentiellement conduire à des pénalités négatives, dues par RTE. Est-ce le comportement souhaité ?
- Baser la pénalité sur le prix d'offre (ou de clearing) conduit à un profil de risque bizarre, proche de 0 si le prix est proche de 0.

Remarque additionnelle :

- MARI impose un DMO de 12,5min. Les fichiers actuels CUO ne permettent pas de renseigner des valeurs avec décimales.

En synthèse :

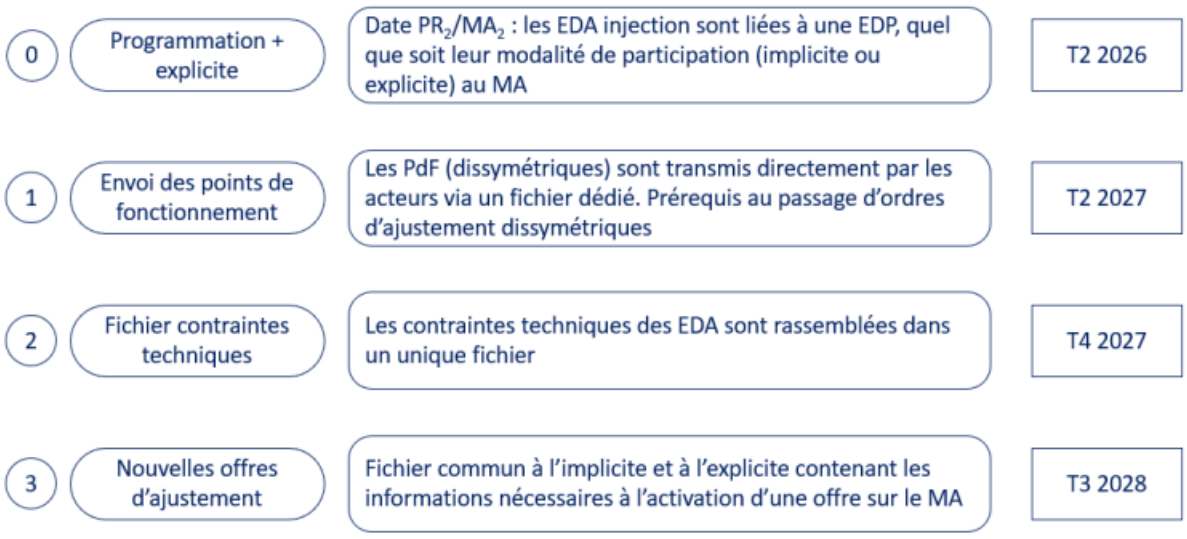
- **Perspectives de gains non avérées**
- **Risque fort sur les pénalités**
- **Couts d'implémentation significatifs compte tenu des modalités retenues. De manière non exhaustif :**
    - Module de Bidding automatisé pour prendre en compte les ordres MA 3' avant bidding

- Gestion particulière du profil de livraison pour que les rampes de démarrage passent les critères de conformité
- Module en charge de l'envoi d'un PM suite à activation – automatique compte-tenu des délais. Construction PM complexe si ce PM doit refléter le profil réel prévu.
- Outil de valorisation, avec plage de vérification fonction du dernier PA, et règles dépendantes de la taille de la plage.
- Outil de contrôle des volumes MA par rapport à MARI
- Modification de la Gestion des ordres TAO avec acceptation tacite des ordres MARI (plus de possibilité de refuser en indiquant le motif)
- Complexité de la mise en œuvre d'agrégat avec envoi de clefs (petits actifs)

- **=> Développement non traités en priorité.**
- **=> Sans surprise (cf. alertes ENGIE), pas de participation à court terme.**

MA 7) Modernisation du MA :

ENGIE remercie RTE du travail effectué sur sua modernisation du MA et sur la visibilité donnée aux acteurs. Le programme envisagé est néanmoins très chargé et il est primordiale de co-construire un planning réaliste, compatible avec les autres plannings d'évolution, et enfin robuste.



RESPONSABLE D'EQUILIBRE

RE1 : Evolution du calendrier de notifications et mises en demeures des GAPD et DL

RTE propose d'harmoniser les calendriers de notification et mise en demeure des Garanties à première demande et Dépôt de Liquidité. Avant chaque date d'expiration d'une Garantie à première demande ou Dépôt de Liquidité :

- J-90 avant la date d'expiration de la Garantie ou du dépôt : notification adressée au RE ;
- J-30 avant la date d'expiration de la Garantie ou du dépôt : mise en demeure du contrat RE adressée au RE.

