Réseau de transport d'électricité

Evolution des règles MA-RE-NEB

Commission d'accès au marché
2 octobre 2013

Sommaire

01. Sécurisation de dispositif de responsable d'équilibre

02. Responsabilité des acteurs dans le dispositif RE

03. Modalités de participation des effacements

04. Modalités de participation des capacités raccordées au RPD

1

SÉCURISATION FINANCIÈRE DU DISPOSITIF RE

Etat des lieux

Les flux financiers du dispositif RE et le compte ajustements-écarts



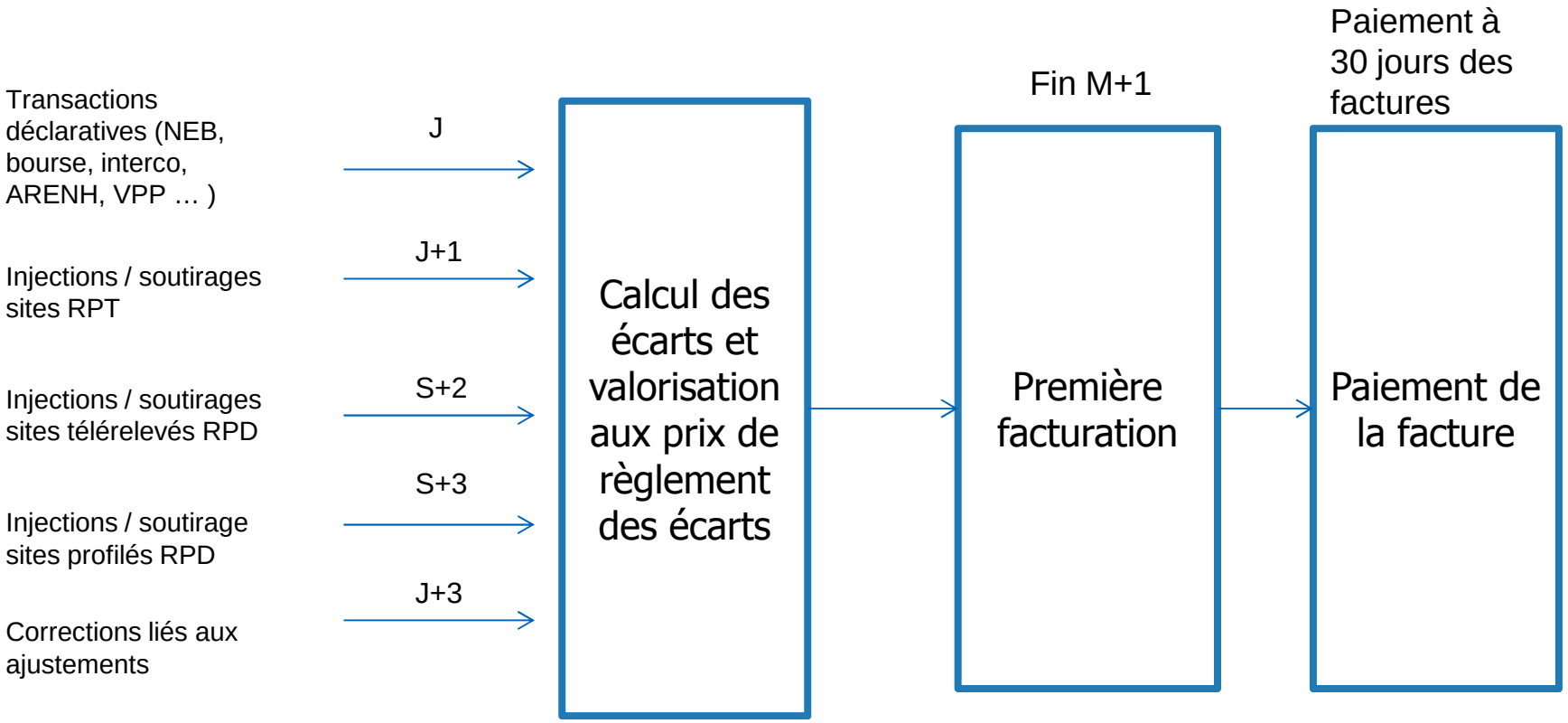
Des flux financiers de l'ordre de 500M€/an.

