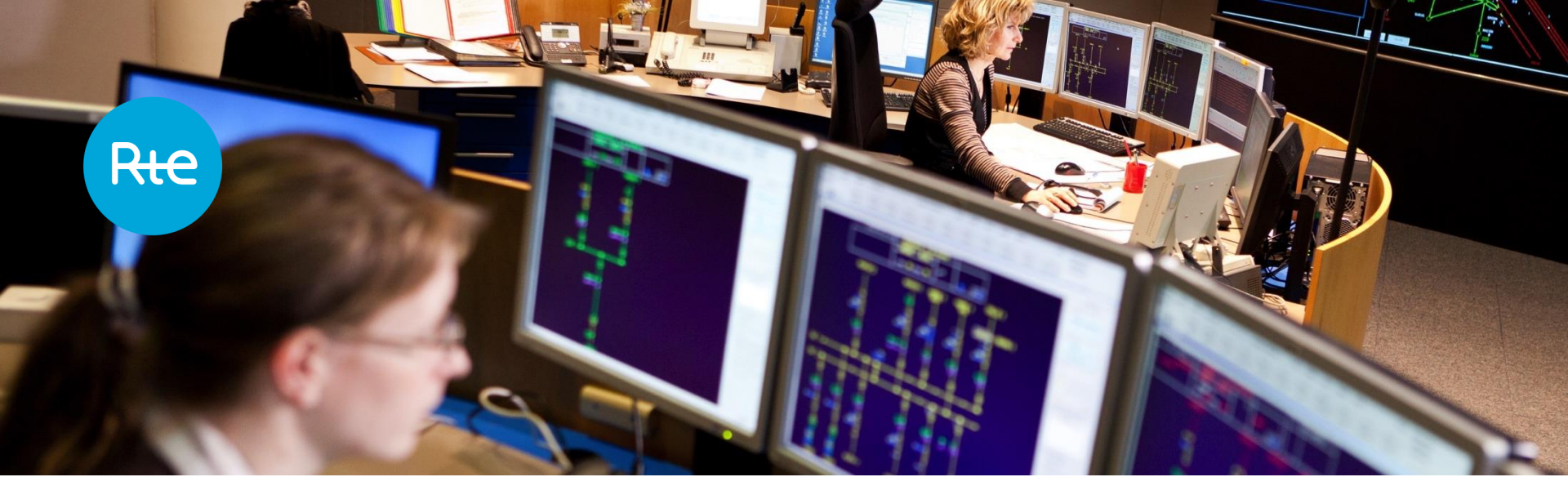


20 octobre 2017

GT - Evolution des règles MA-RE v9

RTE – Tour Initiale

Sommaire

1. Actualités et calendrier

2. Retour sur les précédents GT

3. Evolutions des règles MA-RE v9 – 1ère partie (10h à 12h)

1. Programmation
2. Faciliter la gestion des périmètres
3. Versement fournisseur anticipé

4. Evolutions des règles MA-RE v9 – 2ème partie (12h à 13h)

1.Passage à la réconciliation temporelle au PRE

2.Point sur les données (portails et API)



01

Actualités et calendrier

Actualités

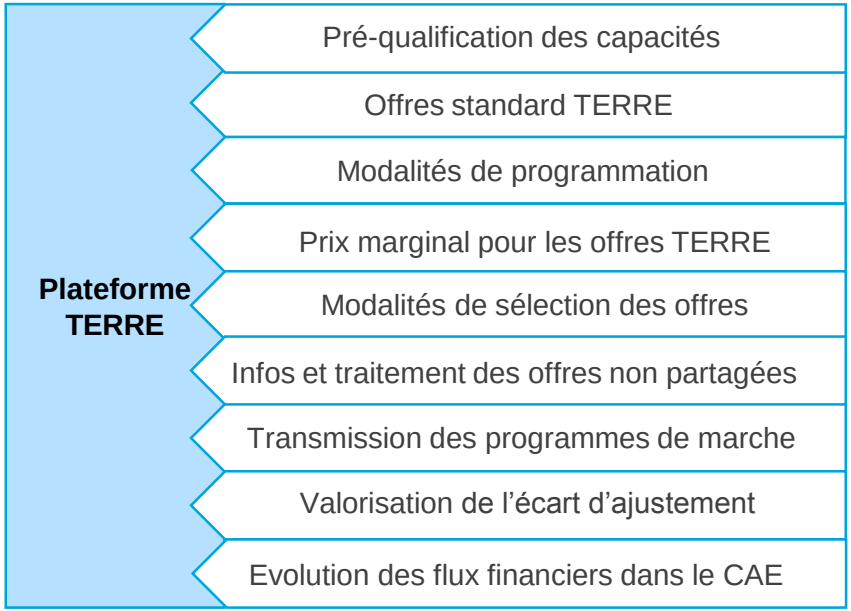
Evolution du calendrier des GT et AT

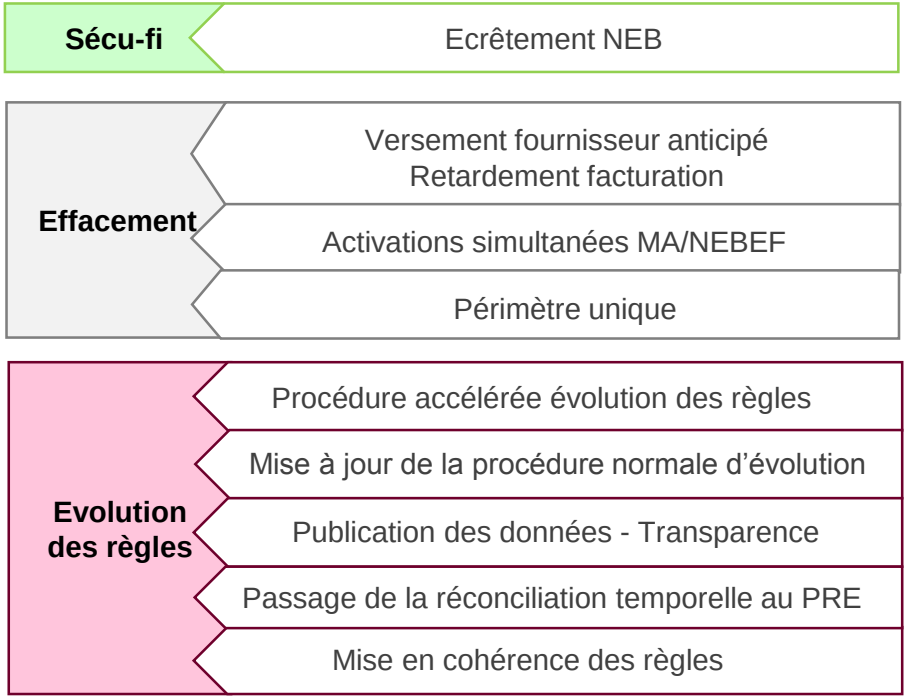
- AT le 02/11/2017 – Cœur Défense – 14h à 16h30
- GT le 24/11/2017 – Tour initiale – 14h à 17h
- GT le 12/12/2017 – Com Square - 14h à 17h
- GT le 1/12/2017 – Com Square – 9h30 -11h30

GT
TERRE/MARI/PICASSO
13/11/2017 de 9h à 12h

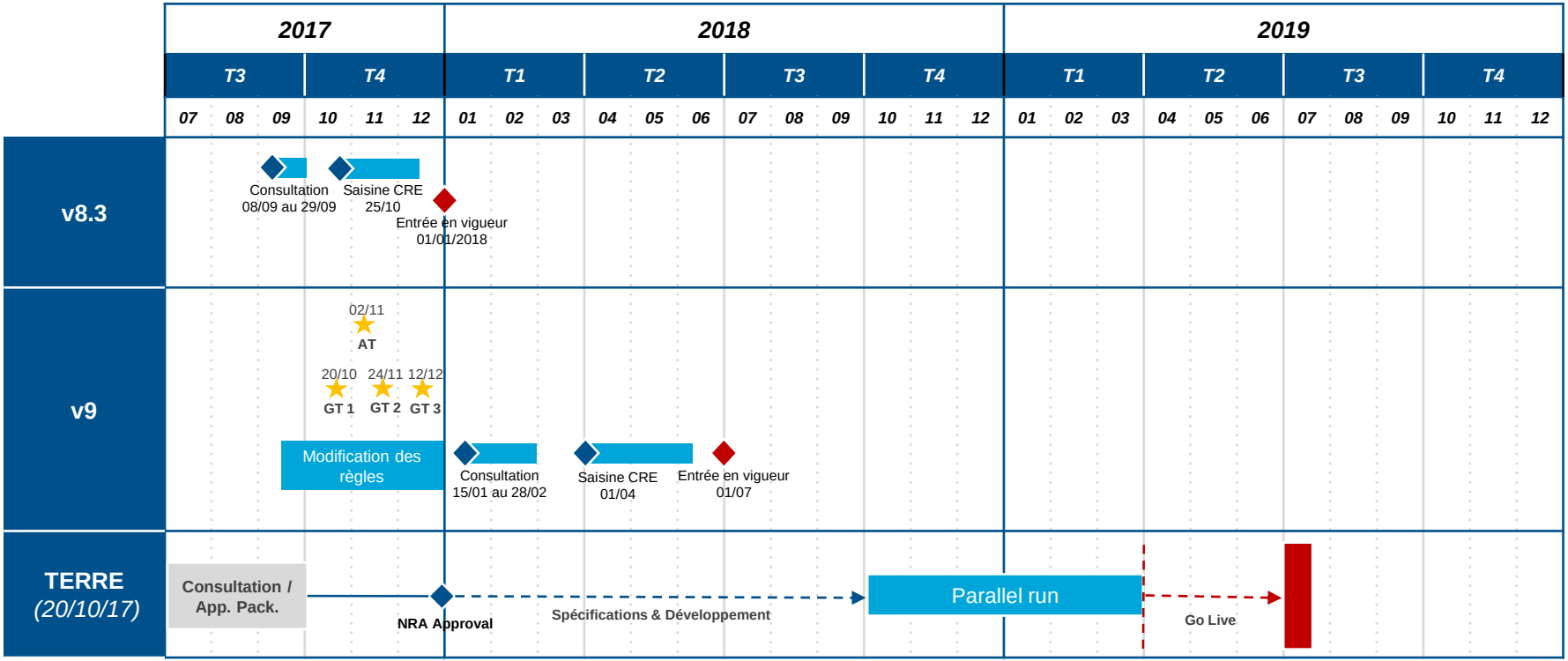
Saisine de la CRE MA-RE v8.3

Périmètre de l'évolution v9





Calendrier prévisionnel des règles MA-RE





02

Retour sur les précédents GT

Rappel des sujets « TERRE » abordés lors des précédents GT

- **PROGRAMMATION :**
  - Interface, format et traçabilité des PA

GT du 4/11/2016 et GT du 3/05/2017
- Nouvelle plateforme TOP
- Passage au quintuplet
- Pas de programmation
- Fin des limites de redéclaration
- Délai de neutralisation pour la prévision

