# DEMANDES D'ÉVOLUTION SECTION 2

8 décembre 2011

1. **Modalités de traitement des contestations au delà de la réconciliation temporelle (P1)**

   EDF regrette l'absence d'avancée de la concertation sur la question des contestations exprimées par les RE au-delà du processus de réconciliation temporelle. La CRE avait pourtant précisé dans sa Délibération du 17 juin 2010 portant approbation des Règles : *«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».*

   EDF demande donc le lancement d'une concertation sur ce sujet.

2. **Prise en compte dans les Règles des Centrales en Obligation d'Achat (P1)**

   Il serait nécessaire d'adapter les Règles pour le cas particulier des sites bénéficiant de l'obligation d'achat car ceux-ci sont soumis à des modalités de fonctionnement très spécifiques. Les points suivants doivent être traités :

   a) **Information du producteur de la possibilité de distinction du RE pour l'injection et le soutirage (Annexe C7)**

      La règle d'achat applicable à la majorité des contrats d'obligation d'achat prévoit qu'EDF rachète l'énergie nette de la consommation des auxiliaires et qu'en revanche la consommation hors des périodes de fonctionnement soit alimentée par un Fournisseur choisi par le producteur. Dans l'Annexe C7 relatif au rattachement d'un élément d'injection ou de soutirage au périmètre d'un RE, seul le rattachement d'un groupe de production est possible. Ceci pose des problèmes car lors du rattachement du groupe, RTE ne vérifie pas que le producteur a souscrit un contrat de fourniture pour la consommation de ses auxiliaires, et son soutirage se trouve de fait rattaché au même RE que son injection.

      Pour EDF il serait nécessaire d'ajouter dans le modèle de cet accord de rattachement deux autres possibilités, comme par exemple :

      « ☐ *le GDP raccordé au RPT……. [Indiquer nom et…],*

      ☐ *Le RE du soutirage des auxiliaires est le même que le RE de l'injection,*

      ☐ *Le RE du soutirage des auxiliaires n'est pas le même que le RE de l'injection et le numéro de la convention de décompte est le : … »,*

      Afin de rendre tout le cadre contractuel cohérent, il nous semble aussi opportun que cette information (possibilité de choix du RE distinct pour le soutirage via un service de

décompte) soit portée de façon explicite dans le CART, en complément de cette adaptation de l'annexe C7.

**b) Assouplissement des modalités d'entrée/sortie dans les périmètres d'équilibre**

Les dispositions prévues dans les Règles pour les entrées/sorties ne sont pas toujours compatibles avec les spécificités des contrats d'obligation d'achat, dont les durées sont encadrées par la réglementation:

- Les dates de début et de fin des contrats ne sont pas nécessairement un 1er du mois. Il est donc indispensable de permettre un changement de RE en cours de mois, pour des raisons de concurrence. A défaut, le producteur reste lié au RE EDF, alors que son contrat d'OA a pris fin.
- De plus, l'administration a la possibilité de faire suspendre voire de résilier le contrat d'obligation d'achat. Dans ce cas, il est nécessaire qu'EDF puisse procéder au retrait de l'installation visée par cette sanction dans des délais très courts (de l'ordre de la semaine).
- Enfin, dans le cas des filières concernées par la rénovation, EDF propose que les préavis de retrait du PE soient assouplis afin de tenir compte de la réalité des délais constatés lors de la mise en œuvre des projets. Dans le cas d'une installation rénovée, le producteur peut être amené à résilier de manière anticipé son contrat initial. Cette date de résiliation, qui conduit au retrait du périmètre d'équilibre est fortement dépendante de la date de MES de son installation rénovée. Cette dernière (en partie dépendante de la disponibilité du gestionnaire de réseau) ne peut être déterminée avec certitude avec un préavis de 2 mois ou plus, ce qui pose un problème pour la prise d'effet du retrait du PE.

3. **Identification des éléments dans le périmètre d'équilibre (P1)**

Il serait aussi nécessaire de porter une réflexion approfondie sur la façon d'identifier les éléments d'injection et/ou de soutirage dans les périmètres d'équilibre. L'objectif est de donner aux acteurs les moyens de désigner sans ambiguïté ces éléments afin de pouvoir suivre et contrôler les mouvements de périmètre ainsi que les publications de données. En effet, le dispositif actuellement prévu dans la section 2 des règles pour identifier les injections/soutirages repose, dans les accords de rattachement, sur le critère de l'adresse postale. Or, les contrats d'accès au réseau et le SI de publication des données de RTE reposent sur des systèmes d'identification différents : les premiers s'appuient sur les compteurs, les seconds sur des références applicatives non définies dans le cadre contractuel existant. Ainsi il peut arriver que des comptages ou des formules de décompte des énergies soient modifiées par RTE sans que la référence applicative associée soit modifiée et sans que l'accord de rattachement soit modifié ; le RE n'a alors aucune connaissance de la modification intervenue dans son périmètre d'équilibre. De plus, une adresse postale ne permet pas de distinguer un groupe de production de ses auxiliaires, un regroupement de centrales des groupes individuels qui le composent, un site consommateur d'un éventuel client en décompte, une alimentation principale d'une alimentation secondaire, etc., ...