Le compte ajustements-écarts est par nature équilibré … si les engagements financiers sont respectés.

Les risques financiers sont portés par RTE et donc par les utilisateurs du réseau.

Etat des lieux

Processus de reconstitution des flux étalé dans le temps et reposant sur des données hétérogènes



Les encours (solde des factures en attente de règlement + écarts réalisés non facturés) peuvent porter sur trois mois d'activité du responsable d'équilibre.

Etat des lieux

Modalités de sécurisation financière en vigueur

Nouvel entrant dans le dispositif

Questionnaire client (KYC annexe C2 des règles) →

Eventuelle remise d'une garantie bancaire (montant fonction d'une valeur déclarative du soutirage physique) →

Contractualisation (pas de critère de refus)

Contrat en cours

Expiration Garantie bancaire →

Evolution du soutirage moyen annuel →

Encours supérieurs au niveau de GB déjà déposé →

Garantie bancaire appelée ou Incidents de paiement →

Demande d'une nouvelle garantie bancaire (délai de remise de 1 mois)

Etat des lieux

Structure et montant des garanties

Puissance moyenne de soutirage (MW)	Garantie (k€)
25-50	200
50-75	300
75-100	400
100-150	600
150-200	800
200-250	1000
250-300	1200
300-400	1600
400-500	2000
500-600	2400
600-700	2800
> 700	3200

Franchise pour les petits périmètres (< 25MW)

— Montant de la GB défini en fonction du soutirage moyen annuel (valeur déclarative pour les nouveaux, ou valeur sur les douze derniers mois).

— La GB couvre les risques liés à la faillite d'un RE
Le montant correspond à trois jours de soutirage sans injection dans le périmètre sur le base d'un prix moyen de règlement des écarts (~55€/MWh).

Plafonnement pour les gros périmètres

Etat des lieux
Synthèse

Compte tenu des volumes d'écarts et des montants financiers associés, du délai entre la réalisation des écarts et le paiement, **risques financiers aujourd'hui très partiellement couverts.**

En particulier, aucune protection contre les responsables d'équilibre qui auraient un comportement frauduleux (par exemple, vente d'énergie à découvert sur une période courte, puis disparition du RE).

Evolutions étudiées

Possibilité de refuser de qualification d'un acteur en tant que RE en cas d'évaluation préalable défavorable

Lettre de la CRE à RTE suite à une alerte de RTE : *« nous vous encourageons à proposer à la CRE une modification des règles … donnant par exemple à RTE les moyens de refuser, sur un fondement objectif, la contractualisation avec un acteur suspect… »*

Evolution des règles RE pour donner à RTE la responsabilité d'évaluer la faculté de l'acteur de marché dans sa capacité à mener une activité de RE (notamment responsabilité financière des écarts) et la possibilité de refuser la contractualisation en fonction de l'appréciation de RTE.

Déclinaison possible dans les règles RE

– Formaliser dans le projet de règles la possibilité de refus

– Préciser que la décision de refus serait motivée, prise sur des critères objectifs et non discriminatoires traduits dans une grille d'analyse (soumise à la CRE en même temps que le projet de règles).

Evolutions étudiées

Renforcement du suivi systématique des encours

De manière à être en capacité d'évaluer les risques financiers liés à l'activité d'un RE, RTE propose de renforcer le suivi des encours aujourd'hui effectué (sommes dues au titre des écarts réalisés et qui n'on pas encore fait l'objet d'un flux financier) au plus de près de la réalisation des écarts.

Evolution des règles RE

– Des dispositions existent dans les règles de suivi des encours et de réévaluation de la garantie bancaire (…pour les RE ayant déjà une GB …).

– Etendre le suivi des encours à tous les RE, sur une base estimative pour les données de la responsabilité des gestionnaires des réseaux publics de distribution (estimation des soutirages et injections physiques sur un historique proche).

– En cas de dérive des risques financiers, RTE demandera une réévaluation de la garantie financière apportée.

