

# Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

## Sommaire

1.	REPONSES A LA CONSULTATION .....	2
2.	REVISION DE L'OBLIGATION DE PROGRAMMATION POUR LES EDA INJECTION RPD .....	3
3.	PASSAGE A 48 GUICHETS DE PROGRAMMATION ET D'OFFRES .....	5
4.	GESTION DES SSYF SUITE A UNE ACTIVATION STANDARD.....	7
5.	REVISION DU CADRE DEROGATOIRE DES PETITES EDA.....	9
6.	ABAISSMENT DU SEUIL DES ENTITES PROFILEES.....	13
7.	REVISION DU PROCESSUS D'EQUILIBRAGE AVEC LA PLATEFORME TERRE ET PRECISIONS RELATIVES A LA FENETRE OPERATIONNELLE .....	15
8.	PRISE EN COMPTE DES FLEXIBILITES LOCALES ACTIVEES POUR RESOUDRE UNE CONTRAINTE SUR LE RESEAU .....	23
9.	SYMETRISATION DU CRITERE DE DEFAILLANCE ET HOMOGENISATION DU CALCUL DU VOLUME DEFAILLANT.....	27
10.	MODIFICATION DES INDICATEURS DU MECANISME D'AJUSTEMENT.....	30
11.	MODALITES DE PILOTAGE EX ANTE DU SOLDE DU COMPTE AJUSTEMENTS-ECARTS (CAE).....	33
12.	PASSAGE DU PAS DE REGLEMENT DES ECARTS A 15 MINUTES .....	37
13.	EVOLUTION DES PROCESSUS DE RECONSTITUTION DES FLUX SUITE AU DEPLOIEMENT GENERALISE DES COMPTEURS COMMUNICANTS .....	41
14.	AUTRES EVOLUTIONS .....	46
15.	Autres retours .....	48
15.1.	Remarques diverses .....	48
15.2.	Dispositions générales.....	53
15.3.	Définitions .....	54

## **1.REPONSES A LA CONSULTATION**

Les acteurs ayant répondu à la consultation sont les suivants : Alpiq Energie France, la CNR, EDF, le syndicat professionnel ELE, Enedis, Energy Pool, ENGIE, Equinov, Flexcity, GazelEnergie, TotalEnergies et Voltalis.

## 2. REVISION DE L'OBLIGATION DE PROGRAMMATION POUR LES EDA INJECTION RPD

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Gazel Energie</b>	Fond	3	Favorable à une programmation agrégée par RE sur le RPD sous réserve d'une mise à disposition au RE d'une plateforme de programmation pour l'ensemble des différents ELD ainsi que le rappel des bonnes pratiques sur la programmation pour RTE.		<p>RTE remercie GazelEnergie pour cette proposition qui contribue à affiner le besoin des acteurs.</p> <p>Néanmoins, RTE rappelle qu'il n'est pas de la responsabilité des RE, mais de celle des responsables de programmation, d'envoyer des programmes à RTE si les sites participent aux flexibilités (MA ou SSY).</p> <p>RTE rappelle que pour les sites d'injection raccordés au RPD qui ne participent pas au MA ou aux SSYf, la programmation reste néanmoins obligatoire pour les installations de plus d'un (1) MW et se fait auprès du GRD selon les modalités prévues par ce dernier. En parallèle, il est du ressort des GRD d'envoyer à RTE les programmes consolidés et par filière de leur périmètre.</p>
<b>ENGIE</b>	Fond	3	<p>Dans l'appel à contribution de janvier 2021, ENGIE s'était prononcé en faveur d'un choix implicite/explicite à la main de l'acteur, qui évaluera le rapport cout/bénéfice d'un éventuel changement.</p> <p>En effet :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pour les assets programmés en DA (ex : les cogénérations), il est pertinent d'offrir au MA en implicite</li> <li>• A l'inverse, pour les assets offerts uniquement au MA, le passage en implicite est potentiellement coûteux pour un gain non démontré. Dans ce cas, ces assets seront préférablement offerts en</li> </ul>		RTE remercie ENGIE pour son retour qui confirme l'intérêt de cette proposition notamment au regard de la diversité des caractéristiques des moyens qui participent au MA.

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

			<p>explicite.</p> <p>ENGIE remercie RTE d'avoir interrogé les acteurs et est donc favorable à cette nouvelle proposition.</p>		
<b>Enedis</b>	-	3	<p>Enedis rappelle qu'une interface d'échange par flux MtoM a été mise en place dans l'outil Disporéseau pour la réception des programmes d'appel de production pour les sites raccordés au réseau public de distribution gérés par Enedis. Le format permettra prochainement aux acteurs qui le souhaiteraient un envoi groupé pour les installations de production de leur portefeuille. Toute demande relative à Disporéseau est à adresser à la BAL suivante : dsi-prisme-dispor-support@enedis.fr</p>		RTE prend note de cette annonce faite par Enedis.
<b>Alpiq Energie France</b>	Fond	4.2.1.2.3	<p>Alpiq est favorable à l'ajout des précisions et clarifications concernant la constitution des EDA injection RPD, qui permettent sans contrainte qu'une EDA soit composée d'une ou plusieurs EDP composées uniquement de Sites d'Injection, tous raccordés directement ou indirectement sur le RPD, éventuellement raccordés à des GRD différents. Cela va dans le bon sens pour la participation des énergies renouvelables au MA et à l'utilisation des petites EDA. La possibilité d'intégrer également les sites de stockage et des sites d'injection sur le RPD puis sur le RPT permettra d'augmenter les possibilités d'offres standards et spécifiques.</p>		<p>Les configurations possibles d'EDA injection RPD ont été explicitées, en distinguant les différents jalons :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- date I : obligation pour l'EDP constitutive de l'EDA d'envoyer un PA</li> <li>- date I' : possibilité d'avoir des EDA multi-EDP lorsque celles-ci sont constituées uniquement de sites d'injection</li> </ul> <p>RTE précise également que, dès l'entrée en vigueur des règles MA-RE, les EDA injection RPD pourront être constituées de plusieurs EDP lorsque celles-ci sont constituées uniquement de sites de stockage.</p>
<b>Energy Pool</b>	Fond	4.2.1.2.3	<p>Le dernier alinéa "Soit d'une unique EDP, localisée sur un même Site de Stockage Stationnaire ou sur des Sites de Stockage Stationnaires différents à la suite de l'accord de RTE, raccordées, directement ou indirectement, sur le RPD" semble être une redite de l'aléa précédent qui indique que cela peut être une ou plusieurs EDP de Stockage</p>	supprimer le dernier alinéa	RTE est d'accord avec l'analyse d'Energy Pool et prend en compte cette remarque en supprimant ce dernier alinéa des règles MA-RE v10.

### 3.PASSAGE A 48 GUICHETS DE PROGRAMMATION ET D'OFFRES

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Alpiq Energie France</b>	Fond	4.3.2.2.2	Le rapport d'accompagnement indique le planning est un passage à 48 puis 96 guichets. La date P est estimée à fin 2023. Le rapport indique que ces différentes étapes nécessiteront une refonte des outils d'équilibrage, avec notamment une refonte à l'identique de l'application SYGA. Au vu du timing fin 2023 proche de la mise en place ISP 15 et des évolutions importantes entre ISP 15, 96 guichets, pourquoi une refonte à l'identique est envisagée, si c'est pour faire ensuite évoluer en profondeur les interfaces. Alpiq voit un risque de double développement SI si les évolutions prévues ne sont pas reprises dans les outils à la cible et des doubles utilisations entre SYGA et TOPASE pendant une période de temps. Alpiq est preneur de présentations ou de concertations sur la cible SI globale entre 96 G, ISP 15 et MARI, et les éventuelles évolutions pour la description des offres spécifiques d'ajustement.		La proposition initiale pour la consultation consistait à introduire une date pivot P pour le passage à 48 guichets. Pour bien distinguer le passage à 48 guichets de la bascule des offres spécifiques dans TOPASE (refonte SYGA), RTE propose d'introduire : - une date pivot P pour la bascule des offres spécifiques dans TOPASE (mise en œuvre prévue à titre indicatif en 2023), - une date pivot P' pour le passage à 48 guichets (mise en œuvre prévue à titre indicatif en 2024). Les règles MA-RE ont été amendées en ce sens.  Pour le passage à 96 guichets, RTE propose d'introduire ces évolutions pour la prochaine version des règles.  RTE communiquera sur l'articulation entre les différents processus lors des prochains GT.
<b>Total Energies</b>	Fond	4.3.2.2.2	TotalEnergies est favorable à l'augmentation des guichets de programmation. L'augmentation de cette fréquence va dans le sens de la modernisation des règles des réseaux européens. Il serait pertinent d'augmenter également le nombre de Plages de Prix du mécanisme d'ajustement qui ne correspondent plus aux considérations techniques et marchés actuelles. Cela pousse les acteurs à facturer une prime de risque sur les prix d'offres à cause des Plages de Prix trop longues.	Uniformiser le nombre de Plages de Prix du mécanisme d'ajustement avec le nombre de guichets de programmation.	L'augmentation du nombre de plages de prix n'est pas prévue pour cette évolution de règles. Ce point pourra être à l'ordre du jour de la prochaine concertation des règles MA-RE notamment dans le cadre des évolutions pour le passage à 96 guichets.
<b>CNR</b>	Fond	4.3.2.3.2.2	Nous comprenons qu'à partir d'une date P, les offres spécifiques devront être déposées sur l'applicaion TOPASE (et non plus SYGA).	Rajouter dans le paragraphe qu'à partir d'une date P, les offres spécifiques ainsi que les modifications seront déposées via TOPASE.	La proposition initiale pour la consultation consistait à introduire une date pivot P pour le passage à 48 guichets. Pour bien distinguer le passage à 48 guichets de la bascule des offres spécifiques dans TOPASE (refonte SYGA), RTE propose d'introduire :

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

					<ul style="list-style-type: none"> <li>- une date pivot P pour la bascule des offres spécifiques dans TOPASE (mise en œuvre prévue à titre indicatif en 2023),</li> <li>- une date pivot P' pour le passage à 48 guichets (mise en œuvre prévue à titre indicatif en 2024).</li> </ul> <p>Les règles MA-RE ont été amendées en ce sens.</p>
<b>CNR</b>	Fond	4.3.2.3.2.2	La modification des CUO sont transmises par fax. Comme demandé dans le passé, CNR souhaiterait que les fax soient abandonnés au profit de l'application TOPASE. Pourquoi ne pas introduire cette fonctionnalité dans TOPASE et l'inscrire dans les règles ?		Comme mentionné lors de la concertation, la redéclaration des CT-CUO des offres implicites (CT prod 1 à 5) en infrajournalier (et a fortiori sur 48 guichets) n'est pas incluse dans le passage à 48 guichets. Ces évolutions seront intégrées pour le passage à 96 guichets.

## 4.GESTION DES SSYF SUITE A UNE ACTIVATION STANDARD

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Gazel Energie</b>	Fond	4.3.1.1.1	Pas de contre-position à moyen terme		RTE prend note de ce retour.
<b>EDF</b>	-	4.3.1.1.1	RTE précise que la dégradation des SSYf lors d'une activation d'offres standards n'est autorisée que si l'activation de l'ensemble des offres standards permettent d'assurer des bilans de réserves primaires et secondaires basés sur le PM à la hausse et à la baisse positifs. Néanmoins, un acteur ne peut pas estimer son bilan au PM, seul RTE en a la vision. En effet, des ajustements spécifiques pouvant avoir lieu après l'élaboration des offres et modifient ainsi le bilan prévisionnel vu de l'acteur. Cette limite ne serait donc pas applicable opérationnellement par les acteurs.		RTE confirme que la dégradation des SSYf autorisée suite à une activation standard correspond bien au surbouclage au programme d'appel (c'est-à-dire le programme d'appel moins le requis). La dégradation autorisée consiste à avoir un bilan de réserve au programme d'appel positif. Les règles ont été modifiées en ce sens. Dans tous les cas, en application des règles SSYf, un bilan de réserve au PA et/ou un bilan de réserve au PM négatif(s) conduiront à des pénalités.
<b>Alpiq Energie France</b>	Fond	4.3.1.1.1	Sur chaque Pas Demi-Horaire, la réduction maximale autorisée de Participation à la Réserve Primaire pour l'ensemble des Activations d'Offres Standard de RR doit permettre d'assurer des Bilans de Réserve Primaire basés sur le Programme de Marche à la hausse et à la baisse positifs	"La réduction maximale autorisée de Participation à la Réserve Primaire pour l'ensemble des Activations d'Offres Standard de RR doit permettre d'assurer des Bilans de Réserve Primaire basés sur le Programme de Marche à la hausse et à la baisse positifs." Nous proposons de supprimer la mention au "Pas Demi-Horaire", car le pas de détermination, 15 ou 5 min dépendra de la définition du bilan au PM des règles SSYf qui devra évoluer prochainement.	Les règles MA-RE ont été modifiées pour faire apparaître la notion de pas de règlement des écarts plutôt que de pas demi-horaire, même si les règles SSYf n'ont pas encore évolué d'un point de vue rédactionnel pour permettre le passage à un pas de règlements des écarts de 15 minutes.
<b>Alpiq Energie France</b>	Fond	4.3.1.1.1	Alpiq est favorable à la proposition, et encourage RTE à continuer à instruire la trajectoire vers la proposition 5 qui semble amener plus de liquidité, notamment en vue de l'arrivée de l'utilisation de la plateforme MARI et qui permettra aux acteurs n'ayant pas la possibilité d'avoir du surbouclage fatale de pouvoir offrir des capacités en re optimisant au sein de leur portefeuille en temps		RTE remercie Alpiq pour son retour favorable ainsi que pour la suggestion relative à l'instruction de la proposition 5 de l'appel à contribution du 15 janvier 2021 (i.e. non dégradation des services systèmes fréquence suite à l'activation d'une offre standard à la maille de plusieurs EDP) à l'horizon de la connexion de RTE à la plateforme MARI. Néanmoins, cette proposition avait été jugée complexe par certains répondants à cet appel à

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

			réel et ainsi offrir des volumes de mFRR en respectant leurs engagements de SSYf.		contributions. Il faudrait donc instruire plus concrètement cette proposition en analysant les leviers qui pourraient permettre de réduire cette complexité.
<b>ENGIE</b>	Fond	4.3.1.1.1	ENGIE est favorable à la proposition de RTE d'autoriser une dégradation des engagements SSY à hauteur du sur-bouclage de l'acteur : libre à lui, s'il présente des actifs ne pouvant pas participer à des offres TERRE/MARI sans dégradation SSYf, de sur-boucler suffisamment.		RTE remercie ENGIE pour ce retour.
<b>Total Energies</b>	Fond	4.3.1.1.1	Conformément à sa position exprimée lors de l'appel à contribution en janvier 2021, TotalEnergies estime que la dégradation des SSYf suite à une activation standard, à hauteur du surbouclage en SSYf de l'acteur est la solution la plus adaptée parmi celles proposées.	TotalEnergies estime qu'il serait bénéfique pour la transparence du marché que RTE publie la surprogrammation moyenne horaire.	RTE remercie TotalEnergies pour ce retour. Pour ce qui concerne la publication de la surprogrammation moyenne horaire, il n'est pas prévu de la publier. Chaque acteur aura connaissance de sa propre surprogrammation.
<b>Alpiq Energie France</b>	Fond	4.3.1.1.2.1	Au même titre que la non dégradation des SSYf par l'activation d'offre Standard, la dégradation des SSY suite à activation d'une offre contenant un site de stockage pourrait-il être autorisé dans la limite d'un bilan au PM positif ?	L'Activation d'une Offre Spécifique associée à une EDA constituée de Sites de Stockage ne doit pas conduire à un Bilan de Réserve au PM négatif de l'EDP correspondante constituée des mêmes Sites de Stockage par rapport aux valeurs renseignées par le Responsable de Programmation dans le dernier Programme d'Appel de l'EDP correspondante constituée des mêmes Sites de Stockage de cette EDA	Les EDA constituées de sites de stockage sont constituées d'EDP et à ce titre doivent envoyer un programme d'appel. En revanche, l'envoi de programme de marche pour des activations spécifiques n'est pas encore mis en œuvre (ce sera possible à partir de la date M'). Ainsi, il n'est pas possible pour RTE de connaître la dégradation effective en SSYf sans le programme de marche de l'acteur, car, pour les offres explicites il n'existe pas de lien entre l'activation en puissance active et les SSYf. RTE propose de ne pas étendre les modalités de gestion des SSYf suite à une activation standard aux sites de stockage.



## 5. REVISION DU CADRE DEROGATOIRE DES PETITES EDA

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Alpiq Energie France</b>	Fond	4.3.1.3.5.1 .2	Alpiq est favorable à l'augmentation de timing et à l'introduction des EDA à la baisse et à l'augmentation du nombre de petites EDA.	Alpiq souhaiterait savoir quelles évolutions SI sous-tendent la prolongation des petites EDA, pour éviter de limiter dans le texte le temps du caractère dérogatoire. Il serait intéressant de le lier aux évolutions d'un outils ou d'un processus RTE. cela éviterait de changer et prolonger cette date à chaque consultation de règles. Par ailleurs, le temps que les petites EDA ne soient plus dans un cadre dérogatoire, Alpiq aimerait savoir sous quelles conditions les petites EDA normalisées pourraient participer à la RR/RC et qu'est ce qui empêche leur participation ? De plus, les petites EDA pourraient-elles comporter des sites d'Injection, de soutirage et de stockage, comme encouragé par les règlements Européens ? Cela favoriserait le développement de la liquidité des offres std et des offres contractualisables, notamment mFRR ou RR. Si des évolutions SI en profondeur sont en réflexion (cf rapport accompagnement), ce type d'EDA permettrait une aide à l'intégration de ce type d'EDA dans l'équilibre. Par ailleurs, est ce que l'augmentation du nombre de petites EDA remet en cause la limitation à 100MW indiquée à l'article 4.4.2 des règles ? "Sur un même pas demi-horaire, RTE pourra être amené à limiter temporairement à 100 MW la puissance activée sur l'ensemble formé par les EDA pour lesquelles la Puissance Maximale Offerte est inférieure à 10 MW."	RTE remercie Alpiq pour ce retour.  RTE confirme qu'il sera possible de proposer des offres à la baisse pour des petites EDA normalisées. En revanche, comme cela a été expliqué dans le rapport d'accompagnement à la consultation, les principes encadrant les offres de hausse de consommation devront être adressés de manière transverse dans une concertation ultérieure.  Suite à la consultation, RTE propose également que : <ul style="list-style-type: none"> <li>– les petites EDA normalisées soient ouvertes aux sites de stockage,</li> <li>– la limite de 100 MW d'activation pour les petites EDA non normalisées soit supprimée.</li> </ul> Dans les concertations ultérieures, RTE communiquera le planning pour l'intégration complète des EDA de moins de 10 MW.

