

Rapport de Consultation sur le projet d'évolution du Chapitre F de la Section 2 des règles MA-RE

8 acteurs ont répondu à la consultation des acteurs du Comité de Gouvernance du Profilage organisée par Enedis du 24 septembre au 22 octobre 2021, sur les évolutions du Chapitre F de la Section 2 des règles MA-RE. Les modifications proposées visent à permettre la mise en œuvre des évolutions concertées en CGP :

- Abaissement de 30' à 15' du pas de calcul de temps de calcul de reconstitution des flux et de règlement des écarts (ISP15) ;
- Système cible de reconstitution des flux (valorisant davantage les données des compteurs communicants) ;
- Autres évolutions.

Les retours de ces acteurs et les réponses d'Enedis sont détaillés ci-dessous.

Retours d'Enercoop	Réponses d'Enedis
Nous n'avons pas d'opposition aux évolutions proposées.	Enedis remercie Enercoop pour son retour.
Retours de Strasbourg Electricité Réseau (SER)	Réponses d'Enedis
Le système cible + ISP15', tel qu'il est proposé dans la V10 des règles MA-RE est en phase avec ce qui a été construit et échangé lors de nos différents ateliers de travail sur le sujet. Il prend en compte nos propositions et convient à Strasbourg Électricité Réseaux.	Enedis remercie SER pour son retour.
Retours d'Engie	Réponses d'Enedis
De notre côté, nous n'avons pas de remarques particulières concernant les modifications du chapitre F proposées.	Enedis remercie Engie pour son retour.
Retours de RTE	Réponses d'Enedis
Introduction RTE tient tout d'abord à remercier Enedis pour la concertation menée dans le cadre du Comité Gouvernance du Profilage sur les évolutions relatives au chapitre F de la section 2 des Règles MA-RE V10. Cette version des Règles intègre deux évolutions majeures et structurantes pour le dispositif de responsable d'équilibre, en ligne avec les orientations préconisées par RTE depuis 2017 dans le cadre de la feuille de route de l'équilibrage.	Enedis remercie RTE pour son retour.

Evolutions relatives à l'ISP15

Le changement de granularité du pas de règlement des écarts à horizon 2025, conformément à la réglementation européenne et à la délibération accordée par la CRE pour la mise en oeuvre en France, a des conséquences sur les différents mécanismes décrits dans les règles MA-RE : la programmation, le mécanisme d'ajustement et le dispositif de responsable d'équilibre. L'inscription dans le projet de règles MA-RE v10 des impacts de cette évolution, conformément à des demandes exprimées par certains acteurs lors d'un appel à contributions sur le sujet en 2019, permet d'apporter de la visibilité aux acteurs pour pouvoir s'y préparer.

Les modifications proposées sur le chapitre F relatives à cette évolution ont été rédigées en cohérence avec les évolutions sur la section 1 et sur les chapitres A à E de la section 2, en s'appuyant sur l'introduction de la date pivot L. RTE est favorable aux évolutions proposées, qui portent essentiellement sur l'adaptation de la granularité des échanges et des profils dynamiques.

RTE est également en phase avec la proposition d'Enedis visant à avoir un traitement simplifié pour les profils statiques, compte tenu des enjeux associés à cette échéance.

RTE précise également que les évolutions réglementaires proposées traduisent les impacts à la cible du changement de pas de règlement des écarts, et ne traitent pas des modalités transitoires qui pourront être mises en oeuvre pour faciliter la transition et limiter le big bang au moment du go live ISP15 (anticipation de certaines bascules par exemple), comme demandé par certains acteurs.

Evolutions liées au déploiement généralisé des compteurs communicants

La généralisation des compteurs communicants chez les GRD va permettre l'exploitation de relevés quotidiens d'énergie, et ouvre la voie à la mise en oeuvre d'une nouvelle reconstitution des flux plus précise et accélérée. Les propositions formulées par Enedis sont en ligne avec la concertation menée en vue de définir le système cible de reconstitution des flux valorisant les données des compteurs communicants, débutée en février 2019 dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage et en janvier 2020 dans le cadre du GT « Evolution des règles MA-RE ».