Rappel des sujets « TERRE » abordés lors des précédents GT

- **PROGRAMMATION :**
  - Interface, format et traçabilité des PA
  - Modalités de transmission des PM

GT du 4/11/2016
- Détail de fonctionnement du PM (envoi pour les offres standards / spécifiques)
- Proposition de période temporelle de déclaration du PM

Rappel des sujets « TERRE » abordés lors des précédents GT

- **PROGRAMMATION :**
  - Interface, format et traçabilité des PA
  - Modalités de transmission des PM
- **MÉCANISME D'AJUSTEMENT**
  - Préqualification

GT du 4/11/2016
- Conditions techniques
- Justification des performances techniques des installations (à traiter en détail dans un prochain GT)

Rappel des sujets « TERRE » abordés lors des précédents GT

- **PROGRAMMATION :**
  - Interface, format et traçabilité des PA
  - Modalités de transmission des PM
- **MÉCANISME D'AJUSTEMENT**
  - Préqualification
  - Offres Standard TERRE VS Offres Spécifiques

GT du 3/10/2016 et GT du 4/11/2016

- Constitution des offres:
  - n offres std pour 1 moyen physique
  - 1 offre décrite sur 4 quarts d'heures
  - Possibilités de liens entre offres / divisibilité des offres
  - …

Rappel des sujets « TERRE » abordés lors des précédents GT

- **PROGRAMMATION :**
  - Interface, format et traçabilité des PA
  - Modalités de transmission des PM
- **MÉCANISME D'AJUSTEMENT**
  - Préqualification
  - Offres Standard TERRE VS Offres Spécifiques
  - Traitement des offres non partagées

GT du 4/11/2016 et GT du 22/02/2017
- Filtrage pour cause réseau, marge
- Information sur les offres non partagées

Rappel des sujets « TERRE » abordés lors des précédents GT

- **PROGRAMMATION :**
  - Interface, format et traçabilité des PA
  - Modalités de transmission des PM
- **MÉCANISME D'AJUSTEMENT**
  - Préqualification
  - Offres Standard TERRE VS Offres Spécifiques
  - Traitement des offres non partagées
  - Modalités de sélection des offres

GT du 4/11/2016 et GT du 22/02/2017
- Expression du besoin : à tout prix, élasticité du besoin (« priced need »), ...
- Principes d'activation : Prix marginal
- Activation d'offres standard / spécifiques simultanées

Rappel des sujets « TERRE » abordés lors des précédents GT

- **PROGRAMMATION :**
  - Interface, format et traçabilité des PA
  - Modalités de transmission des PM
- **MÉCANISME D'AJUSTEMENT**
  - Préqualification
  - Offres Standard TERRE VS Offres Spécifiques
  - Traitement des offres non partagées
  - Modalités de sélection des offres
- **VALORISATION DES AJUSTEMENTS**
  - Modalités actuelles et modalités cibles

GT du 24/11/2016
- Objectifs du régime de valorisation
- Traçabilité / pas de temps de contrôle

Rappel des sujets « TERRE » abordés lors des précédents GT

- **PROGRAMMATION :**
  - Interface, format et traçabilité des PA
  - Modalités de transmission des PM
- **MÉCANISME D'AJUSTEMENT**
  - Préqualification
  - Offres Standard TERRE VS Offres Spécifiques
  - Traitement des offres non partagées
  - Modalités de sélection des offres
- **VALORISATION DES AJUSTEMENTS**
  - Modalités actuelles et modalités cibles
  - Valorisation des offres spécifiques et standard

GT du 24/11/2016
- Cas 1 : Activation d'une offre spécifique
- Cas 2 : Activation d'une offre standard
- Cas 3 : Activation simultanée offre spécifique + standard

Rappel des sujets « TERRE » abordés lors des précédents GT

- **PROGRAMMATION :**
  - Interface, format et traçabilité des PA
  - Modalités de transmission des PM
- **MÉCANISME D'AJUSTEMENT**
  - Préqualification
  - Offres Standard TERRE VS Offres Spécifiques
  - Traitement des offres non partagées
  - Modalités de sélection des offres
- **VALORISATION DES AJUSTEMENTS**
  - Modalités actuelles et modalités cibles
  - Valorisation des offres spécifiques et standard
  - Valorisation des écarts d'ajustement

GT du 24/11/2016
- Critères
- Incitations
- Scénarios de PREA



03

Evolutions des règles MA-RE

•

1ère partie

3.1 Programmation

Faire évoluer la programmation

Contexte

Rte souhaite améliorer la précision de la programmation des actifs RPT et RPD participant au MA en implicite, et, transférer la responsabilité de définition des programmes de marche aux acteurs d'ajustement.

Les modalités envisagées par RTE ont été présentées dans la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, au Chapitre 7 puis au sein de la concertation relative aux versions 8.3 et 9 des règles MA.

RTE propose au travers de cette présentation :

- Rappel des orientations de la CRE
- Modalités envisagées par RTE suite aux orientations

Orientations de la CRE

Analyse

La CRE note que le pas de programmation devra à terme être mis en cohérence avec l'évolution du pas de règlement des écarts, au moment où celui-ci sera modifié à 15 minutes (cf. partie 2.4.3). D'ici cette échéance, les contraintes associées à la mise en œuvre d'une programmation fine au pas de 5 minutes paraissent lourdes, et les acteurs ne seraient pas incités à déclarer des valeurs différentes sur un pas de temps plus court que sur le pas de temps actuel. Ainsi, la solution privilégiée par la CRE consiste à permettre à RTE d'effectuer un découpage temporel des programmes de marche et d'appel cohérent avec la mise en œuvre du projet TERRE (5 minutes si cela est pertinent) sans imposer que la déclaration à ce pas de temps soit effectuée par les acteurs de marché.

Orientations

La CRE est favorable au maintien du dispositif de programmation et à la déclinaison de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la transmission des programmes d'appel pour les installations raccordées à un RPD, dès 2017 (règles MA-RE v8.3).

La CRE demande à RTE d'instruire :

- en 2017/2018 (règles MA-RE v9, pour mise en oeuvre dès le démarrage de TERRE), des améliorations à la marge du dispositif de programmation, tel le découpage temporel des programmes d'appel et des programmes de marche, afin de le rendre compatible avec la déclinaison du projet TERRE. Ces améliorations devront être mises en oeuvre après concertation avec les acteurs de marché, et ne devront pas générer des contraintes additionnelles lourdes pour les acteurs ;
- d'ici 2020/2021, une évolution du pas de programmation afin de le rendre cohérent avec le pas de règlement des écarts.

1 Amélioration à la marge et découpage temporel

2 Passage à un pas cohérent avec le pas de règlement des écarts

Modalités envisagées par RTE

Maintien de la performance de l'équilibrage et de la gestion des flux

Programmes d'appel

Objectifs

- améliorer la qualité de la traçabilité des ajustements dans un contexte de passage en explicite standard
- améliorer le bouclage
- effectuer un contrôle du réalisé pertinent pour les activations standard

Proposition RTE

Réduire le pas de programmation selon les principes suivants

	ISP 30'	ISP15'
Participation de l'EDP à une CMOL	5'	5'
Pas de participation de l'EDP à une CMOL	5' 15' ou 30'	5' ou 15'

Programmes de marche

Objectifs

- connaissance du fonctionnement des unités de production dans un contexte de passage en explicite standard

Proposition RTE

Maintenir la traçabilité du PM à 5'

Transférer la responsabilité de fournir des programmes de marche aux acteurs d'ajustement selon les principes suivants

	Acteur fournissant le PM
Participation à une CMOL (par EDP)	AA
Pas de participation de l'EDP	AA ou RTE

Modalités envisagées par RTE

Expliciter la convention de programmation

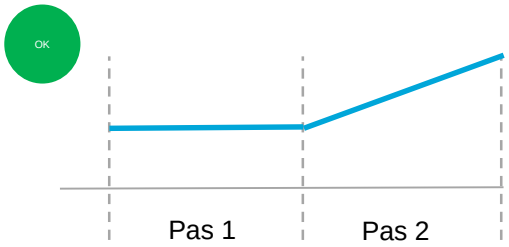
Actuellement, la convention de programmation permettant à RTE d'interpréter un programme n'est pas explicitée dans les règles MA mais uniquement dans des conventions techniques RTE-Producteurs. RTE propose d'intégrer cette convention au sein du chapitre 3 des règles MA.

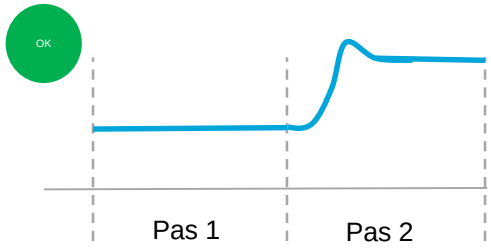
Description de la convention :

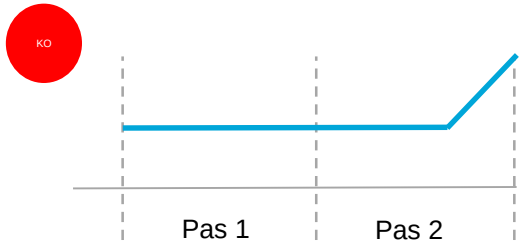
- Début de variation au **début du pas** de programmation
- Atteinte de la puissance indiquée **au plus tôt** au cours du pas de programmation et **au plus tard** à la fin du pas de programmation

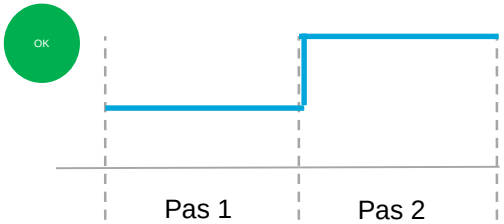
Modalités envisagées par RTE

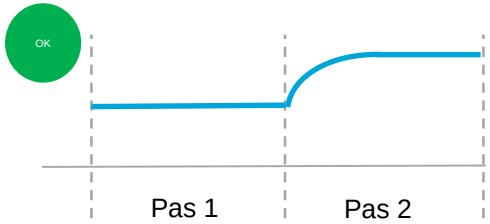
Expliciter la convention de programmation

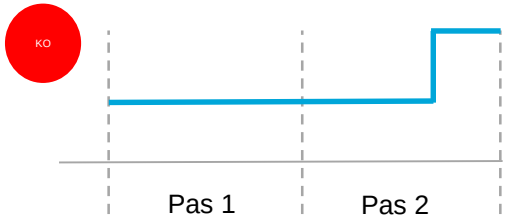












Modalités envisagées par RTE

Quelles conséquences de l'arrivée des activations standard ?