ENGIE approuve cette proposition d'harmonisation.

RE3 : Délai de prévenance du coefficient k

RTE propose de réduire le délai de prévenance du coefficient k à 2 mois au lieu de 3 mois actuellement. ENGIE comprend que cela induira une meilleure stabilité pour un cout de mise en œuvre faible. ENGIE ne s'y oppose pas.

RE6. Orientations relatives aux modalités de financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les RE

(reprise position ENGIE – Appel à contribution du 13/05/2025)

Lors des travaux sur la réglementation européenne EBGL, ENGIE s'est toujours positionné pour une séparation claire entre la capacité d'équilibrage (financée par le TURPE) et l'énergie d'équilibrage (financée par les RE). Bien que l'option de transfert d'une partie des coûts de capacité d'équilibrage aux RE soit finalement retenue à l'article 44.3, ENGIE maintient sa position.

L'incitation des RE à équilibrer leur périmètre passe par le mécanisme des Ecarts. S'il est démontré que ce mécanisme est perfectible ou que l'incitation est insuffisante, une démarche d'évolution doit être initiée et concertée.

Un transfert des couts de capacité ne peut raisonnablement s'envisager qu'à partir du moment où les RE ont les moyens d'agir sur leurs déséquilibres, notamment à l'approche du temps réel. Ce n'est pas le cas actuellement. La fenêtre opérationnelle couvre aujourd'hui entre 1 et 2 heures avant le temps réel (quasi 2 heures pour un aléa survenu à 14h01 : le RE ne peuvent rééquilibrer leur périmètre qu'à partir de 16h).

Pour toute déviation à l'intérieur de cette fenêtre, le RE n'a pas les moyens ni le droit d'agir : c'est le modèle d'équilibrage centralisé et proactif opéré en France par RTE. Il n'est donc pas normal de sanctionner les RE sur cette fenêtre au-delà de l'actuelle pénalisation au prix des écarts alors qu'ils n'ont pas les moyens d'agir.

ENGIE n'est pas favorable à un portage des couts de contractualisation par les RE en général, et dans le système actuel d'équilibrage, centralisé et proactif en particulier.

A minima, ce transfert, s'il est confirmé, ne pourrait intervenir avant l'année 2030, date à laquelle les déséquilibres réalisés pris en compte dans le calcul des réserves seront ceux de 2029, soit l'année de passage à une fenêtre opérationnelles réduite (cf. délai de neutralisation de 30 minutes). ENGIE désapprouve une application dès 2028, sauf à réduire le DN dès 2027.

<u>Remarque sur le lien entre réserves FRR et responsabilité des RE :</u>

RTE propose un portage des coûts de contractualisation de FRR aux RE.

Ces couts FRR sont la somme des couts de contractualisation de 2 types de réserves :

- *l'aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve)*
- *la mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve).*

Comme décrit dans l'Accord de bloc RFP Annexe I, le besoin de capacité aFRR prend en compte la différence entre l'écart de réglage en boucle ouverte en moyenne 1 minute et l'écart de réglage en boucle ouverte en moyenne 30 minutes (boucle ouverte : avant activation de l'aFRR).

Un grand déséquilibre de la part d'un RE mais qui serait stable dans la durée (avec faible pente sur une fenêtre de 30 minutes), n'entrainerait donc pas une augmentation du volume aFRR à contractualiser.

Il nous semble donc que ces écarts sont davantage liés à la volatilité de certains types d'actifs (consommation, production renouvelable), aux fortuits potentiels ou aux écarts brusques occasionnés par l'échange de blocs aux interconnexions que par une imprécision de prévision ou à un défaut réprimandable des RE. Il ne nous semble pas justifié d'imputer d'emblée ces couts aux RE.

Si un cout de capacité devait être porté par les RE, ce ne pourrait donc être que pour les seules capacités de mFRR, au-delà du seuil fixé pour couvrir un aléa dimensionnant, soit actuellement 1 000 MW.