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

<b>Flexcity</b>	Fond	4.3.1.3.5.1 .2.1	<p>Flexcity est favorable à l'extension du cadre dérogatoire pour les petites EDA non standardisées jusqu'en 2026 et l'augmentation du nombre d'offres à 3 petites EDA standardisées par jour.</p> <p>Nous sommes également favorables à l'ouverture de la possibilité pour les petites EDA de faire des offres d'ajustement à la baisse.</p> <p>Cependant, les barrières réglementaires (soulignées par RTE dans le rapport d'accompagnement) doivent impérativement être levées pour permettre aux sites de soutirage d'offrir des offres à la baisse en modulant leur consommation à la hausse.</p>		<p>RTE remercie Flexcity pour l'accueil favorable à cette proposition.</p> <p>Comme cela a été expliqué dans le rapport d'accompagnement à la consultation, les principes encadrant les offres de hausse de consommation devront être adressés de manière transverse dans une concertation ultérieure.</p>
<b>ENGIE</b>	Fond	4.3.1.3.5.1 .2.1	<p>Concernant les petites EDA normalisées : ENGIE comprend qu'il sera possible, dès l'entrée en vigueur des règles V10, de proposer des offres à la baisse à partir d'EDA Injection RPD de moins de 10 MW (le cas des offres baisses sur EDA soutirage restant à instruire). Ce point est important car il lève potentiellement une barrière à l'entrée des petits parcs renouvelables sur le Mécanisme d'Ajustement, ces derniers ne pouvant pas toujours facilement s'agréger.</p> <p>ENGIE accueille donc favorablement cette mesure. ENGIE prend note du fait que l'abaissement du seuil de 10 MW à 1 MW, sans limitation pour les acteurs, est confirmé pour 2025.</p>		<p>RTE remercie ENGIE pour ce retour et confirme qu'il sera possible de proposer des offres à la baisse pour des petites EDA normalisées.</p> <p>Dans les concertations ultérieures, RTE communiquera le planning pour l'intégration complète des EDA de moins de 10 MW.</p>

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

<b>Eqinov</b>	Fond	4.3.1.3.5.1 .2.1	<p>Eqinov se félicite de l'extension du cadre dérogatoire pour les petites EDA non standardisées jusqu'en 2026 et l'augmentation du nombre d'offres à 3 petites EDA standardisées par jour.</p> <p>Eqinov est également favorable à l'ouverture de la possibilité pour les petites EDA de faire des offres d'ajustement à la baisse. Toutefois, les barrières réglementaires (soulignées par RTE dans le rapport d'accompagnement) doivent impérativement être levées pour permettre aux sites de soutirage d'offrir des offres à la baisse en modulant leur consommation à la hausse. En particulier, il faut rapidement introduire le versement du fournisseur à l'opérateur d'effacement selon le barème forfaitaire.</p> <p>Afin de permettre une valorisation efficace de ce gisement, Eqinov redemande que l'activation des petites EDA non standardisées soient effectuées via TAO et non via mail avec alerte SMS.</p>		<p>RTE remercie Eqinov pour l'accueil favorable à cette proposition.</p> <p>Comme cela a été expliqué dans le rapport d'accompagnement à la consultation, les principes encadrant les offres de hausse de consommation devront être adressés de manière transverse dans une concertation ultérieure.</p> <p>RTE rappelle que le cadre dérogatoire vise à garantir une participation des petites EDA malgré des contraintes techniques qui devraient être résorbées à l'horizon de janvier 2026. Actuellement, il n'est pas envisageable d'utiliser TAO pour l'activation des petites EDA non normalisées.</p>
<b>Energy Pool</b>	Fond	4.3.1.3.5.1 .2.1	<p>Energy Pool remercie RTE pour la possibilité de participer à des petites EDA normalisées pour les offres à la Baisse comme à la hausse.</p> <p>Energy Pool souhaiterait que la limite de 3 EDA par jour s'applique à chaque sens d'offres (3 à la hausse / 3 à la baisse)</p>		<p>RTE remercie Energy Pool pour l'accueil favorable à cette proposition.</p> <p>Par ailleurs, RTE confirme que la limite s'applique sur le nombre d'EDA par acteur et par jour. Ainsi, il est possible pour une EDA de faire une offre à la hausse et une offre à la baisse. Il est donc possible pour un acteur de faire 3 offres à la hausse et 3 offres à la baisse sur 3 petites EDA normalisées.</p>
<b>Energy Pool</b>	Fond	4.3.1.3.5.1 .2.2	<p>Energy Pool s'étonne que les petites EDA non normalisées, qui évitent la contrainte du nombre d'offres par jour pour des petites EDA ne soient pas ouverte aux offres à la baisse comme les petites EDA normalisées.</p>	<p>en complément des dispositions du paragraphe 4.3.1.3.5.1.2.1, chaque Acteur d'Ajustement peut proposer des Offres à la Hausse et à la Baisse dont la Puissance Maximale Offerte est inférieure à 10 MW et supérieure à 1 MW</p>	<p>Comme cela a été expliqué dans le rapport d'accompagnement à la consultation, les principes encadrant les offres de hausse de consommation devront être adressés de manière transverse dans une concertation ultérieure.</p> <p>RTE rappelle que le cadre dérogatoire vise à garantir une participation des petites EDA malgré des contraintes techniques qui devraient être résorbées à l'horizon de janvier 2026. Ce cadre dérogatoire</p>

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

					avait été mis en place pour des offres à la hausse uniquement.
<b>Energy Pool</b>	Fond	4.3.1.3.5.1 .2.2	Un doute a été levé sur la possibilité de faire participer des sites de stockage aux petites EDA non standardisés (notamment dans le cadre de la phase 1 de la participation du stockage au MA lorsque ceux-ci doivent choisir entre la valorisation de l'injection ou du soutirage sur le MA). Nous souhaiterions que les règles explicitent que des sites de stockage peuvent être intégrées dans des petites EDA non standardisées	Un Groupe de Production, ou un Site de Consommation, ou un Site de Stockage Stationnaire ne peut participer à des EDA déposant des Offres dans ce cadre que pendant quatre sept (7) années civiles	Les sites de stockage peuvent participer au mécanisme d'ajustement via une petite EDA non normalisée lorsqu'ils sont valorisés uniquement sur la partie injection (i.e. étape 1 du stockage). En étape 2 du stockage, un site de de stockage ne pourra pas participer au MA via le cadre des petites EDA non normalisées.

## 6.ABAISSEMENT DU SEUIL DES ENTITES PROFILEES

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Flexcity</b>	Fond	4.2.1.2.5	Flexcity est favorable à l'harmonisation des seuils pour les entités profilées avec les abaissements du seuil de profilage		RTE remercie Flexcity pour son retour.
<b>Voltais</b>	Fond	4.2.1.2.5	<p>ABAISSSEMENT DU SEUIL DES ENTITES PROFILEES</p> <p>L'abaissement du seuil d'appartenance d'une EDE/EDA profilée à 36 kVa ne s'inscrit pas dans une logique de continuité du seuil historique de 1 MW, dont la pertinence a été soutenue par les pouvoirs publics et retenue par la commission européenne, car il permet une distinction entre l'effacement diffus et l'effacement industriel, et une plus grande concurrence dans l'effacement diffus dans le cadre des AOE. Ces AOE sont donc allotés en deux lots sur le critère de 1 MW. Ce dispositif est créé pour aider à l'atteinte des objectifs de la PPE (article L271.4 du code de l'énergie), et vient d'être modifié pour ce faire, en intégrant la notion de contrats pluriannuels pour le segment diffus (défini à &lt;1 MW) ; ce qui place bien le seuil de 1 MW dans une logique de long terme avec les objectifs de la PPE d'atteindre 4,5 GW d'effacement d'ici 2023 et 5,8 GW d'ici 2028.</p> <p>Ensuite, en se cumulant au seuil de 1 MW, l'application d'un seuil supplémentaire à 36 kVa pour la constitution d'une EDE/EDA profilée est particulièrement préjudiciable à l'effacement diffus qui, bien plus encore que l'effacement industriel, repose sur l'agrégation du plus grand nombre de sites possible pour établir des prévisions fiables et précises. L'ajout du seuil à 36 kV contraindrait à une fragmentation et un défoisonnement représentant une désoptimisation opérationnelle de la capacité d'effacement mise à disposition du réseau, avec une multiplication des</p>	<p>4.2.1.2.5 EDA Soutirage Profilée</p> <p>Avant le 31 décembre 2022, une EDA Soutirage Profilée est constituée d'au moins un Site de Soutirage Profilé et, éventuellement, de Sites de Soutirages Télérelevés dont la Puissance Souscrite est inférieure ou égale à 250 kW.</p> <p>A compter du 31 décembre 2022, une EDA Soutirage Profilée est constituée d'au moins un Site de Soutirage Profilé et, éventuellement, de Sites de Soutirages Télérelevés dont la Puissance Souscrite est inférieure ou égale à 1 MVA (BT) et 1 MW (HTA) »</p>	<p>Il n'y a pas de lien entre le seuil de profilage de la section 2 des règles MA-RE (qui induit celui des EDA/EDE profilées) et les seuils en puissance des lots de l'AOE. D'ailleurs, à l'AOE, les sites de soutirage de puissance souscrite inférieure ou égale à 1 MW (lot 1 correspondant au segment diffus) peuvent appartenir à des capacités d'effacement candidatant au titre du lot 2.</p> <p>Et ces seuils diffèrent déjà aujourd'hui :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- le lot 1 « segment diffus » de l'AOE comprend les sites &lt; 1 MW</li> <li>- le seuil des EDA/EDE est 250 kW (ancien seuil de profilage RE, que cette évolution cherche à aligner avec le seuil de profilage RE en vigueur)</li> </ul> <p>En effet, la notion de « segment diffus », utilisée dans l'AOE pour désigner le premier lot, est une notion plus large que celle de site de soutirage profilé, dont les règles MA-RE donnent une définition très précise.</p> <p>Enfin, outre le fait que la puissance effaçable d'un site est une grandeur déclarative et non pas contractuelle/opposable comme l'est sa puissance souscrite, elle ne peut pas s'y substituer dans la définition du seuil des EDA/EDE, car celui-ci est en adhérence avec le seuil de profilage de la section 2 des règles MA-RE, lui-même exprimé en terme de puissance souscrite.</p>

			<p>entités à gérer. De plus, la réduction de la taille de chaque EDA/EDE fragiliserait l'éligibilité à la méthode de contrôle réalisé du « Rectangle Algébrique Site à Site » qui requière un minimum de 3 000 sites d'après l'article 7.2.3.1 des règles NEBEF 3.3, alors même que c'est toujours la seule méthode de contrôle réalisé disponible</p> <p>Il en ressort que le seuil de puissance à 36 kVA représente une entrave opérationnelle au développement de l'effacement diffus sans pour autant apporter une distinction pertinente et pérenne pour le développement de la filière d'effacement. A défaut de fixer un seuil de 1MW, il serait plus opportun d'engager une réflexion sur un nouveau seuil directeur pertinent pour distinguer les filières de l'effacement tel que le passage d'un seuil en puissance souscrite à un seuil en puissance effaçable.</p>		
<b>Equinov</b>	Fond	4.2.1.2.5	Equinov est favorable à l'harmonisation des seuils pour les entités profilées avec les abaissements du seuil de profilage.		RTE remercie Equinov pour son retour.
<b>Enedis</b>		4.2.1.2.5	<p>Seuil de rattachement de sites télérelevés à une EDA profilée (250 à 36 kVA) Cette évolution permettra une mise en cohérence entre le processus de Recoflux et la constitution des EDA/EDE. Enedis est favorable à la mise en œuvre de façon simultanée sur MA et NEBEF, facilitante pour la mise en œuvre opérationnelle et l'adaptation des SI. La date de prise d'effet est toutefois à corriger, l'évolution des périmètres MA/NEBEF intervenant un 1er du mois, il convient de caler la mise en œuvre de l'évolution au 01/01/2023.</p>	<p>Compte-tenu du processus d'évolution des périmètres d'ajustement et d'effacement, la nouvelle modalité sera applicable à compter du <b><u>01/01/2023</u></b> (et non du 31/12/2022 comme indiqué)</p>	<p>RTE prend en compte la suggestion d'Enedis : « <b>Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2023</b>, une EDA Soutirage Profilée est constituée d'au moins un Site de Soutirage Profilé et, éventuellement, de Sites de Soutirages Télérelevés dont la Puissance Souscrite est inférieure ou égale à 250 kW.  <b>A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023</b>, une EDA Soutirage Profilée est constituée de Sites de Soutirage dont la Puissance Souscrite est inférieure au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au chapitre F de la Section 2 des Règles ».</p> <p>Par ailleurs, RTE propose une clause similaire lors de la consultation des règles NEBEF v3.4 avec la même date d'entrée en vigueur.</p>

## 7. REVISION DU PROCESSUS D'EQUILIBRAGE AVEC LA PLATEFORME TERRE ET PRECISIONS RELATIVES A LA FENETRE OPERATIONNELLE

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>CNR</b>	Fond	3.2.4.2	Clarifier si l'acteur doit ou a la possibilité de transmettre des PM. Selon notre compréhension, l'envoi des PM est obligatoire dès lors que l'on participe à TERRE. Est-ce que cette obligation portera également sur les offres spécifiques à partir de la date M' ?		Conformément à l'article 3.2.4.2 des règles MA-RE l'acteur a bien l'obligation de renvoyer un programme de marche lorsqu'une offre standard est activée : « Dans le cas de l'Activation par RTE d'une Offre Standard de RR sur l'heure de livraison [H ; H+1h[, le Receveur d'Ordre est tenu de renvoyer un Programme de Marche a minima sur la plage [H-30' ; H+1h05]. »  RTE confirme que l'obligation d'envoi du programme de marche par les receveurs d'ordres s'appliquera également aux offres spécifiques à partir de la Date M'.
<b>EDF</b>	Fond	4.2.1.2.1	RTE indique qu'il conservera l'utilisation des EDA points d'échange suisses et allemandes a minima jusqu'à fin 2022. EDF tient à souligner l'importance de conserver l'utilisation de ces EDA points d'échange, en particulier allemandes, au-delà de fin 2022. En effet, une utilisation appropriée et dans le respect de la préséance technico-économique de ces EDA peut se révéler crucial pour l'ajustement. L'Allemagne ne participant pas à la plateforme TERRE, les volumes actuellement portés par les EDA points d'échange allemandes pourraient ne plus être accessibles par RTE si le mécanisme des EDA points d'échange venait à prendre fin (puisque RTE ne pourrait pas les retrouver sur TERRE).		RTE prend note du retour d'EDF et confirme son intention de continuer à utiliser les EDA point d'échange tant que cela sera autorisé par toutes les parties prenantes (GRT et régulateurs concernés).
<b>EDF</b>	Fond	4.2.2.4	Le sujet a déjà été évoqué par EDF lors de la précédente consultation, mais il reste nécessaire de préciser les modalités et le dispositif retenus afin de réaliser le suivi des activations et la qualification des EDA participantes à TERRE. EDF souhaiterait détailler de nouveaux les éléments à prendre en compte à ce sujet :		RTE prend note des suggestions qui sont faites par EDF. En revanche, les modalités évoquées n'ont pas fait l'objet de discussion lors de la concertation des règles MA-RE v10. Ce sujet pourra être instruit dans la cadre de la prochaine concertation MA-RE, et notamment lors de l'instruction relative aux modalités de participation à la plateforme MARI.