Evolutions étudiées

Limitation de l'activité selon les garanties financières déposées

Puissance moyenne de soutirage (MW)	Garantie (k€)	Limite Bilan NEB journalier MWh/j
<25		25*3*24h
25-50	200	50*3*24h
50-75	300	75*3*24h
75-100	400	100*3*24h
100-150	600	150*3*24h
150-200	800	200*3*24h
200-250	1000	250*3*24h
250-300	1200	300*3*24h
300-400	1600	400*3*24h
400-500	2000	500*3*24h
500-600	2400	600*3*24h
600-700	2800	700*3*24h
> 700	3200	> 700*3*24h

Bilan NEB journalier = ventes – achats (MWh/j)

Evolutions des règles NEB :
Introduire une limite sur le bilan NEB journalier en fonction du montant de garantie apportée à RTE

Principe : les écarts négatifs générés par la transaction doivent être couverts par la garantie financière.

Evolutions étudiées

Elargissement du type de garanties financières autorisées

– RTE couvre les risques aujourd'hui en demandant des garanties bancaires.

– RTE propose d'accepter dans certaines conditions et de manière transitoire une garantie sous forme de gage-espèce, de constitution plus simple.

Evolution de règles RE

– Conserver le principe général de couverture des risques par des garanties bancaires.
– Autoriser à titre provisoire, en cas d'augmentation des risques, une garantie sous forme de gage-espèce (plus rapide à mettre en œuvre).
– Si garantie non remise, limitation de l'activité du RE
(Bilan journalier NEB mis à 0, voire suspension de la possibilité de faire des transactions déclaratives)

Evolutions étudiées

Synthèse

Les évolutions proposées visent à donner des leviers à RTE pour gérer les risques :

- de manière préventive lors de la contractualisation (accroissement du « contrôle à l'entrée ») ;

- en permettant un suivi des encours au plus près de temps réel, éventuellement sur la base de données estimatives, et en donnant à RTE la possibilité d'agir rapidement en cas de dérive des risques financiers avec des mesures graduées et fondées sur des critères objectifs ;

- en limitant l'activité des RE en fonction des garanties financières apportées à RTE par les responsables d'équilibre.

2

RESPONSABILITÉ DE ACTEURS DANS LE DISPOSITIF RE

Responsabilité des acteurs dans le dispositif de Responsable d'équilibre

Délibération de la CRE du 17 juin 2010

« […] la CRE est consciente des difficultés liées à l'absence de règles encadrant les modalités de traitement des contestations exprimées par les RE sur des éléments ayant servi à leur facturation, lorsqu'elles sont reçues par le GRD au-delà du processus de réconciliation temporelle. En conséquence, la CRE invite les acteurs à poursuivre la concertation sur cette problématique afin d'être en mesure de proposer une solution pour la prochaine version des règles. »

–La mise en œuvre du dispositif de RE repose sur la responsabilisation de RTE, des GRD et RE sur les différents processus de calcul des écarts.

–Ainsi, chacune des parties est responsable vis-à-vis de l'autre, de l'ensemble des dommages directs qu'elle lui cause (cf. section 2, § B.4).

–Afin de prendre en compte les réalités opérationnelles, les règles prévoient des dispositions de mises à jour des données et des facturations successives.

–Néanmoins ces dispositions prévoient nécessairement un terme au-delà duquel RTE ne réactualise plus le calcul des écarts.

–Conformément à la loi du 17 juin 2008 portant réforme de la prescription et sans précision dans les règles, les factures restent contestables pendant 5 ans.

Responsabilité des acteurs dans le dispositif de Responsable d'Equilibre

1. Renforcement des contrôles de données.

Le renforcement des contrôles apparaît comme un levier essentiel et raisonnablement accessible pour fiabiliser le dispositif et limiter fortement les cas d'erreurs à traiter.
RTE propose que les types de contrôles à effectuer par les GRD, mais aussi par les RE, soient inscrits dans les Règles

2. Redéclaration à titre exceptionnel des courbes de charge télérelevées entre M+12 et la réconciliation Temporelle.

La redéclaration des données TLRV permet de rétablir le bilan en énergie des RE.
RTE considère que cette possibilité ne peut s'ouvrir qu'en étant accompagnée de la mise en place d'éléments permettant de garantir la fiabilité des courbes de charges télérelevées.

Le RE bénéficiaire de l'erreur restitue les sommes au gestionnaire de réseau à l'origine de l'erreur. Celui-ci restitue ensuite les sommes au RE lésé.
RTE peut apporter son appui pour l'estimation des conséquences financières de l'erreur.