<u>Remarque complémentaire post-Appel à contribution</u> :

Les couts de réserve FRR risquent *in fine* de se reporter sur les briques de risque incluses dans nos contrats (PPA, contrats de fourniture). Il s'agira donc de se couvrir sur la durée des contrats (1 an à plusieurs année en fonction des contrats). Si on peut admettre que les acteurs affineront leurs prévisions de cout de contractualisation à besoin constant de RTE, il est beaucoup plus compliqué d'anticiper l'évolution du besoin lui-même. Certains phénomènes comme l'arrêt massif simultané des EnR sur prix négatifs peut aggraver les déviations de fréquence et nécessiter davantage d'aFRR. Les prix de contractualisation ne seront assurément pas les mêmes.

Au final, c'est toujours le consommateur qui va contribuer, mais non plus aux cout réel de constitution des réserves, mais à un cout de couverture qui garantira aux acteurs que le cout réel est couvert, avec une probabilité de X%.

SERVICES SYSTEME

SY1 : Accord-site

RTE propose de rendre obligatoire la signature d'un accord-site entre le site d'injection et le RR (déjà le cas pour les sites de soutirage). Cela permet d'obtenir l'accord de tout type de site participant aux SSY pour la transmission de ses données de comptage à RTE en vue du contrôle de ses performances. ENGIE approuve cette harmonisation.

Cela dit, le contenu de cet accord-site est décrit au §4.F.2.4.1.1 des règles SSY, et un template Accord-Site est décrit dans les Dispositions Générales (A7) et valable pour tous les mécanismes de marché. Ne peut-on pas simplifier, n'y a-t-il pas de redondance ?

SY2 – Appel d'offre capacitaire de réserve secondaire

Offres symétriques

Nous prenons note de la disparition des offres symétriques à compter de la publication des règles V2 compte-tenu des effets de bord potentiellement indésirables identifiés par la CRE sur le bon fonctionnement du marché de l'aFRR.

Comme déjà remonté, ENGIE rappelle que cela pourra parfois induire une augmentation des prix de l'offre (cf. couts fixes, exemple « Must Run », divisés par des volumes plus faibles).

Afin de modérer cette augmentation, nous serions favorables à une nouvelle réhausse du seuil des offres blocs (actuellement de 60MW). Il conviendra au préalable d'avoir un retour d'expérience sur la précédente réhausse de 20 à 60 MW.

Evolution de l'algorithme

RTE/CRE proposent l'ajout d'un nouveau module de *Pricing* qui intervient après sélection des offres (optimisation du prix marginal sur base des offres retenues). D'après RTE, ce module aurait pu réduire de 3,75% les couts de contractualisation sur S2 2024.

ENGIE avait suggéré ce type d'amélioration lors des concertations menées sur la formation des prix. Nous sommes donc favorables, et jugeons l'algorithme proposé satisfaisant.

4.H.4.4.1 : en cas de solutions équivalentes, il avait été évoqué de retenir la solution qui minimise le Cout de Contractualisation. Cette proposition n'apparait pas dans ce projet de règle.

SY3 – Tmin LER 30'

Nous n'avons pas de remarque.

SY4 – Qualification d'aptitude des EDRs

RTE propose d'alléger le processus de certification lorsque 3 x EDR « similaires » ont déjà été certifiées via le processus complet.

ENGIE approuve cette initiative, mais nous craignons néanmoins que les critères de similarité ne soient trop restrictifs (notamment ceux liés à la similarité technologique) : ils concernent des EDR identiques et non similaires. Les cas d'EDR identiques risquent d'être finalement assez rares, et donc cette évolution peu utile.

Nous proposons d'assouplir les critères de la manière suivante :

1) Architecture identique,
2) Boitiers de pilotage potentiellement différents (propres à chaque site, difficile en effet d'imposer une marque),
3) Même type d'actifs, mais avec des caractéristiques techniques potentiellement différentes.

En échange de cet assouplissement, nous pourrions éventuellement maintenir les tests de rampe, pour démontrer à RTE la performance de la nouvelle EDR.

<u>Processus simplifié</u> :

Etape 1 :

- Dossier générique + partie spécifique à mettre à jour pour chaque nouvelle EDR : nous validons cette proposition. Elle fera gagner du temps à tout le monde, la partie « spécifique » étant restreinte et ne nécessitant a priori pas de validation formelle de RTE (mise à jour pour information)
- Simulations à refaire si le nombre d'actifs, la puissance ou l'énergie diffèrent -> nous proposons de refaire ce tests uniquement si le ratio Energie/Puissance varie. Dans la négative, le rejeu nous semble lourd et inutile.

Etape 2 :

- Comme expliqué précédemment, en échange d'un assouplissement des critères d'éligibilité des EDR similaires, nous proposons de refaire le test de rampe pour démontrer le bon fonctionnement de l'EDR.