			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Préciser un délai avant la fin du mois M+1 pour notification auprès de l'acteur la perte de la qualification de son EDA</li> <li>- Ajouter un seuil pour les critères techniques et exigences en énergies et puissances pour le Produit Standard de RR car des offres de l'ordre de la dizaine de MW peuvent être réalisées sur des unités de production de puissance importante. Le niveau de précision à 20 % de l'offre n'est pas tenable techniquement pour ce type d'actif. Sans la définition d'un seuil, les EDA concernées risquent d'être disqualifiées sur la base de critères non réalistes.</li> <li>- Préciser comment la puissance <math>P_r</math> EDA <math>i(T)</math> est calculée. Il faudrait faire un renvoi à l'article la définissant, soit le 4.5.2 si c'est une courbe de référence. A défaut de préciser ce renvoi, RTE devrait au minima confirmer que <math>P_r</math> est corrigée des réglages primaire et secondaire.</li> </ul> <p>De plus, plutôt qu'utiliser des mesures en puissance moyennées par minute, il serait envisageable d'utiliser les données natives à pas 1 minute des compteurs IP, qui sont les données officielles de comptage.</p>		
EDF	Fond	4.4.3	<p>La proposition de suppression de la nécessité de justifier une demande à tout prix sur TERRE par une insuffisance de marge n'est pas fondée économiquement. En effet, RTE évoque dans son rapport d'accompagnement la faible liquidité de volumes sur la plateforme TERRE : ce constat implique donc qu'une demande faite à tout prix sans tension sur l'équilibre <math>P=C</math> peut amener à un prix de clearing sur la plateforme TERRE très élevé. La conséquence est directement imputée aux RE à travers le Prix de Règlement des Ecart, alors que des volumes à moindres coûts pour la collectivité peuvent être disponibles sur le Mécanisme d'Ajustement spécifique. Le GRT a, en effet, la possibilité de soumettre une demande élastique sur les plateformes justement pour pouvoir arbitrer entre l'utilisation des plateformes et le recours aux Mécanismes d'ajustement nationaux, dans l'optique d'atteindre un optimum</p>		<p>Dans un contexte de réduction de la fenêtre opérationnelle et de sortie de l'exploitation sous contrôle, RTE étudie les possibilités de révision de sa stratégie de pricing afin d'insérer au mieux la plateforme TERRE dans la stratégie d'équilibrage globale. Les conclusions seront présentées lors d'un retour d'expérience sur la phase d'exploitation sous contrôle.</p> <p>Enfin, RTE rappelle que conformément aux méthodologies européennes, toute demande formulée par RTE à la plateforme TERRE correspond à un besoin d'équilibrage <math>P=C</math> et doit être rémunérée et comptabilisée ainsi.</p>



			<p>économique.</p> <p>L'utilisation d'une demande à tout prix sur les plateformes pour répondre à un besoin <math>P=C</math> dans un contexte de faible liquidité n'est donc pas appropriée, et peut aboutir à des incidents ayant un impact non négligeable voire néfaste pour les RE.</p> <p>De tels cas ont déjà été observés depuis le lancement de TERRE, notamment le 23/07/2021 lors duquel RTE a effectué une demande à tout prix sur la fenêtre de livraison de 13h à 14h ayant conduit à un PREP de quasiment -700€/MWh, ceci sans que le système soit en situation de tension.</p> <p>Ainsi, l'utilisation de la demande à tout prix de RTE doit être cadrée dans les règles pour éviter toute dérive qui conduirait à une inflation du Prix de Règlements des Ecart, subie par les Responsables d'Equilibres.</p> <p>EDF comprend le besoin de RTE de pouvoir activer des volumes sur les plateformes pour assurer l'équilibre <math>P=C</math>, mais EDF rappelle que RTE a d'autres leviers à sa disposition, faisant d'ailleurs l'objet de la présente consultation. Notons notamment les propositions de RTE sur la révision du processus d'équilibrage avec la plateforme TERRE du paragraphe 4.4.4.1. Une demande à tout prix par RTE sur la plateforme TERRE ne doit donc être justifiée que par un manque de marge, et pris en compte comme tel dans le calcul du Prix de Règlements des Ecart.</p>		
<b>Alpiq Energie France</b>	Fond	4.4.3 4.4.4.1	Alpiq est favorable aux propositions de RTE.	Alpiq souhaiterait que l'utilisation des EDA Points d'échanges ne soit pas limitée à fin 2022 mais sans limite de temps. Dans le cas contraire, il conviendrait de préciser la notion de "a minima" et le lier à la date d'effet d'un jeu de règles.	RTE n'a pas de visibilité sur l'utilisation des EDA point d'échange au-delà de 2022 mais communiquera avec un délai de prévenance suffisant dans l'hypothèse où elles viendraient à disparaître.
<b>ENGIE</b>	Fond	4.4.4.1	[Selon le retour d'ENGIE, actuellement] Les activations MA pour $P=C$ ne sont pas permises avant clearing TERRE, sauf en période d'exploitation sous contrôle, pendant laquelle RTE peut éventuellement activer au MA pour $P=C$ avant même la publication du clearing TERRE.		La phase d'exploitation sous contrôle et les modalités dérogatoires associées prendront fin à l'entrée en vigueur du nouveau jeu de règles. En situation normale d'exploitation, RTE envoie à la plateforme TERRE la totalité de son besoin d'équilibrage vu de H-40 dans la limite du volume déposé par les acteurs d'ajustement français et

		<p>RTE sortant progressivement du mode d'exploitation sous contrôle (date précise ?), les activation MA pour P=C ne pourront se faire qu'après clearing TERRE à H-35', ce qui met RTE en risque car :</p> <p>1) Le volume offert par les BSPs français sur TERRE est assez faible. Le besoin RTE ne pouvant excéder ce volume offert (est-ce clairement mentionné dans les règles MARE ?), RTE ne peut pas exprimer la totalité de son besoin d'équilibrage.</p> <p>2) Après clearing, il y a peu d'offres MA avec un DMO de moins de 30 minutes : RTE se retrouve sans moyen pour équilibrer l'heure à venir.</p> <p>[ENGIE reprécise les modifications consultées par RTE dans les règles MA-RE v10]</p> <p><u>Nouvelle règle :</u>  <i>« Pour une plage horaire [H ; H+1h[, RTE n'active pas d'Offres Spécifiques, hors EDA Point d'Echange, pour motif d'équilibrage P=C sur cette plage horaire <b>avant l'Heure H précédée de soixante (60) minutes.</b> »</i></p> <p><u>Au lieu de :</u>  <i>« Lorsque RTE participe au processus de partage d'Offres Standard de RR pour un Pas Horaire, RTE n'active pas d'Offres Spécifiques pour motif d'équilibrage P=C sur ce Pas Horaire <b>avant d'avoir reçu le besoin d'équilibrage P=C satisfait par la plateforme de produits standard de RR.</b> »</i></p> <p>[Au titre de la consultation, ENGIE propose]  Il ne nous semble pas qu'en faisant ainsi, « on favorise l'utilisation des produits standards par rapport aux produits spécifiques ». En tous cas, rien n'interdit qu'une activation MA soit effectuée entre H-60 et H-45 alors que finalement la totalité du besoin aurait pu être exprimée à la plateforme à H-45. Il faut clairement indiquer qu'une activation au MA ne peut être envisagée avant Clearing TERRE et</p>		<p>ainsi favorise les produits standards par rapport à des moyens spécifiques à DMO équivalent ou plus court. Néanmoins, comme la liquidité à DMO inférieur ou égal à 30 minutes n'est souvent pas suffisante pour couvrir le besoin d'équilibrage, RTE doit recourir à des moyens à DMO plus long lorsque cela est nécessaire. RTE prend note du retour d'ENGIE mais propose dans un premier temps de ne pas activer d'offres spécifiques pour motif P=C avant la fermeture du guichet infrajournalier, c'est-à-dire pas avant H-60 et non H-55, y compris pour les EDA point d'échange (ces dernières possédant toutes un accès en infrajournalier). A la cible et lorsque la liquidité standard permettra de couvrir le besoin d'équilibrage sur tous les guichets de la journée, RTE pourra rétrécir davantage la fenêtre opérationnelle ainsi que l'utilisation des produits spécifiques à DMO supérieur à 30 minutes.</p>
--	--	---	--	---

		<p>après la GCT de H-55' que si le volume offert par les BSP et connu de RTE à H-55 est inférieur au besoin RTE. Et dans ce cas, ce volume activé « par anticipation » au MA doit rester inférieur ou égal au besoin ainsi écriété.</p> <table><tr><td>Besoin de RTE</td><td>1 000</td><td>1 000</td><td><del>1 000</del></td></tr><tr><td>Offres BSP-FR</td><td>1 200</td><td>800</td><td><del>1 200</del></td></tr><tr><td>MA autorisé entre H-55 et H-45</td><td>-</td><td>200</td><td><del>100</del></td></tr><tr><td>Besoin exprimé sur TERRE</td><td>1 000</td><td>800</td><td><del>900</del></td></tr></table> <p>La phrase rajoutée au paragraphe 4.4.4.1 est dans tous les cas imprécise.</p> <p>Concernant le régime spécial accordé aux EDA Points d'échange (EDA conservées jusqu'à fin 2022, activations pour P=C acceptées avant H – 60' et jusqu'à J-1), sommes-nous bien d'accords sur le fait que ces particularités ne concernent que les EDA relatives aux frontières sans accès infrajournalier et qu'elles seront bien supprimées dès que cela sera possible ? Avons-nous des engagements de planning sur leur passage en infrajournalier ? Ce point est important car les modalités dérogatoires actuelles vont à l'encontre d'un plein usage des plateformes européennes pour l'équilibrage.</p> <p>Concernant le prix limite associé au besoin TERRE, ENGIE est favorable au fait de ne plus conditionner un besoin à tout prix au niveau de marge. De manière plus globale, ENGIE rappelle qu'il n'est pas favorable au principe d'un prix limite basé sur une alternative locale (MA), comme c'est le cas actuellement, ceci créant des distorsions entre marchés et ne favorisant pas l'utilisation des produits standards par rapport aux produits spécifiques.</p> <p>Enfin, il ne nous semble pas pertinent de conserver la notion de d'exploitation sous contrôle dans le nouveau jeu de règles.</p>	Besoin de RTE	1 000	1 000	<del>1 000</del>	Offres BSP-FR	1 200	800	<del>1 200</del>	MA autorisé entre H-55 et H-45	-	200	<del>100</del>	Besoin exprimé sur TERRE	1 000	800	<del>900</del>		
Besoin de RTE	1 000	1 000	<del>1 000</del>																	
Offres BSP-FR	1 200	800	<del>1 200</del>																	
MA autorisé entre H-55 et H-45	-	200	<del>100</del>																	
Besoin exprimé sur TERRE	1 000	800	<del>900</del>																	

EDF	Fond	4.4.4.1	<p>D'après les explications présentes dans le rapport d'accompagnement, EDF comprend que les révisions sur le processus d'équilibrage avec la plateforme TERRE ont pour but de permettre à RTE d'activer des offres spécifiques qui, compte tenu de leur DMO, ne peuvent ni être proposées en offres standards, ni activées pour P=C après le retour de la plateforme (car trop tardif par rapport aux DMO de ces offres). Compte tenu de cette contrainte de DMO, pouvant être clairement identifiée, il serait sans doute plus pertinent de faire référence directement à ces offres (DMO +DMin &gt;2h) plutôt qu'à une durée fixée à 60 min avant l'heure de livraison pour laquelle RTE n'active pas d'offres pour P=C.</p> <p>De plus, EDF ne perçoit pas dans quelle mesure les EDA point d'échanges peuvent être exemptées et être activées pour critère P=C bien en amont de la clôture des échanges transfrontaliers et de la période de programmation puisque les acteurs ont toujours la possibilité de se rééquilibrer physiquement.</p> <p>L'intégralité des EDA devrait être gérée de la même manière, seuls les délais à l'activation devraient être déterminants sur le motif utilisé par RTE. Ainsi, les activations réalisées avant la fermeture des guichets de programmation et du marché infra-journalier devraient être uniquement pour motif autre que P=C afin d'éviter toute influence de RTE sur le ré-équilibrage des acteurs. A titre d'exemple, si on considère une heure de livraison entre 10h et 11h, le dernier guichet possible de programmation est à 9h : toute action de RTE avant 9h devrait porter un motif autre que P=C, les acteurs pouvant toujours influencer l'écart France prévisionnel au-delà de 10h. De plus, aucune des offres activées pour P=C que cela soit avant ou après 9h ne doit avoir d'impact après 11h, pour ne pas perturber la période de programmation encore possible pour les acteurs sur le guichet suivant de 10h. Il est donc nécessaire</p>	<p>La proposition de RTE consiste à ne pas taguer d'activation pour cause P=C avant la fermeture du guichet intrajournalier mais ne prend pas en considération la notion de DMO+DMin car les moyens disponibles correspondants ne sont aujourd'hui pas suffisants pour assurer l'équilibre P=C.</p> <p>RTE a par ailleurs amendé les règles afin de ne plus exempter les EDA point d'échange.</p>
-----	------	---------	---	---

			pour RTE de pouvoir mettre fin à l'ajustement et ainsi prendre en compte les durées minimales d'activation des offres. En conséquence, les offres dont le DMO + Domin > 2h ne devraient pas être activées pour un motif P=C, soit dans cet exemple, les offres activées avant 9h. Les offres à DMO + Domin ≤ 2h pourraient quant à elles bien être activées pour le motif P=C entre autres (ie les offres disponibles à partir de 9h), sans influence sur la stratégie d'équilibrage des RE.		
EDF	Fond	4.4.5.1	Comme déjà exprimé lors de la consultation sur les règles v9 et v9.2, EDF réitère la demande qu'il soit inscrit que les ordres d'activation des offres standards de RR soient reçus à H-30' et non H-25'. Dans la perspective du passage à 48 guichets, il sera impératif de recevoir les ordres avant H30 (vraisemblablement à H-35'), afin de les prendre en compte pour la redéclaration des programmes d'appel en 48 guichets.		RTE prend note de ce retour et instruira le sujet dans la prochaine version des règles qui entrera en vigueur avant le passage à 48 guichets.
EDF	Fond	4.4.7	RTE a indiqué lors de la consultation précédente que les règles concernant le refus d'ordre pourraient être amenées à évoluer, en réponse au point soulevé par EDF sur la nécessité de ne pas transmettre d'ordres d'activation équivoques lorsqu'une Activation Spécifique est en cours et qu'une Offre Standard de RR est activée sur la plateforme. L'article 4.4.7 n'ayant pas fait l'objet de modification sur ce sujet, EDF réitère sa demande d'un « blocage » systématique par RTE des Offres Standard de RR dans le cas de figure exposé précédemment. RTE doit également préciser explicitement que l'Acteur d'Ajustement ne sera pas pénalisé pour refus de l'ordre d'activation standard, si RTE envoie par erreur un ordre d'Activation pour l'Offre Standard de RR.		Dans tous les cas, le refus d'un ordre standard, comme celui d'un ordre spécifique, n'est pas pénalisé, puisqu'aucun article ne détaille les pénalités associées. RTE propose de maintenir les règles telles quelles. RTE confirme que dans le cas où une offre spécifique est activée, RTE n'envoie pas l'ordre standard.
EDF	Forme	4.6.4.2	$V_{CoffreSpec\ ka(t)} \times \text{prix}_{offreSpec\ kb(t)} + V_{CoffreStd\ kb(t)} \times (\text{prix}_{RR(t)} - \text{prix}_{offreSpec\ kb(t)})$ La partie $V_{CoffreSpec\ ka} \times \text{prix}_{offreSpec\ ka}$ ne devrait pas figurer dans cette formule car, comme mentionné par RTE en réponse à la consultation précédente, l'article ne s'applique pas en substitution, mais en complément de l'article 4.6.4.3. La rémunération de l'offre spécifique	Proposition de reformulation : $V_{CoffreSpec\ ka(t)} \times \text{prix}_{offreSpec\ ka(t)} + V_{CoffreStd\ kb(t)} \times (\text{prix}_{RR(t)} - \text{prix}_{offreSpec\ kb(t)})$	RTE précise que cette rémunération intègre bien la rémunération des offres spécifiques. Dans ce sens le paragraphe 4.6.4.2 a été modifié avec la formulation suivante : « RTE calcule <b>une rémunération globale intégrant la rémunération des offres spécifiques activées</b> comme suit »

			effectivement activée est donc décrite au paragraphe suivant.		
<b>EDF</b>	Fond	4.6.4.2	Actuellement, seules les offres dont les ordres ont été bloqués suite à l'activation d'une offre spécifique en parallèle sont rémunérées. Sauf erreur de notre part, RTE n'a jamais donné aux acteurs la raison pour laquelle les autres cas d'ordres bloqués ne sont pas également compensés pour leur perte d'opportunité. En effet, à partir du moment où un ordre est bloqué par RTE, l'acteur subit une perte d'opportunité, qu'il y ait une activation spécifique en parallèle ou non. RTE reçoit d'ailleurs bien la rémunération de la plateforme pour tous les ordres bloqués.	Tous les ordres bloqués doivent être rémunérés pour la perte d'opportunité subies, qu'il y ait une activation spécifique en parallèle ou non. La perte d'opportunité devrait ainsi être rémunérée selon la formule suivante : $V_{CoffreStd} \cdot kb(t) \cdot (p_{RR}(t) - p_{offreSpec} \cdot kb(t))$	RTE peut bloquer un ordre lorsqu'il y a une activation spécifique en parallèle ou bien pour ne pas aggraver les congestions. Dans le second cas, il n'y a pas de rémunération associée car l'EDA n'est pas activée. Comme RTE entreprend tout de même les actions nécessaires pour assurer les échanges aux frontières, il n'y a donc pas de rémunération de la plateforme sans coût associé pour RTE.

