Réponse EDF à la consultation de RTE sur les règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre (v10) – 17/11/2021

Remarques Générales
EDF accueille favorablement cette consultation sur les futures règles MA-RE v10. Comme évoqué lors de la précédente consultation, il est souhaitable que RTE publie dès que possible les spécifications SI des futures transformations et autres publications prévues par les évolutions de règles, afin que les acteurs puissent anticiper ces changements et faire les développements nécessaires dans le temps imparti, en particulier avec un calendrier dense pour les prochaines années. La réponse d'EDF est constituée de ce document, et développe notamment les sujets suivants : Gestion des SSYf suite à une activation standard : La proposition de RTE n'est pas applicable opérationnellement par les acteurs car seul RTE a la vision des bilans de réserves en primaires et secondaires basés sur le Programme de Marche. Révision du processus d'équilibrage avec la plateforme TERRE et précisions relatives à la fenêtre opérationnelle : 1) 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. Compte tenu de cette contrainte de DMO, il serait sans doute plus pertinent de faire référence directement à ces offres (DMO +DOmin >2h) plutôt qu'à une durée fixée à 60 min avant l'heure de livraison durant laquelle RTE n'active pas d'offres pour P=C. 2) 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. 3) EDF n'est pas favorable à la proposition de suppression de la nécessité de justifier une demande à tout prix sur TERRE par une insuffisance de marge car cela n'est pas fondée économiquement. Il existe un fort risque pour les Responsables d'Equilibre dans un contexte de faible liquidité de la plateforme, mis en avant par RTE dans son rapport d'accompagnement et illustré par la situation du 23 Juillet 2021 de 13h à 14h. Ainsi, l'utilisation de la demande à tout prix par RTE doit être cadrée dans les règles pour éviter toute dérive qui conduirait à une inflation du Prix de Règlements des Ecarts, subie par les Responsables d'Equilibres. Modalités de pilotage ex ante du solde du compte ajustements - écarts (CAE) : EDF réitère les demandes effectuées lors de l'Appel à Contribution sur le sujet, notamment la mise à disposition début 2022 d'un historique sur la période 2017-2021 ainsi que la publication d'un double run durant l'année 2022 suivant les modalités de calcul cible du k. Passage au pas de règlement des écarts à 15 min : 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 un certains

nombres de données. De plus, EDF souhaiterait que RTE envisage (et concerte) dans les meilleurs délais un calendrier de bascule au pas 15 min en 3 étapes : une première phase pendant laquelle les nouvelles interfaces techniques aux pas de temps 5'/15' seront mises en place progressivement par RTE (sans impact pour les acteurs afin de continuer à échanger leurs données aux pas 10'/30'), 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' (tout en continuant à être facturer au pas 30') et une étape finale au 1er Janvier 2025 avec la facturation par RTE des écarts au pas 15'.

Evolutions des processus de reconstitution des flux suite au déploiement généralisé des compteurs communicants : 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 et rappelées dans la présente réponse.

Clarification sur le calcul du critère de défaillance : 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 au plus tôt. La modification introduite dans les règles V10 ne permettrait plus d'appliquer cette modalité. De plus, l'état actuel des règles ne suit pas ce principe car la défaillance est calculée sur un pas de temps où VAe =0 (même si VAt≠ 0) : 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.

N° article	Type	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse RTE
Définitions				
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 ?		
2. Dispositions générales				
2.4	Fond	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.	
4. Mécanisme d'Ajustement				
4.2.1	Fond	Comme pour la consultation précédente et pour la bonne compréhension des acteurs, EDF réitère son souhaite 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		
4.2.1.2.1	Fond	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).		
4.2.2.4	Fond	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 : - Préciser un délai avant la fin du mois M+1 pour notification auprès de l'acteur la perte de la qualification de son EDA - 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 risques d'être disqualifiées sur la base de critères non réalistes. - Préciser comment la puissance Pr EDA i(T) 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 a minima confirmer que Pr est corrigée des réglages primaire et secondaire. 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.		
4.2.4.1.1.1	Forme	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 ». »	
4.2.4.1.2	Fond	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.		

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.		
4.4.3	Fond	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 P=C 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 Ecarts, 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 économique. L'utilisation d'une demande à tout prix sur les plateformes pour répondre à un besoin P=C 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. 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. 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 Ecarts, subie par les Responsables d'Equilibres. EDF comprend le besoin de RTE de pouvoir activer des volumes sur les plateformes pour assurer l'équilibre P=C, 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 Ecarts.		
4.4.4.1	Fond	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 +DOmin >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. 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. 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 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.		
4.4.5.1	Fond	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 H-30 (vraisemblablement à H-35'), afin de les prendre en compte pour la redéclaration des programmes d'appel en 48 guichets.		
4.4.7	Fond	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.		
4.4.8.3.3	Fond	Comme évoqué lors de la précédente consultation, EDF souhaiterait que RTE publie plus d'informations concernant les activations des contrats de secours : • Les motifs d'activation de ces contrats • Les prix moyens pondérés de ces activations		
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.		
4.5.2.2	Fond	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.		
4.6.4.2	Forme	$VC_{offreSpec\,k_a}(t) \times prix_{offreSpec\,k_a}(t) + VC_{offreStd\,k_b}(t) \times (prix_{RR}(t) - prix_{offreSpec\,k_b}(t))$ La partie VCoffreSpec ka x 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 effectivement activée est donc décrite au paragraphe suivant.	Proposition de reformulation : ~~$VCoffreSpec\,ka(t) \times prixoffreSpec\,ka(t) +$~~ $VCoffreStd\,kb(t) \times (prixRR(t) - prixoffreSpec\,kb(t))$	
4.6.4.2	Fond	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 :	