<u>Emission du PV avec réserves</u> :

A l'émission du PV avec réserve de validation, le RR a 2 mois pour valider les performances en opérations : ce point peut être bloquant si l'EDR a des contraintes saisonnières (ex : saison de chauffe, MPE). Nous proposons de reprendre les modalités liées aux EDR diffuses, à savoir un délai de 2 mois à compter d'une programmation en aFRR supérieure à la capacité initialement certifiée (et 2 semaines en cas de programmation à la nouvelle puissance à certifier).

<u>Contrôle en fonctionnement réel</u> :

SY4.2.3 : nous remercions RTE de préciser l'attendu des tests 8 heures, car les RR étaient un peu dans le flou jusqu'à présent. Deux remarques :

- Ces critères ne sont pas spécifiques aux EDR similaires, sont-ils bien valables pour tout test 8 heures ?
- Ces attendus ne sont décrits que dans le document d'accompagnement. N'est-il pas possible de les préciser dans les trames de certification ? Cela permet au RR de savoir à partir de quand son test est exploitable par RTE.

Cas des EDR en croissance :

Ce point n'est pas spécifiquement décrit mais le cas d'une EDR existante, non diffuse et en croissance échappe aux dispositions simplifiées mises en œuvre actuellement uniquement pour le diffus.

Il est nécessaire de simplifier les modalités de qualification d'EDR agrégeant plusieurs sites ne pouvant être qualifié de diffus. De même que pour le diffus, ces sites doivent être agrégés afin de pouvoir offrir plus de capacité à RTE puisque les capacités sont offertes par MW entiers. En l'état actuel des règles, l'ajout d'un site implique la requalification de l'ensemble de l'EDR et implique donc de perdre des heures de valorisations du portefeuille déjà qualifié.

Rappel des autres points remontés par ENGIE lors de l'enquête RTE de mars 2025 :

ENGIE avait fait part des autres points ci-dessous, par ordre de priorité :

- Impacts des tests 8 heures sur le PRE (cf. prix artificiels pour faire varier le signal Ni en entrant/sortant du *merit order*) -> RTE prévoit l'utilisation d'une chronique de niveau N préconstruite. A planifier.
- Possibilité de valoriser la capacité pendant les tests 8 heures (d'autant plus nécessaire dans le cas d'une certification sous réserve pour laquelle le RR est obligé de ne pas vendre sa capacité pendant le test alors que des volumes sont d'ores et déjà certifiés)
- Test rampe améliorés/simplifiés : intégrer ce test dans le test 8h dans le cadre d'une EDR en croissance (cf. cas actuel des EDR diffuses), avec abaissement des exigences (hausse/baisse non consécutives, max 5 min de stabilisation)

SY5 – Commentaires Généraux sur l'aFRR avec P0 Variable

Compréhension du principe :

- Méthode basée sur la Puissance maximale disponible, méthode libre – exemple AAP (*Available Active Power*)- mais à certifier (RMSE ≤ 5%). Pmax à communiquer en temps réel à RTE.
- Imprécision de calcul delta_E (= quantile 99%) à calculer.
- Puissance de consigne Pc devra prendre en compte cette imprécision dans le détarage par rapport à la Pmax dispo, et sera communiquée en temps réel à RTE.
- Programme d'Appel prend en compte la meilleure prévision de Pc (en pas de temps finissant).

Position ENGIE :

- Il s'agit d'une évolution positive, saluée par Engie car nécessaire pour les ENR (la méthode par palier 15' n'est pas adaptée car trop couteuse).
- Cependant, est-ce uniquement pertinent pour les ENR ? N'est-ce pas contraire au principe de neutralité technologique ? Qu'en est-il des cas d'agrégation (ENR/Batterie par exemple) ? Ne pourrait-on pas ouvrir cette méthode à d'autres types d'EDR sous condition que le RR démontre la valeur ajoutée ?
- Les spécifications concernant l'estimation de l'erreur Delta_e sont trop contraignantes : 6 mois consécutifs sans écrêtement n'est pas réaliste dans les conditions de marché actuelles présentant des prix négatifs plus de 6 mois/an. Cela apparait d'autant moins réaliste avec l'arrivée prochaine des activations au MA (cf. obligation DDADUE 2) ou des activations de Flexibilités Locales pour motif congestion. Nous proposons de valider l'erreur sur base de la production sur une période cumulée de 3 mois sans écrêtement. Nous proposons également de partager la production durant toute la période afin de garantir que le RR n'a pas exclu des périodes uniquement dans le but de réduire Delta_e.