## 8. PRISE EN COMPTE DES FLEXIBILITES LOCALES ACTIVEES POUR RESOUDRE UNE CONTRAINTE SUR LE RESEAU

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Enedis</b>		4.5.1.2.3	<p>Insensibilisation des courbes pour le contrôle de réalisé :</p> <p>Enedis considère que le dernier paragraphe « Pour un même Pas de Contrôle et un même Site, des activations simultanées sur le Mécanisme d'Ajustement et/ou sur NEBEF et de Flexibilités Locales doivent être dans le même Sens » n'est pas approprié ici.</p> <p>Dans cet article 4.5.1.2.3, il ne s'agit en effet pas de préciser ce qui est possible ou non en termes de valorisation « multimécanismes » (les travaux se poursuivent entre gestionnaires de réseau), l'objet est de décrire comment sont prises en compte les activations de flexibilités locales dans les courbes transmises à RTE pour le contrôle de réalisé MA.</p> <p>Le principe retenu à ce stade est que l'Acteur de Flexibilité/Acteur d'Ajustement devra effectivement fournir le service offert et activé sur chacun des mécanismes, à défaut il s'exposera aux défaillances et pénalités prévues par les règles et contrats.</p>	Suppression du dernier §	<p>Cette disposition ne vient aucunement contredire les principes incitatifs qui ont été intégrés dans les règles MA-RE, en accord avec Enedis et tels que présentés en GT MA-RE. En outre, ces principes permettent de laisser l'opportunité aux acteurs d'accepter des ordres sur plusieurs mécanismes. En revanche, RTE estime important de clarifier, dans ce cadre réglementaire, et pour cette première étape d'intégration des flexibilités distribuées, que pour un même site il n'est pas possible de satisfaire simultanément des besoins contraires exprimés par chacun des gestionnaires de réseau sur une même période de temps.</p> <p>En outre, il doit être clairement inscrit dans les règles MA-RE, qu'en accord avec ces différentes modalités, l'acteur ne peut contester l'application des pénalités et défaillances évoquées par Enedis dans le présent commentaire.</p> <p>Suite à la demande d'Enedis à la consultation, RTE propose de changer le terme de « flexibilité locale » en « flexibilité distribuée ».</p>
<b>Flexcity</b>		B.17	<p>Par ailleurs, nous constatons que les questions liées aux flexibilités locales sont débattues et consultées auprès de différentes instances : GT MARE, GT Stockage, Flexibilités Locales, Reflex. Il semble judicieux de proposer une unique plateforme d'échange et de concertation pour garantir la cohérence des propositions faites par les acteurs.</p>		<p>RTE prend note de ce retour. Le sujet des nouvelles flexibilités étant un sujet transverse qui touche à différents mécanismes, et parce que les groupes de travail dépendent généralement d'un mécanisme, RTE va travailler à améliorer la diffusion des sujets relatifs aux flexibilités qui se trouvent instruits dans ces différents groupes de travail. Ceci est déjà fait dans les supports de certains groupes de travail, bien que les sujets en adhérence avec les flexibilités puissent être fortement éloignés les uns des autres. En outre, RTE et Enedis se coordonnent déjà pour</p>

					fluidifier l'instruction des évolutions et garantir leur cohérence.
<b>Flexcity</b>	Fond	C.12.1	Dans le cadre de la correction des périmètres d'équilibre suite à l'activation d'une flexibilité locale, Flexcity recommande l'application du modèle corrigé pour les sites télérelevés.		La proposition de RTE est alignée avec les modalités en vigueur pour la correction des périmètres d'équilibre suite à des ajustements via le MA, notamment pour ne pas appliquer des modalités différentes applicables à chaque mécanisme. Pour le RPD, le modèle corrigé s'applique donc aux sites de soutirage télérelevés avec un CARD-S et avec une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA.
<b>Equinov</b>	Fond	C .12.1	<p>De la même manière que pour les effacements réalisés sur NEBEF ou le MA, Equinov considère que, lorsque des flexibilités locales sont activées sur des sites de soutirage, il convient d'utiliser le modèle corrigé pour les sites télérelevantes. Pour les sites profilés, les barèmes utilisés devraient être identiques à ceux du dispositif NEBEF (utilisés également pour le MA) par souci de simplicité.</p> <p>Actuellement, les questions liées aux flexibilités locales sont débattues et consultées auprès de plusieurs instances : GT MA-RE et GT stockage au sein de la CAM, Flexibilités locales et Reflex au sein du CURDE/CASE... Equinov souhaiterait que les gestionnaires de réseau proposent une plateforme de discussion et de concertation commune avant de garantir la cohérence de leurs propositions.</p>		<p>La proposition de RTE est alignée avec les modalités en vigueur pour la correction des périmètres d'équilibre suite à des ajustements via le MA, notamment pour ne pas appliquer des modalités différentes applicables à chaque mécanisme. Pour le RPD, le modèle corrigé s'applique donc aux sites de soutirage télérelevés avec un CARD-S et avec une puissance strictement supérieure à 36 kVA.</p> <p>RTE partage l'intérêt d'utiliser les mêmes barèmes pour le MA et NEBEF.</p> <p>Le sujet des nouvelles flexibilités étant un sujet transverse qui touche à différents mécanismes, et parce que les groupes de travail dépendent généralement d'un mécanisme, RTE va travailler à améliorer la diffusion des sujets relatifs aux flexibilités qui se trouvent instruits dans ces différents groupes de travail. Ceci est déjà fait dans les supports de certains groupes de travail, bien que les sujets en adhérence avec les flexibilités puissent être fortement éloignés les uns des autres. En outre, RTE et Enedis se coordonnent déjà pour fluidifier l'instruction des évolutions et garantir leur cohérence.</p>
<b>Enedis</b>	-	C.12.1 D.8.2 E.6.1	<p>Ces articles ont été modifiés pour décrire la correction de périmètre RE suite à l'activation de service de flexibilités locales par le GRD.</p> <p>Les données nécessaires à la correction seront établies par Enedis puis prises en compte selon le type de sites, selon des principes similaires à ceux</p>		<p>RTE confirme les éléments synthétisés par Enedis dans le présent commentaire.</p> <p>RTE précise que pour tous les types de sites, et conformément à la nouvelle rédaction de l'article C.12.1 de la section 2 du projet de règles MA-RE</p>



			<p>appliqués sur le mécanisme d'ajustement :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Correction unitaire de la courbe de charge assurée directement par Enedis pour les sites de soutirage au modèle corrigé (CARD-S &gt;36 kVA) (Enedis transmettra par ailleurs le volume total à RTE, pour une prise en compte correcte aux étapes de calage spatial)</li> <li>• Pour les autres sites (soutirage CU/inf 36 ou injection) : correction agrégée à maille RE, effectuée par RTE lors du calcul de l'écart RE, à partir des données transmises par Enedis</li> </ul>		<p>v10, Enedis devra transmettre à RTE une chronique des volumes activés suite à l'activation d'une flexibilité distribuée, et ce au pas de règlement des écarts et à la maille RE.</p> <p>Suite à la demande d'Enedis à la consultation, RTE propose de changer le terme de « flexibilité locale » en « flexibilité distribuée ».</p>
<b>Gazel Energie</b>	Fond	-	<p>Favorable à la proposition sous réserve de la mise en place coté RPD des services (SI) adéquat pour le suivi et le dépôt d'offre.</p>		<p>RTE prend note de ce retour et rappelle que les modalités relatives au dépôt et au suivi des offres (<i>front office</i>) est différent des modalités qui traitent de la correction des périmètres d'équilibre (<i>back-office</i>). De plus, le mécanisme permettant à des flexibilités locales d'offrir un service qui répond au besoin d'un GRD est piloté par le GRD. En outre, une activation de flexibilité distribuée telle que prévue dans ce projet de règles, se fait en dehors du mécanisme d'ajustement comme précisé dans la définition.</p> <p>Suite à la demande d'Enedis à la consultation, RTE propose de changer le terme de « flexibilité locale » en « flexibilité distribuée ».</p>
<b>Enedis</b>	-	Déf.	<p>Une des évolutions portées par les Règles V10 est de préciser le cadre réglementaire pour le recours de services de flexibilités locales par le Gestionnaire de réseau public de distribution, pour les besoins de gestion et/ou de développement du Réseau Public de Distribution sur sa zone de desserte. Enedis se félicite de l'intégration dans les Règles MA RE de ces modalités qui répondent également à une demande des acteurs. Pour rappel, Enedis a indiqué, dès le lancement de sa démarche « Flexibilités locales », son intention de s'inscrire dans l'économie du système électrique. En d'autres termes, il s'agit de mettre en œuvre les mêmes modalités que RTE lorsque celui-ci recourt aux flexibilités pour la gestion des congestions sur le réseau de transport. La formulation proposée par RTE élargit le service</p>		<p>En 2022, RTE prévoit d'instruire avec Enedis les modalités techniques de prise en charge par Enedis des surcoûts de rééquilibrage du système électrique. Ce sujet fera l'objet d'une évolution dans la version suivante des règles MA-RE.</p> <p>RTE prend note du commentaire d'Enedis et propose de changer le titre de la définition « Flexibilité Locale » en « Flexibilité Distribuée » car la définition proposée concerne un plus grand périmètre d'application que les flexibilités locales telles qu'Enedis les a définies dans ses mécanismes et permet de s'adosser sur un terme utilisé au niveau européen.</p> <p>En revanche, RTE n'est pas favorable au report proposé par Enedis et qui concerne la correction</p>

			<p>de « flexibilité locale » à toutes flexibilités raccordées au RPD, ce qui correspond au terme « distributed flexibility » utilisé dans les discussions européennes dans le cadre de l'établissement du futur code « flexibilité ».</p> <p>Par ailleurs, pour éviter toute confusion avec les flexibilités activées pour besoins EOD ou congestion réseau RPT, Enedis utilise le terme de « Flexibilité Locale » depuis le lancement de sa démarche et souhaite conserver cette distinction. Les éventuelles activations hors MA de flexibilités RPD pour cause de congestion RPT font l'objet d'échange entre gestionnaires de réseaux : Enedis ne souhaite pas qu'une définition trop large ne préempte les résultats de ces travaux et propose de traiter dans cette version des règles l'activation de Flexibilité Locale pour besoin du GRD.</p> <p>Par cette version des Règles, une 1ère étape est franchie avec la mise en place de la correction des périmètres d'équilibre. En synthèse, les données nécessaires à la correction seront établies par Enedis et, selon le type de site, seront soit utilisées directement par Enedis, soit transmises à RTE (cf paragraphe détaillé ci-dessous C.12.1/D.8.2/E.6.1). Le versement fournisseur, corollaire à l'activation de service de flexibilités locales s'appuyant sur des effacements de consommation, est également en cours d'instruction par Enedis.</p> <p>Une seconde étape consiste en la prise en charge par Enedis des surcoûts de rééquilibrage du système électrique, à l'instar des surcoûts portés par RTE lors de ses activations pour cause réseau. Ce chantier est en cours d'étude avec RTE.</p>		<p>des périmètres d'équilibre suite à des activations de flexibilités sur le réseau HTA pour gérer des contraintes de transit sur le réseau HTB. Bien que les échanges se poursuivent avec Enedis, et que de manière générale la prochaine version des règles nécessitera vraisemblablement des mises à jour des modalités sur ce sujet transverse des flexibilités, RTE souhaite intégrer ce principe de correction de périmètre d'équilibre suite à des activations de flexibilités distribuées, lorsque le cas d'application le justifie. En conséquence, RTE propose d'ajouter dans les règles une différenciation selon les cas d'application en ajoutant à la date Q (qui concernera uniquement les activations de flexibilités distribuées pour besoin GRD, i.e. flexibilités locales), une date Q' (qui concernera les activations de flexibilités distribuées pour besoin RTE).</p> <p>RTE remercie également Enedis pour l'instruction en cours sur le versement fournisseur.</p>
--	--	--	---	--	---

## 9. SYMETRISATION DU CRITERE DE DEFAILLANCE ET HOMOGENISATION DU CALCUL DU VOLUME DEFAILLANT

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Alpiq Energie France</b>	Fond	4.6.7	Alpiq est favorable au principe mais lorsque l'on va passer en ISP 15min, Alpiq souhaiterait que la date M' soit inférieure à la Date L, pour pouvoir renvoyer un PM, et ainsi éviter les effets négatifs dus au passage de la moyenne sur 15 min, au lieu de 30min. Alpiq souhaiterait que la possibilité de renvoi du PM soit un pré requis pour la date L.		RTE note ce point. Actuellement, et conformément au planning prévisionnel présenté lors du GT MA-RE du 9 septembre 2021, la date prévisionnelle M' est antérieure à la date L. Néanmoins, et dans le but de donner de la visibilité aux acteurs, RTE a prévu de communiquer au premier trimestre 2022 un planning consolidé des différentes dates de différentes mises en œuvre.
<b>ENGIE</b>	Fond	4.6.7.1	<p>ENGIE accueille favorablement le fait que le seuil de tolérance pour les surajustements soit positionné à 20% au lieu de 10%, ce qui prend davantage en compte les contraintes des effacements de consommation ainsi que les approximations de leurs méthodes de contrôle du réalisé.</p> <p>Nous ne sommes par contre pas sur de comprendre pourquoi le fait d'avoir un calcul du volume défaillant différent du critère de défaillance posait problème. Autant sur le critère, il était important d'assouplir les contraintes pendant les périodes de rampes Up/Down des groupes thermiques, de sorte à ne pas être systématiquement considéré comme défaillant pour un ramping qui ne suit pas tout à fait l'attendu de RTE. Mais pourquoi changer le calcul du volume défaillant ? Nous craignons que le gain soit finalement très faible pour l'acteur (ou plus précisément l'économie de pénalités) en contrepartie d'une nouvelle complexification des formules. Il y a peut-être un gain SI côté RTE mais là, ce n'est pas à nous d'en juger.</p>		La demande d'homogénéisation entre le critère de défaillance et le calcul du volume défaillant avait été remontée à RTE par d'autres acteurs lors des consultations précédentes. Cet alignement paraît opportun à RTE afin d'éviter les incompréhensions entre ce seuil et le calcul effectif de la défaillance. En revanche, cela ne correspond pas à un gain SI.

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

<b>Eqinov</b>	Fond	4.6.7.1	<p>Eqinov regrette vivement que les volumes surajustés soient doublement pénalisés (par une rémunération moindre au PRE+ et par l'application de pénalités) au-delà du seuil de tolérance, qu'il soit de 10% ou de 20%. En effet, les acteurs seront déjà intrinsèquement pénalisés par l'évolution du pas de calcul des pénalités pour le mécanisme d'ajustement, qui diminue de 30 à 15 minutes.</p> <p>En outre, l'application de la pénalité à l'intégralité du volume défaillant crée un effet de seuil non justifié : à 20% de surajustement, l'acteur d'ajustement n'est pas pénalisé (mais voit ses 20% supplémentaires rémunérés au PRE+ et non au prix d'offre) ; à 21%, il se voit appliquer une pénalité sur 21% du volume de son offre. A minima la pénalisation sur le volume défaillant devrait se faire sur le volume défaillant uniquement au-delà des 20% (ex : défaillance à 30%, pénalisation sur 10 % (30- 20) uniquement).</p> <p>Eqinov est davantage favorable à des pénalités progressives (fonction du % de défaillance) plutôt qu'à un seuil de tolérance absolu à 20%.</p>		RTE prend note de ces points. A date, RTE n'a pas prévu de faire évoluer ces éléments en phase finale du présent cycle de concertation.
<b>Total Energies</b>	Fond	4.6.7.1	TotalEnergies n'est pas opposé à l'annulation de la baisse du seuil de tolérance de 20% à 10%, tout en intégrant dans le calcul du volume défaillant les cas de sur-ajustement.		RTE remercie TotalEnergies pour l'accueil favorable à cette proposition
<b>Flexcity</b>	Fond	4.6.7.1	Flexcity est favorable à la proposition de maintenir à 20% le seuil de tolérance pour les ajustements. Cette tolérance reflète la marge d'erreur et d'incertitude légitime pour la précision des actions d'ajustement.		RTE remercie Flexcity pour l'accueil favorable à cette proposition.
<b>Gazel Energie</b>	Fond	4.6.7.1	Favorable à la symétrisation du critère de défaillance		RTE remercie GazelEnergie pour l'accueil favorable à cette proposition.
<b>EDF</b>	Fond	4.6.7.1.1	Le principe du critère de défaillance est de ne pas pénaliser un acteur qui suit son Programme de Marche (cf rapport d'accompagnement des règles MA-RE v9), cela dans le but d'inciter l'acteur à donner sa meilleure vision sur la capacité de son EDA à réaliser l'ajustement avec la prise en compte de ses contraintes et de déclarer ses défaillances	<p>Pour chaque EDA <math>i</math> et pour chaque Pas 5 minutes <math>t</math> de la Plage de Contrôle de l'EDA définie à l'Article 4.5.1, si :</p> <p>- <math>VA_{EDA\ i}(u) \neq 0</math></p> <p><del><math>-VA_{EDA\ i}(u) \neq 0</math></del></p> <p><math>\sum VA_{EDA\ i}(u) \in PDTDH(t) &gt; 0</math> et <math>\sum \min</math></p>	RTE remercie EDF pour ce retour et intègre ce retour dans le projet de règles MA-RE.