Les modifications proposées sur le chapitre F relatives à ces évolutions ont été rédigées en cohérence avec les évolutions sur la section 1 et sur les chapitres A à E de la section 2, qui font l'objet d'une consultation dans le cadre du GT MA-RE (introduction de la date pivot O, introduction du processus unique écarts).

En ligne avec les positions exprimées par RTE lors de précédentes consultations, RTE est favorable avec les évolutions proposées, qui vont permettre :

- D'améliorer significativement les réallocations d'énergie dès juillet 2023 ;

Au-delà de la traduction dans les règles MA-RE des évolutions liées à l'ISP 15', Enedis partage le retour de RTE sur la nécessité de poursuivre la concertation engagée avec les acteurs sur les modalités pratiques de préparation et de mise en oeuvre opérationnelle de ces évolutions.

Le CGP concertera ainsi en 2022 la définition et les modalités de transmission d'historiques de données aux acteurs pour qu'ils puissent préparer et recalibrer au pas 15' leur processus de prévision de consommation et de production.

<p>- D'aller vers une allocation d'énergie plus proche de la réalité des consommations, ce qui va dans le sens d'une responsabilisation des acteurs ;</p> <p>- De dénouer le dispositif RE plus tôt pour l'ensemble des acteurs à compter de janvier 2025.</p> <p>RTE précise que suite à la concertation menée en CGP et en GT « Evolution des règles MA-RE », il est prévu de synchroniser la fusion des processus de reconstitution des flux (date O) avec le passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes (date L), prévu en janvier 2025. Lors de l'appel à contributions réalisé sur le système cible de reconstitution des flux, cette synchronisation a été considérée par la majorité des répondants comme le meilleur compromis. Cela a pour conséquence un raccourcissement de la période sur laquelle portera la dernière réconciliation temporelle, entre le 1er juillet précédant la date O et la date O. Les calculs effectués ainsi que les échéances seront adaptés en cohérence avec cette date. Ainsi, si la date O est le 1er janvier 2025, la dernière réconciliation temporelle portera sur la période de juillet à décembre 2024 et sera dénouée en avril 2026.</p> <p>Au-delà des évolutions V10 objet de cette consultation, RTE confirme l'intérêt d'une analyse de la vitesse de convergence des bilans, en vue d'étudier une éventuelle anticipation de la clôture du processus de reconstitution des flux. Une étape intermédiaire pourrait être un débrayage du filtrage des FU extrêmes avant le M+12. RTE rappelle que ce point ne serait pas le seul élément pour une anticipation du dénouement financier du dispositif RE, qui serait à harmoniser avec les autres mécanismes de marché (Mécanisme d'Ajustement, Services Système, NEBEF).</p> <p>Autres évolutions</p> <p>RTE est en phase avec les précisions et clarifications apportées.</p>	<p>Enedis réalisera en 2022 une étude sur la vitesse de convergence des bilans. Cette étude consistera à évaluer la vitesse de convergence des bilans d'une période T en fonction de l'âge des données utilisées ($T+x_1, \dots, T+x_k, \dots, T+x_n$), en incluant les âges correspondant aux rejeux prévus (S+1, M+1, M+3, M+6, M+12). Cette étude permettra ainsi de déterminer l'échéance à partir de laquelle les résultats sont suffisamment stabilisés en vue de proposer, le cas échéant, une accélération de la clôture du processus.</p> <p>Une étude d'évaluation de la quantité (en nombre et en énergie) des FU Extrêmes en fonction du temps et de l'âge des données, en vue de définir leur rythme d'intégration dans les calculs cibles de reconstitution des flux et d'anticiper au + tôt leurs effets sur les calculs définitifs en M+12, sera également réalisée par Enedis en 2022.</p> <p>Enedis partage enfin la nécessité d'examiner les effets d'une modification de la temporalité du processus de reconstitution des flux sur les autres mécanismes de marché adhérents, dans le cadre des instances de concertation concernées.</p>
Retours d'ELE	Réponses d'Enedis
<p>ELE, représentant notamment les GRD Gérédis, SRD et GreenAlp, prend note des évolutions proposées par RTE liées à la mise en œuvre du système cible de reconstitution des flux. Nous approuvons la décision de prolongation du dispositif du RE bouclant de deux ans. De même les GRD préciseront dans les CP du contrat GRD-RE la date de bascule en compteurs Linky.</p>	<p>Enedis remercie ELE pour son retour.</p>
Retours de Total Energies (TE)	Réponses d'Enedis
<p>Voici notre réponse pour la consultation avec quelques lignes de REX sur le passage au profilage dynamique :</p> <p>En introduction, TotalEnergies souhaite rappeler les alertes qu'il a formulées à de multiples reprises sur les impacts introduits par le passage aux profils dynamiques en règlement des écarts :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Une baisse de la prévisibilité pour les responsables d'équilibre - Un besoin d'équilibrage du système plus important 	<p>Enedis remercie Total Energies pour son retour.</p> <p>Le CGP rappelle que la concertation sur l'application d'un modèle de profilage dynamique a été menée de fin 2016 à début 2018, avec l'envoi régulier, pour appropriation par les acteurs, de données simulant l'application de cette nouvelle modélisation sur les résultats de la</p>