Pas programmation	Pas 5'	Pas 15'	Pas 30'
Qualité du traçabilité des ajustements	+	-	-
Qualité du contrôle du réalisé au pas 10 min	+	-	- -
Qualité du bouclage	=	-	- -

Planning envisagé

Programmes d'appel

- **Guide d'implémentation des PA** : 2 Novembre 2018 (AT) – version draft
- **Démarrage des tests** : fin T2 2018
- **Mise en œuvre** : fin T3 2018

Programmes de marche

- **Guide d'implémentation des PM** : Diffusé sur le site internet de RTE
- **Démarrage des tests** : S2 2018 à préciser
- **Mise en œuvre** : à préciser, possible avant le démarrage de TERRE

3.2 Faciliter la gestion des périmètres

Faciliter la gestion des périmètres

Contexte

Rte souhaite faciliter les modalités de gestion des périmètres par la création d'un périmètre unique par acteur fournissant des flexibilités à RTE (Acteur d'ajustement, Responsable de Reserve, Operateur d'effacement) et l'ouverture d'un portail informatisé dédié à la gestion des périmètres.

Les modalités envisagées à ce jour par RTE ont été présentées dans la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, au Chapitre 13.

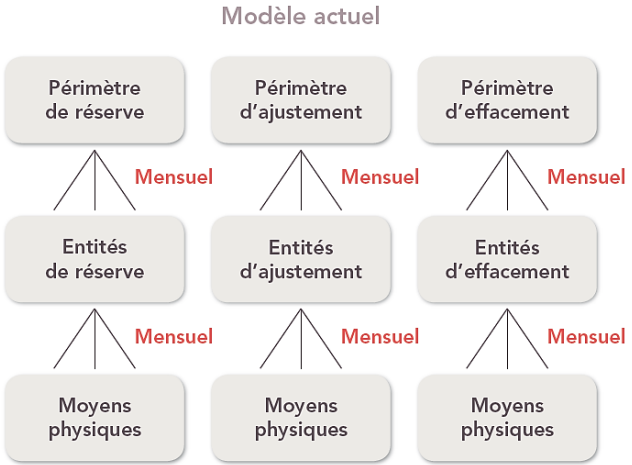
RTE propose au travers de cette présentation :

- Rappel du modèle actuel
- Rappel du modèle cible envisagé
- Orientations de la CRE
- La question du multi-opérateurs par site

Rappel du modèle actuel

Un modèle par mécanisme

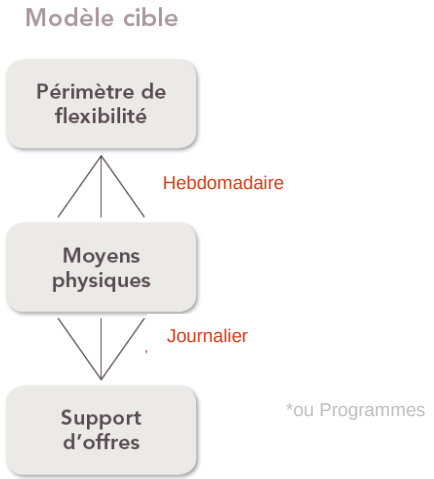
- Un périmètre par acteur et par mécanisme (MA, SSY, NEBEF)
- Un périmètre correspond à une réunion d'entités (Périmètre = {Entités}
- Un guichet **manuel mensuel** permettant de modifier, créer ou supprimer des entités par mécanisme
- Des modalités d'agrégation définies par mécanisme et par type de moyen (injection / soutirage)
- Un site est rattaché à une unique entité par mécanisme (hors exception sur le mécanisme NEBEF)



Rappel du modèle cible envisagé

Un modèle multi-mécanismes

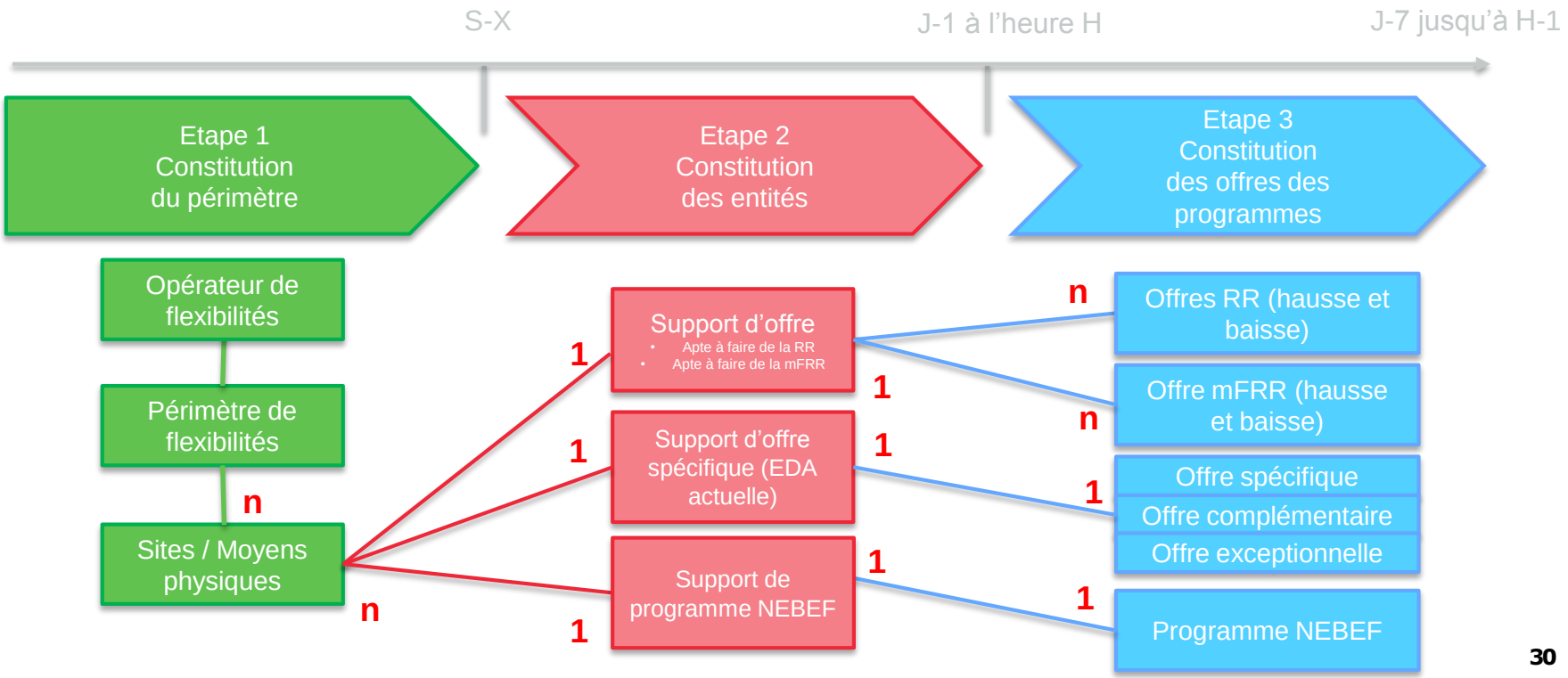
- Un **unique périmètre** par opérateur de flexibilité (pour MA, SSY, & NEBEF)
- Un périmètre de flexibilités correspond à une réunion de moyens physiques (sites) sur lesquels l'opérateur de flexibilité peut agir
- Un guichet **hebdomadaire** permettant d'ajouter ou supprimer des sites à un périmètre de flexibilités
- Un guichet **journalier** permettant de modifier la constitution des entités pour chacun des mécanismes
- Une gestion facilitée par la mise en place d'un **portail informatisé à destination des GRD et des opérateurs de flexibilité**
- Des modalités d'agrégation définies par mécanisme



Objectifs : Harmoniser, Simplifier, Dynamiser la gestion des périmètres

Rappel du modèle cible envisagé

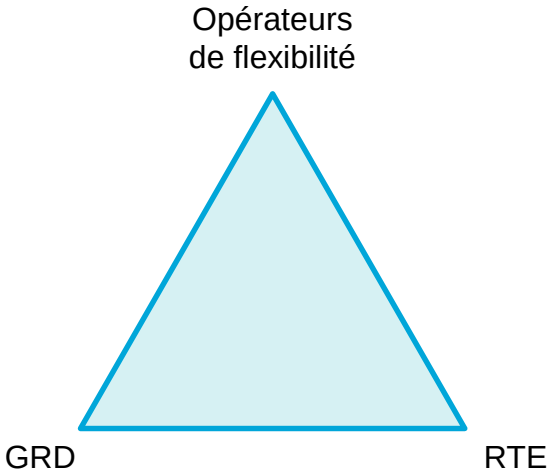
Un modèle multi-mécanismes



Rappel du modèle cible envisagé

Un modèle encore en construction

- Le modèle cible envisagé reste **en cours de construction**.
- De nombreux points de design doivent encore être concertés avec l'ensemble des parties prenantes, notamment les GRD en charge de la constitution des périmètres RPD.
- La concertation ouverte à ce jour a pour but :
  - Recenser l'avis des acteurs
  - Affiner l'expression du besoin pour pouvoir préparer la mise en œuvre opérationnelle de ce nouveau portail
  - Etudier les impacts de la délibération de la CRE, notamment la question du multi-opérateurs par site



Orientations de la CRE

Orientations

La CRE est favorable à ce qu'un support d'offres donné, et donc un site donné, puisse participer à la fourniture de différents produits d'équilibrage sur différentes plateformes, et à l'instruction de cette proposition en 2017/2018 (règles MA-RE v9) pour une mise en œuvre dès la mise en service de la plateforme TERRE.

La CRE est favorable à une déclaration quotidienne des supports d'offres en J-2. Concernant les périmètres de flexibilité, la fréquence de déclaration et le délai de notification devront être définis de façon coordonnée entre les GRD et RTE. Une déclaration hebdomadaire avec un délai de notification de 7 jours au maximum apparaît être un compromis souhaitable. Ces modalités devront être instruites en 2018 pour une mise en œuvre au 1er trimestre 2020.

La CRE demande à RTE de mener dès 2018 une concertation visant à définir un modèle de constitution des périmètres de flexibilité qui assure les meilleures conditions de concurrence possibles compte tenu des contraintes techniques et de la complexité associée à la présence de plusieurs opérateurs par site. La CRE demande aux acteurs de participer activement à cette concertation. Celle-ci devra notamment identifier des moyens techniques permettant de dissocier clairement les actions prises par des opérateurs distincts pour la fourniture de services différents à partir d'un même actif. Le cas échéant, la mise en œuvre de ce modèle de constitution pourra avoir lieu en 2020. S'il se révèle impossible de définir un tel cadre d'ici juin 2019, la CRE réétudiera la question de la création d'un périmètre unique.

La CRE demande à RTE de mener une concertation sur la déclinaison précise de sa proposition concernant le modèle d'agrégation dès 2018, pour une mise en œuvre au 1er trimestre 2020. Cette concertation devra permettre de définir les différents paramètres de ce modèle (limitations concernant la localisation des actifs, leur puissance unitaire, la puissance totale de l'agrégat…), fixant ainsi les modalités de participation des acteurs aux différentes réserves. En outre, RTE devra mettre en place un système transparent permettant aux acteurs d'éviter de constituer des agrégats dont les offres seront régulièrement bloquées (cf. partie 2.3.3).