			<p>au plus tôt. Il est bien mentionné dans les règles que l'acteur ne se voit pas infliger de pénalités en cas d'exécution défaillante s'il en a informé RTE en amont. En ce cas le PM effectif et le Volume Attendu Effectif sont mis à jour sur les pas de temps suivant la déclaration pour annuler la défaillance. La modification introduite dans les règles V10 ne permettrait plus d'appliquer cette modalité. De plus, il n'est pas cohérent de calculer une défaillance sur un pas de temps où <math>VA_e = 0</math> (même si <math>VA_t \neq 0</math>) : l'acteur se retrouve pénalisé de l'intégralité de son réalisé alors qu'il a bien déclaré qu'aucun volume d'ajustement ne serait réalisé sur ce pas de temps. L'acteur doit être incité à suivre le gabarit du standard (trapèze) par les dispositifs de calcul d'écarts d'ajustement et de suivi de la qualification. Il est donc plus logique et conforme avec la raison d'être de la défaillance de ne pas modifier les deux critères de détection de la défaillance (= incitation au suivi du PM, donc pas de calcul de défaillance si <math>PM=0</math>), mais plutôt de modifier les conditions d'application du calcul de la défaillance (ci-contre) en supprimant la référence au <math>VA_t \neq 0</math>.</p>	$(VA_eEDA_i(u); VA_eEDA_i(u) + VA_eEDA_i(u-1)2)u \in PDTDH(t) - \sum VREDA_i(u)u \in PDTDH(t) > \min(20\% \times \sum VA_eEDA_i(u)u \in PDTDH(t); 50 \text{ MWh})$ ; ou $-\sum VA_eEDA_i(u)u \in PDTDH(t)$	
EDF	Fond	4.6.7.2 4.6.7.3	<p>Comme évoqué lors de la consultation v9.2, le volume défaillant est établi comme la différence entre VR et VAe, Il faudrait ici que la pénalité de défaillance soit uniquement calculée sur le volume réellement défaillant, soit les volumes en dépassement par rapport au critère de défaillance fixé à 20% plutôt que sur l'intégralité du volume.</p>		<p>RTE n'est pas favorable à modifier le calcul de pénalité en ne prenant en compte que le volume au-delà du critère de défaillance. Le volume défaillant, c'est-à-dire le non-respect de l'engagement de l'acteur, correspond bien à la totalité de l'écart entre le volume réalisé et celui attendu suite à la dernière déclaration de l'acteur.</p>

## 10. MODIFICATION DES INDICATEURS DU MECANISME D'AJUSTEMENT

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	4.4.8.3.3	Comme évoqué lors de la précédente consultation, EDF souhaiterait que RTE publie plus d'informations concernant les activations des contrats de secours : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les motifs d'activation de ces contrats</li> <li>• Les prix moyens pondérés de ces activations</li> </ul>		Les contrats de secours sont activés pour cause P=C et les prix sont intégrés au prix moyen pondéré des offres d'ajustement spécifiques activées pour cause P=C à partir d'offres dont le DMO est inférieur ou égal à 13 minutes qui est publié sur le portail services.
EDF	Fond	4.10.1.1	Indicateur 8 des indicateurs et informations du MA RTE publie depuis quelques mois sur le Portail Service un fichier d'offres d'énergies déposées individuelles. Ce fichier ne contient que les offres déposées par les acteurs pour participer à TERRE ainsi que les offres spécifiques découlant des engagements de RR et RC sans plage d'application. Or, d'après le règlement EBGL article 12.3 relatifs à la publication d'informations « Chaque GRT publie les informations suivantes dès qu'elles sont disponibles : [...] b) des informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage de sa ou ses zones de programmation, anonymisées si nécessaire, au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause. Ces informations comprennent : i) le type de produit, ii) la période de validité, iii) les volumes offerts, iv) les prix proposés, v) des informations indiquant si une offre a été déclarée comme indisponible ». Afin d'être conforme au règlement EBGL, RTE devrait ainsi compléter ce fichier avec l'intégralité des offres proposées par les acteurs d'ajustements sur le MA spécifique ainsi que la période de validité.		RTE prévoit d'implémenter un correctif pour permettre de déterminer la période de validité et rappelle que cette information est également disponible sur la plateforme Transparence de l'ENTSO-E. De plus, RTE étudie les possibilités pour publier l'intégralité des offres du mécanisme d'ajustement mais compte tenu du volume très important de données que cela représente, il se peut que RTE ne soit pas en mesure de publier toutes les offres avant la refonte de plusieurs outils, notamment celle de SYGA.
EDF	Fond	4.10.1.1	Ajouter (en M+1 puis rejeu jusqu'en M+12) la publication du volume total (MWh) des écarts positifs cumulés et des écarts négatifs cumulés, tous RE confondus : ceci permettra aux acteurs de disposer de leur propre vision sur la situation du coefficient k. Actuellement, seule la valorisation des écarts positifs et négatifs est publiée dans le Compte Ajustement Ecart, ce qui ne permet pas		Avec la matrice actuelle du prix de règlement des écarts, RTE ne partage pas le raisonnement qui conduit EDF à faire cette demande. En effet, à partir du fichier du solde du CAE qui est actuellement publié, les acteurs sont en mesure d'estimer le coefficient k' qui permettrait d'annuler le solde du CAE constaté lors du mois de publication.

			aux RE d'estimer correctement les valeurs définitives du k.		<p>Pour cela, il est possible d'identifier les valorisations dans lesquelles le coefficient k est pris en compte. C'est notamment le cas pour la valorisation des écarts qui est égale (par exemple pour les écarts négatifs) à la somme, sur chaque pas de règlement des écarts du mois considéré, d'un volume cumulé des écarts négatifs sur tous les RE, multiplié par le PMP de la tendance sur ce pas, multiplié par le facteur (1-k). Or, cette valorisation peut être considérée, pour le calcul réalisé, comme une constante multipliée par le facteur (1-k). Connaissant le coefficient k <i>ex-ante</i> appliqué, il est possible de calculer cette constante. Le même raisonnement peut être appliqué à la valorisation des écarts positifs, en prenant un facteur (1+k). Ceci permet ainsi de construire dans le fichier Excel du CAE, une simulation de l'optimisation qui conduirait à annuler le solde du CAE qui se trouve ainsi formulé selon des valeurs numériques et le coefficient k.</p> <p>En conséquence, la communication des données sur les volumes des écarts positifs cumulés, et négatifs cumulés, ne semble pas essentiel à l'estimation de la valeur du k' qui permettra l'annulation du solde du CAE pour l'année considérée, selon le processus actuellement en vigueur. Enfin, RTE ne peut pas être tenu responsable de l'usage qui pourrait être fait des données mises à disposition.</p>
<b>Energy Pool</b>	Fond	4.10.1.1	Nous tenons à rappeler que les Volumes d'énergie par type d'offre et par sens ne sont plus téléchargeables sur le portail RTE depuis de nombreux mois. Cette information est pourtant censé être accessible.	Revoir le SI pour que ces données soient à nouveau disponibles	Cette requête a bien été prise en compte et des investigations sont en cours pour permettre de rétablir ce service. Néanmoins, RTE ne peut pas s'engager sur une date prévisionnelle de remise en service.
<b>Gazel Energie</b>	Fond	4.10.1.5	Défavorable - Sous réserve d'obtenir des données de simulation utilisées afin de visualiser côté RE le risque écart encouru (simulation des PMP par rapport au Prix Marginal le plus élevé).		RTE ne dispose pas de données de simulation puisqu'il est difficile d'anticiper les prix qui seront proposés sur la plateforme PICASSO. A titre d'exemple, si nous considérons un prix marginal d'aFRR de 1000 €/MWh sur un pas 4 secondes uniquement, et une tendance à la hausse sur le pas demi-horaire considéré, alors les coûts des activations autre que P=C à la hausse seront pris en charge par les responsables d'équilibre jusqu'à

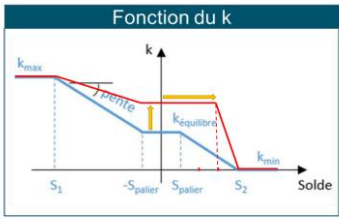
					<p>hauteur de 1000 €/MWh tandis qu'un surcoût égal à (1000 €/MWh - Prix Offre) sera porté par le TURPE pour chaque activation autre que P=C à la baisse. Ainsi RTE propose de prendre le prix moyen pondéré d'aFRR sur le pas demi-horaire considéré pour lisser l'impact des activations au pas 4 secondes ne reflétant pas l'état du système sur le pas de règlement des écarts.</p>
<b>ENGIE</b>	Fond	4.10.1.5	<p>ACER a choisi un Market Time Unit de l'aFRR de 4secondes. Les BSP sont payés au prix marginal sur 4 secondes, mais la part aFRR du prix d'imbalance reste au libre choix du TSO : prix marginal sur l'ISP ou prix moyen pondéré sur l'ISP. La seconde option, également choisie par d'autres TSO comme Elia en Belgique, semble la plus pertinente et évite surtout d'obtenir une valeur qui ne reflète pas l'état du système. ENGIE est donc favorable au choix du prix moyen pondéré sur 30' pour déterminer la composante aFRR du PME.</p>		<p>RTE remercie ENGIE pour l'accueil favorable de cette proposition.</p>



## 11. MODALITES DE PILOTAGE EX ANTE DU SOLDE DU COMPTE AJUSTEMENTS-ECARTS (CAE)

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Gazel Energie</b>	Fond	5.10.4	Favorable à la proposition		RTE remercie GazelEnergie pour l'accueil favorable de cette proposition.
<b>EDF</b>	Fond	5.10.4	<p>Comme l'indiquait RTE dans son appel à contributions relatif aux modalités de pilotage du solde du CAE en mai 2021, le fonctionnement des nouvelles modalités de pilotage du CAE sera tributaire d'évolutions structurelles susceptibles d'avoir un impact sur l'équilibre des acteurs de marché et par répercussion sur le comportement du CAE, notamment l'évolution des modalités de calcul du prix moyen pondéré nécessaire au calcul du PRE à compter du 1er janvier 2022.</p> <p>C'est pourquoi EDF renouvelle les demandes suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Que RTE mette à disposition début 2022 des fournisseurs les données de rejeux du coefficient « k » sur la période 2017-2021 selon les modalités du calcul cible. Plus précisément EDF demande l'envoi au format Excel des données suivantes (Déséquilibre France, PMPb et PMPH suivant la nouvelle méthode applicable au 01/01/2022, k actualisé tous les mois suivant le nouveau pilotage dynamique du CAE)</li> <li>• Que RTE publie durant l'année 2022, en double run le coefficient « k » selon la nouvelle méthode de pilotage dynamique du solde du CAE, que les acteurs pourront télécharger dans un fichier Excel directement sur le site public de RTE (lien à fournir)</li> </ul>		<p>RTE tient à rappeler à EDF que les acteurs ont été notifiés, le mercredi 3 novembre 2021, du changement de calcul du PMP qui allait être effectif au 1<sup>er</sup> janvier 2022. A cette occasion, conformément à la réponse faite par RTE lors du rapport d'accompagnement à la saisine du projet de règles MA-RE actuellement en vigueur (i.e. v9.2) et suite aux demandes qui avait été faites par plusieurs acteurs, RTE a mis à disposition sur Concerte, les PMP historiques de la période 2017-2020 qui ont été simulés de manière ex post selon le nouveau calcul qui s'applique pour les périodes ultérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2022. Les données de 2021 n'étant pas définitives, il n'est pas jugé pertinent de les inclure dans cette simulation. Afin de rappeler aux acteurs la mise à disposition de ce fichier, RTE a souhaité aborder ce point lors du GT « Evolution des règles MA-RE » du 9 décembre 2021.</p> <p>Lors des GT « Evolution des règles MA-RE » du 1<sup>er</sup> juillet et du 7 septembre 2021, RTE avait déjà annoncé qu'il mettra à profit l'année 2022, pour accompagner les acteurs dans l'évolution du processus du pilotage du solde du CAE, en leur communiquant des éléments qui leur permettront de comparer le processus actuellement en vigueur avec le nouveau processus qui est proposé dans ce projet de règles.</p>

Alpiq Energie France		5.10.4	Alpiq est favorable à la proposition	<p>Alpiq souhaiterait rappeler les points de vigilance suivant, remontés lors de l'appel à contribution :</p> <p>nous estimons qu'une forte transparence sera indispensable pour justifier les mouvements du k, ainsi une délibération de la CRE pour le choix des paramètres nous semblent pertinent.</p> <p>Une surveillance de ses variations devrait être mise en place et de potentielles révisions de la fonction sous-jacente prévues réglementairement en cas de trop forte variabilité, notamment à cause de l'impact des modes paiement des nouveaux processus d'équilibrage en produit standard.</p> <p>Nous percevons en effet un risque important à l'introduction d'effets de seuil dans la fonction k, qui ne seraient clairement pas favorables à la stabilité pourtant recherchée.</p> <p>Idéalement, Alpiq souhaiterait les données publiées début 2023 pour application 2024.</p>	<p>RTE remercie Alpiq pour l'accueil favorable de cette proposition.</p> <p>En cohérence avec les annonces faites lors des GT « Evolution des règles MA-RE » du 1<sup>er</sup> juillet et du 7 septembre 2021, RTE réitère son attachement à garantir la transparence sur les mises à jour du coefficient k, et indique également qu'il sera important pour RTE d'assurer une surveillance appropriée des impacts que pourront avoir des changements structurels, que ce soit sur la volatilité du solde du CAE ainsi ou celle du coefficient k.</p> <p>RTE travaillera à publier les données qui seront utilisées à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au cours du premier semestre 2022, et ce pour que les acteurs en aient connaissance en amont de l'année 2023.</p>
ENGIE	Fond	5.10.4	<p>Dans l'appel à contribution de mai 2021, ENGIE s'en prononcé en faveur :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• D'une suppression du k'</li> <li>• De la fonction de stabilisation à 1 palier</li> <li>• De la mise à jour du k à une fréquence mensuelle</li> <li>• D'un pré-avis de 2 mois (publié en M pour application en M+3)</li> <li>• D'une entrée en vigueur au 01/01/2023</li> <li>• D'une mise à disposition du k via IHM et via API</li> </ul> <p>ENGIE remercie RTE de proposer ce nouveau pilotage ex ante du compte Ajustements/écarts et d'avoir réalisé toutes les simulations nécessaires pour mieux appréhender les impacts de ce nouveau processus. ENGIE est donc favorable aux évolutions telles que décrites dans le nouveau jeu de règles.</p>		<p>RTE remercie ENGIE pour l'accueil favorable de cette proposition.</p>

Total Energies	Fond	5.10.4	<p>TotalEnergies rappelle l'importance de la visibilité et le besoin d'anticipation pour les acteurs. En particulier les contrats de fourniture se négocient jusqu'à 4 ans en avance. <b>C'est pourquoi TotalEnergies est opposé à la proposition de RTE.</b> Le critère de prévisibilité et d'anticipation du coefficient <math>k</math> doivent rester les critères prépondérants. TotalEnergies propose que les coefficients <math>k</math> soient définis en AL-1 sur base des données du solde AL-2, étant entendu qu'aucune régularisation ex-post du solde n'est prévue. La fixation du <math>k</math> pour chaque année de livraison AL devra viser d'annuler le solde AL-2. <b>Concrètement, cela revient à modifier la proposition de RTE en remplaçant la fréquence mensuelle par une fréquence annuelle.</b></p> <p>Si un calcul mensuel était malgré tout retenu, il sera impératif d'amender la proposition de RTE pour éviter une trop forte incertitude du coefficient <math>k</math> mensuellement (tel que présenté par RTE), par ex. en envisageant avoir un coefficient <math>k</math> qui soit décentré positivement et stable sur une grande plage de solde. Les deux effets combinés permettraient de garantir à RTE un CAE probablement plus positif que négatif et de permettre aux acteurs d'avoir un coefficient <math>k</math> qui ne change pas potentiellement tous les mois. Concrètement cela reviendrait à :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- coeff <math>k_{\text{Equilibre}}</math> = mettre un offset par exemple de 0,05</li> <li>- <math>S_{\text{palier}}</math> = laisser <math>-S_{\text{palier}}</math> pour les Soldes négatifs mais mettre <math>S_{\text{palier}} * 3</math> pour les soldes positifs.</li> </ul> <p>Cette solution palliative ne dispose bien sûr pas des mêmes avantages que la 1e (proposition RTE annuelle)</p>	 <p>Figure 3: Fonction <math>k</math> proposée pour le pilotage ex ante du solde du CAE</p>	<p>Conformément aux explications qui ont été fournies lors de l'appel à contributions réalisé du 3 au 31 mai 2021, les multiples simulations réalisées par RTE ont permis de sélectionner une solution qui permet de répondre au double objectif de minimiser au mieux l'amplitude de variation du solde et de minimiser au mieux la volatilité du coefficient « <math>k</math> », tout en gardant la possibilité pour les acteurs d'anticiper la variation du coefficient « <math>k</math> ». Le critère de prévisibilité et d'anticipation du coefficient « <math>k</math> », présentement évoqué par TotalEnergies, a été un critère structurant dans l'identification de la solution proposée.</p> <p>RTE considère que l'incertitude est une caractéristique première de l'activité d'un responsable d'équilibre, tout comme de la gestion de l'équilibrage du système électrique. Ainsi, la suppression du coefficient « <math>k</math> » telle que proposée ne peut pas réellement effacer cette incertitude, au risque de perdre le contrôle du solde du CAE et donc de déstabiliser à terme le dispositif RE. En revanche, cette solution doit permettre une meilleure visibilité <i>ex-ante</i> du coefficient « <math>k</math> » dont le PRE dépend. De plus, la magnitude de l'incertitude sur le PMP est normalement plus grande que celle du coefficient « <math>k</math> ».</p> <p>La proposition de RTE permet grâce au palier stabilisateur d'avoir un coefficient « <math>k</math> » souvent égal à la valeur prédéfinie du <math>k_{\text{équilibre}}</math>. Cette valeur d'équilibre sera connue des acteurs en AL-1 pour leur donner de la visibilité. Selon les résultats des simulations, ceci est constaté 52% du temps en moyenne, soit plus de 6 mois de l'année. Il peut même permettre d'avoir des années entières avec une même valeur du coefficient.</p> <p>RTE tient à préciser que la contrainte exposée dans l'appel à contributions ne consiste pas à avoir un solde positif, mais à éviter des variations trop grandes du solde entre le mois de janvier et le mois de décembre. C'est donc un objectif de maîtrise de</p>
-------------------	------	--------	--	--	---

					<p>la volatilité du solde du CAE avec un besoin de convergence vers zéro qui justifie la présente proposition.</p> <p>RTE considère que la proposition de TotalEnergies est contradictoire avec sa volonté de stabilité, puisque la forte pente de la courbe qui y est proposée, introduit des effets de bords non souhaitables sur la volatilité du coefficient « k » et a fortiori sur la maîtrise du solde du CAE.</p>
--	--	--	--	--	---