3. Description d'un processus de traitement des erreurs après la Réconciliation Temporelle.

Responsabilité des acteurs dans le dispositif de Responsable d'équilibre

Déroulement et avancement de la concertation

– 6 réunions du GT entre septembre 2012 et avril 2013
– Participation des GRD (ANROC, ERDF, ESR, FNSICAE) et des RE (ALPIQ, CNR, EDF, EON)
– Proposition textuelle d'évolution des règles en avril 2013

– Envoi le 1er octobre d'une proposition des chapitres B, C, D et E
– Retour des acteurs en GT « évolution des règles » du 7 octobre

3

MODALITÉS DE PARTICIPATION DES EFFACEMENTS

Le nouveau cadre législatif

Loi n°2013-312 (loi Brottes)

« Ces règles prévoient la possibilité, pour un opérateur d'effacement, de procéder à des effacements de consommation, indépendamment de l'accord du fournisseur d'électricité des sites concernés, et de les valoriser sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement mentionné au même article L. 321-10, ainsi qu'un régime de versement de l'opérateur d'effacement vers les fournisseurs d'électricité des sites effacés. Ce régime de versement est établi en tenant compte des quantités d'électricité injectées par ou pour le compte des fournisseurs des sites effacés et valorisées par l'opérateur d'effacement sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement. »

Conséquences sur les Règles MA

- Conséquence directe : suppression de l'accord préalable RE-AA, mise en place du versement en fonction des dispositions du décret

- Conséquence indirecte : l'imprécision des 20% sur la correction des ajustements entraîne des effets redistributifs sans possibilité de les traiter entre l'AA et le RE.

Etat des lieux

Modalités de participation au MA des sites de soutirage

	Cadre régulatoire	Régime de participation	Modalités de prise en compte de l'effacement dans les périmètres de RE
Site RPT	Règles MA-RE en vigueur	Accord bilatéral RE-AA	– La consommation du site est corrigée de l'effacement (consommation ajustée). – Cette correction permet la prise en compte de l'effacement dans le périmètre du RE, ainsi que la rémunération directe du fournisseur selon les termes du contrat de fourniture. – La clef de répartition qui permet le calcul de la consommation ajustée est fournie par l'acteur d'ajustement.
Sites RPD télérelevés et > 250kW	Règles MA-RE en vigueur	Accord bilatéral RE-AA	– Ajout d'un bloc dans le périmètre du RE. – Les modalités économiques sont régies par l'accord bilatéral.
Sites RPD diffus	Règles expérimentales de 2007	Libre	– Pas de correction des périmètres de RE. – Si l'injection est maintenue, le RE est rémunéré au prix de règlement des écarts. – Déficit du compte ajustements-écarts comblé par les RE.

Etat des lieux

Modalités de participation au MA des sites de soutirage

	Cadre régulatoire	Régime de participation	Modalités de prise en compte de l'effacement dans les périmètres de RE
Site RPT	Règles MA-RE en vigueur	Accord bilatéral RE-AA	– La consommation du site est corrigée de l'effacement (consommation ajustée). – Cette correction permet la prise en compte de l'effacement dans le périmètre du RE, ainsi que la rémunération directe du fournisseur selon les termes du contrat de fourniture. – La clef de répartition qui permet le calcul de la consommation ajustée est fournie par l'acteur d'ajustement.
Sites RPD télérelevés et > 250kW	Règles MA-RE en vigueur	Accord bilatéral RE-AA	– Ajout d'un bloc dans le périmètre du RE. – Les modalités économiques sont régies par l'accord bilatéral.
Sites RPD diffus	Règles expérimentales de 2007	Libre	– Pas de correction des périmètres de RE. – Si l'injection est maintenue, le RE est rémunéré au prix de règlement des écarts. – Déficit du compte ajustements-écarts comblé par les RE.

Evolutions envisagées

Modalités de participation au MA des sites de soutirage

RTE a proposé deux options dans le cadre de la concertation

1/ Adaptation des principes actuels du MA

– Mise en place d'un versement régulé entre acteurs d'ajustement et fournisseurs et/ou consommation ajustée (= « modèle AFIEG »)
– Possibilité de faire des offres à la baisse à partir de sites de soutirage à instruire
– Deux options identifiées pour les flux financiers dans le cas du versement régulé

2/ MA dissocié

– Le MA est considéré comme un marché de flexibilité et les acteurs d'ajustement sont rémunérés pour la flexibilité apportée au système.
– Les blocs d'énergie associés aux offres d'ajustement sont traités spécifiquement dans le cadre du règlement des écarts.
– Dans ce cadre, le principe de dissociation s'appliquerait à l'ensemble des capacités proposées sur le mécanisme d'ajustement : production, soutirage et échangeurs.

