Pas de règlement des écarts à 15 minutes

Appel à contributions

le 19 juin 2019

Sommaire

1. Contexte Page 3
2. Principes généraux Page 3
3. Séquencement des évolutions avec les projets en cours interagissant avec le pas 15’ Page 5
4. Evolutions structurantes pour le changement de pas de règlement des écarts Page 6
5. Organisation de la concertation Page 7

1. Contexte

Le dispositif de responsable d'équilibre issu de l'article L. 321-15 du Code de l'énergie est la pierre angulaire du fonctionnement du système électrique. C'est par ce mécanisme que chaque producteur et chaque consommateur devient responsable financièrement, directement ou indirectement, en contractualisant à cette fin avec un responsable d'équilibre, des écarts les injections et les soutirages d'électricité auxquels il procède. L'objectif est d'inciter chaque responsable d'équilibre à livrer un périmètre équilibré afin de pourvoir assurer en temps-réel l''équilibre offre-demande du système électrique.
Aujourd'hui, en application des règles de responsable d'équilibre (« règles RE »), les écarts des responsables d'équilibre sont évalués et valorisés à un pas de 30 minutes (pour chaque pas ½ horaire d'une journée et chaque responsable d'équilibre, RTE évalue et valorise les écarts entre les injections et les soutirages selon les modalités définies par les règles RE). Cette évaluation repose sur les bilans produits par les gestionnaires de réseau à partir des données issues des dispositifs de comptage des gestionnaires de réseau pour tous les sites physiques injectant ou soutirant de l'énergie sur le réseau ainsi que sur des méthodes d'estimation pour les sites dits « profilés ».

En application du règlement Européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing » entré en vigueur le 18 décembre 2017, les gestionnaires de réseau doivent appliquer un pas de règlement des écarts de 15 minutes, au plus tard 3 ans après l'entrée en vigueur du texte, soit d'ici le 18 décembre 2020.

En application de l'article 62(2)(d) du règlement EBGL, la CRE, dans sa délibération du 14 novembre 2018, a accordé une dérogation jusqu'au 1er janvier 2025 pour la mise en œuvre du pas de règlement des écarts à 15 minutes et a demandé aux gestionnaires de réseau de mener les concertations avec l'ensemble des parties prenantes afin de définir avec plus de précisions la cible de mise en œuvre et son calendrier.

Lors de la réunion adhoc « Pas de règlement des écarts à 15 minutes » du 14 mai 2019, RTE et Enedis ont proposé une cartographie des sujets à aborder lors de la concertation ainsi qu'une organisation pour la mener.
En effet, du fait du rôle central du dispositif d'équilibrage dans l'organisation du système électrique, l'évolution du pas de règlement des écarts implique de nombreuses évolutions techniques ainsi que des évolutions des règles des mécanismes de marché.

L'objectif du présent appel à contributions, mené conjointement par RTE et ENEDIS, est de recueillir les avis des différentes parties prenantes, afin de compléter la vision des impacts et contraintes de chaque acteur concerné , de définir des modalités de mise en œuvre et un calendrier permettant à chacun un passage au pas de règlement des écarts à 15 minutes dans les meilleures conditions possibles.

Les destinataires du présent document sont invités à faire parvenir leur réponse avant le **jeudi 18 juillet 2019** en envoyant les éléments à ENEDIS et RTE:

- par messagerie à Christophe.Plaud@Enedis.fr et Agnes.Landre@Enedis.fr,
- sur le site concerte.fr de RTE.

Après analyse des réponses et formalisation d'une synthèse, une restitution sera organisée pour les parties prenantes courant octobre 2019. Celle-ci se fera lors une réunion dans un format similaire à celle du 14 mai.

2. Principes généraux

- **Domaines impactés par le changement de pas de règlement des écarts**

Du fait du rôle central du dispositif de responsable d'équilibre, le changement de pas de règlement des écarts implique de nombreuses conséquences pour le système électrique. RTE et Enedis ont identifié notamment les principales adaptations suivantes à mettre en œuvre :

- l'adaptation des dispositifs de comptage de gestionnaires de réseau et le système d'information associé. Tous les systèmes de comptage sur les réseaux HTB, HTA, BT>36kVA et BT<36kVA devront être en mesure de restituer et de traiter de courbes de charge compatibles avec un pas de 15 minutes (aujourd'hui les granularités utilisées sont 30min et 10min pour la facturation de l'accès au réseau.