La CRE demande à RTE d'instruire en 2018, pour une mise en œuvre en 2020, et de manière coordonnée avec les GRD, la question de l'agrégation entre les sites raccordés aux RPD et ceux raccordés au RPT pour l'injection. En parallèle, une étude pourra être conduite concernant l'agrégation de sites de soutirage et d'injection.

La CRE demande enfin à RTE d'instruire la mise en cohérence des modalités de constitution des supports d'offres en énergie et des modalités de constitution d'offres en capacité.

La CRE est favorable à l'absence de plages de prix pour les produits standards.

1. Multi-mécanisme par site
2. Processus de mise à jour des périmètres
3. Multi-opérateurs par site
4. Facilités d'agrégation
5. Modalités de constitution des offres en capacité
6. Plages de prix standard

Orientations de la CRE

Multi-opérateurs par site

La CRE précise dans sa délibération sa demande :

Extrait de la délibération de la CRE :

Concernant la création d'un périmètre unique de flexibilité, la CRE considère qu'elle constitue un pas intéressant pour une simplification et une harmonisation de ce mécanisme. Cependant, la proposition de RTE en l'état ne permet pas à une même flexibilité d'être valorisée par des opérateurs distincts pour différents types de réserves[102], et ce même dans les cas où des solutions techniques satisfaisantes existent pour dissocier leurs actions. Pourtant, cette possibilité de multi-opérateurs est souhaitable, puisqu'elle favorise la concurrence entre opérateurs de flexibilité et assure une participation la plus large possible des flexibilités aux différents services d'équilibrage. A ce stade, la CRE n'est donc pas favorable à la proposition de RTE concernant la création d'un périmètre de flexibilité unique. Ainsi, pour maintenir les conditions de concurrences existant aujourd'hui, la CRE demande à RTE de mettre en œuvre un processus de concertation visant à :

- identifier les types de services pour lesquels des solutions techniques satisfaisantes permettent de dissocier les actions prises par différents opérateurs sans qu'il ne soit fait appel à la sous-mesure ;
    - En outre, ces solutions devront permettre d'établir objectivement la responsabilité de chacun des opérateurs en cas de défaillance partielle de la flexibilité en déterminant le volume d'énergie (à la hausse ou à la baisse) que chaque acteur a effectivement livré au système au titre du service demandé par RTE.
- définir un cadre de concurrence clair, incluant ces solutions techniques, permettant de dissocier les actions de plusieurs opérateurs sur un même site et établissant clairement la responsabilité financière en cas de défaillance.

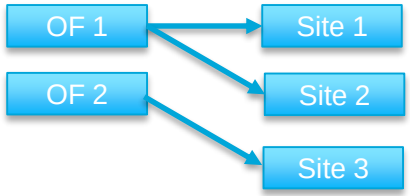
La CRE considère que cette concertation doit être nourrie par les acteurs de marché. La question de la création d'un périmètre de flexibilité unique pourrait être réétudiée dans le cas où cette concertation ne parviendrait pas à définir un cadre satisfaisant d'ici juin 2019. Enfin, la CRE souligne que la simplification et l'harmonisation des processus de déclaration des périmètres de flexibilité n'est pas conditionnée à la création d'un périmètre unique et invite RTE à continuer ses efforts en ce sens lors du processus de concertation.

La question du multi-opérateurs par site

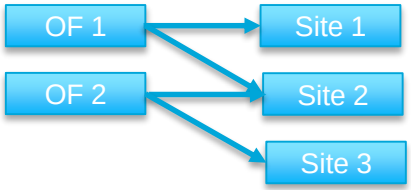
La question du nombre d'opérateurs par site peut être traitée de manière disjointe de la question du périmètre unique de flexibilité par acteur.

1 acteur = 1 périmètre ≠ 1 moyen physique / 1 site = 1 acteur

La question à instruire avec les acteurs : Est-il possible d'autoriser un site à fournir des flexibilités au travers de plusieurs opérateurs de flexibilités (acteur d'ajustement, opérateur d'effacement, responsable de réserve) ? Si oui quels sont les moyens techniques nécessaires ?



Unicité de l'opérateur



Multi-opérateurs

La question du multi-opérateurs par site

Rappel des règles actuelles

Dispositif 1-Dispositif 2	Possibilité d'appartenance à des périmètres d'acteurs différents	Traitement des activations simultanées
MA-MA	**Non**, il n'est pas possible qu'un site appartienne au périmètre de deux acteurs d'ajustements différents (cf. 4.2.2.2.1 de la Section 1 des règles MA-RE)	-
MA-NEBEF	**Non**, il n'est pas possible qu'un site appartienne au périmètre d'un acteur d'ajustement et d'un opérateur d'effacement différent (cf. 4.2.2.2.2 pour de la Section 1 des règles MA-RE et 6.3.3.5 des règles NEBEF)	-
NEBEF-NEBEF	**Oui**, il est possible qu'un site appartienne au périmètre de deux opérateurs d'effacements différents (cf. 6.3.3.4 des règles NEBEF).	Prise en compte exclusive de la NEBEF déclarée par l'opérateur d'effacement le plus ancien (cf. 7.2.2 des règles NEBEF)
SSY-MA	**Oui**, il est possible qu'un site appartienne au périmètre d'un responsable de réserve et d'un acteur d'ajustement différents.	Prises en compte des SSY sur la base du déclaratif afin de calculer les volumes réalisés sur le MA.
SSY-SSY	**Non**, il n'est pas possible qu'un site appartienne au périmètre de deux responsables de réserve différents.	-
SSY-NEBEF	**Oui**, il est possible qu'un site appartienne au périmètre d'un responsable de réserve et d'un opérateur d'effacement différents.	Prises en compte des SSY sur la base du déclaratif afin de calculer les volumes réalisés sur NEBEF.

La question du multi-opérateurs par site

Rappel des règles actuelles – Schéma illustratif

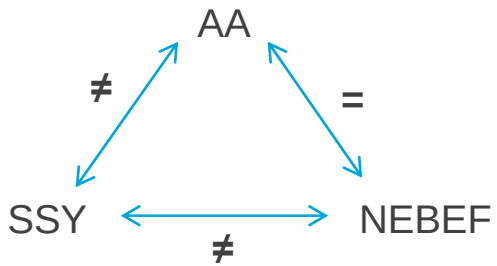
Par mécanisme

MA 1 site ⇔ 1unique AA

SSY 1 site ⇔ 1unique RR

NEBEF 1 site ⇔ plusieurs OE

Entre mécanismes



La question du multi-opérateurs par site

Coordination des opérateurs (SSY+MA ou SSY+NEBEF ou NEBEF NEBEF)

Situation actuelle

État des lieux

- Le multi-opérateur NEBEF-NEBEF, SSY-AA ou SSY-NEBEF est autorisé.
- Il y a eu des situations de multi-opérateur par le passé. Il n'y en a pas actuellement.

Problématiques rencontrées

- Lors de la concertation RR/RC, des opérateurs ont indiqué que la coordination des opérations n'est pas toujours possible et ont demandé à RTE d'intégrer au contrat RR/RC des éléments qui auraient du être traités dans des contrats entre opérateurs et sites.
- Des demandes de clarification du CRMA ont été formulées sur des situations de multi-opérateurs, montrant qu'un opérateur n'avait pas connaissance de l'activité d'un autre opérateur au même périmètre.

Analyse de RTE

- Une valorisation d'un site par deux opérateurs requiert une parfaite coordination (soit directement entre opérateurs soit via le site) pour (1) délivrer le bon volume global sur un pas de temps donné et (2) garantir le bon fonctionnement du système électrique.
- Il n'est pas du ressort de RTE de coordonner les actions des différents opérateurs avec le site ou les regroupements de sites. La coordination peut être traité par des contrats privés entre les sites et les opérateurs.
- La possibilité de déclarer des NEBEF en IJ avec un préavis de 1h avant le temps réel conduit à ce que, en cas de NEBEF refusée, l'opérateur dont la NEBEF est refusé ne peut rééquilibrer ses positions, ce qui a des conséquences sur le système électrique.

→ Les dispositions qui permettent actuellement le multi-opérateur ont montré que la coordination entre les opérateurs agissant sur un même site n'est pas réalisée .

→ RTE considère que la coordination est indispensable et considère que le schéma contractuel actuel doit évoluer pour garantir la fiabilité des effacements.

La question du multi-opérateurs par site

Quelle répartition des volumes pour les multi-opérateurs ?

Situation actuelle

Répartition des volumes à partir d'une unique mesure

RTE doit délivrer des volumes réalisés sur les SSY par un autre opérateur, ce qui conduit à transmettre des informations commercialement sensibles sur les effacements réalisés et/ou la programmation en service système

Cas des services système

Aujourd'hui, Les contrôles SSY et MA/NEBEF sont sensiblement indépendants et peuvent s'apparenter à deux systèmes de mesures différents:

- Le contrôle des SSY est réalisé à partir de données (pas 10s) relativement insensibles aux effacements MA et NEBEF
- Le contrôle des effacements MA et NEBEF est faiblement dépendant de l'activité SSY

Analyse de RTE

Analyse de RTE

- Il n'est techniquement pas possible de distinguer les volumes réalisés par plusieurs opérateurs différents sur une même plage temporelle à l'aide d'une même mesure, ou d'une même donnée de comptage.
- Les méthodes arbitraires d'affectation des volumes ne permettent pas de garantir l'indépendance de l'activité d'un opérateur vis-à-vis des autres opérateurs actifs sur un même site sur une même plage temporelle
- Avec les évolutions du Code EB, en particulier l'activation au *merit order* de l'aFRR et la réduction de la durée des ajustements unitaires (15 minutes), les contrôles SSY et MA seront beaucoup moins indépendants, ce qui nécessite de réinterroger la faisabilité de dissocier les volumes SSY et MA

→ Une unique mesure ne permet pas de distinguer l'activité de deux opérateurs distincts

La question du multi-opérateurs par site

Proposition RTE pour la cible

Pour une journée J, un site peut être activable par un seul opérateur de flexibilités contractualisant avec RTE (RR, mFRR, aFRR, FCR, produits spécifiques, NEBEF).

Un site peut participer aux différents produits (NEBEF, RR, mFRR, aFRR, FCR, produits spécifiques) par l'intermédiaire de personnes morales distinctes si et seulement si ces dernières valorisent des sous-parties distinctes du site faisant l'objet d'un comptage distinct (service de décompte). En cas d'activations concomitantes, RTE est en mesure de distinguer les volumes réalisés pour le compte de chacun des acteurs.