Etat des lieux

Seuils de tolérance

Ajustement < 80% ordre
→ *Régularisation*

RE corrigé sur la base du réalisé
AA rémunéré sur la base du réalisé

Ajustement ≥ 80% ordre
→ *Traitement sur le déclaratif*

RE corrigé de l'ajustement demandé
AA rémunéré de l'ajustement demandé

Seuil ayant des répercutions sur l'activité des acteurs

1. RE : calcul des déséquilibres sur leur périmètre d'équilibre
2. AA : incitation renvoyée à l'acteur d'ajustement

Evolutions envisagées

Seuils de tolérance

Concertation sur la cible

(discussions en réunion du GT et questionnaire)

1. Correction des périmètres d'équilibre des RE des sites ajustés
   (déclaratif ou constaté)
2. Rémunération des ajustements réalisés
   (déclaratif ,constaté, autre)

Des discussions à prévoir concernant la période transitoire

(réunions prévues en octobre)

1. RTE a annoncé que la cible (lorsqu'elle sera définie) ne pourrait être atteinte pour la prochaine version des règles MA-RE
2. Les RE considèrent que la disparition de l'accord AA-RE sans évolution sur cette partie leur est préjudiciable

→ Une discussion va être ouverte pour trouver une solution transitoire compatible avec les enjeux financiers associés aux biais identifiés.

4

MODALITÉS DE PARTICIPATION DES CAPACITÉS RACCORDEES AU RPD

Contexte et délibération de la CRE

Une diversité des modalités encadrant la participation des capacités RPD aux mécanismes de marché

Modalités

–Régime d'utilisation des données (GRD/Acteur)
–Exigence portant sur les Acteurs d'Ajustement, les Sites
–Structure des EDA
–Rôle et information des GRD
–Liens contractuels

Mécanismes

- **Règles du mécanisme d'ajustement**
- **Règles transitoires ajustement diffus**
- **Règles expérimentales Bretagne**

Une demande de la CRE (délibération du 12/07/2012)

Demande *« que les groupes de travail du comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE) sur le rôle et l'information des gestionnaires des réseaux publics de distribution pour les capacités qui se développent sur les réseaux publics de distribution avancent au plus vite. Les conclusions de ces groupes de travail pourraient alors être intégrées dans les règles du mécanisme d'ajustement »*

Réseau de transport d'électricité

Le régime d'utilisation des données

Régime d'utilisation des données pour les sites de soutirage

•Utilisation systématique des données de comptage du GRD quand elles sont utilisées pour la Reconstitution des flux (Sites « télérelevés »)
•Sinon, utilisation encadrée des données de l'acteur

•Solution évitant l'exclusion d'une majorité des sites, régime qui pourrait évoluer à l'avenir
•Mise en place d'un système de contrôle et de qualification de l'acteur d'ajustement pour les données qu'il fournit pour le contrôle du réalisé
•La qualification de l'acteur d'ajustement porte sur :
    •Les système de mesure et/ou transmission des données
    •Les données fournies (contrôle par échantillonnage)
•Exigence d'utilisation de la TIC des système de comptage GRD quand c'est possible
•Utilisation du futur cahier des charge de qualification prévu dans NEBEF

Régime d'utilisation des données pour les sites d'injection

•Participation des seules capacités télérelevées et utilisation des données du GRD

Conditions de participation

Conditions portant sur les sites

- Existence d'un contrat d'accès au RPD
- Existence d'un accord écrit du Site (i.e du titulaire du contrat d'accès au RPD) :
  - Accord pour la participation au mécanisme d'ajustement
  - Accord pour la réalisation d'audits sur site si besoin pour la qualification de l'acteur d'ajustement
  - Accord pour la transmission des courbes de charge à des tiers (données GRD à l'acteur d'ajustement, données Acteur d'Ajustement à RTE)
  - Pour les sites en CARD, et selon le choix d'intégration des effacements : engagement à notifier au GRD l'identité de son fournisseur et tout changement de fournisseur