- pour les sites dont la courbe de charge est estimée, l'adaptation du système de profilage pour constituer des profils à un pas de 15min ;

- la publication des données, la production de bilans et des écarts des responsables d'équilibre à un pas de 15min. Les responsables d'équilibre seront incités à équilibrer leur périmètre sur un pas de 15min et ils devront disposer des données à ce même pas pour être en mesure d'établir des prévisions fiables ;

- l'adaptation de tous les mécanismes d'échange entre acteurs pour permettre d'échanger des blocs d'énergie sur un pas de temps 15min. Cela concerne les marchés organisés J-1 et infrajournalier qui devront proposer des produits 15 minutes (cette évolution devra être prise en compte dans le cadre des règles et plateformes développées pour le couplage des marchés), les échanges de gré à gré en France (Programmes d'échange de blocs, ou « PEB »), la gestion des interconnexions pour les échanges d'énergie transfrontaliers explicites et la programmation des interconnexions à un pas de 15 minutes ;

- l'adaptation du dispositif de programmation et du mécanisme d'ajustement avec un pas de programmation compatible avec le pas 15 minutes ; l'évolution vers 96 guichets de programmation et d'offres (le règlement européen CACM prévoit un délai de neutralisation maximal d'une heure pour chaque échéance de marché, ce qui implique de passer à un guichet tous les ¼ d'heure). Pour RTE, la conséquence sera une réduction de la fenêtre opérationnelle (elle est aujourd'hui d'un durée comprise entre 1h et 2h, à 96 guichets, elle sera comprise entre 1h et 1h15). En lien avec le passage à 96 guichets, la future plateforme d'échange d'équilibrage pour les offres en DMO 30 minutes, TERRE, devra également évoluer (au démarrage, le processus TERRE sera séquencé 24 guichets horaires et le produit TERRE d'une durée maximale d'une heure devra évoluer pour être comptable avec la nouvelle durée de la fenêtre opérationnelle).

Question 2.1 :

Partagez-vous la liste des principaux domaines impactés ? Voyez-vous d'autres impacts à prendre en considération dans le cadre de la concertation ?

- **Principes généraux proposés pour la mise en œuvre du pas 15min**

Le changement de pas de temps s'inscrit dans un programme d'évolutions très denses de tous les mécanismes de marché court-terme. Compte tenu de l'ensemble des impacts identifiés, Enedis et RTE proposent les principes suivants pour structurer la mise en œuvre du pas 15 min :

1. ne pas anticiper le passage au pas de règlement des écarts de 15 minutes et utiliser tout le délai accordé par le CRE (mise en œuvre en juillet 2024 ou janvier 2025) afin notamment (i) de permettre une période de fonctionnement à blanc et ainsi sécuriser la transition pour les acteurs de marché ; (ii) de mener à bien les évolutions déjà en cours relatives aux systèmes de comptage et à la reconstitution des flux avant le changement de pas de règlement des écarts ;

2. mettre en œuvre une granularité de 15' sur l'ensemble de la chaîne de production des bilans, sans interpolation de données 10' ou 30' ;

3. limiter, autant que possible, les effets de bord du pas 15' sur les autres processus (facturation, publication de données, qualité de fourniture …) afin de ne pas perturber les processus adjacents.

Question 2.2 :

Partagez-vous les grands principes proposés par Enedis et RTE pour la mise en œuvre de l'ISP 15min ? En particulier, quelle est selon vous la date de démarrage opérationnel préférable : période hivernale / estivale, synchronisée avec le calendrier de la réconciliation temporelle (démarrage en juillet) ou avec d'autres calendriers contractuels ?

Question 2.3 :

Concernant la phase de fonctionnement à blanc, quels besoins identifiez-vous ?

De quelles données souhaitez-vous disposer pour la phase de fonctionnement à blanc afin d'être en mesure de préparer le changement, pour quels besoins ?

Quelle doit être la durée de cette phase de fonctionnement à blanc ?