<p>Ces évolutions avaient fait l'objet d'une concertation hâtive et dépourvue d'étude approfondie sur leurs impacts coûts / bénéfices pour le système électrique. Les notions de précision et de prévisibilité ont été confondues. En effet, les arguments récurrents avancés pour justifier ces évolutions règlementaires s'en tiennent à une meilleure précision dans l'allocation des énergies entre responsables d'équilibre, sans tenir compte des surcoûts liés aux incertitudes qu'elles introduisaient sur la prévisibilité des consommations et donc sur l'équilibre du système.</p> <p>Aujourd'hui, malgré des investissements significatifs dans les modèles de prévision et les systèmes d'information associés, TotalEnergies constate sur son propre portefeuille un impact de +20% sur l'erreur moyenne en valeur absolue sur la période du 1^{er} Juillet au 30 Novembre 2020 en comparaison à la même période l'année précédente.</p> <p>Utilisation des relèves quotidiennes</p> <p>Nous remarquons, dans le cadre de la concertation, qu'Enedis/RTE refusent encore d'effectuer les analyses coûts/ bénéfices que nous demandons depuis maintenant plus d'un an :</p> <ul style="list-style-type: none"> - quel est le surcout actuellement supporté par les RE lié à l'utilisation des relèves mensuelles vs quotidiennes ? - quel est le surcout lié aux incertitudes engendrées par la baisse de prévisibilité des consommations ? <p>Compte tenu de ces éléments TotalEnergies est opposé à l'utilisation des relèves quotidiennes pour répartir l'énergie entre les RE.</p> <p>Nous proposons d'utiliser les relèves quotidiennes pour améliorer le profilage dynamique, en recalant les profils dynamiques sur les relèves journalières France, ou à défaut (afin de ne pas différencier le traitement fait aux RE et au RE des pertes) en utilisant les index quotidiens d'un panel plus important et représentatif des profils. Cette amélioration permettrait de fiabiliser le profilage, d'améliorer sa prévisibilité, et d'affiner les allocations en énergie, tout en limitant au maximum les besoins de développement et les coûts associés chez les différents fournisseurs et chez les gestionnaires de réseau.</p> <p>Les relèves journalières peuvent également être utilisées pour limiter les cut-off en alignant les relèves mensuelles en début de mois : ces relèves seraient transmises aux acteurs habituels, RE, fournisseurs, et n'impacteraient pas les process actuels, mais permettraient d'améliorer les estimations de Recotemp.</p> <p>De plus, TotalEnergies souhaite insister sur la complexité du dispositif transitoire (de 2023 à 2027) et l'impact associé pour les systèmes de prévisions des RE : certaines ELD utiliseraient des relèves mensuelles alors qu'Enedis serait sur relèves journalières.</p>	<p>reconstitution des flux. La mise en œuvre proposée et décidée a été en outre très progressive avec une 1^{ère} phase de deux ans (de juillet 2018 à juin 2020) d'application sur un processus non pénalisant pour les RE (processus Recotemp), puis une 2^{nde} phase, depuis juillet 2020, d'application à l'ensemble des processus de reconstitution des flux. Cette mise en œuvre progressive s'est en outre accompagnée de l'envoi régulier de données.</p> <p>Le surcoût exposé compare une période non covid à une période covid, et ne démontre par conséquent pas que ce surcoût est lié à la mise en place du modèle de profilage dynamique.</p> <p>Enedis a indiqué à plusieurs reprises que les analyses économiques n'étaient pas du ressort des gestionnaires de réseau et qu'elles devaient par conséquent être réalisées par les RE à partir des données de simulation transmises.</p> <p>Cette solution n'apporte pas de plus-value par rapport à la solution déjà proposée d'allocation aux RE des énergies quotidiennes mesurées sur leur portefeuille de clients et elle conduit à maintenir une mutualisation entre RE des incertitudes au pas journalier, ne permettant ainsi pas de révéler les différences de comportements infra-mensuels entre les périmètres RE (au sein d'un même profil). Elle a par conséquent été dépriorisée.</p> <p>Le calendrier de mise en œuvre des évolutions proposées est adapté au planning de déploiement par le GRD des compteurs communicants sur son territoire puisque l'installation de ces compteurs est un prérequis. Il est dans ce contexte proposé de mettre en œuvre des évolutions dès mi-2023 au périmètre Enedis (qui représente près de 95% de l'énergie consommée sur le réseau de distribution), sans attendre 2027 et la fin du déploiement massif des communicants sur le territoire national (2027 est</p>
---	---