Conditions portant sur l'acteur d'ajustement

- [acteur d'ajustement agissant sur des sites profilés] : qualification de l'acteur sur les systèmes de mesure/transmission et les données

Périmètre d'ajustement, structure des EDA

La méthode de contrôle du réalisé n'est pas additive :

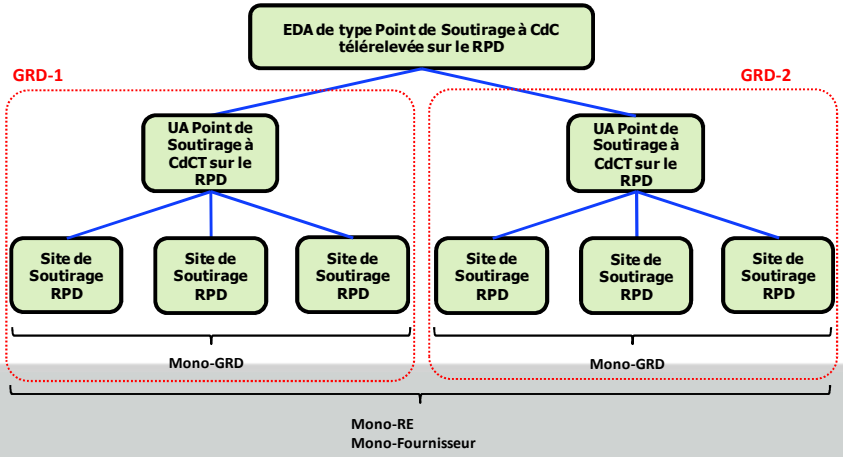
- La somme des ajustements réalisés appliqués à des sous-périmètres n'est pas l'ajustement réalisé appliqué sur le périmètre global
- Dès lors, il existe une difficulté à remplir 2 objectifs :
  - Permettre à l'AA de définir sans contrainte la composition des EDA pour optimiser le foisonnement de ses sites
  - Disposer de l'évaluation du volume d'ajustement par catégorie selon la valorisation/traitement qui est effectué : type de reconstitution des flux, périmètre de RE corrigé, fournisseur destinataire de l'éventuel versement, …

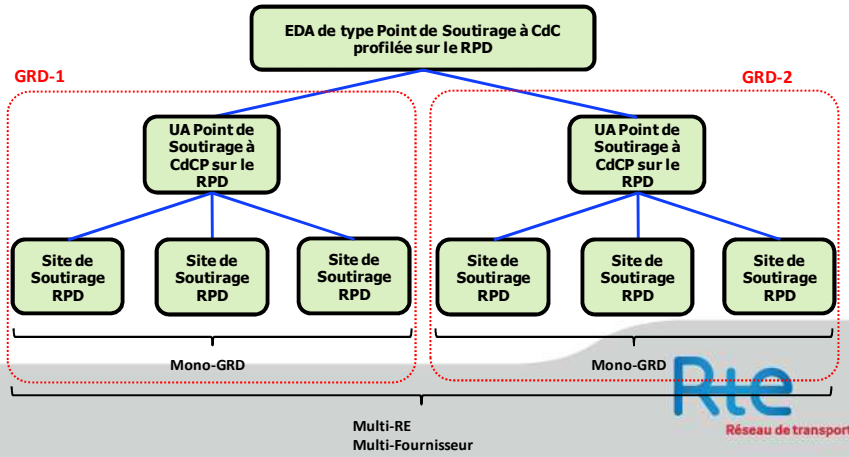
Critère de segmentation	Finalité
Selon le caractère télérelevé ou profilé	les processus de correction des périmètres sont différents du fait du caractère mesuré (télérelevé) ou construit (profilé) des courbes de charge affectées aux RE
Selon le RE	Correction des périmètres des RE
Selon le fournisseur	Versement aux fournisseurs *(selon le régime de versement prévu)*
Selon la « classe » de prix de l'énergie dans les contrats de fourniture	Le versement aux fournisseurs est susceptible de correspondre au prix de l'énergie dans le contrat de fourniture du site effacé.
Selon la catégorie de prime versée aux opérateurs d'effacement	La prime versée aux opérateurs d'effacement est susceptible de dépendre de la catégorie d'effacement.