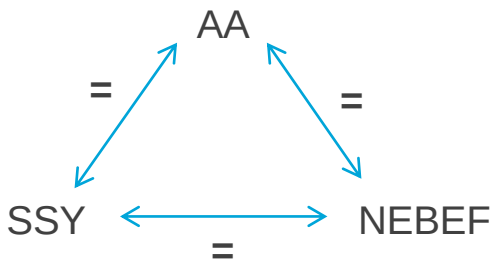
Par mécanisme et par jour

MA 1 site ⇔ 1unique AA

SSY 1 site ⇔ 1unique RR

NEBEF 1 site ⇔ 1 OE

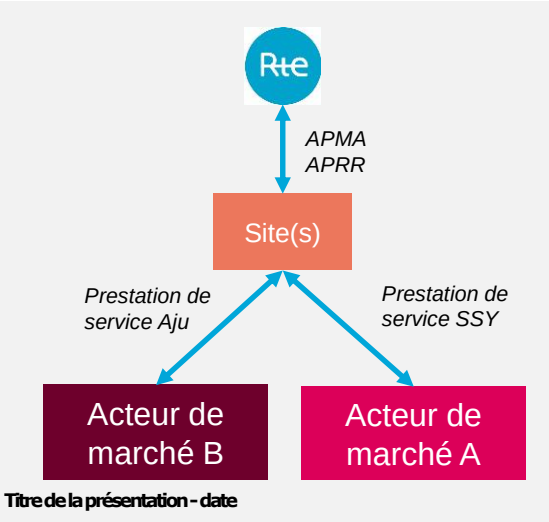
Entre mécanismes

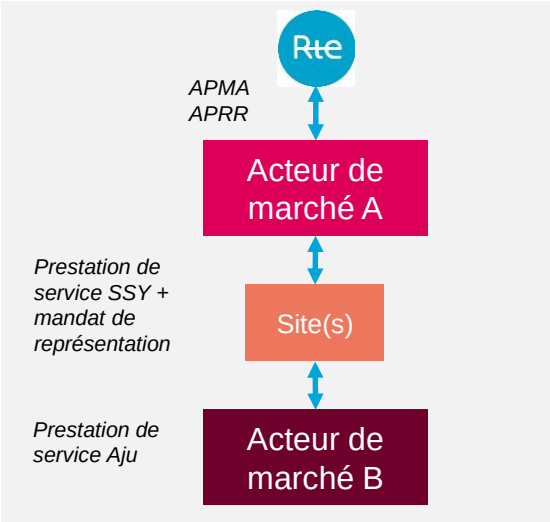


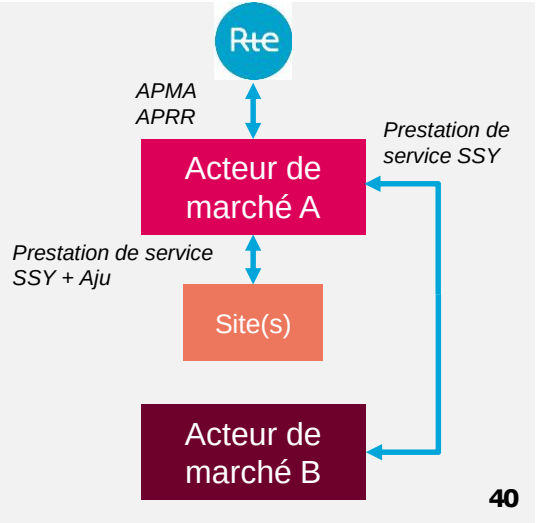
La question du multi-opérateurs par site

Différents schémas contractuels envisageables

La cible proposée impose une contractualisation entre RTE et un unique acteur (site, regroupement de site ou opérateur tiers). Elle permet à un site ou un ensemble de sites de valoriser sa flexibilité auprès de plusieurs opérateurs de flexibilités. Cette proposition permet également que les opérateurs définissent librement la répartition des volumes réalisés entre eux et le périmètre des données commercialement sensibles qu'ils s'échangent pour que la coordination fonctionne.
Elle garantit une coordination entre les différents acteurs, ce qui est bénéfique pour le fonctionnement du système.







3.3 Versement fournisseur anticipé

Versement fournisseur anticipé – proposition RTE

Problématique :

- Lorsque les données nécessaires au versement ne sont pas disponibles à la date indiquée dans les règles, les courbes de charge sont mises à zéro (conformément aux règles)
- Ainsi, les AA procèdent à des versements anticipés couvrant le volume activé puis ces sommes leur sont restituées par RTE suite au contrôle de réalisé

Afin d'éviter cet effet indésirable, RTE propose d'instruire le point suivant :

- Evolution des règles MA et NEBEF permettant de retarder la facturation du versement fournisseur dans l'attente des courbes de charge
- Evolution des outils de gestion du versement fournisseur permettant de gérer cette nouvelle règle

04

Evolutions des règles MA-RE

•

2ème partie

4.1 Passage de la réconciliation temporelle au PRE

Une reconstitution des flux en deux temps

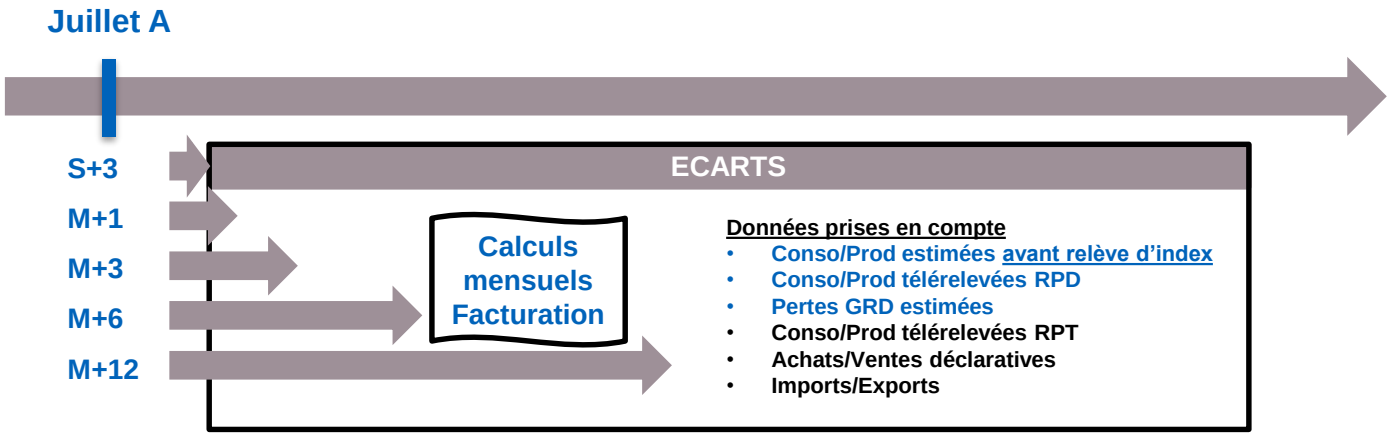
Dans le cadre du dispositif de RE, la reconstitution des flux est effectuée selon un processus en 2 temps s'étalant sur plus 2 ans :

1. Calcul des écarts
2. Calcul de la réconciliation temporelle

Le calcul des écarts

1

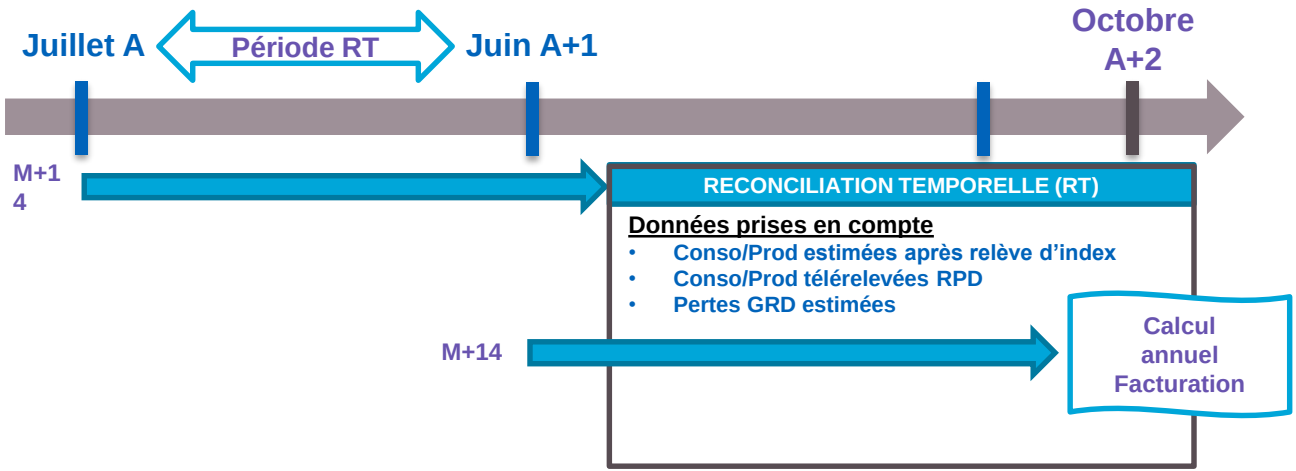
Le **calcul des écarts** permet de déterminer la contribution de chaque RE au déséquilibre du système électrique **avant relève des compteurs à index**. Ce calcul est effectué pour la première fois en S+3 et renouvelé à chaque échéance de facturation des écarts : M+1, M+3, M+6 et M+12. La valorisation de l'écart de chaque RE est effectuée au **prix des écarts (PRE)**.



Le calcul de la réconciliation temporelle

2

La **réconciliation temporelle** permet de recalculer **après relevé des compteurs à index** et détermination des pertes annuelles des GRD, la contribution de chaque RE au déséquilibre du système électrique. Ce calcul est effectué annuellement en octobre A+2. pour la période [Juillet A ; Juin A+1]. La valorisation de l'écart en énergie est effectuée au **prix spot de référence** (+taux EONIA).



Une reconstitution des flux en deux temps

			Etapes de la reconstitution des flux	
			Etape 1 - Ecarts	Etape 2 - Réconciliation temporelle
Principes	Pas de calcul		Pas 30 min	Pas 30 min
	Seuil d'applicabilité du profilage		- Site de consommation : Puissance souscrite < 250 kW - Site de production : Pas de seuil dans les règles – Seuil précisé au contrat GRD-RE	
	Règle d'affectation d'un profil		- Site de consommation : Nature du site, Puissance souscrite, Structure programmée, Profil applicable ou non - Site de production : Technologie de Production	
	Estimation de la consommation / production	Forme	Profil **statique** connu ex-ante	Profil **statique** connu ex-ante
		Energie	Facteur d'usage **précédent S-3**	Facteur d'usage **chevauchant**
	Estimation des pertes		Formule quadratique définie **ex-ante** par le GRD (et validé par la CRE) à partir des données A-3	Formule quadratique définie **ex-ante** à partir des données A-3 Energie des pertes **normalisée à la maille annuelle**
	Échéance Valorisation		Prix des **écarts**	Prix spot de **référence**
			Mensuelle	Annuelle
			S+3, M+1, M+3, M+6, M+12	Octobre A+2

Passage de la réconciliation temporelle au PRE

Afin de donner de la visibilité aux acteurs (RE, fournisseurs, GR) sur l'évolution des modalités de la reconstitution des flux des responsables d'équilibre avec le déploiement des compteurs communicants, il est nécessaire de définir un système cible en matière de reconstitution des flux.