			$VCoffreStd\ kb(t)\times(prixRR(t)-prixoffreSpec\ kb(t))$	
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 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 VAe =0 (même si VAt≠ 0) : 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 PM=0), mais plutôt de modifier les conditions d'application du calcul de la défaillance (ci-contre) en supprimant la référence au VAt ≠ 0.	Pour chaque EDA i et pour chaque Pas 5 minutes t de la Plage de Contrôle de l'EDA définie à l'Article 4.5.1, si : – $VAeEDA\ i(u) \neq 0$ - ~~$VAtEDA\ i(u)\neq 0$.~~ $\Sigma VAeEDA\ i(u)u \in PDTDH(t)$ >0 etΣmin ($VAeEDA\ i(u)$;$VAeEDA\ i(u)$+$VAeEDA\ i(u-1)2)u \in PDTDH(t)$ −$\Sigma VREDA\ i(u)u \in PDTDH(t)$ >min(20% ×$\Sigma VAeEDA\ i(u)u \in PDTDH(t)$;50 MWh) ; ou – $\Sigma VAeEDA\ i(u)u \in PDTDH(t)$ <0 etΣmax ($VAeEDA\ i(u)$;$VAeEDA\ i(u)$+$VAeEDA\ i(u-1)2)u \in PDTDH(t)$ −$\Sigma VREDA\ i(u)u \in PDTDH(t)$ <max(20% ×$\Sigma VAeEDA\ i(u)u \in PDTDH(t)$;−50 MWh).	
4.6.7.2/4.6.7.3	Fond	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.		
4.10.1.1	Fond	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 aux RE d'estimer correctement les valeurs définitives du k.		
4.10.1.1 – Indicateur	Fond	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		

8 des indicateurs et informations du MA		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.		
5. Recouvrement des charges d'ajustement				
5.1	Fond	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.		
Section 2				
Article C.13.1	Fond	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		
C.13.2.2.1 Description du calcul de normalisation des pertes	Fond	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 « $CdCtélérel\ .prodGRD$ »	Pour chaque journée J, l'énergie des pertes normalisées pour le réseau d'un GRD est calculée comme suit : $Epertes.normaliséesGRD,J=EréseauGRD,J - EdéclaréeGRD,J$ où : - $EréseauGRD,J$= Σ($CdCPostes\ .sourcesGRD+CdCaju$	

			$.télé.corrigéGRD+CdCflex.télé.corrigéGRD+CdCeff.télé.corrigéGRD-CdCreport.télé.corrigéGRD)*1560$ - $EdéclaréeGRD,J$= Σ($CdCestim.consoGRD$ -$CdCestim.prodGRD+CdCtélérel.consoGRD$ -$CdCtélérel.prodGRD$)*1560	
Passage au pas de règlements des écarts à 15 min				
	Forme	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 Ecarts est calculé pour chaque ~~Pas Demi-Horaire~~ Pas de Règlement des Ecarts 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.		
	Fond	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.		
	Fond	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 : • Les bilans de RE et des coefficients de calage, à la maille Enedis, rejoués selon les évolutions cible et au pas 15 mn • Les profils dynamiques au pas 15 mn. EDF demande une publication de ces historiques au fur et à mesure de leur construction. 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.		

	Fond	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 : 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. 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 : • 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) ; • 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. 3 – Une troisième phase commençant le 1er janvier 2025, où RTE facturerait les écarts au pas 15'.		
	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.		
Modalités de pilotage ex ante du solde du CAE				
	Fond	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'équilibrage 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.		

		C'est pourquoi EDF renouvelle les demandes suivantes : • 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) • 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)		
Évolution des processus de reconstitution des flux				
	Fond	Fusion des processus Écarts et Recotemp à une date O : 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 : • Les consommations profilées sont calculées en utilisant les relevés quotidiens Linky • Les volumes quotidiens des pertes réseaux sont calculés par bouclage (Injections-soutirages) 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 : • Disposer d'un rejeu d'un historique de 5 ans des bilans de RE et du coefficient de calage, maille Enedis, calculés selon les modalités des évolutions cible • Recevoir des données agrégées dès J+1 : FU agrégés, CdC agrégée par segment (C1/C2/C4/C5PRO/C5RES) • Avoir de la visibilité sur l'impact des FU extrêmes injectés lors du calcul final en M+12 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.		