<p>Fusion des processus écart et recotemp TotalEnergies est favorable au bouclage des pertes au pas journalier, sous condition d'avoir une qualité de données (relèves journalières) suffisante pour que les bilans soient stables entre le S+1 et le M+1/ M+3. Nous sommes néanmoins dans l'attente d'analyses : que se passe-t-il si les relèves journalières ne sont pas remontées dans les temps (avant le S+1) ? Il y aura une bascule importante des volumes des pertes vers les clients profilés (après le S+1) ? Est-ce qu'il y a déjà eu des simulations ?</p> <p>Sur les évolutions proposées dans le chapitre F, voici quelques remarques :</p> <p>P10 : La méthode « S-X » est applicable jusqu'à la date de fin d'application des dispositions simplifiées de reconstitution des flux décrites à l'Article B.1.2.3. de la Section 2 des Règles. Je ne suis pas sûr de bien comprendre cette phrase, j'avais en tête que la règle du S-X n'était plus applicable depuis 07.2020.</p> <p>P12 : Les relèves d'index utilisées sont les relèves journalières à compter d'une date précisée par le GRD dans les conditions particulières GRD-RE Nous rappelons la nécessité, pour les Responsables d'équilibres, de recevoir les relèves de leurs clients recalculer les allocations transmises par RTE (sur la base des FU journaliers).</p>	<p>la date de fin de déploiement pour le GRD Geredis), Il n'est pas proposé d'introduire, avec les évolutions proposées, une dissymétrie de traitement entre le RE des Pertes et les autres RE. Le bouclage sur les pertes du GRD au pas journalier est ainsi indissociable de l'allocation aux RE des énergies journalières mesurées sur leur portefeuille de clients. Si les évolutions proposées sont acceptées, chaque RE (yc. le RE des Pertes) se verra ainsi allouer l'énergie journalière mesurée sur son portefeuille.</p> <p>La méthode de « S-X » de sélection des relevés de consommations et de productions utilisés pour les calculs du processus Ecarts de la reconstitution des flux n'est effectivement plus appliquée par Enedis depuis le 4 juillet 2020, comme précisé dans les conditions particulières de son contrat GRD-RE. Dans sa délibération du 30/04/20 (2020-084), la CRE a approuvé un délai d'application de la suppression de cette méthode, rendu nécessaire pour les GRD appliquant le dispositif de RE Bouclant dans le cadre particulier où le RE Bouclant est différent du RE des Pertes (disposition concertée en 2019 en CGP)</p> <p>Enedis rappelle que les énergies journalières Linky constituent des Données à Caractère Personnel qui ne peuvent être transmises sans l'accord des clients concernés et qu'elles seront dans ce contexte transmises sous une forme agrégée (selon des critères à définir) Enedis a sollicité en octobre les acteurs pour participer au 1^{er} semestre 2022 à un POV (Proof Of Value) pour notamment expérimenter ce nouveau service d'agrégation.</p>
Retours d'EDF	Réponses d'Enedis
<p>EDF remercie Enedis pour l'importance et la qualité de la concertation qui a été réalisée sur les deux évolutions majeures intégrées dans cette proposition de nouvelle version du chapitre F : l'évolution liée au passage au pas 15 mn et celle liée aux évolutions cible du système de Reconstitution des Flux. Dans cette réponse EDF insiste en particulier sur bénéfices apportés par les évolutions cible Recoflux ; rappelle les besoins exprimés en CGP ou GT Recoflux pour préparer et gérer ensuite les évolutions portées par cette V10 des règles MA-RE ; et enfin fait part de ses remarques sur certains points particuliers du chapitre F.</p> <p>1 - Passage au pas 15 mn EDF est favorable aux modifications du chapitre F proposées par Enedis pour la mise en oeuvre du pas 15 mn. EDF rappelle la nécessité pour les RE de disposer, 1 an avant le passage au pas 15 mn, des données leur permettant</p>	<p>Enedis remercie EDF pour son retour.</p> <p>Enedis concertera au 1^{er} semestre 2022 les modalités pratiques de mise à disposition des acteurs des données préparant la mise en oeuvre opérationnelle de l'ISP15'.</p>