La position de RTE sur le système cible a été présentée dans le cadre du Comité Gouvernance du Profilage piloté par ENEDIS (février 2017) et certains principes généraux ont été mentionnés dans la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, au Chapitre 8.

RTE propose au travers de cette présentation :

- Rappel de la position de RTE
- Orientations de la CRE relative au système cible en matière de reconstitution de la CRE
- Instruction des demandes de la CRE

Rappel de la position de RTE relative au système cible

Extrait présentation CGP du 20 février 2017

Abaissement du seuil d'application du profilage sur les sites de consommation

Passage au profilage dynamique en deux étapes : 2018 pour la RT 2019-2020 pour les écarts

Mise en place de profils par offre de fourniture

Utilisation de FU chevauchant en phase écart à une échéance à définir

Etude de la convergence des processus RT et écarts

Etude d'évolutions de la prise en compte des pertes

Orientations de la CRE

La CRE demande à RTE de faire évoluer les règles du dispositif de RE, afin que les énergies rectifiées durant le processus de « *réconciliation temporelle* » soient réglées par les RE au PRE, et non plus au prix spot. La CRE demande à RTE de formuler une proposition de calendrier de mise en œuvre de cette mesure, établie en concertation avec les acteurs. En tout état de cause, le règlement des énergies rectifiées durant le processus de « *réconciliation temporelle* » au PRE devra intervenir au plus tard pour la période de consommation débutant le 1er juillet 2018.

Afin de permettre aux RE d'adapter leurs prévisions d'écarts au plus proche du temps réel, la CRE demande à RTE et aux GRD d'avancer le premier calcul des écarts des RE à une semaine après le temps réel, au plus tard en 2019. Elle demande à RTE d'étudier des modalités de simplification des procédures de publication des données nécessaires au calcul des écarts par les GRD desservant moins de 100 000 clients.

La CRE, dans sa délibération du 2 mars 2017 portant approbation de la section 2 des règles MA-RE[60], a recommandé à Enedis d'instruire dans le cadre des groupes de concertation :

- la généralisation du traitement en reconstitution des flux sur la base de la courbe de charge, pour les utilisateurs raccordés en basse tension de puissance supérieure à 36 kVA et en HTA ;
- le calendrier et les modalités de mise en œuvre du profilage « *dynamique* » lors des deux étapes de la reconstitution des flux (processus « *écarts* » et « *réconciliation temporelle* »).

Ces recommandations ont recueilli des réponses favorables de certains acteurs et vont dans le sens d'une plus grande responsabilisation des RE. La CRE demande donc à Enedis d'élaborer avec les parties prenantes une proposition de calendrier et de modalités :

- de mise en œuvre du profilage « *dynamique* »,
- de généralisation de la reconstitution des flux sur la base des courbes de charge pour les domaines de tension BT > 36 kVA et HTA.

Enedis transmettra à la CRE cette proposition dans les six mois suivant la publication de la présente délibération ; le calendrier pourra éventuellement prévoir une généralisation étalée dans le temps, par pallier de puissance.

Enfin, la CRE demande à Enedis d'étudier, d'ici le début de l'année 2019, la possibilité de proposer aux RE la reconstitution des consommations de leurs clients sur la base de profils « *dynamiques* » établis à partir d'un panel de leurs propres clients, pour chacune de leurs offres tarifaires. Ce mode de reconstitution pourrait donner lieu à une exonération du coefficient de calage national, dans la mesure où un tel mode de reconstitution pourrait permettre de réduire la contribution de ces utilisateurs à l'écart national de profilage.

		Instance de concertation
1	Réconciliation temporelle au PRE	GT Evolution des règles MA-RE
2	Suppression des profils ENT	Comité Gouvernance du Profilage
3	Passage au profilage dynamique	Comité Gouvernance du Profilage
4	Etude profil dynamique par RE	Comité Gouvernance du Profilage

➔ **Le sujet du passage de la RT au PRE sera concerté au sein du GT évolution des règles MA-RE en coordination avec le Comité Gouvernance du Profilage piloté par ENEDIS.**

Instructions de la demande de la CRE

Passage de la réconciliation temporelle au PRE

Quels impacts ?

Impacts financiers

- Différentiel de prix de valorisation (PRE-Spot)
- Absence de neutralité financière pour la réconciliation temporelle

Impacts physiques

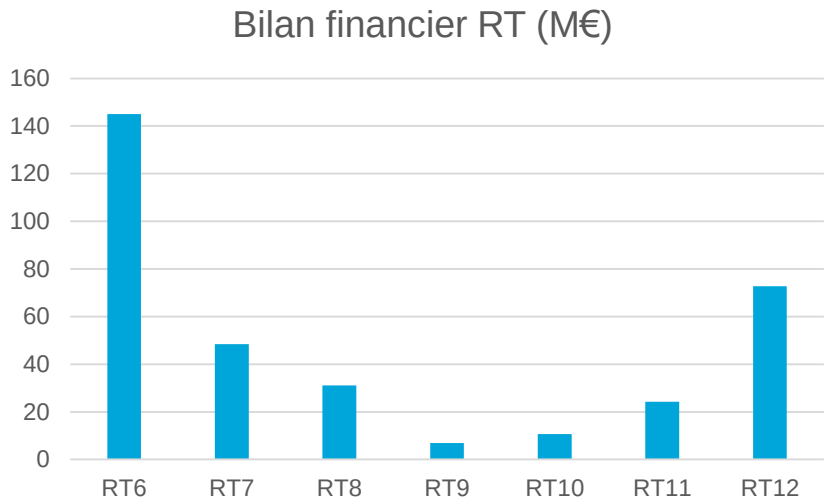
- Impact sur la prévision des acteurs : nécessité d'estimer les volumes affectés en RT pour diminuer l'impact financier (FU chevauchant, CCalageRT et coefficient de profils affectés en RT)
- Impact sur le sourcing des acteurs
- Impact sur l'équilibre du système électrique

Etude des différentiel de prix

Rappel des énergies et montants corrigés en RT actuellement

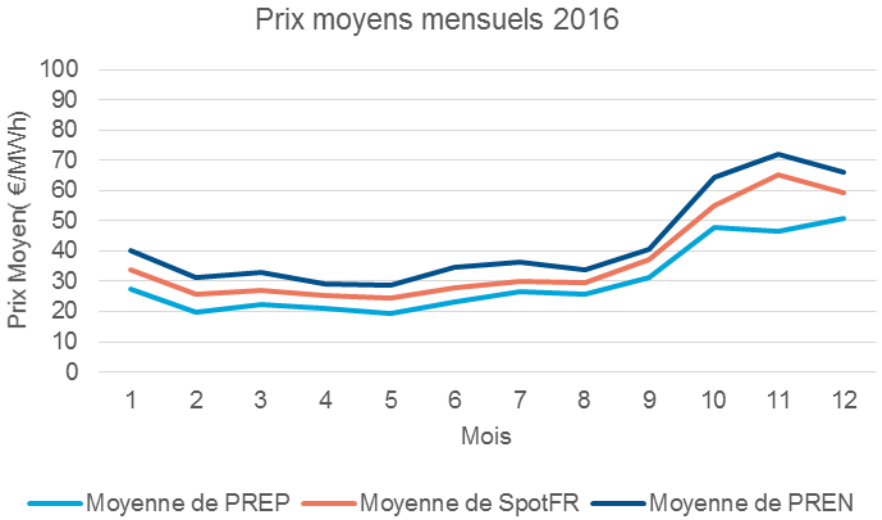
		RT6	RT7	RT8	RT9	RT10	RT11
		juil-10 juin-11	juil-10 juin-11	juil-11 juin-12	juil-12 juin-13	juil-13 juin-14	juil-14 juin-15
Energie relative à la consommation estimée	Données utilisées pour les écarts	255044	252 065	248 747	264 276	244 930	246 949
	Données utilisées pour la RT	252204	251 211	248 433	264 105	245 415	246 396
	Variation %	-1,13%	-1,13%	-0,34%	-0,06%	0,20%	-0,22%
Energie relative à la production estimée	Données utilisées pour les écarts	1567	1 959	2 653	2 748	2 792	3 144
	Données utilisées pour la RT	1671	1 964	2 807	2 728	2 886	3 171
	Variation %	6,20%	0,30%	5,50%	-0,70%	3,36%	0,86%
Energie des pertes (GWh)	Données utilisées pour les écarts	23037	23 685	24 463	25 646	23 697	24 070
	Données utilisées pour la RT	25979	24 543	24 930	25 801	23 401	24 698
	Variation %	11,30%	3,50%	1,90%	0,60%	-1,25%	2,61%

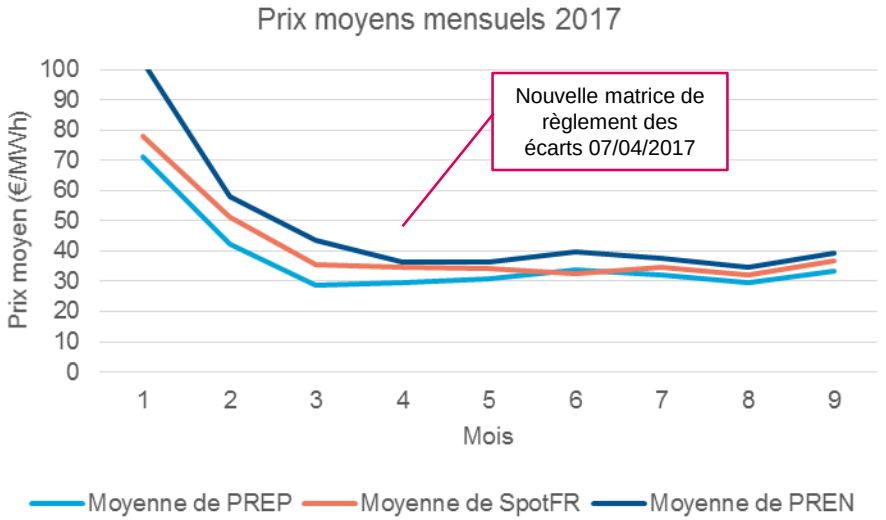
Bilan Financier Total	145	48,5	31,2	6,9	10,7	24,3
Résidu Financier Total	17936,67	11 661,84 €	4 433,79 €	11 263,66 €	774,60 €	11 702,42 €