Périmètre d'ajustement, structure des EDA

Un équilibre recherché entre précision et possibilité de foisonnement :

- Solutions exclues :
  - ~~Mixer toutes les capacités RPD dans un même EDA~~ *=> entraîne des imprécisions par l'utilisation de clés de répartition (répartition de l'énergie/flux financier)*
  - ~~Contraindre la constitution des EDA par des sites aux caractéristiques identiques (mon-RE, mono-fournisseur, …)~~ *=> limite le foisonnement possible des acteurs d'ajustement*
- Solution d'équilibre proposée :
  - Segmentation télérelevé/profilé car :
    - Discrimine le traitement dans la reconstitution des flux
    - Est un proxy correct pour distinguer « petites » et « grosses » capacités : traitements opérationnels (modalités d'évolution du périmètre) différents
    - Peut être un proxy correct pour distinguer les classes de prix de versement (si choix du régime d'intégration des effacements par un versement explicite)
  - Segmentation mono-RE (et éventuellement mono-fournisseur) pour le télérelevé
  - Absence de segmentation mono-RE et mono-fournisseur pour le profilé (coût de collecte d'information jugé important) : fonctionnement par clé de répartition
  - Maintien du caractère multi-GRD





Réseau de transport d'électricité

Rôle des GRD et échanges d'informations entre GR

Rôle des GRD

Participation du GRD à la gestion des périmètres d'ajustement :

Réception des demandes d'évolution de périmètre à la maille UA	Réalisation des contrôles de conformité des périmètres en application des règles : •unicité des sites dans les UA •caractère mono-RE ou mono-fournisseur •…	Fourniture à RTE d'informations nécessaires à la mise en œuvre : •Participation au calcul de la clé de répartition par RE (éventuellement par fournisseur) à partir des puissances souscrites (EDA profilées)

Financement des activités du GRD relatives au MA

Pas de financement explicite, considérant que cette activité pour le MA relève du TURPE (analogue au mode de financement des coûts de gestion du MA pour le GRT)

Echanges d'information entre GR pour l'exploitation des réseaux

GRD-> RTE
Fourniture d'un information de localisation électrique « RPT » (poste source) des capacités d'ajustement

RTE->GRD
Information par RTE au GRD des activation d'EDA RPD (fréquence à définir)

Traitement des contraintes RPD

Un sujet majeur des échanges en GT :

- Présentation par les GRD des impacts possibles sur le RPD des activations de capacités raccordées au RPD
- Identification par RTE de différents régimes économiques et contractuels permettant la prise en compte des contraintes RPD dans les règles de marché
- Débats au sein du GT sur :
  - la typologie des limitations/modalités d'activation permettant le respect des contraintes du RPD
  - Les régimes économiques adaptés