**4. Poursuivre la réflexion en matière de rémunération de trésorerie (P2)**

Il serait intéressant de poursuivre la réflexion en matière de rémunération de la trésorerie. Ce pourrait être l'occasion d'harmoniser les différents mécanismes de rémunération des capitaux immobilisés dans les règles MA-RE.

## 5. Traitement des dysfonctionnements dans la transmission des données par un GRD (P1)

Chaque mois RTE réalise et envoie une facture d'écart de RE qui contient les données de quatre mois de consommations aux échéances M+1, M+3, M+6 et M+12. Les écarts tiennent compte des données RPT et RPD qui sont calculées par RTE le samedi et dimanche. Sur la partie RPD, les GRD transmettent par voie informatique les Courbes de Charge des RE de son périmètre à RTE (ces courbes sont gérées par RTE dans l'outil DIAPASON). RTE calcule quasiment chaque vendredi un Bilan Global de Consommation par RE qui s'intègre au calcul global d'écart du RE fait le week-end. RTE réalise un contrôle de cohérence des données reçues (absences de données + bilans en énergie) et fait des relances, si besoin, aux GRD(s) défaillant(s). RTE effectue, à diverses échéances, les contrôles suivants :

- si des données C01 à C05 sont absentes (voir demande a).
- si l'énergie journalière d'un GRD pour tous les RE actifs sur son réseau est NULLE.
- si l'énergie journalière estimée d'un RE ou l'énergie des pertes est NULLE sur 1 journée alors que cette énergie n'est pas nulle pour les journées encadrantes.
- si l'énergie journalière déclarée par un GRD est en écart significatif par rapport à l'énergie journalière soutirée par le réseau du GRD (voir demande b)

| | Données absentes | | Cohérence énergétique |
|---|---|---|---|
| | Relance auto ➔ GRD (SI) | Relance manuelle ➔ RE (mail) | Relance auto ➔ GRD (SI) |
| M+1 | **OK** | **NON** | **OK*** |
| M+3 | **OK** | **OK** | **NON** |
| M+6 | **OK** | **OK** | **OK*** |
| M+12 | **OK** | **NON** | **NON** |

* : échéance d'envoi non précisée dans les Règles ;

a. **Données manquantes (C.14.1.3).**

Dans le cas où RTE détecte qu'un ou plusieurs des GRD n'ont pas envoyé toutes les CdC attendues (C01 à 05), RTE envoie un message électronique au(x) GRD(s) concerné(s) (via "DIAPASON").

En avril 2010, RTE a mis en place un envoie par mail (aux échéances M+3 et M+6) au(x) RE(s) concernés pour les informer de la défaillance du/des GRDs. Le message transmis au(x) REs reprend l'information que RTE a préalablement envoyé au(x) GRDs, qui est du type : "*pour la semaine XX le(s) GRD n'a (ont) pas transmis une/des CdC".* Il reste à charge du (des) GRDs de faire le nécessaire pour renvoyer à RTE le(s) donnée(s) manquante(s) pour qu'elle(s) puisse(nt) être intégrée(s) aux régularisations d'écart de RE puis utilisée(s) dans la facture de RE appropriée.

Pour rappel dans les Règles, rien n'oblige le GRD à renvoyer de nouvelles données à RTE. Il serait peut être nécessaire de prévoir des pénalités financières envers les GRD(s) défaillants afin de les inciter à faire ces envois.

Pour EDF, il serait utile que cette envoi de mails au(x) RE(s) concernant les relances faites par RTE au(x) GRD(s), qui n'ont pas transmis toutes les courbes de charges, soit étendu aux échéances M+1 et M+12. Cela permettrait aux RE de se rapprocher du GRD défaillant et de lui demander de renvoyer (à RTE) les bonnes courbes de charge consommation/production télérelevées et profilées, avant de passer en réconciliation temporelle. A noter que selon les Règles actuellement en vigueur RTE n'accepte que des courbes profilées de consommation et de production (C01T et 02T) sur la période de la réconciliation temporelle (au-delà du M+12 et avant le M+16).