## 12. PASSAGE DU PAS DE REGLEMENT DES ECARTS A 15 MINUTES

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Gazel Energie</b>	Fond	Multiples	Favorable à la proposition		RTE remercie GazelEnergie pour ce retour.
<b>EDF</b>	Forme	Multiples	La manière de faire référence au passage à l'ISP 15 après la date L n'est pas constante dans le jeu de règles. Ex : 3.3.1 : « La résolution des chroniques prévisionnelles de production est de trente (30) minutes. Après la date L, la résolution est de quinze (15) minutes. » Ex : 5.1 : « Le prix hors taxes des Ecart est calculé pour chaque Pas-Demi-Horaire Pas de Règlement des Ecart en en fonction du signe de l'Ecart, du sens de la Tendance de l'Ajustement et du signe du PMP : ». Il serait plus simple de faire référence dans tous les cas au pas de règlement des écarts.		L'insertion des évolutions relatives à l'ISP15 dans les règles MA-RE a été effectuée avec le souci d'être lisible pour les acteurs, en s'adaptant au contexte de chaque article. Dans la mesure du possible, l'utilisation du terme générique « Pas de règlement des écarts » a été privilégiée.  Dans certains cas où la notion qui évolue est indirectement associée au pas des écarts (comme pour l'exemple de 3.3.1 cité), il a effectivement été jugé plus clair de conserver la notion existante et de faire intervenir directement la date L dans le texte.
<b>EDF</b>	Fond	Multiples	Plusieurs échanges de données sont prévus par les règles SI SSY et ont pour référence le pas de règlement des écarts (par ex envoi du fichier au plus tard 2min après le pas de règlement des écart correspondant). RTE indique dans le rapport d'accompagnement que la déclinaison du pas 15 sera effectuée ultérieurement dans les jeux de règles relatifs aux autres mécanismes de marché. Il faudrait que RTE précise à quelle échéance cela sera fait.		La concertation relative à l'ISP15 a démarré au sein des différents GT pour préciser les impacts sur les différents mécanismes de marché.  L'insertion dans les différents jeux de règles est prévue selon le calendrier suivant : <ul style="list-style-type: none"> <li>- NEBEF : règles v3.5 (entrée en vigueur prévisionnelle juillet 2023) + rappel des points déjà concertés dans le rapport d'accompagnement des règles v3.4</li> <li>- MECAPA : règles v5 (entrée en vigueur prévisionnelle S2 2023) + rappel des points déjà concertés dans le rapport d'accompagnement des règles v4</li> <li>- SSYf : règles v8 (entrée en vigueur prévisionnelle début 2024)</li> <li>- RR-RC : règles v4 (entrée en vigueur prévisionnelle début 2024)</li> </ul>
<b>Voltais</b>	Forme	Multiples	PASSAGE DU PAS DE REGLEMENT DES ECARTS A 15 MINUTES		La mise en œuvre de produits 15 minutes sur les marchés est concertée au sein de projets européens regroupant les NEMO et GRT européens :

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

			<p>Le passage du pas de règlement des écarts à 15 min suppose la possibilité pour les responsables d'équilibre de produits de 15 min sur les bourses d'électricité afin de notamment s'ajuster avant l'application des pénalités pour écart et/ou d'améliorer la liquidité des marchés. D'ailleurs, la CRE inscrit dans sa délibération N°2018-229 « afin de récolter les bénéfices de la réduction du pas de règlement des écarts, il est indispensable que des produits d'une durée identique à celle du pas de règlement des écarts soient proposés aux acteurs de marché, à l'échéance infra journalière a minima ». Afin d'avoir de la visibilité sur les futures offres d'effacement réalisables sur le marché de gros, il est nécessaire d'avoir un calendrier sur la date de création de produits de 15 min, accessibles sur le marché intrajournalier mais aussi sur le marché J-1 sur lequel l'effacement diffus est actuellement valorisé au pas horaire dans le cadre du NEBEF.</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- SIDC (Single IntraDay Coupling) pour le marché infra journalier ;</li> <li>- SDAC (Single Day Ahead Coupling) pour le marché J-1.</li> </ul> <p>A noter qu'il est prévu de fusionner la gouvernance de ces instances avec un seul <i>Steering Committee</i> pour les deux projets (le Market Coupling Steering Committee ou MCSC), et ce dès le 1er trimestre 2022.</p> <p>Le calendrier envisagé pour la France est une mise en œuvre de produits 15 minutes en janvier 2025, en cohérence avec le passage à l'ISP15, à la fois pour le marché infra-journalier et pour le marché J-1.</p> <p>Pour rappel, le passage à un pas de règlement des écarts 15 minutes est un pré-requis pour l'introduction de produits 15 minutes sur les marchés.</p>
EDF	Fond	-	<p>EDF rappelle la nécessité pour les RE de disposer le plus en amont possible (au moins 1 an avant le passage au pas 15mn) des données leur permettant d'adapter leurs processus opérationnels et en particulier de disposer d'un historique d'au moins 18/24 mois de profondeur pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les bilans de RE et des coefficients de calage, à la maille Enedis, rejoués selon les évolutions cible et au pas 15 mn</li> <li>• Les profils dynamiques au pas 15 mn.</li> </ul> <p>EDF demande une publication de ces historiques au fur et à mesure de leur construction.</p> <p>Comme déjà indiqué lors de précédente consultation, EDF rappelle la nécessité de définir un calendrier pour la phase de fonctionnement à blanc permettant aux acteurs de basculer leurs processus et SI à pas 5'/15' progressivement et à leur rythme, afin d'être prêts pour le 1er janvier 2025.</p>		<p>Dans le cadre des travaux de cadrage de la phase à blanc pour la mise en œuvre de l'ISP15, concertée dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage, les RE ont demandé la transmission de données historiques au pas 15' (bilans RE et calage maille Enedis, profils dynamiques au pas 15') pour permettre de recalibrer leurs modèles de prévision.</p> <p>Les gestionnaires de réseau travaillent en ce sens, de façon à être en mesure de fournir aux RE un historique au pas 15 minutes sur les années 2022, 2023 et 2024.</p> <p>Les modalités ainsi que le calendrier pour la mise à disposition de ces données vont être approfondis en 2022 en concertation en Comité de Gouvernance du Profilage.</p>

EDF	Fond	-	<p>Pour anticiper la bascule effective au pas 15' le 01/01/2025 et comme indiqué lors de précédents appels à contribution, EDF souhaiterait que RTE laisse de la souplesse aux acteurs en envisageant 3 étapes :</p> <p>1– Une première phase pendant laquelle les nouvelles interfaces techniques aux pas de temps 5'/15' seront mises en place progressivement par RTE. Cette migration vers le pas 5'/15' devra être transparente pour les acteurs, qui devront être en mesure de continuer à échanger leurs données aux pas 10'/30', sans avoir à réaliser d'évolutions SI pour gérer 2 pas en parallèle 5'/15' et 10'/30' suivant les flux.</p> <p>2 – Une deuxième phase, jusqu'au 31/12/2024, pendant laquelle les acteurs pourraient commencer, s'ils le souhaitent, à migrer leur processus aux pas 5'/15'. Durant cette phase RTE continuerait à facturer les écarts au pas 30'. Il faudra pour cela que RTE maintiennent les 2 canaux de publication des données (1 canal aux pas 10'/30' et 1 canal aux pas 5'/15') pour laisser aux acteurs le choix de leur canal et pas de temps. Permettre aux acteurs de basculer techniquement, et de façon anticipée, leur processus aux pas 5'/15' (sans incidence sur le processus de facturation) est nécessaire. Attendre le 1er janvier 2025 serait en effet risqué :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La période du 1er janvier est complexe par nature pour la prévision de consommation (effet de rupture dans le périmètre clients au 1er janvier, consommations différentes pendant cette période de jours fériés/vacances, vague de froid potentielle) ;</li> <li>• Cette période est également peu propice à des mises en service (contraintes SI et pic de charge). En conséquence, EDF souhaite que les modalités et le calendrier de mise en œuvre de cette « bascule technique » soient concertés et précisés dans les meilleurs délais afin de donner aux acteurs la visibilité nécessaire aux adaptations de leurs processus.</li> </ul>	<p>Il est prévu d'approfondir les modalités transitoires pour la mise en œuvre de l'ISP15 en 2022 lors des concertations en GT MA-RE et en Comité de Gouvernance du Profilage.</p> <p>Les grands objectifs de la phase à blanc concertés en 2020 dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mise à disposition de données historiques pour permettre aux acteurs de caler les modèles de prévision ;</li> <li>- Tester le fonctionnement de bout en bout en s'assurant que les différents flux d'informations mis à disposition pourront être traités par les systèmes concernés des parties prenantes ;</li> <li>- Limiter l'effet big bang au 1<sup>er</sup> janvier 2025.</li> </ul> <p>RTE remercie EDF pour les propositions effectuées et va proposer un échange bilatéral pour approfondir ce retour.</p>
-----	------	---	---	--

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

			3 – Une troisième phase commençant le 1er janvier 2025, où RTE facturerait les écarts au pas 15'.		
<b>EDF</b>	Fond	-	EDF émet un point de vigilance : les republications des Courbes de Charge ou les rejeux des bilans de RE (jusqu'en M+12 voire A+2 avec Recotemp) portant sur des périodes antérieures à la date du passage au pas 15 mn devront rester au format antérieur.		<p>RTE partage ce point : les republications/rejeux des courbes de charge et bilans RE définis dans les règles MA-RE portant sur des périodes antérieures à la bascule seront à effectuer au pas en vigueur sur la période considérée. Ce point pourra être rappelé lors d'un atelier technique sur le sujet ISP15.</p> <p>RTE précise également que :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Des mises en service / bascules progressives pourront être envisagées afin de lisser la charge des acteurs et seront soumises à concertation en 2022.</li> <li>- Les publications relatives aux données unitaires de comptage font l'objet de concertations hors du GT MA-RE (par exemple, GT comptage et données pour les données de comptage RPT) et peuvent avoir des fonctionnements différents (par exemple, flux Enedis R18/R19 sur les courbes de charge unitaires).</li> </ul>
<b>Total Energies</b>	Fond	-	<p>TotalEnergies note que les modalités de transitions (ainsi que la phase à blanc et les données de tests) sont en cours d'étude par RTE. TotalEnergies répondra sur ce sujet précis lors de la consultation ad hoc évoquée par RTE.</p> <p>Il manque les Plages de Prix d'offres spécifiques dans le tableau 3 : il est donc nécessaire d'ajouter les Plages de Prix d'offres spécifiques du mécanisme d'ajustement.</p>		<p>RTE confirme qu'il est prévu de concerter en 2022 les modalités transitoires pour la mise en œuvre du changement de pas de règlement des écarts.</p> <p>Concernant les Plages de Prix d'offres spécifiques pour le Mécanisme d'Ajustement : Suivant la définition de la section 1 des règles, les Plages de Prix sont au nombre de 6 et sont définies par les horaires suivants : [00H00 ; 06H00[, [06H00 ; 11H00[, [11H00 ; 14H00[, [14H00 ; 17H00[, [17H00 ; 20H00[ et [20H00 ; 24H00[. Il n'est pas prévu de faire évoluer ces plages dans le cadre du passage à l'ISP15.</p> <p>RTE va apporter cette précision dans le rapport d'accompagnement.</p>



## 13. EVOLUTION DES PROCESSUS DE RECONSTITUTION DES FLUX SUITE AU DEPLOIEMENT GENERALISE DES COMPTEURS COMMUNICANTS

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Enedis</b>		B.1.2.2	Il s'agit par ces évolutions d'intégrer dans les Règles le système cible de reconstitution des flux. Les modalités décrites sont conformes à la concertation réalisée entre les gestionnaires de réseau et les acteurs dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage (CGP) animé par Enedis. Par ailleurs, le Chapitre F a fait l'objet d'une consultation distincte par Enedis, qui fera l'objet d'un retour aux acteurs dans le cadre du CGP.		RTE remercie Enedis pour ce retour.
<b>EDF</b>	Fond	C.13.1	Lors de la période comprise entre juillet 2023 et la date O de fusion des deux processus, si un GRD met en œuvre l'utilisation des relevés quotidiens et le calcul des pertes par bouclage au pas jour, il faudra que le calcul des pertes soit actualisé lors de chaque rejeu des consommations profilées. Ceci concerne donc les calculs du processus Ecart de S+1 à M+12 mais aussi le calcul fait en Recotemp exploitant les M+14. En effet, en Recotemp, les consommations profilées calculées en M+14 intégreront les FU extrêmes ; cette modification des consommations profilées en M+14 par rapport au calcul M+12 nécessitera de refaire le calcul des pertes par bouclage au pas jour lors de la Recotemp. Si ce calcul des pertes n'est pas rejoué en Recotemp, l'apport du calcul des pertes au pas jour fait en S+1 et jusqu'en M+12 sera pénalisé par un ultime calcul non pas au pas jour mais au pas annuel qui dégradera la précision finale du calcul des pertes. Et ceci alors que les données sont disponibles en Recotemp pour faire un calcul précis des pertes au pas jour comme cela sera fait lors du processus Ecart		RTE a instruit en lien avec Enedis cette demande formulée lors de la concertation en Comité de Gouvernance du Profilage.  RTE propose une adaptation des règles MA-RE v10 (articles D.9.1 et D.9.3, ainsi que de façon plus marginale article C16.1) de façon à permettre une révision de la courbe de charge des pertes transmises par les GRD en M+14 à compter du 1 <sup>er</sup> juillet 2023, pour les GRD utilisant les relevés quotidiens pour l'élaboration de la consommation estimée par RE, tel que prévu dans l'article F.3.1.6.5.

<b>EDF</b>	Fond	C.13.2.2.1	<p>Erreur de signe dans la formule de calcul de l'énergie des pertes normalisées pour le réseau d'un GRD : un signe négatif « - » devrait précéder les composantes « CdCestim .prodGRD » et « CdCtélérel .prodGRD »</p>	<p>Pour chaque journée J, l'énergie des pertes normalisées pour le réseau d'un GRD est calculée comme suit :</p> $E_{pertes.normaliséesGRD,J} = E_{réseauGRD,J} - E_{déclaréeGRD,J}$ <p>où : -</p> $E_{réseauGRD,J} = \sum (CdCPostes.sourcesGRD + CdCaju9.télé.corrigéGRD + CdCflex.télé.corrigéGRD + CdCeff.télé.corrigéGRD - CdCreport.télé.corrigéGRD) * 1560 - E_{déclaréeGRD,J}$ $E_{déclaréeGRD,J} = \sum (CdCestim.consoGRD - CdCestim.prodGRD + CdCtélérel.consoGRD - CdCtélérel.prodGRD) * 1560$	RTE remercie EDF pour ce retour. La coquille a été corrigée.
<b>Gazel Energie</b>	Fond	Multiples	Favorable à la proposition		RTE remercie GazelEnergie pour ce retour.
<b>EDF</b>	Fond	Multiples	<p>Fusion des processus Écarts et Recotemp à une date O :</p> <p>Cette évolution du calcul des Écarts à la date O ne sera pertinente que si, au plus tard à la date O, une forte proportion de la consommation des sites profilés et des pertes réseau à la maille RPD sont calculées selon les évolutions décrites au projet de V10 du chapitre F :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les consommations profilées sont calculées en utilisant les relevés quotidiens Linky</li> <li>• Les volumes quotidiens des pertes réseaux sont calculés par bouclage (Injections-soutirages)</li> </ul> <p>La majeure partie du travail de préparation des RE pour la fusion des processus à la date O portera en fait sur la préparation de ces évolutions préalables décrites au chapitre F, et en particulier à la maille Enedis. Ainsi EDF souhaite insister sur la nécessité de disposer des données qui ont été mentionnées dans sa réponse à la consultation d'Enedis sur le chapitre F :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disposer d'un jeu d'un historique de 5 ans des bilans de RE et du coefficient de calage, maille Enedis, calculés selon les modalités des évolutions cible</li> </ul>		Ces demandes ont été exprimées lors de la concertation pour la définition du système cible de reconstitution des flux et sont suivies dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage.

