Appel à contributions d'Enedis et RTE sur le pas de règlement des écarts 15 minutes

Réponse d'EDF

18/07/2019

EDF remercie RTE et Enedis pour cet appel à contributions, faisant suite à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 novembre 2018, et pour la démarche visant à donner de la visibilité aux acteurs sur les étapes à venir à l'horizon 2025.
Afin de maîtriser les coûts de transition, les acteurs auront en effet besoin de planifier le plus en amont possible leurs travaux d'adaptation et pour cela de disposer d'un calendrier d'ensemble tenant compte de leurs contraintes.
EDF souhaite cependant rappeler que l'évolution du pas de règlement des écarts relève d'une volonté d'harmonisation européenne, dont la plus-value n'est pas avérée au regard des coûts de transition.

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 ?

Parmi les évolutions à mettre en œuvre, RTE et Enedis identifient le passage au pas 15 minutes des marchés organisés J-1 et infrajournalier, ainsi que la programmation des interconnexions. EDF partage ce constat, nécessaire pour que les acteurs puissent échanger et s'équilibrer à pas 15 minutes. Il semble néanmoins probable qu'un passage à 15' du couplage de marchés J-1 se heurtera à d'importantes difficultés techniques. Afin de donner aux acteurs une vision d'ensemble des modalités et calendrier de passage au pas 15', il est essentiel que RTE et Enedis associent les NEMO dans cette concertation.
Ce changement du pas de temps des marchés organisés présentera un impact sur le sourcing des fournisseurs, qui devront être en mesure de le prendre en compte de façon anticipée dans les contrats commerciaux y faisant référence.

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 ?

EDF est favorable au principe proposé d'un calcul d'écart effectivement réalisé à pas 15 minutes, sans interpolation à partir de données 10 ou 30 minutes (*). Un calcul approximatif d'écart, de surcroît dans un contexte où les évolutions engagées sur Recoflux visent à responsabiliser les RE sur la consommation physique de leur périmètre, aurait interrogé sur l'utilité de la réforme et l'intérêt pour les acteurs de basculer leurs processus et outils à pas 15'.

(*) à l'exception de quelques profils statiques résiduels, comme évoqué lors du GT du 14/5

Concernant la date de démarrage opérationnel, une bascule de l'ensemble des interfaces et modèles de prévision et de programmation au 1er janvier serait risquée :

- Période déjà complexe par nature pour la prévision de consommation (effet de rupture dans le périmètre clients au 1er janvier, consommations différentes pendant cette période de jours fériés/vacances, vague de froid potentielle) ;
- Période peu propice à des mises en service.

Pour autant, compte tenu de l'ampleur des travaux à mener et du faible historique de données qui sera disponible pour le calage des modèles de prévision (cf Question 2.3), EDF ne souhaite pas que le délai de mise en œuvre du pas 15 minutes soit raccourci. EDF est donc favorable :

- au maintien de la date du 1er janvier 2025 pour la facturation des écarts RE au pas 15 minutes ;
- à la définition d'un calendrier pour la phase de fonctionnement à blanc permettant aux acteurs de basculer leurs processus et SI à pas 15' progressivement et à leur rythme, afin d'être prêts pour le 1er janvier 2025.

Afin de laisser cette souplesse aux acteurs, EDF envisage 3 étapes :

1 – Une première phase pendant laquelle les nouvelles interfaces techniques au pas de temps 5'/15' seront mises en place progressivement, les acteurs continuant à s'échanger des données comme aujourd'hui aux pas 10'/30'. Le planning précis devra être défini dans le cadre des différents GT de concertation.
Cela permet d'anticiper les adaptations aux interfaces et de les décorréler des évolutions fonctionnelles (soit par superposition des nouveaux flux à pas 5/15 tout en maintenant les actuels flux à pas 10/30, soit par mise en place de flux compatibles avec les deux résolutions).
Cette phase devrait idéalement être terminée au cours du premier semestre 2024, et pourra dans certains cas être anticipée à l'occasion d'autres refontes techniques.
A titre d'illustration, l'interface d'envoi des programmes d'appels TOPASE est d'ores et déjà compatible avec des envois à pas 5', 15' ou 30' (RTE assurant la conversion selon les modalités fixées dans les règles MA-RE). De même, les API mis en place pour la récupération de données sur le portail données de RTE devraient permettre de paramétrer le pas de temps des données requêtées.

2 – Une deuxième phase, jusqu'au 31/12/2024, pendant laquelle les acteurs pourraient commencer, s'ils le souhaitent, à migrer leur processus au pas 15'. Durant cette phase RTE continuerait à facturer les écarts au pas 30'.