SY6 – Traitement de l'Energie de réglage pour les sites RPD

Engie approuve l'alignement de traitement des énergies de réglage en SY_{24} entre MA et SSY , en proposant d'ouvrir le modèle corrigé aux sites CARD Sup36 en SSY.

Remarque sur les EDR diffuses :

Les sites d'une EDR diffuse (= sites ayant moins de 250 kW de capacité de réglage en RP/RS) n'ont accès à ce jour qu'au modèle « Sans ».

Dans ce modèle, les énergies de réglage ne donnent pas lieu à correction du périmètre d'équilibre de leur fournisseur. Cette correction, déjà appliquée depuis 04/25 (SY_8) pour le non-diffus, est prévue mais ne sera apportée qu'à compter du jalon SY_9, à ce jour non programmé.

En l'état, il ne nous semble pas que le fournisseur soit particulièrement lésé par l'action du RR, au contraire. La mise en place de cette évolution SY_9 n'est donc pas prioritaire.

A compter de son entrée en vigueur par contre, le préjudice Fournisseur est potentiellement plus visible, notamment si le RR adopte une stratégie de bidding favorisant les activations à la hausse, ce qui conduirait à une position globalement courte sur la journée. Cette évolution doit donc être assortie d'une compensation Fournisseur (compensation à prévoir dans le modèle « Sans » - à renommer dans ce cas – ou par entrée en vigueur du modèle Régulé pour les sites de soutirage).

SY8 – Disposition transitoire pour les EDRs diffuses

« *RTE propose aussi de supprimer le paragraphe relatif au seuil d'évolution du périmètre de 10 %* » : Engie approuve la modification.

Nous ne comprenons par contre pas l'exemple : le RR programme 6MW à compter du 11/10, (donc moins que les 70% de 10MW), et 7MW le 20/11 puis le 23/11. Donc si RTE ne reçoit pas de dossier, pourquoi abattre dès le 11/11 ? L'abattement devrait débuter le 23/11 selon la clause ci-dessous :

Cet abattement concernera les périodes pendant lesquelles les valeurs de réserves programmées permettent de réaliser les essais, soit au moins deux fois 4h en continu et à la puissance cible ou 70% de la puissance cible si l'EDR est thermosensible.

SY9 – Évolutions

ENGIE approuve les évolutions proposées.

SY9.2. Publication des énergies de réglage pour les sites de stockage stationnaire et injection

Les Acheteurs de Production Renouvelable ont besoin des volumes réalisés au MA/SSY à la maille site (cf. correction de l'assiette de rémunération). Ces volumes à la maille Site sont bien calculés par RTE (déjà le cas pour SSYf, à venir pour MA). La question porte donc sur la publication de ces données aux intéressés.

- Cas des acheteurs obligés (EDF OA et GRD) : autorisation à venir via un arrêté DGEC relatif à Loi Finance 2025
- Cas des acheteurs non obligés : pas spécifiquement traité dans les règles. Le rôle « Acheteur non obligé de Production Renouvelable » n'existe d'ailleurs pas. Pour autant, RTE est déjà amené à communiquer ces volumes, en dehors donc de tout cadre règlementaire.

RTE propose de transmettre ces volumes au RE des sites à la maille EDA/EDR, via signature préalable d'un Accord AA/RE (AA autorise RTE à partager avec RE) ou RR/RE. Cela répond au besoin pour les EDA/EDR mono-site, le problème reste entier pour les multisites. L'AA/RR se heurtent en outre à des RE réticents à signer cet accord, ce qui occasionne des délais administratifs supplémentaires.

Nous proposons de rajouter directement dans les règles MA/SSYf (chapitre sur les publications) le fait que les données réalisées à la maille site soient partagées avec le RE des sites. De la sorte, les accords AA-RE et RR-RE ne sont plus nécessaires. Idéalement, il faudrait que cette mesure soit mise en place rapidement pour faciliter l'entrée du renouvelable sur le MA.

Annexe 1A :

ENGIE se réfère très fréquemment aux jalons publiés sur le portail Service RTE. Il est très utile et important que ces jalons soient régulièrement mis à jour.

TRAME aFRR ENR

ENGIE remercie RTE pour la mise à disposition d'une nouvelle trame de certification aFRR destinée aux installations ENR.