Il faut noter que RTE ne donne aucune information au GRD sur la ou les courbes à renvoyer. Le GRD est seulement informé qu'une courbe sur la semaine XXX est manquante. Pour bien identifier les données manquantes, il serait utile que le détail de la(les) courbes manquantes (« CdC + JOURS ») soit précisé lors de la transmission de l'information.

**b. Écarts significatifs des données remontées par les GRD (D.11.1.1).**

En M+1 et M+6 RTE, à partir des CdC dont il dispose, calcule l'écart entre les données publiées par le GRD et l'énergie journalière soutirée par le réseau du même GRD. Si l'énergie journalière déclarée par un GRD est en écart significatif par rapport à l'énergie journalière soutirée sur le Réseau, RTE en informe le GRD.

EDF demande que cette/ces information(s) soi(en)t aussi transmise(s) aux RE concernés afin de les aider à anticiper les problèmes de publication avant la réconciliation temporelle.

**Les règles ne précisent ni l'échéance d'envoi de ces informations aux GRD ni le seuil de tolérance.** EDF demande que ces aspects soient précisés dans la section 2 des Règles.

**6. <u>Dispositions spécifiques relatives aux cas des indisponibilités non programmées du réseau ayant fait l'objet d'une erreur initiale de qualification de RTE (P1)</u>**

Dans l'attente de la délibération de la CRE sur le modèle de Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport des Clients Producteurs, EDF souhaite rappeler les remarques déjà formulées sur le texte proposé au printemps 2011.

- Pour EDF, ce point relève avant tout de la relation contractuelle entre le producteur et RTE. Ces modalités pourraient donc figurer uniquement dans le CART et pas dans les règles, puisqu'il s'agit des modalités d'indemnisation liées au CART. La section 2 ne semble pas être, en conséquence, le véhicule adéquat pour le traitement de cette problématique. EDF peut comprendre que pour un souci de réciprocité avec le chapitre déjà existant sur les Règles relatif aux indisponibilités du réseau amont, RTE souhaite traiter ces dispositions spécifiques aussi dans les Règles. Dans ce cas, il nous semblerait plus pertinent de le traiter dans la section 1, dans la mesure où la victime du préjudice est

surtout le responsable de programmation qui a subi un coût de désoptimisation et où la régularisation a posteriori se fait via le MA.

- Dans tous les cas de figure, son intégration dans les Règles nécessiterait une mise en cohérence des définitions du réseau d'évacuation prévues dans le cadre du CART pour les clients producteurs et dans les Règles. Il nous semble important de signaler qu'il y a un risque juridique résultant des interactions des deux dispositifs, CART et Règles. A notre avis, il sera difficilement possible d'approuver le CART sans que ces modalités soient prévues dans les Règles et vice-versa. De plus, pour EDF, la mise en place de ces nouvelles dispositions dans les Règles ainsi que toute évolution future nécessiteraient l'implication conjointe des Producteurs et des Responsables d'Équilibre associés.
- Dans le cas d'une Indisponibilité Non Programmée du Réseau Amont déclarée initialement par RTE comme provenant du Réseau d'Évacuation, il serait nécessaire d'ajouter les modalités que RTE va appliquer pour tracer l'ajustement ainsi que pour le programme d'appel. Pour EDF, il est nécessaire de préciser que RTE procède a posteriori à une régularisation de l'ajustement, en prenant comme référence le dernier programme d'appel redéclaré valide avant le fortuit (si le groupe a été redéclaré à 0, il faut donc modifier le PA).
- De plus dans ce cas, dans l'article proposé par RTE il était prévu que : *« Le Responsable d'Équilibre doit fournir à RTE les éléments montrant qu'il a compensé la limitation d'énergie induite par l'Indisponibilité et lui fournir, pour vérification, les éléments financiers justifiant l'indemnisation… »*. EDF souhaite signaler que ceci peut s'avérer très difficile voire impossible dans la mesure où les actions en infrajournalier sont souvent traitées de manière globale sur le périmètre du responsable de programmation et ne peuvent pas être forcément affectées à telle ou telle cause.
- Dans le cas d'une Indisponibilité Non Programmée du Réseau d'Évacuation déclarée initialement par RTE comme provenant du Réseau Amont, il serait nécessaire de préciser que l'ajustement initial est annulé et traité comme une contrainte technique.
- Enfin, EDF considère que le prix spot de référence proposé dans le texte ne reflète pas la marginalité en infrajournalier du système France. Il faudrait donc trouver un prix plus représentatif. EDF propose par exemple de réfléchir à des références liées aux prix d'ajustement ou de règlements des écarts.