3 – Une troisième phase commençant le 1er janvier 2025, où RTE facturerait les écarts au pas 15'. Les acteurs qui ne seront pas encore prêts ou qui estimeront qu'il n'est pas utile de basculer leur processus à pas 15' assumeront le surcoût des écarts au pas 15mn

Par ailleurs, l'échéance de juillet un temps évoquée ne sera probablement plus pertinente à l'horizon 2024/25 compte tenu de l'évolution du processus Recotemp (intégration des index Linky et bouclage quotidien sur les pertes, fusion des processus Ecart/Recotemp).

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 ?

Cette période servira à tester les processus opérationnels :

- préparer la gestion opérationnelle de la prévision de consommation au pas 15 minutes
- tester et basculer l'ensemble des flux et des outils SI au pas 15 minutes, par étapes afin de minimiser les risques.

En revanche, cette période sera trop tardive et trop courte pour disposer des données nécessaires à l'apprentissage des modèles de prévision de consommation. Classiquement, un tel exercice impose de disposer d'un historique de 5 ans de données, rejouées selon les modalités-cible, c'est-à-dire au pas 15' et en tenant compte des autres évolutions sur la reconstitution des flux, et incluant toutes les composantes de la consommation imputées aux RE :

- consommations profilées, avec profil dynamique pas 15', et selon les règles du système cible en cours d'élaboration en CGP (FU quotidien)
- pertes calculées par bouclage au pas quotidien
- coefficient de calage
- consommations télérelevées

Une fois ces données disponibles, le délai de traitement et de calage des modèles est d'au moins 6 mois. Ce jeu de données devrait donc être disponible au premier trimestre 2024, pour viser les tests et qualification des modèles à l'automne 2024.

En l'état du calendrier présenté le 14 mai, il apparait que les bascules de compteurs et l'acquisition de données à pas 5'/15' (télérelevés et panels pour le profilé) interviendront en T1/T2 2023, ce qui signifie que l'historique disponible début 2024 serait inférieur à un an. Pour assurer un paramétrage valable des modèles, un historique de trois ans est nécessaire : il est donc crucial qu'Enedis et RTE anticipent le paramétrage des compteurs à 2021, en particulier tous les compteurs permettant la modélisation de la prévision : les compteurs collectant la CdC pour la reconstitution des flux, les panels des profils dynamiques, les comptages de tous les postes sources des GRD qui entrent dans le calcul du réalisé profilé (via le coefficient de calage), tous les compteurs permettant de générer les données publiques de RTE (Eco2mix, consommation France, déséquilibre,…). Dans le cas où une telle anticipation serait difficile pour certains sites télé-relevés, EDF demande la mise à disposition d'un historique 15' reconstitué à partir des données de comptage disponibles en pas 10', qui serait de meilleure qualité qu'un historique reconstitué à partir des données 30'.

A défaut de disposer d'un historique suffisant, EDF ne sera pas en mesure de garantir la qualité des prévisions de consommation à pas 15 minutes au démarrage en 2025.

Durant la période de fonctionnement à blanc, d'une durée d'au moins un an, il faudra

- continuer à produire les données ci-dessus à pas 15' afin de prolonger le jeu de données disponible, ainsi que la mise à jour éventuelle de l'historique antérieur (prévoir une livraison complémentaire sur T3/T4 2024)
- mettre en place les flux périodiques à pas 15' pour préparer leur intégration dans le SI et tester leur prise en compte dans le recalage des prévisions :
    - Résultat RE RE S+1/M+X et de ses constituants, notamment données unitaires des profils/télérelevés
    - Prestations à destination des RE (S50x)

- Informations proche temps réel (Eco2mix, consommation France, déséquilibre, …)
- Les données Open Data Enedis

Enfin, EDF identifie un dernier point de vigilance : les republications de CdC ou les rejeux des bilans de RE (jusqu'en M+12 voire A+2 avec Recotemp) portant sur des périodes antérieures à la date du passage au pas 15 mn devront rester au format antérieur.

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 …) ?

Par principe, EDF est favorable à un basculement simultané pour l'ensemble des GRD. EDF prend acte que certains GRD ont d'ores et déjà exprimé leurs craintes de ne pouvoir être prêt pour la phase à blanc.

EDF tient à souligner que l'absence de données 15' sur une partie du périmètre dégradera nécessairement la performance de l'apprentissage des modèles à pas 15'. A minima, il est nécessaire que l'ensemble des flux à format 15' soient mise en place à l'automne 2024.

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 ?

EDF partage le constat que les évolutions prévues pour les 5 prochaines années sont nombreuses. Ceci renforce le besoin de disposer rapidement d'un calendrier précis et réaliste pour planifier au mieux l'affectation des ressources et le phasage des mises en service.