Question 2.4 :

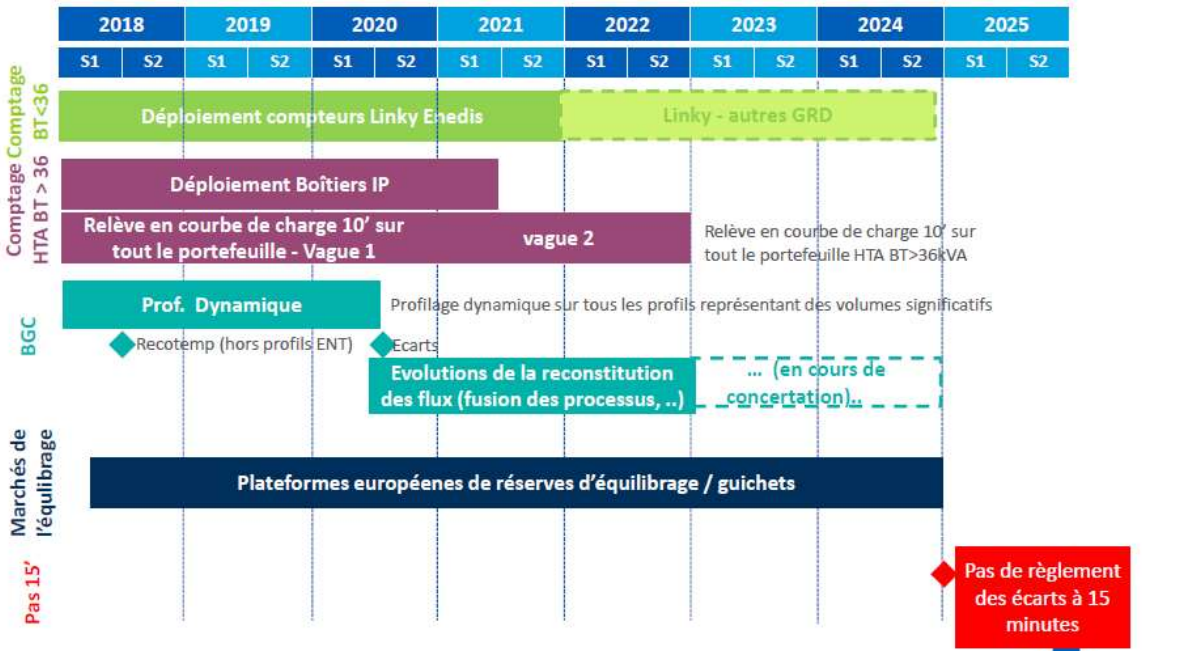
Est-il envisageable selon vous, d'avoir un calendrier ou des modalités de mise en œuvre différenciés selon les GRDs (dates de démarrage différentes, non-participation à la phase à blanc, autres …) ?

3. Séquencement des évolutions avec les projets en cours et interagissant avec le pas 15min

Un certain nombre de projets sont déjà en cours ou vont être lancés dans les prochains mois ; les gestionnaires de réseau ont identifiés ceux qui doivent être menés à bien avant le changement de pas de règlement des écarts, notamment :

- Le déploiement des compteurs communicants pour les sites raccordés en BT, avec une puissance inférieure à 36kVA ;
- Le déploiement de boitiers de communication IP pour les sites raccordés en BT de puissance > 36kVA ou les sites raccordés en HTA ;
- Les évolutions relatives à la mise en œuvre du profilage dynamique, le refonte de processus de réconciliation temporelle en lien avec le déploiement des compteurs communicants et la possibilité d'effectuer des relèves d'énergie plus fréquentes ;
- La mise en œuvre des plateformes européennes d'énergie d'équilibrage.

La séquence proposée pour les différents projets est représentée dans le graphique ci-dessous.



Question 3 :

Partagez-vous le séquencement des projets proposés par Enedis et RTE ?
Avez-vous des contraintes de calendrier et adhérence avec d'autres évolutions simultanées du système impactant vos processus ?

4. Evolutions structurantes pour le changement de pas de règlement des écarts

- **Comptage HTA et BT > 36kVA**

A l'échéance de changement de pas, tous les compteurs HTA et BT> 36KBA permettront la rélève de courbes de charge au pas actuel de 10min. Les évolutions suivantes sont proposées :

- Reparamétrage de l'ensemble des compteur pour mesure les courbes de puissance active et réactive et les courbes de tension au pas 5min ;
- Constitution des bilans RPD de RE au pas 15min
- Production de courbes de charge au pas 10min lorsqu'elles sont nécessaires pour des usages spécifiques (ex : facturation de l'accès au réseau).

En cas de besoin, les mesures au pas 5min pourront être rendues disponibles. Par ailleurs, des evolutions seront probablement nécessaires pour exploiter les données issues de la TIC, en aval compteur, compte tenu des changements de pas de mesure.

Question 4.1 :

Souhaitez-vous apporter des remarques sur les principes de mise en œuvre pour les points de comptage HTA et BT>36kVA ?