Etude des différentiels de prix

avec k = 0,08

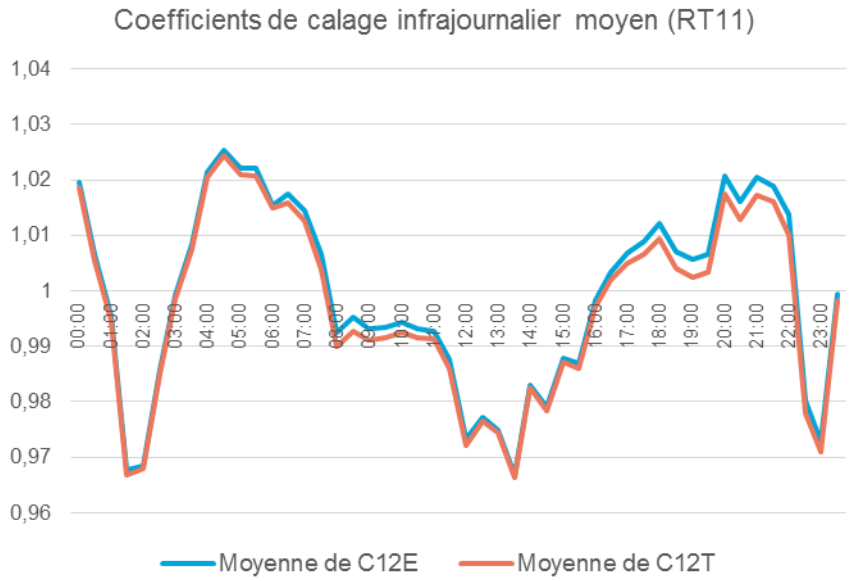


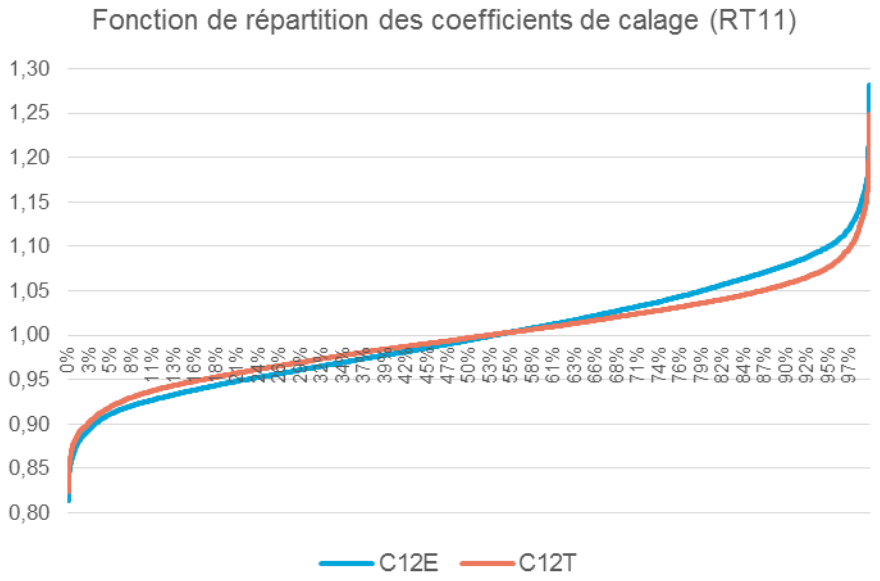


En moyenne sur l'année 2016
- PREN ≈ 1,19 x Pspot
- PREP ≈ 0,82 x Pspot

En moyenne depuis avril 2017
- PREN ≈ 1,12 x Pspot
- PREP ≈ 0,95 x Pspot

Coefficients de calage





	C12E	C12T
Ecart-type	6,0%	5,0%

Instructions de la demande de la CRE

Passage de la réconciliation temporelle au PRE

Quels prérequis pour le passage de la réconciliation temporelle ?

?

Quel calendrier envisagé ?

Orientations de la CRE	Avis des acteurs
1er juillet 2018	?

4.2 Point sur les données (portails, API)

Votre accès à la donnée évolue

3 modes d'accès différents

PUBLICATION



ESPACE PERSONNALISÉ CLIENT



PORTAIL CLIENT



- Consultation / téléchargement de données
- Envoi d'email
- Accès PKI

Transition progressive

Cohabitation des différents modes d'accès jusqu'à bascule de tous les clients

Un portail qui centralise ces données et vous propose des **services personnalisés : le portail Services**

PORTAIL SERVICES



Je consulte mes données en ligne

- Visualisation graphique de la donnée
- Paramétrage de notifications*
- Gestion des droits accès
- Mode de connexion simple : login / mot de passe
- Autres services à venir

…Et des données interfaçables avec vos outils et votre SI grâce à la mise à disposition d'APIs dans un portail dédié : le portail DATA

PORTAIL DATA

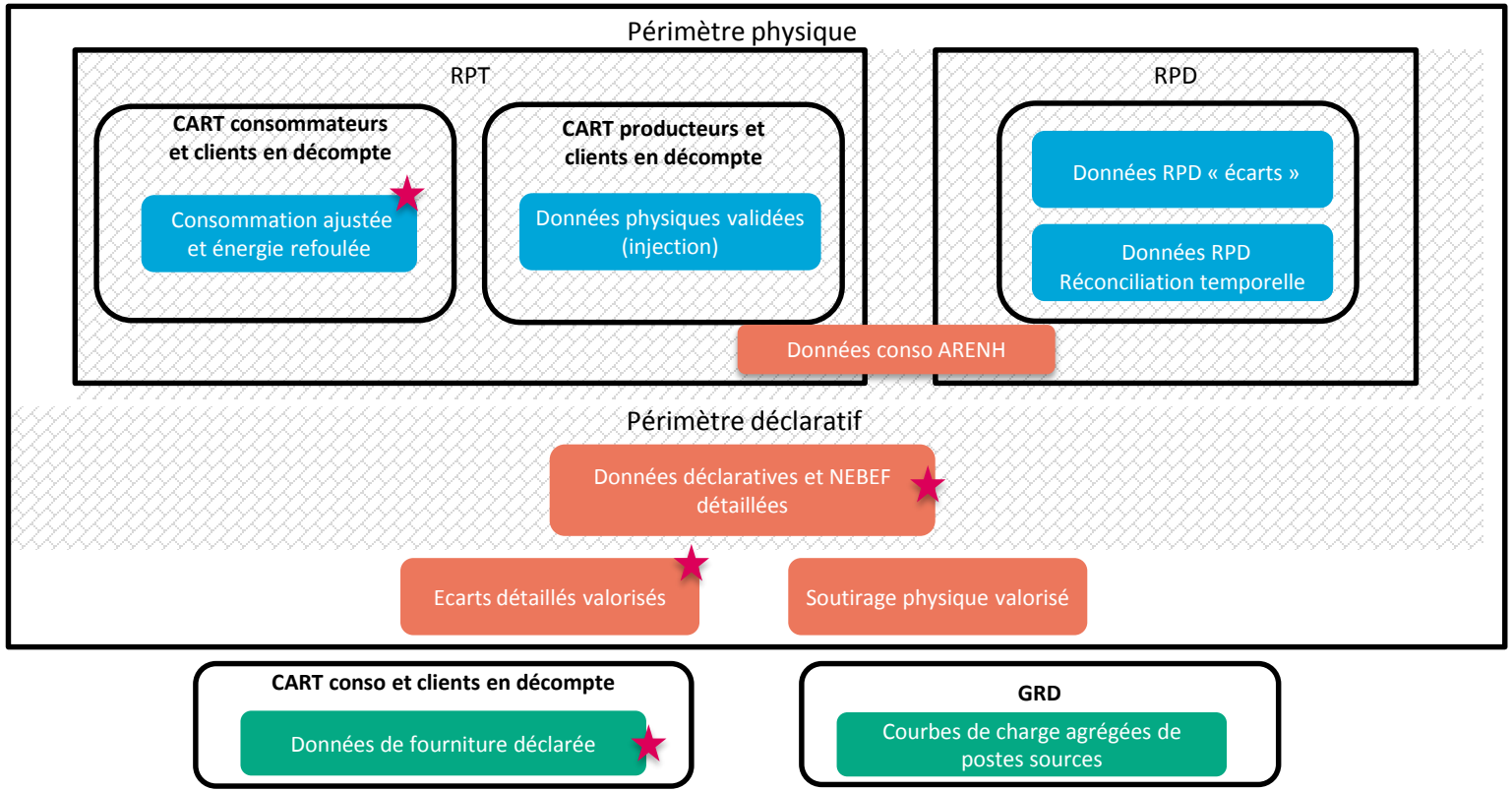


J'importe les données dans mon SI

Mise à disposition d'Open APIs (données publiques) et d'APIs partenaires (données privées)

- *Non accessibles aux tiers mandatés à ce jour*

Les nouveaux services à venir autour des données RE



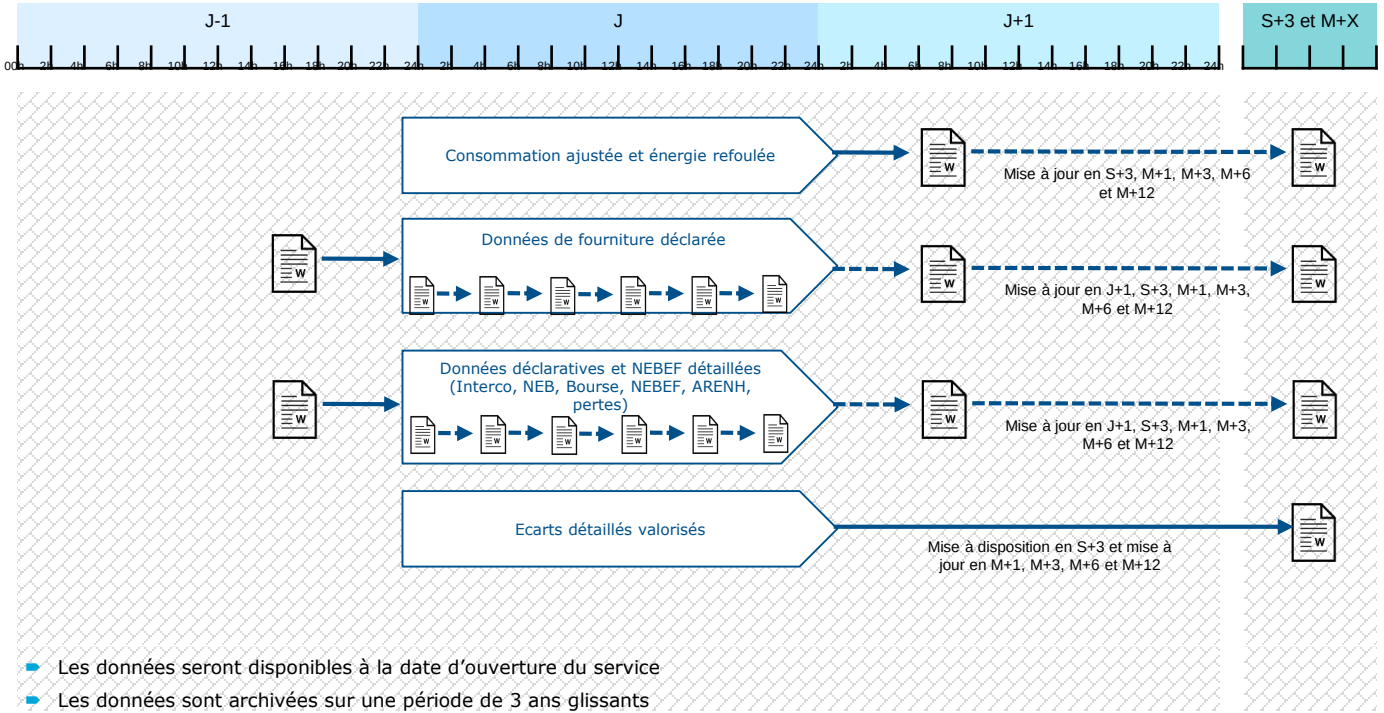
API à destination des clients réseau uniquement