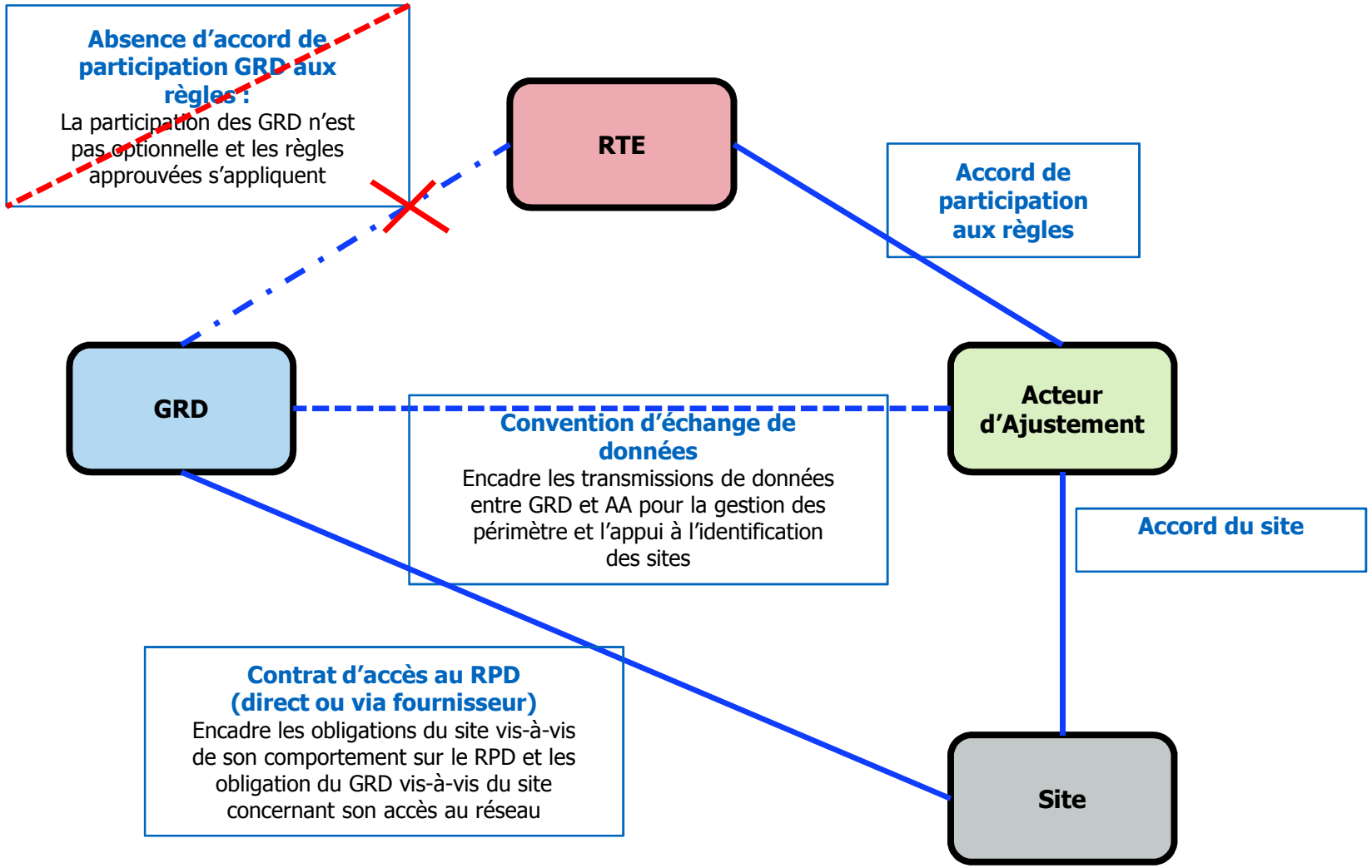
Qui a abouti à la conclusion partagée du besoin d'une phase d'apprentissage complémentaire et de retour d'expérience :

- Nature précise des difficultés rencontrées selon les caractéristiques réelles des flexibilités (localisation, nature, effets de bords, etc.)
- Occurrences
- Solutions techniques possibles

Introduction d'un retour d'expérience sur les impacts RPD des activations sur le MA

Mise à disposition (cf. points précédents) des GRD des informations nécessaires au REX (informations d'activation, sites, …)

Liens contractuels entre les parties



Participation des capacités RPD aux mécanismes de marché

Déroulement et avancement de la concertation:

– 8 réunions du GT entre novembre 2012 et juillet 2013
– Participation de ALPIQ, Novawatt, EnergyPool, Voltalis, SmartGridEnergy, ERDF, ANROC, EDF, GDF-Suez, EON, Markener, ESR, Poweo Direct Energy

– Envoi le 11 octobre d'un projet de Règles intégrant ces évolutions
– Echange/retour des acteurs en GT le 18 octobre

La question des bénéfices potentiels des capacités RPD pour la gestion du RPD :
– Sujet non initialement prévu mais demandé par les acteurs
– Absence à ce stade de spécification par les GRD des besoins/des produits utiles pour l'exploitation du RPD
– Proposition de RTE que ce volet soit instruit en coordination avec les GRD dans un deuxième temps

5

BILAN

Une évolution majeure des règles RE/MA

Il s'agit de l'évolution la plus importante depuis au moins 5 ans

Elle permet d'intégrer l'évolution du cadre législatif sur les effacements, mais également les travaux en cours sur de nombreux dossiers

Les pistes présentées permettent d'élaborer une feuille de route qui devra être progressivement affinée d'ici l'ouverture de la consultation publique

RTE est prêt à échanger avec les acteurs qui le souhaitent dans les jours qui viennent

Sur de nombreux éléments, nécessité d'attendre la conclusion des travaux réglementaires en cours

Notamment sur tout le volet « effacements »