- **Comptage BT ≤ 36kVA**

A l'échéance du démarrage du projet, tous les sites seront équipés de compteurs communicants et la reconstitution des flux reposera (i) sur des courbes estimées au pas 30 minutes par profilage dynamique, (ii) sur des courbes de charge relevées au pas 10 ou 30 minutes.

Pour les sites dont la courbe de charge est estimée, Enedis propose :
- de calculer des profils dynamiques au pas 15min en remplacement des profils 30min actuels ;
- de conserver les profils statiques 30 minutes encore utilisés à cet horizon et qui représenteront une faible volumétrie, et d'interpoler les valeurs 30min pour constituer des profils 15min ;

Pour les sites dont la courbe de charge est utilisée pour la reconstitution des flux, il est proposé de re-paramétrer les compteurs pour enregistrer une courbe de charge au pas 15' (lorsque la courbe de charge n'est pas utilisée pour la reconstitution des flux, il est proposé de ne pas modifier le pas de relève).

Question 4.2 :

Avez-vous des remarques sur les principes de mise en œuvre pour les points de comptage BT≤36kVA ?

- **Mécanismes nationaux liés à l'équilibrage du système électrique**
  - *Dispositif de responsable d'équilibre*
    Toute la chaine de calcul des écarts (reconstitution des flux et réconciliation temporelle) devra évoluer vers un pas de 15 minutes.
  - *Equilibrage*
    En application du règlement européen CACM, le nombre de guichets infrajournaliers de redéclaration des offres, des programmes, de programmes d'échange aux interconnexions devra évoluer vers 96 guichets par jour.
  - *Plateformes européennes d'équilibrage*
    Les plateformes MARI et PICASSO seront compatibles avec 96 guichets dès le démarrage. La plateforme TERRE pour laquelle il est prévu au démarrage un séquencement sur la base de 24 guichets horaires de remise des offres devra évoluer pour prendre en compte l'évolution de la durée de la fenêtre opérationnelle.

Question 4.3 :

Avez-vous des remarques sur les principes de mise en œuvre pour les mécanismes nationaux liés à l'équilibrage?

5. Organisation de la concertation

La concertation sera menée conjointement par Enedis et RTE, en associant également les autres gestionnaires de réseau de distribution. Pour la concertation relative au changement de pas, il est proposé de s'appuyer sur les instances existantes et spécifiques à chaque mécanisme de marché, notamment :
- le GT MA-RE,
- le CGP (Comité de gouvernance du profilage),
- le GT Comptage évolué d'Enedis,
- le GT Comptage et données de RTE,
- Le Comité des Acteurs du Système Electrique (CASE)
- le GT Nouveaux services et procédures d'Enedis,
- le GT Nebef
- le GT Mécanisme de capacité
- …
-

Il est proposé par ailleurs d'organiser de réunions ad'hoc ISP 15' afin de coordonner les travaux (planning global, phase de fonctionnement à blanc…. Le suivi global des travaux y sera présenté, ainsi que lors des réunions CAM/CASE.

Question 5 :

L'organisation proposée pour la concertation vous parait-elle adaptée?

Ces instances vous paraissent-elles être les bonnes pour couvrir l'ensemble des aspects de la mise en œuvre ?

- **Liste de thèmes à aborder lors des concertations**

Les thèmes identifiés pour chacune des instances concernées sont listés ci-dessous :

GT MA – RE

- Évolutions du nombre de guichets pour la programmation et les offres
- Ré-interrogation des différents pas de temps :
  - Pas de Contrôle du Réalisé
  - Pas de programmation
  - Pas de temps pour les échanges de Blocs (PEB)
  - …
  - Impacts éventuels sur les modalités de calcul (valorisation, préqualification) et sur les indicateurs du MA
- Evolution des processus lié au règlement financier des écarts
  - Convergence des processus Ecarts & Recotemp
  - Echanges de données (RTE – Resposanbles d'équilibre, RTE- GRD)

Comité gouvernance Profilage (CGP)

- Calendrier de démarrage
  - Date de démarrage opérationnel au 1er juillet ou au 1er janvier
- Constitution et mise à disposition des nouveaux profils 15'
  - Dynamiques
  - Statiques par découpage des profils 30' existant
- Phase de fonctionnement à blanc pour calibrage des modèles de prévision
  - Modalités (jusqu'ou va-t-on dans le processus de règlement des écarts)
  - Durée de phase à blanc
  - Profondeur d'historique disponible pour les points profilés
  - Profondeur d'historique disponible pour les points relevés en CC
    - BT < 36 kVA
    - HTA et BT > 36 kVA
  - Etudes à engager pour déterminer l'algorithme d'interpolation et évaluer l'incertitude associée (évaluer l'intérêt d'un algorithme de lissage ciblé)