Il sera nécessaire de détailler dans ce calendrier les différentes évolutions liées aux marchés de l'équilibrage :

- mise en œuvre des plateformes TERRE (initialement à 24 guichets), MARI, PICASSO
- évolution des guichets et du pas de temps de nomination, en distinguant les divers processus impactés (programmation de la production, offres TERRE, interconnexions, échanges de blocs)
- Evolutions des marchés journalier et infrajournalier

Question 4.1 : Souhaitez-vous apporter des remarques sur les principes de mise en œuvre pour les points de comptage HTA et BT>36kVA ?

EDF est favorable à une accessibilité des données à pas 5 minutes afin d'être en capacité d'avoir la vision la plus fine (ces données étant de toute façon disponible dans le SI des gestionnaires de réseau) et de permettre une plus grande souplesse d'utilisation en fonction des besoins internes (prévision, services aux clients, acheminement…).

Question 4.2 : Avez-vous des remarques sur les principes de mise en œuvre pour les points de comptage BT≤36kVA ?

EDF comprend des propositions d'Enedis que les compteurs communicants des sites traités en « courbe de charge » au sens de la reconstitution des flux ou constitutifs de panels passeraient à pas 15', tandis que les sites traités en profilage resteraient à pas 30'. EDF souligne que les fournisseurs sont susceptibles de mettre ces données à disposition de leurs clients. Il conviendra donc d'instruire plus précisément cette question en concertation afin de préciser le besoin ou non de paramétrer les compteurs concernés en pas 15' ou bien de conserver le statu quo tel que proposé par Enedis.

Question 4.3 : Avez-vous des remarques sur les principes de mise en œuvre pour les mécanismes nationaux liés à l'équilibrage?

EDF souligne le besoin de visibilité sur les dates et modalités prévues pour le passage à 48 puis 96 guichets de programmation et de dépôt des offres TERRE (notamment les options envisagées pour rendre compatible le produit TERRE avec la réduction de la fenêtre opérationnelle en résultant, par exemple, réduction de la durée du clearing ?).

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 ?
Question 6 : Voyez-vous d'autres sujets à instruire dans le cadre de cette concertation sur le nouveau pas de règlement des écarts ?

Une visibilité et une coordination d'ensemble des chantiers seront nécessaires, EDF est donc très favorable à ce que des réunions ad-hoc de coordination soient organisées conjointement par RTE et ENEDIS afin d'assurer un suivi global du calendrier et des modalités du passage au pas 15'.

EDF souhaite que soient également précisées les échéances et modalités de concertation au niveau européen pour

- le passage de TERRE à 96 guichets
- L'évolution des nominations aux interconnections
- L'évolution des marchés journalier et infrajournalier.

Question 7 : Avez-vous des remarques sur le planning proposé pour la concertation ?

EDF n'a pas d'objection à ce que la révision « documentaire » des règles marché ne commence qu'en 2022/23. Toutefois, il sera nécessaire de fixer les grandes lignes du calendrier de bascule bien plus tôt, en particulier pour les interfaces qui seront basculées dès le début de la phase à blanc (01/01/2024).

EDF souhaite que RTE et Enedis listent l'ensemble des flux échangés, par exemple, de façon non exhaustive :

- Programmation (déjà compatible 5'/15')
- Programmes d'échange de blocs
- Programmes d'effacements NEBEF
- Dépôt des offres d'ajustement (Syga) (NB doit pouvoir rester à pas 30' pour le démarrage)

- Back Office MA (en partie déjà à pas 5')
- Dépôt des offres TERRE
- Données temps réel publiées sur le site clients/portail data/Eco2mix (consommation France, équilibrage)
- Ecart RE et ses constituants (BGC)
- Données recoflux (coefficient de calage)
- Données de comptage RTE
- Données de comptage et profilage Enedis (flux RPxx, S5yy…)
- Données Open Data Enedis

En vue pour chacun d'eux de traiter en concertation les dates et modalités envisagées de bascule. Il sera également nécessaire de donner de la visibilité en cas de modification des formats techniques d'échange (par exemple passage en API) et de privilégier une certaine harmonisation dans ces formats.

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 ?

Tout en rappelant que le passage au pas 15' présente un coût élevé par rapport aux bénéfices escomptés, EDF souligne que cette mesure est de toute façon engagée et souhaite en conséquence que ses apports soient bien pris en compte dans d'autres dossiers.
Ainsi, son apport dans le cadre de la maîtrise de la fréquence et des « *Deterministic Frequency Deviations* » devra être pris en compte par RTE, avant d'envisager d'autres mesures coûteuses telles que l'augmentation des réserves ou des restrictions de rampe.