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recevoir des données agrégées dès J+1 : FU agrégés, CdC agrégée par segment (C1/C2/C4/C5PRO/C5RES)</li> <li>• Avoir de la visibilité sur l'impact des FU extrêmes injectés lors du calcul final en M+12</li> </ul> <p>EDF demande une mise à disposition de ces éléments au moins 6 mois avant la mise en œuvre des évolutions cible afin de permettre aux RE de les intégrer dans leurs processus de prévision, et souhaite que l'historique soit publié au fur et à mesure de sa construction.</p>		
<b>Total Energies</b>	Fond	-	<p>En introduction, TotalEnergies souhaite rappeler les alertes formulées à de multiples reprises sur les conséquences introduites par le passage aux profils dynamiques en règlement des écarts :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Une baisse de la prévisibilité pour les responsables d'équilibre</li> <li>- Un besoin d'équilibrage du système plus important</li> </ul> <p>Ces évolutions avaient fait l'objet d'une concertation hâtive et dépourvue d'étude approfondie sur leurs impacts coûts / bénéfices pour le système électrique. Les notions de précision et de prévisibilité ont été confondues. En effet, les arguments récurrents avancés pour justifier ces évolutions réglementaires s'en tiennent à une meilleure précision dans l'allocation des énergies entre responsables d'équilibre, sans tenir compte des surcoûts liés aux incertitudes qu'elles introduisaient sur la prévisibilité des consommations et donc sur l'équilibre du système.</p> <p>Aujourd'hui, malgré des investissements significatifs dans les modèles de prévision et les systèmes d'information associés, TotalEnergies constate sur son propre portefeuille un impact de +20% sur l'erreur moyenne en valeur absolue sur la période du 1er Juillet au 30 Novembre 2020 par comparaison avec la même période l'année précédente.</p>		<p>RTE remercie TotalEnergies pour ce retour.</p> <p>RTE souhaite apporter quelques précisions sur les remarques formulées.</p> <p>RTE rappelle que la concertation sur le système cible de reconstitution des flux a démarré en 2019 et précise également que nombre d'échanges sur ce sujet ont eu lieu dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage (8 CGP ad hoc depuis 2019).</p> <p>Concernant l'utilisation des relèves quotidiennes, on peut rappeler quelques éléments issus de la concertation en CGP.</p> <p>Tout d'abord, les simulations réalisées par Enedis montrent que l'utilisation des relevés journaliers améliore la précision de la reconstitution des flux, avec des effets conséquents pouvant atteindre 500 MW sur certains jours.</p> <p>De plus, l'utilisation des énergies quotidiennes par RE permet une responsabilisation des RE sur la réalité de leurs consommations. Par définition, ces consommations sont en effet plus difficiles à prévoir qu'un modèle normatif d'allocation des énergies, en particulier en cas de rupture des usages et de comportement inhabituel.</p> <p>Par ailleurs, la demande d'analyse coût / bénéfice, effectuée dans le cadre du CGP n'est pas restée sans réponse : Enedis a rappelé à plusieurs reprises que ces analyses économiques n'étaient pas du ressort des gestionnaires de réseau et qu'elles devaient par</p>

		<p><b>Utilisation des relèves quotidiennes:</b> TotalEnergies remarque, dans le cadre de la concertation, qu'Enedis/RTE refusent toujours d'effectuer les analyses coûts/ bénéfices demandées par TotalEnergies depuis maintenant plus d'un an :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- quel est le surcoût actuellement supporté par les RE lié à l'utilisation des relèves mensuelles vs quotidiennes ?</li> <li>- quel est le surcoût lié aux incertitudes engendrées par la baisse de prévisibilité des consommations ?</li> </ul> <p>Compte tenu de ces éléments, TotalEnergies est opposé à l'utilisation des relèves quotidiennes pour répartir l'énergie entre les RE.</p> <p>TotalEnergies propose d'utiliser les relèves quotidiennes pour améliorer le profilage dynamique, en recalant les profils dynamiques sur les relèves journalières France, ou à défaut (afin de ne pas différencier le traitement fait aux RE et au RE des pertes) en utilisant les index quotidiens d'un panel plus important et représentatif des profils. Cette amélioration permettrait de fiabiliser le profilage, d'améliorer sa prévisibilité, et d'affiner les allocations en énergie, tout en limitant au maximum les besoins de développement et les coûts associés chez les différents fournisseurs et chez les gestionnaires de réseau.</p> <p>Les relèves journalières peuvent également être utilisées pour limiter les cut-off en alignant les relèves mensuelles en début de mois : ces relèves seraient transmises aux acteurs habituels, RE, fournisseurs, et n'impacteraient pas les processus actuels, mais permettraient d'améliorer les estimations de Recotemp.</p> <p><b>Fusion des processus écart et recotemp:</b> TotalEnergies regrette que lors des bilatérales, CGP, et GT Recoflux, il n'y ait pas eu d'échanges sur la mise en place opérationnelle de la fusion des processus écarts et recotemp. Les modalités d'application sont présentées pour la première fois</p>	<p>conséquent être réalisées par les RE à partir des données de simulation transmises.</p> <p>RTE précise également que les évolutions relatives au profilage relèvent du chapitre F de la section 2 des Règles et sont à concerter dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage.</p> <p>Concernant la fusion des processus écarts et réconciliation temporelle, RTE rappelle que les modalités opérationnelles de fusion des processus ont été largement discutées lors de la concertation. En particulier, plusieurs options ont été envisagées (par exemple, un modèle intermédiaire avec une étape de normalisation des pertes au pas mensuel) et présentées lors d'un appel à contributions fin 2020 (auquel TotalEnergies a répondu), qui a permis de faire évoluer le scénario initialement proposé.</p> <p>L'impact de cette fusion sur les algorithmes de calcul RTE a été partagé lors du GT MA-RE de juillet 2021. Le rapport d'accompagnement au projet de règles MA-RE est une synthèse à visée pédagogique.</p> <p>RTE peut apporter les précisions suivantes sur les interrogations soulevées par TotalEnergies :</p> <p>1/ Oui, le bouclage sur les pertes est effectué à la maille journalière, et la forme infra journalière reste issue d'une modélisation (polynôme des pertes). Les études présentées jusqu'à maintenant par les gestionnaires de réseau de distribution (Enedis, SER) ont montré que la maille de bouclage sur les pertes devait être en cohérence avec la fréquence de relève des compteurs, pour ne pas induire de biais.</p> <p>2/ Comme aujourd'hui, il y aura des règles de substitution appliquées par les gestionnaires de réseau de distribution. Ces modalités sont précisées dans le chapitre F des règles MA-RE et dans les règles détaillées publiées sur le site Enedis</p>
--	--	--	---

		<p>dans le cadre de cette concertation (p 50 à 51). Il aurait été préférable d'avoir des supports supplémentaires et d'organiser des échanges en amont pour détailler chaque étape (cf la liste de question ci-dessous).</p> <p>TotalEnergies est favorable au bouclage des pertes au pas journalier, sous condition d'avoir une qualité de données (relèves journalières) suffisante pour que les bilans soient stables entre le S+1 et le M+1/ M+3.</p> <p>Voici les différentes interrogations sur le document :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le polynôme des pertes est donc bien utilisé mais uniquement pour répartir l'énergie des pertes au sein de la journée ?</li> <li>• Que se passe-t-il si les relèves journalières ne sont pas remontées dans les temps ? Il y aura une bascule importante des volumes entre les pertes vers les clients profilés (après le S+1) ? Comment estimer les relèves manquantes en S+1 (recopie J-7, utilisation de la relève précédente ?). Quels seront les impacts de l'arrivée d'une relève en M+1 ? L'écart en énergie sera rattrapé sur une seule journée, et le FU chevauchant ne sera pas utilisé sur la période des relèves, ce qui va détériorer le système. (Cette analyse a-t-elle déjà été menée par ENEDIS ?)</li> <li>• Dans l'étape 4 : le recalcul de nos allocations ne sera plus réalisable car le résidu national serait inclus dans nos BGC. De plus ce résidu national devrait être facturé au prix spot car il intègre l'incertitude associé à l'estimation des pertes qui n'est pas imputable au fournisseur (à travers un surcôt d'équilibrage).</li> </ul>	<p>(<a href="https://www.enedis.fr/sites/default/files/import/Enedis-NOI-CF_103E.pdf">https://www.enedis.fr/sites/default/files/import/Enedis-NOI-CF_103E.pdf</a>). Les évolutions de ces modalités sont concertées dans le cadre du CGP / GT Recoflux.</p> <p>3/ La proposition d'intégration du résidu dans les BGC utilisé pour le calcul d'écart, a été explicitée par RTE dès janvier 2020.</p> <p>Afin de donner de façon explicite la visibilité aux RE, RTE prévoit de publier la courbe de charge associée à ce résidu, ainsi que les BGC avant intégration du résidu, en même temps que les autres publications liées à la reconstitution des flux. Cette nouvelle publication est précisée dans l'article C.15.4.3.2.2 du projet de règles.</p> <p>La valorisation au PRE induite par cette évolution a été également explicitée plusieurs fois lors de la concertation, notamment lors de l'appel à contributions de novembre 2020 et le GT MA-RE de juillet 2021.</p> <p>Un échange bilatéral pourra être organisé pour approfondir les différents points si nécessaire.</p>
--	--	---	---

## 14. AUTRES EVOLUTIONS

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Flexcity</b>	Fond	4.5.2.2.3 et 4.5.2.2.4	Flexcity est favorable à la suppression de ce critère sur les dépassements extrêmes. Cependant, le maintien des seuils de 10% et 3% pour les erreurs absolues et de centrage est trop restrictif pour permettre de valoriser des sites avec les méthodes par historique et par prévision sur le MA.		RTE prend note de ces points qui seront abordés lors des prochaines concertations.
<b>Flexcity</b>	Fond	4.5.2.2.3 et 4.5.2.2.4	Par ailleurs, dans un souci d'harmonisation avec les futures règles NEBEF 3.4, nous demandons que : - les calculs des critères se fassent avec la Capa max et non la Capa min - une harmonisation sur les critères de qualité par historique et prévision (erreur absolue de 40% sur NEBEF alors qu'elle est trop restrictive le MA (10%)) - Décalage de la période de calcul de la courbe de référence pour les méthodes 10J avec un passage à la période J-12 à J-2 - Suppression de la contrainte des 5 périodes disjointes de déclaration d'indisponibilité exceptionnelle/an pour la méthode par historique de consommation		RTE est également favorable à l'harmonisation des règles MA-RE avec les règles NEBEF, lorsque cela est pertinent et respecte les exigences de sécurité du système électrique. Dès cette version de règles MA-RE, RTE envisage d'intégrer la suppression des contraintes des 5 périodes disjointes de déclaration d'indisponibilité. Les autres points seront abordés lors de prochaines concertations.
<b>Equinov</b>	Fond	4.5.2.2.3 et 4.5.2.2.4	Equinov se félicite de la suppression de ce critère sur les dépassements extrêmes.  Cependant, le maintien des seuils de 10% et 3% pour les erreurs absolues et de centrage est trop restrictif pour permettre de valoriser des sites avec les méthodes par historique et par prévision sur le MA. Equinov demande, à l'occasion de l'harmonisation des calculs des critères (utilisation du critère de capa max et non de capa min) avec les règles NEBEF 3.4, de revoir ces seuils afin de permettre l'utilisation de ces méthodes sur le MA.  Par ailleurs, toujours dans un souci d'harmonisation avec les futures règles NEBEF 3.4, Equinov demande - un décalage de la période de calcul de la courbe		RTE est également favorable à l'harmonisation des règles MA-RE avec les règles NEBEF, lorsque cela est pertinent et respecte les exigences de sécurité du système électrique. Dès cette version de règles MA-RE, RTE envisage d'intégrer la suppression des contraintes des 5 périodes disjointes de déclaration d'indisponibilité. Les autres points seront abordés lors de prochaines concertations.

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

			<p>de référence pour les méthodes 10J avec un passage à la période J-12 à J-2 pour la méthode par historique</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- la suppression de la contrainte des 5 périodes disjointes de déclaration d'indisponibilité exceptionnelle/an pour la méthode par historique de consommation</li> <li>- un suivi de l'homologation au pas 30 minutes et non 10 minutes sur le MA.</li> </ul>		
<b>Energy Pool</b>	Fond	4.5.2.2.3.4	<p>Energy Pool remercie RTE de commencer à harmoniser les méthodes pra prévision entre les différents mécanismes MA et NEBEF.</p> <p>Energy Pool regrette cependant que le travail d'harmonisation n'ait pas été plus avancé dans ces propositions de règles v10. Les propositions suivantes pourraient rapidement être intégrées :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- harmonisation du pas de temps de calcul qui pourrait passer à 30 minutes (pas de règlement des écarts) comme pour les NEBEF (déjà bien utilisés contrairement au MA)</li> <li>- prise en compte des cpaacités d'ajustement maximales et modification du critère à la place des capacités d'ajustement minimales comme c'est prévu dans les règles NEBEF v3.4 en cours de consultation</li> <li>- prévoir une homologation par historique / prévision pour pouvoir faire des ajustements MA à la baisse avec des EDA soutirage</li> </ul>	a minima modifier le pas de temps de calcul des critères au pas de règlement des écarts (30 minutes) pour se conformer aux calculs des règles NEBEF	RTE est également favorable à l'harmonisation des règles MA-RE avec les règles NEBEF, lorsque cela est pertinent et respecte les exigences de sécurité du système électrique. Ces points seront abordés lors de prochaines concertations.
<b>Gazel Energie</b>	Fond	4.6.7	Favorable à la proposition		RTE remercie GazelEnergie pour l'accueil favorable à cette proposition.
<b>Gazel Energie</b>	Fond	C.9	Favorable à la proposition		RTE remercie GazelEnergie pour l'accueil favorable de cette proposition.
<b>Total Energies</b>	Fond	C.9	Au regard de la non-application effective du dispositif actuel, TotalEnergies soutient sa suppression.		RTE remercie TotalEnergies pour l'accueil favorable de cette proposition.
<b>Total Energies</b>	Fond	Annexe C7	TotalEnergies est favorable de manière générale à la simplification des procédures. En ce sens, TotalEnergies soutient la proposition de RTE		RTE remercie TotalEnergies pour l'accueil favorable de cette proposition.

## 15. Autres retours

### 15.1. Remarques diverses

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
<b>Energy Pool</b>	Fond	3.2.1.1	Suite à des discussions en GT, il semble que la contrainte de la localisation des groupes/sites de Stockage Stationnaire sur un même site ne soit pas une contrainte forte pour RTE, et que la dérogation serait toujours accordée. Pour plus de lisibilité, et surtout plus de transparence pour les acteurs de marché, il serait préférable de supprimer la notion de mono-site pour le raccordement au périmètre de programmation.	Une Entité de Programmation est constituée : - soit de Groupes de Production rattachés à un même Responsable d'Equilibre - Soit de Sites de Stockage Stationnaires rattachés à un même Responsable d'Equilibre	Le cas nominal est bien qu'une EDP soit monosite. Tant que les éléments permettant de définir le cadre clair de possibilité de multi-sites dans une EDP ne sont pas stabilisés, cette possibilité reste dérogatoire d'un point de vue de RTE. RTE n'est pas en faveur de la proposition d'ôter le cas général d'une EDP "mono-site".
<b>Energy Pool</b>	Fond	3.2.1.1	Les règles SSY v7.1 n'étant pas encore sorties, il faut s'assurer que les règles MA-RE ne seront pas une entrave à la possibilité de faire des EDR mixtes injection/soutirage comme cela est prévu en concertation		RTE remercie Energy Pool pour ce retour. Les évolutions prévues dans les règles MA-RE v10 n'apportent pas de contraintes supplémentaires qui pourraient impacter les EDR mixtes des règles SSYf v7.1. De plus, suite à la consultation, RTE propose que les EDA injection RPD puissent être constituées de plusieurs EDP lorsqu'elles sont composées de site de stockage uniquement.
<b>Energy Pool</b>	Fond	3.2.1.1 4.2.1.2.2	cf. remarque ci-dessus, supprimer la notion de site unique (au moins pour les EDP de stockage, à voir pour les EDP d'injection)  Nous nous interrogeons aussi sur l'intérêt de contraindre les EDA de Stockage à une seule EDP alors qu'une EDA injection peut être constituée de plusieurs EDP	Soit d'une unique EDP, localisée sur un même Site de Stockage Stationnaire ou sur des Sites de Stockage Stationnaires différents à la suite de l'accord de RTE, raccordées, directement ou indirectement, sur le RPT.	Dès l'entrée en vigueur des règles MA-RE, RTE précise que les EDA injection RPD pourront être constituées de plusieurs EDP lorsque celles-ci sont constituées uniquement de sites de stockage.
<b>ELE</b>	Fond	3.3.1	Les règles de programmation prévoient l'envoi d'un programme agrégé par les GRD de rang 1 à une date « D » ultérieure. Dans le rapport d'accompagnement, RTE mentionne une date prévisionnelle « D » = 2022 Les GRD d'ELE ne sont pas en capacité de mettre	3.3.1 "A une date D, <u>déterminée par le GRD de rang 1, celui-ci</u> est chargé d'établir en J-1 pour J un Programme d'Appel Agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un Poste Source.	RTE remercie ELE pour cette information. La date D devrait tenir compte des contraintes d'application des différents GRD de rang 1 mais il ne semble pas justifié d'amender la rédaction de l'article 3.3.1 puisque cela induirait l'existence de plusieurs dates D <sub>i</sub> (i.e. potentiellement une pour chaque GRD de



## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

			en œuvre des programmes d'appels production à une date D 2022. Les GRD doivent pouvoir proposer une date selon leurs propres possibilités		rang 1). Cet article indique une orientation pour implémenter des modalités et ainsi atteindre une cible lorsque cela sera possible pour tous les GRD de rang 1.
EDF	Fond	4.2.1	Comme pour la consultation précédente et pour la bonne compréhension des acteurs, EDF réitère son souhait d'ajouter, soit dans les règles soit dans un document d'accompagnement, un récapitulatif des modalités applicables pour chacune des 5 (6 si on ajoute le stockage) catégories d'EDA listées au 4.2.1.2 : - Format d'offre : explicite/implicite/TERRE - Contrôle de réalisé - Possibilité d'agrégation ... - Obligation d'envoi d'un PA		RTE prend note de ce besoin et va instruire la possibilité d'intégrer ce type de récapitulatif sur une page du Portail Services de RTE.
Enedis		4.2.1.2.3	Lors de l'atelier technique « stockage » le 29/9/2021 puis en GT S5yf le 21/10/2021, RTE a précisé qu'en cas de participation simultanée MA-SSY, le périmètre d'une EDA injection doit être égal à celui de l'EDP, ce qui implique que l'EDA doit être incluse dans l'EDR (EDR multi-EDP). Or la formulation de l'article 4.2.1.2.3 autorise des EDA multi-EDP. Il serait souhaitable de clarifier ce point dans les règles MA.		Les configurations possibles d'EDA injection RPD ont été explicitées, en distinguant les différents jalons : <ul style="list-style-type: none"> <li>- date I : obligation pour l'EDP constitutive de l'EDA d'envoyer un PA</li> <li>- date I' : possibilité d'avoir des EDA multi-EDP lorsque celles-ci sont constituées uniquement de sites d'injection</li> </ul> RTE précise également que, dès l'entrée en vigueur des règles MA-RE, les EDA injection RPD pourront être constituées de plusieurs EDP lorsque celles-ci sont constituées uniquement de sites de stockage.
EDF	Forme	4.2.4.1.1.1	Coquille au niveau du 3ème alinéa : – « le Site de Stockage Stationnaire par son numéro de SIRET ou, à défaut, pour les Sites de Soutirage qui sont dépourvus d'un tel numéro, par le lieu de consommation d'électricité, et par la mention « Stockage ». »	Proposition de correction : – « le Site de Stockage Stationnaire par son numéro de SIRET ou, à défaut, pour les Sites de Soutirage Sites de Stockage Stationnaire qui sont dépourvus d'un tel numéro, par le lieu de consommation d'électricité, et par la mention « Stockage ». »	RTE remercie EDF pour l'identification de cette coquille qui a été corrigée.
EDF	Fond	4.2.4.1.2	Comme évoqué lors de la précédente consultation, la résiliation de l'accord de participation en cas de non-présentation de l'accord du site semble être une mesure extrême. Il pourrait être envisagé de commencer par l'exclusion de l'EDA (cf 4.6.1.2.4), puis résiliation de l'accord de participation en cas de défaillances répétées.		RTE prend note de ce retour et propose d'amender cette version des règles MA-RE afin d'introduire une étape intermédiaire dans le cas où un acteur ne communique pas l'accord qu'il a avec l'utilisateur du site tel que demandé par le gestionnaire de réseau. En effet, RTE propose d'ajouter la possibilité de résilier l'EDA de l'acteur s'il ne transmet pas l'accord. Ce sera donc uniquement en cas de