GT Comptage évolué (ENEDIS)

- Evolutions comptage HTA et BT>36 kVA
- Calendrier de reprogrammation des compteurs
  - HTA et BT> 36 kVA
  - BT < 36 kVA

- Impacts sur les données aval compteur (TIC)
    - Evolutions à prévoir
    - Calendrier
- Pas de mise à disposition des courbes de mesure HTA et BT> 36 kVA
    - Pas fonction des usages (10' ou 15') ou sous multiple commun (5')

GT Comptage et données (RTE)

- A l'échéance du démarrage du projet 15' , RTE aura déployé le nouveau palier de comptage
- Pour la production des courbes de charges et des bilans à destination des responsables d'équilibre', RTE pourra publier des données à un pas de temps de 5 ou 15 minutes
- Pour l'accès au réseau, le pas de 10 minutes pourra être maintenu.

Comité des Acteurs du Système Electrique (CASE)

- Impacts sur la certification des capacités pour la partie qui relève des GRDs
- Impact sur l'obligation de garantie de capacité pour la partie qui relève des GRDs
- Impact sur les différents pas utilisés en contrôle du réalisé, programmation, NEB pour les sites raccordés au RPD
- Impact sur les offres d'ajustement et d'effacement pour les sites raccordés au RPD

GT Nouveaux Services et Procédures

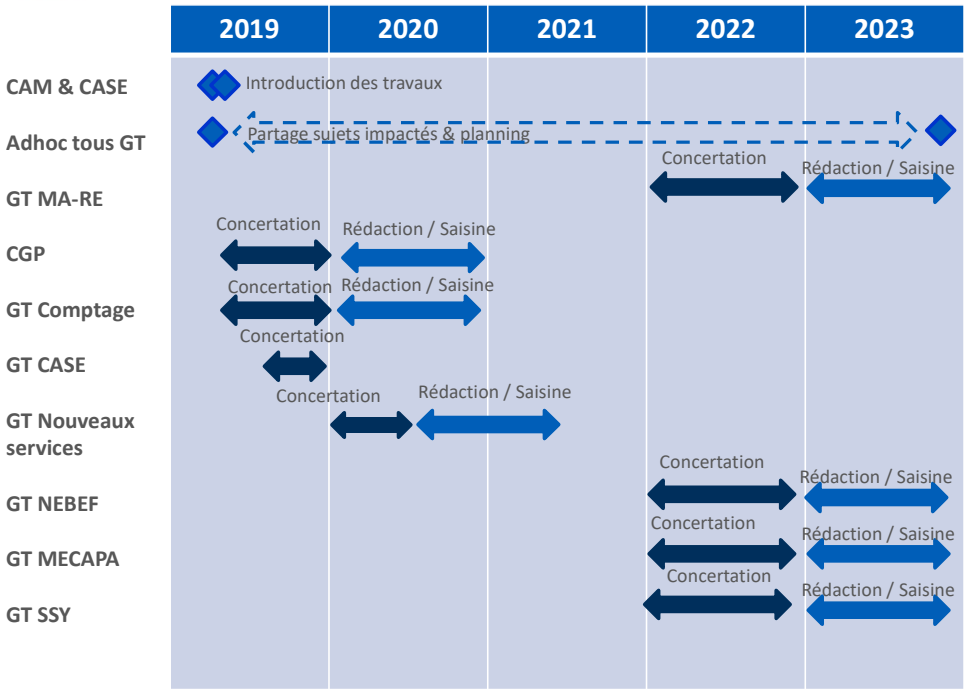
- Autoconsommation collective et impacts du passage au pas 15' sur la facturation des points
- Mise à disposition des données des courbes de mesure HTA et BT

Question 6 :

Voyez-vous d'autres sujets à instruire dans le cadre de cette concertation sur le nouveau pas de règlement des écarts ?

- **Macro calendrier**

La figure ci-dessous représente le calendrier proposé pour la concertation.



Question 7 :

Avez-vous des remarques sur le planning proposé pour la concertation ?

Question 8 :

Souhaitez-vous porter à la connaissance d'Enedis ou RTE d'autres commentaires et/ou propositions relatives au changement de pas de règlement des écarts ?