Nous faisons les remarques ci-dessous :

- A12.2.1 (forme) : quelle est la différence entre Pmax_unité et Pmax_inj_unité dans le cadre de cette fiche ? Il nous semble que seule Pmax_unité peut être conservée.
- A12.4 (forme) :
    - Loi de réglage RS :
        - Ne serait-il pas plus clair de parler de « RP » ou « RS » (avec précision du sens si nécessaire) plutôt que « pr » ? cela serait plus cohérent avec l'appellation RPmax et RSmax qui correspondent aux valeurs certifiées.
        - Pourquoi ne pas préciser que ces valeurs RP et RS font référence aux réserves nominées dans le Programme de Marche ? Pour un nouvel entrant, le lien avec les réserves nominées n'est pas évident.
        - Ailleurs dans le document, on parle aussi de « réserve de RSFP » : à harmoniser.
    - Loi de réglage RP : pourquoi ne mentionne-t-on pas de la même manière la variable RP dans la loi de réglage primaire, par cohérence de formule ? (réglage en K.delta_f cappé à la RP nominée)
    - Puissance de consigne (Pc), puissance P0, Puissance de base : ça fait 3 termes pour la même notion non ? A harmoniser.
- A12.4.1 : « *Lors d'une variation du niveau NRSFP en rampe de pente inférieure ou égale à 1/FAT [s -1]* » (cf. article ci-dessous) → La formulation n'est pas très claire, à quoi correspondent ces 20 secondes ?

Dynamique temporelle

Lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à 1/FAT s^{-1}, la différence entre la puissance produite P et la puissance de base P_0 doit être inférieure ou égale à $dN_{RSFP}/dt.pr$(hausse ou baisse) $.T_{eq}$, avec T_{eq} = 20 s.

$$P - P_0 \leq \frac{dN_{RSFP}}{dt} \cdot pr \cdot T_{eq}$$

Lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à 2/133 s^{-1} et supérieure ou égale à 1/FATs^{-1}, la dynamique doit autant que possible se rapprocher de la dynamique décrite ci-dessus. Celle-ci ne doit pas être volontairement bridée.

La réserve de RSFP (pr) doit être introduite au niveau de la régulation de puissance avec une résolution inférieure ou égale à 1 MW. La résolution sera précisée dans la fiche d'information n°1.

Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant une durée supérieure ou égale à 60 minutes (t4).

- Page 10 : « *Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant une durée supérieure ou égale à 60 minutes (t4)* » --> la formulation n'est pas claire, quel lien doit-on faire avec la programmation au pas 15' ?
- « *La réserve de puissance doit pouvoir être délivrée sur toute la plage de variation de l'état de charge dans l'énergie utile du stock (Eutile)* » --> à supprimer dans cette trame ENR ?
- Fiche Info 1 : mention de Tmin LER : à supprimer dans cette trame ENR ?
- Fiche Simulation 1 :
    - Cf. remarque SY5 sur les 6 mois consécutifs de données sans écrêtement (inatteignable)
    - Y a-t-il bien 2 Pmin distincts : Pmin « technique » et Pmin de réglage RP/RS () valeur de puissance minimum en dessous de laquelle on ne sait plus fournir de RP/RS) ? Dans ce cas, il faut le définir clairement dans les règles.
    - A12.7 : le tableau des TM a été supprimé pour la RS.
- Fiche Essai 2 :
    - Essais par vent fort / vent faible. N'est-ce pas trop orienté pour les parcs éoliens ? Comment cela se traduit-il pour un parc PV ?
    - Si Pmin est à 40% de Pmax, alors le test Vent faible n'a pas de sens. Ce qui semble important, c'est surtout de démontrer le bon fonctionnement de l'EDR au(x) régime(s) usuel(s).
    - Hausse de fréquence : Pessai = Pmax – DeltaE ? le produit FCR étant symétrique, on aura la même Pessai pour hausse et baisse.
    - Pour les tests échelon FCR, il faut prévoir deux cas, vent fort, vent faible. Mais pas pour tests de rampe aFRR ?

- Météo-sensibilité (éolien/solaire) : ne peut-on pas envisager de ne valider que 70% de la Puissance à certifier, de façon similaire à ce qui se fait pour prendre en compte la thermosensibilité des sites de consommation ?
- Ne manque-t-il pas une fiche pour le test 8 heures, avec description du test, attendu, etc. (valable pour toutes les trames de certification).

* * *