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

					récidive de l'acteur que RTE pourra considérer une résiliation de son accord de participation.
<b>CNR</b>	Fond	4.3.2.3.2.2	Le dispatching RTE connaît actuellement un problème dans la visualisation de nos offres spécifiques. Est-ce que ce problème sera résolu en même temps que la bascule des offres spécifiques sur TOPASE?		RTE prend note de ce point qui devra être traité entre les équipes opérationnelles. RTE ne voit pas de lien entre le problème mentionné et la bascule des offres spécifiques dans TOPASE.
<b>EDF</b>		4.5.1.3	La formule appliquée pour neutraliser l'influence des énergies de réglage primaire et secondaire sur la courbe de charge d'un site participant à la RP/RS, telle que définie dans les règles SSY, ne nous semble pas correcte. L'énergie réalisée est en effet capée au niveau de la réserve maximale contractualisée, ce qui peut causer des biais non négligeables dans certains cas. A titre d'exemple, une EDR ayant contractualisé une énergie réglante > RPmax/200mHz peut techniquement fournir de l'énergie au-delà de la RPmax. Ainsi, pour obtenir la réelle neutralité de l'influence des énergies, il faudrait individualiser le calcul par EDR.		L'énergie de réserve primaire à corriger de la courbe de charge pour le contrôle du réalisé du MA est calculée conformément à la formule des règles SSYf. Il n'est pas possible d'intégrer la complexité de certains types de régulation en réserve primaire dans le calcul de l'énergie fournie car cela dépend des points de fonctionnement propre à chaque groupe. La formule actuelle est la meilleure approximation possible.
<b>EDF</b>	Fond	4.5.2.2	Un appel à contribution est en cours sur les règles NEBEF v3.4. Cet appel à contribution traite de modifications ayant un impact sur les règles MA-RE, notamment l'homologation de la méthode par prévision. Ces modifications prendront effet à l'entrée en vigueur des règles NEBEF V3.4 soit en Juillet 2022 mais ne pourront pas être prises en compte dans les règles MA-RE. Les deux jeux de règles MA-RE et NEBEF ne présenteront donc pas les mêmes modalités pendant plusieurs mois. Afin d'éviter cette incohérence, il faudrait établir une date pivot après Juillet 2022 permettant la concordance entre les règles MA-RE et NEBEF.		Lors du GT « Evolution des règles MA-RE » du 9 décembre 2021, RTE a présenté plusieurs propositions d'harmonisation entre les modalités des règles MA-RE et NEBEF : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dans l'article 4.5.2.2.3.1 concernant l'homologation initiale pour la méthode « prévision de consommation » : suppression de l'homologation initiale à la méthode prévision dans l'article 4.5.2.2.3.1 concernant l'homologation initiale pour la méthode « prévision de consommation »</li> <li>- Dans l'article 4.5.2.2.4.2.2 concernant la déclaration des indisponibilités exceptionnelles : suppression de la limite des 5 périodes disjointes pour déclarer les indisponibilités exceptionnelles dans le cadre de la méthode historique</li> <li>- Dans l'article 4.5.2.2.3.4 concernant le retrait d'homologation pour la méthode prévision : qualification d'un retrait</li> </ul>

					<p>d'homologation si moins de 3 indicateurs de qualité n'ont pu être calculés sur 11 mois glissants</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dans l'article 4.5.2.2.4.5 concernant le calcul du suivi d'homologation pour la méthode « historique » : valorisation à 0 de l'écart entre Courbe de charge et courbe de référence en cas d'absence de la Courbe de Charge</li> </ul> <p>Ainsi, un certain nombre de points ont été harmonisés entre les jeux de règles MA-RE v10 et NEBEF v3.4 pour synchroniser les échéances.</p>
<b>EDF</b>	Fond	5.1	<p>Dans le cas de délestage, il faudrait que les modalités de correction du déséquilibre et de valorisation des écarts RE soient précisées dans les règles MA-RE.</p>		<p>Le délestage manuel ou télé-délestage, déclenché lorsque le réseau sort des conditions normales d'exploitation, s'apparente à une coupure sur incident, voire d'un cas de force majeure. Ainsi, il est permis de s'interroger sur la frontière entre les mécanismes de marché d'équilibrage et la sauvegarde du système électrique. Lors de concertations antérieures, ce sujet complexe avait pu être abordé mais l'identification des responsabilités financières, et la définition d'un prix associé, n'avaient pas été possibles et des propositions de RTE avaient été écartées. Enfin, la mise en place de telles modalités avec les différentes parties prenantes, nécessite - entre autres - la prise en compte de différentes situations de délestage, l'établissement d'échanges de données avec des granularités différentes du pas de règlement des écarts, a minima entre gestionnaires de réseau, ainsi que l'établissement des principes d'estimation et d'affectation dynamique des volumes. Ainsi, et pour le moment, RTE propose de conserver le cadre actuel qui assimile le délestage à un aléa de consommation.</p>
<b>Equinov</b>	Fond	-	<p>S'agissant des évolutions concernant le règlement financier (compte ajustements-écarts, processus de reconstitution des flux...) Equinov est favorable à toutes les évolutions permettant d'avancer le règlement financier des écarts avant l'échéance N+3. En conséquence, il conviendra d'instruire</p>		<p>Cette demande ne fait pas partie de la concertation sur l'évolution des règles MA-RE. Néanmoins, le sujet de la réduction de la temporalité du mécanisme, en avançant les règlements financiers, est bien noté pour la concertation des règles sur le mécanisme de capacité. Lors du cadrage des</p>

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

			également la possibilité d'avancer la notification du niveau de capacité effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité, avant l'AL+3.		évolutions sur les règles v4 du mécanisme de capacité, RTE a indiqué que ce raccourcissement de planning sera rendu possible grâce à la mise en œuvre du processus cible de reconstitution des flux (cf. section 2 du présent projet de règles MA-RE v10) et sera donc instruit dans le cadre d'une version ultérieure des règles du mécanisme de capacité.
<b>Eqinov</b>	Fond	-	Eqinov demande à ce qu'on introduise impérativement et rapidement le versement du fournisseur vers l'OE au barème régulé lors de sélection d'offres à la baisse de sites de soutirage non éligibles au modèle corrigé (modulation de consommation à la hausse) afin de permettre aux opérateurs de flexibilité de participer au mécanisme d'ajustement et aux réserves.		Comme cela a été expliqué dans le rapport d'accompagnement à la consultation, les principes encadrant les offres de hausse de consommation devront être adressés de manière transverse dans une concertation ultérieure et en lien avec les évolutions législatives et/ou réglementaires qui seraient à prévoir en particulier en ce qui concerne la question du versement fournisseur.

## 15.2. Dispositions générales

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	2.4	Les délais de notification pour les dates L et O sont très courts pour des évolutions d'une telle importance, puisque égaux à 1 mois. Ces délais de notification devraient être allongés à 3 mois, afin de permettre aux acteurs de disposer de suffisamment de visibilité pour des évolutions de cette importance	Allonger les délais de notification pour les dates L et O à 3 mois.	RTE prend note de cette demande et allonge le délai de notification à 2 mois pour les dates L et O.  RTE précise également qu'au-delà de la notification réglementaire, la visibilité sur l'avancement des travaux et la tenue des échéances prévues sera partagée régulièrement dans les différentes instances de concertation.
CNR	Fond	2.4	Une estimation de la date P a été transmise par RTE mais la date finalisée ne sera anticipée que de 2 mois. Ce délai est court, notamment si l'on doit gérer différente montée de version d'un même outil. Un délai plus long est demandé. Cette problématique d'anticipation se pose également pour les autres dates.	3 mois de préavis permettrait de mieux appréhender les différentes mises en production.	La bascule des offres spécifiques dans TOPASE, ainsi que le passage à 48 guichets seront détaillés lors de la concertation des prochaines règles. Les acteurs auront la visibilité nécessaire sur l'arrivée de ces dates, bien avant le délai de notification de deux mois. RTE propose de maintenir le délai de notification à 2 mois pour la date P (ainsi que pour la date P').
Energy Pool	Fond	2.4	Nous remercions RTE pour l'ajout du tableau avec les dates d'entrée en vigueur des différentes dispositions à venir. Il nous semblerait intéressant d'y ajouter l'information sur la date prévue de mise en œuvre de ces différentes modalités.	ajouter une colonne "date prévue d'entrée en vigueur"	Une date indicative, qui reflète à un instant donnée la meilleure estimation de RTE sur l'entrée en vigueur d'une nouvelle évolution, n'a pas vocation à figurer dans un document à valeur contractuelle. En conséquence, RTE gardera ces dates indicatives d'entrée en vigueur dans le rapport d'accompagnement à la saisine de projet de règles MA-RE.
ELE	Fond	2.4	Les règles de programmation prévoient l'envoi d'un programme agrégé par les GRD de rang 1 à une date « D » ultérieure. Dans le rapport d'accompagnement, RTE mentionne une date prévisionnelle « D » = 2022 Les GRD d'ELE ne sont pas en capacité de mettre en œuvre des programmes d'appels production à une date D 2022. Les GRD doivent pouvoir proposer une date selon leurs propres possibilités	2.4 "Délai à préciser par le GRD"	RTE remercie ELE pour cette information. La date D devrait tenir compte des contraintes d'application des différents GRD de rang 1 mais il ne semble pas justifié d'amender la rédaction de l'article 3.3.1 puisque cela induirait l'existence de plusieurs dates D <sub>i</sub> (i.e. potentiellement une pour chaque GRD de rang 1). Cet article indique une orientation pour implémenter des modalités et ainsi atteindre une cible lorsque cela sera possible pour tous les GRD de rang 1.

## 15.3. Définitions

Acteur	Type	n° article MA-RE	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	Fond	Définitions	Dans la définition d'Offre d'Ajustement ou Offre, RTE a ajouté qu'une offre pouvait être « soumise » ou « déposée ». Quelle différence entre les deux ?		Il n'y a pas de différence, RTE propose de supprimer cet ajout pour éviter toute confusion.
Alpiq Energie France	Fond	Définitions	Flexibilité locale : la définition semble indiquer que c'est un site qui va répondre à un besoin de développement du réseau. L'offre va permettre de répondre à la gestion d'une contrainte de transit, qui existe suite au non développement du réseau.	Offre de Flexibilité Locale : Offre contractualisée par un gestionnaire de réseau sur un ou plusieurs Sites, qui vise à moduler une puissance d'injection et/ou de soutirage des sites associés, et à laquelle un Gestionnaire de Réseau peut recourir dans le but de gérer une contrainte de transit sur le Réseau qu'il opère. Au sens des Règles, toute activation de ce(s) Site(s) pour cause réseau qui se ferait via le Mécanisme d'Ajustement reste considérée comme un Ajustement et non comme une activation de Flexibilité Locale.	RTE remercie Alpiq pour cette proposition. Dans la mesure où lorsqu'une flexibilité est utilisée à la place d'un développement réseau, cela revient à gérer des contraintes réseau avec cette flexibilité, RTE propose d'enlever le terme « répondre à un besoin de développement de son Réseau » qui est effectivement redondant. En revanche, il existe des cas dans lesquels, pour répondre à une contrainte de tension, un gestionnaire de réseau peut avoir à moduler de la puissance active. La précision « contrainte de transit » serait donc trop restrictive c'est pourquoi RTE n'a pas retenu cette proposition.
Enedis	-	Définitions	<p>Le recours aux services de flexibilités locales pour les besoins de gestion du Réseau Public de Distribution s'inscrit dans le cadre de l'article L322-9 du code de l'énergie, transposant la Directive Européenne 2019-944, et dont les modalités d'application seront prochainement déclinées dans un décret pris en Conseil d'Etat.</p> <p>Dans l'attente de ce décret et pour permettre la mise en œuvre de la correction des périmètres d'équilibre suite à l'activation de services de flexibilités locales par le GRD, les Règles intègrent une définition qu'Enedis souhaite amender pour rappeler que l'activation de ces services est de son ressort, de même que le contrôle du réalisé sur la base duquel la correction des périmètres d'équilibre pourra être effectuée.</p>	« <b><u>Service</u></b> de flexibilité locale : Offre d'un ou plusieurs Sites raccordés au RPD, <b><u>localisés sur une zone définie</u></b> , qui vise à moduler <b><u>leur</u></b> puissance d'injection et/ou de soutirage, <b><u>à la hausse ou à la baisse, durant une période donnée, en réaction à un signal du gestionnaire du réseau de distribution auquel les sites sont raccordés</u></b> , et à laquelle un Gestionnaire de Réseau peut recourir dans le but de gérer une contrainte sur le Réseau qu'il opère ou de répondre à un besoin de développement de son Réseau. <b><u>Le Gestionnaire de Réseau de Distribution effectue le contrôle du réalisé suite à l'activation du service.</u></b> »	<p>Par souci de cohérence rédactionnelle, RTE considère qu'un service n'est pas une offre. En outre, une offre délivre un service lorsqu'elle est activée.</p> <p>Les précisions proposées par Enedis « localisés sur une zone définie », « à la hausse ou à la baisse, durant une période donnée », sont vraies mais n'apportent rien à la compréhension de la définition. Par souci de concision, RTE propose de ne pas les reprendre.</p> <p>Les modalités d'activations relèvent des règles de conduite et de l'exploitation, il n'est pas jugé approprié de mettre cela dans la définition car trop spécifique.</p>

					<p>Enedis propose également de préciser dans la définition que c'est le GRD qui fait le contrôle du réalisé. RTE considère que ce type de modalité n'a pas vocation à apparaître dans la définition mais relève du contrat relatif aux flexibilités pour lesquelles le GRD est responsable du contrôle du réalisé.</p> <p>En conséquence, RTE n'envisage pas de modifier la définition à l'exception d'un changement du mot « une » en « leur ».</p> <p>Suite à un autre commentaire d'Enedis, RTE propose de changer le titre « Flexibilité Locale » en « Flexibilité Distribuée » car la définition proposée concerne un plus grand périmètre d'application que les flexibilités locales telles qu'Enedis les a définies dans ses mécanismes.</p>
ELE	Fond	Définitions	<p>ELE souhaite que la définition du service de flexibilité locale soit précisée, l'activation relève en effet du Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné de même que le contrôle du réalisé. En synthèse, les GRD d'ELE souhaitent rappeler que les flexibilités locales sont conçues pour le besoin du GRD et doivent rester à leur main.</p>	<p>« <u>Service</u> de flexibilité locale :</p> <p>Offre d'un ou plusieurs Sites raccordés au RPD, <u>localisés sur une zone définie</u>, qui vise à moduler <u>leur</u> puissance d'injection et/ou de soutirage, <u>à la hausse ou à la baisse, durant une période donnée, en réaction à un signal du gestionnaire du réseau de distribution auquel les sites sont raccordés</u>, et à laquelle un Gestionnaire de Réseau peut recourir dans le but de gérer une contrainte sur le Réseau qu'il opère ou de répondre à un besoin de développement de son Réseau. <u>Le Gestionnaire de Réseau de Distribution effectue le contrôle du réalisé suite à l'activation du service.</u> »</p>	<p>Cette proposition d'ELE est la même que la proposition précédente d'Enedis. La réponse de RTE est donc la même que celle qui a été apportée à Enedis.</p>
Enedis	-	Définitions	<p>RTE propose de préciser que « Les Données de Comptage concernent les quantités injectées et soutirées dans le Périmètre RPT ».</p> <p>La reconstitution des flux et le contrôle de réalisé MA/NEBEF s'appuient également sur des données de comptage pour les sites RPD (pas 10 minutes, et à partir de la date L, Pas 5 minutes pour les Sites HTA et BT de puissance supérieure à 36 kVA et Pas</p>	<p>Suppression de la restriction ajoutée et description des modalités applicables sur le RPD</p>	<p>La précision apportée dans la définition est en ligne avec l'emploi actuel du terme « Données de Comptage » dans le projet de règles MA-RE v10, qui fait référence exclusivement aux données de comptage RPT.</p> <p>Un élargissement de cette définition pourra être instruit pour la prochaine version des règles MA-RE. Si la définition était élargie, cela serait à</p>

## Annexe 2 : Réponses des acteurs à la consultation des règles MA-RE v10

			15 minutes pour les Sites BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA).		accompagner d'un alignement du texte des règles (en particulier les Chapitres E et F de la section 2).
<b>Enedis</b>	-	Définitions	En lien avec la précision précédente, ajouter le GRD	Données de Comptage telles qu'enregistrées dans le Compteur utilisé comme référence, sans que RTE <u>ou le GRD</u> ne les modifie.	Comme cela est expliqué dans la réponse précédente, la définition actuelle est en ligne avec l'emploi du terme « Données de Comptage Brutes » dans le projet de règles MA-RE v10.