API à destination des clients réseau et RE

API à destination des RE uniquement

★ *Services du 1er lot ouvert d'ici fin 2017*

Disponibilité des données d'une journée J



- Les données seront disponibles à la date d'ouverture du service
- Les données sont archivées sur une période de 3 ans glissants

Mise à disposition de données

10 APIs partenaires (APIs privées) disponibles à date

- **Données physiques SPEED** - *SPEED Physical* : permet de récupérer, dans un délai inférieur à 30 min, vos données brutes d'injection et soutirage physiques (énergie active) par pas de 1 minute ou 10 minutes. ***Service disponible pour les comptages relevés en IP.***
- **Données de comptage SPEED** - *SPEED Metering* : permet de récupérer, dans un délai inférieur à 30 min, vos données brutes de comptage (énergies actives / réactives soutirées et injectées) par pas de 1 minute ou 10 minutes. ***Service disponible pour les comptages relevés en IP.***
- **Référentiel des identifiants** – *ID Referential* : permet d'accéder à la correspondance entre les codes EIC et les identifiants actuels (codes internes RTE) pour l'ensemble de votre périmètre de services souscrits.
- **Données de comptage validées** – *BIG Metering* : permet de récupérer, à partir de J+1 à 8h, vos données de comptage validées (énergies actives / réactives soutirées et injectées) par pas de 10 minutes.
- **Données physiques validées** – *BIG Physical* : permet de récupérer, à partir de J+1 à 8h, vos données validées d'injection et soutirage physiques (énergie active) par pas de 10 minutes.
- **Données de consommation ajustée** - *BIG Adjusted* **:** permet de récupérer, à partir de J+1, vos données de consommation ajustée et de production des sites de soutirages raccordés au RPT par pas de 10 minutes.

Et d'autres encore à découvrir sur le Portail Data !

Pré-requis ?

Être titulaire d'un contrat d'accès au réseau de transport (CART), d'un contrat de service de décompte* ou d'un mandat** + Créer un compte via le Portail Data + Déclarer un premier administrateur

**Sauf pour les données réseau validées accessibles uniquement aux titulaires d'un contrat CART ou d'un mandat*
*** Annexe C7 pour les RE*

25 Open APIs (API publique) disponibles à date

- Des APIs **ouvertes à tous**, proposant des **données publiques**, autour des thématiques suivantes :

Consommation | **Equilibrage & dispositif RE** | **Mécanisme capacité** | **Interconnexion** | **Production**

Open APIs disponibles en lien avec l'équilibrage du système électrique et le dispositif RE

- ***consumption*** *: permet d'accéder aux prévisions de consommation électrique pour la France continentale, élaborées par RTE. Ces prévisions incluent les pertes électriques sur le réseau mais n'incluent pas la consommation du pompage des usines hydrauliques. Les prévisions de consommation servent de référence pour s'assurer de l'adéquation de l'offre à la demande d'électricité à différents horizons temporels allant du pluriannuel au temps réel.*
- ***actual_generation*** *: permet de récupérer les données de production réalisée agrégée par filière (en MW) et de production réalisée par groupe (en MW) en infrajournalier, correspondant aux productions nettes injectées sur le réseau. Ces données sont construites par RTE à partir des télémesures équipant les unités de production et à partir d'un modèle d'estimation pour les filières éolienne et photovoltaïque.*
- ***generation_forecast :*** *permet de récupérer les prévisions de production à différentes échéances (J-3,J-2, J-1 et Infra journalier) en MW pour différentes filières (agrégée France, éolien, solaire, installations bénéficiant de l'Obligation d'Achat avec EDF). Les données proviennent de programmes de production, d'estimations de production reçues ou directement des estimations élaborées par RTE.*
- **wholesale_market :** *permet d'obtenir les données relatives aux marché de gros dans le cadre du fonctionnement de la bourse de l'électricté EPEX Spot*
- **balancing_energy :** *permet de récupérer les données relatives au mécanisme d'ajustement : Offres formulées et activées par les différents GRT, tendance et prix de règlement des écarts, prix d'ajustement, délai de Mobilisation de l'offre (DMO) et durée minimale d'utilisation (DOmin), volume journalier d'énergie par motif d'ajustement / type d'offre et type d'énergie*
- **balancing_capacity :** *permet de récupérer les données relatives à la contractualisation de capacités d'équilibrage (réserve contractualisée d'ajustement, offres acceptées, marges journalières d'exploitation aux pointes de consommation, Messages de manques d'offres)*
- **bre_imbalance_reconstitution :** *permet d'obtenir les données utilisées pour le calcul des écarts (courbe de charge de référence nationale, écart national de profilage, coefficient de calage national)*
- ***bre_temporal_reconciliation :*** *permet de mettre à disposition les données utilisées lors de la réconciliation temporelle (courbe de charge de référence nationale, écart national de profilage, coefficient de calage national, Courbe de charge du résidu national)*

Pré-requis ?

Créer un compte via le Portail Data

Ces données publiques sont disponibles par ailleurs dans tableau de bord du Portail Client actuel
Si vous récupérer automatiquement ces données sur le portail Client, nous vous invitons à utiliser dès maintenant les Open APIs mis à votre disposition.

Les prochains services à venir…

- Publication de l'écart déclaratif prévisionnel du RE au fil de l'eau (arrivée de PEB)
- Reprise des services privées actuellement disponible au sein de Publication (Fin 2018)
- Mise à disposition de nouveaux services à disposition des RE (projet en cours d'ouverture)
  - ✓ Courbes de charge RPD maille France mises à disposition sur le portail service (T1 2018)
  - ✓ Données d'équilibrage (Ajustement/Services Systèmes) au fil de l'eau, au plus tôt 10 minutes après le pas de règlement des écarts (T3 2018)
  - ✓ Consommation ajustée, calculée au fil de l'eau à partir des données brutes de comptage RPT et mise à disposition au plus tôt 10 minutes après le pas de règlement des écarts (Fin 2019)
  - ✓ Composantes RPD mis à disposition des RE en S+1 au lieu de S+2 (Fin 2019)
  - ✓ Ecart global brut calculé puis mis à disposition des RE (Fin 2019)
    - En J+1 pour les RE sans périmètre physique RPD
    - En S+1 pour les RE avec périmètre physique RPD
- Mise à disposition de nouveaux services à disposition des GRD (projet en cours d'ouverture)
  - ✓ Consultation et mise à jour des RE actifs (Fin 2018)
  - ✓ Vérification de la qualité des données transmises ((Fin 2019)

Merci de votre participation

Prochain AT :

02/11/2017– Salle ARTEMIS cœur défense – 14h à 16h30

Prochains GT MA-RE :

24/11/2017– Tour Initiale - 14h à 16h30

12/12/2017 – Com Square - 14h à 17h

05

Annexes

Le Portail Services : Pour qui ? Pour quoi ?

Un accès facilité et sécurisé à tous vos services de données, une interface personnalisée et une gestion de votre compte en toute autonomie

Qu'est ce que c'est ?



Un **site internet**

Accessible sur tous les canaux *(PC, puis tablette & smartphone à venir)*

Regroupant des informations publiques & privées *(pour les clients)*

Proposant des **services de notifications et de visualisation graphique** des données *(fonctionnalité à venir)*

À qui s'adresse-t-il ?



Portail **ouvert à tous**

Qui s'adresse aux clients pour l'accès aux **données publiques & privées**….

…comme aux non clients pour l'accès aux données publiques

Offrant la possibilité à tous de se **créer un compte et de personnaliser sa page** d'accueil en fonction de ses préférences

Pour quels usages ?

Visualiser graphiquement des données publiques et des données privées (pour les clients)

En tant que client, gérer ses **services de notifications (hors tiers mandatés)** et accéder aux **informations de ses contrats**

Habiliter des utilisateurs identifiés en interne comme en externe (mandat) via un mode de connexion simple

Etapes à suivre pour accéder aux services de données privées

1. Adressez-vous à votre Responsable de Compte pour lui indiquer que vous souhaitez accéder au Portail Services et/ou au Portail Data
2. *Vous recevez alors un mail nominatif de la part de RTE*
3. Remplissez le formulaire de déclaration du 1er administrateur de votre société (lien vers le formulaire disponible dans le mail reçu par RTE)
4. *L'administrateur identifié reçoit alors un mail de la part de RTE pour validation*
5. L'administrateur clique sur le lien présent dans l'email, choisit son mot de passe, valide les Conditions Générales d'Utilisation (CGU) : son compte est alors validé et il peut accéder au Portail Services et/ou au Portail Data !
6. L'administrateur gère les utilisateurs de la société (gestion des droits d'accès) et, pour le Portail Services, paramètre les préférences du compte client (seuils de notifications, fréquence des alertes, etc.) et



Eclairage !

Quel est le rôle d'un premier administrateur ?
Le 1er administrateur est une personne identifiée chez le client qui aura en charge la gestion des utilisateurs et le paramétrage des différents services.

Quels prérequis pour déclarer un premier administrateur ?
Vous devez nécessairement être titulaire d'un contrat avec RTE et disposer d'un code EIC pour votre société (identifiant unique).

- RTE met à votre disposition une liste vous permettant de vérifier que vous disposez d'un code EIC;
- Si vous n'en disposez pas, vous pouvez obtenir le vôtre auprès de RTE en remplissant ce formulaire.

Est-ce les mêmes identifiants pour les deux portails ?
Les demandes d'accès aux portails Services et DATA sont dissociées. Pour accéder aux deux portails, deux demandes doivent être réalisées.

Qui accède à quoi?

	Portail Services	Portail Data
Client / Client développeur *(Titulaire d'un contrat avec RTE ou mandaté)*	Accès aux données publiques et privées Gestion de mes préférences et des paramètres de services de notification	Accès aux Open APIs et aux APIs Partenaires
Abonné / Abonné développeur *(Non titulaire d'un contrat avec RTE mais dispose d'un compte utilisateur)*	Accès aux données publiques uniquement et téléchargement Ajout de favoris et téléchargement	Accès aux Open APIs uniquement
Visiteur *(Visiteur anonyme)*	Accès aux données publiques uniquement	Accès au catalogue des APIs uniquement

Aller plus loin dans la découverte ?

- **Consultez les données publiées par RTE depuis le Portail Services**

  https://www.services-rte.com/

- **Consultez le catalogue d'APIs disponibles depuis le Portail Data**

  https://www.data.rte-france.com



Et restez connecté à votre boîte mail pour être informé des nouveaux services à venir !