<p>d'adapter leurs processus opérationnels, et en particulier de disposer d'un historique d'au moins 18/24 mois de profondeur pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les bilans de RE et des coefficients de calage rejoués selon les évolutions cible et au pas 15 mn - les profils dynamiques au pas 15 mn <p>EDF demande une publication de ces historiques au fur et à mesure de leur construction.</p> <p>Ces besoins ont pu être exprimés par EDF lors des différents points de concertation organisés par les pilotes Enedis/RTE du projet ISP 15.</p> <p>2 - Evolutions du système cible Reconstitution des Flux</p> <p>EDF tient à rappeler l'importance de ces évolutions cible qui favoriseront la précision des bilans de RE, la simplicité et la rapidité du processus, et la capacité des RE à prévoir la consommation de leur périmètre</p> <p>2.1 Des évolutions bénéfiques pour la qualité du processus de Reconstitution des Flux</p> <p>L'utilisation des relevés quotidiens et le calcul des pertes par bouclage au pas jour vont fortement améliorer la qualité des estimations des consommations profilées et des pertes réseaux, en les rapprochant de la réalité physique. En effet la partie modélisée de ces soutirages se limitera désormais à la modélisation de la répartition d'un volume de consommation quotidien issus des comptages sur chaque pas 1/2h au sein de la journée. Cette amélioration en induira une autre : la réduction du terme de bouclage final du processus, le coefficient de calage, qui répartit arbitrairement l'énergie résiduelle non affectée, à l'ensemble des RE en fonction de leur poids au sein des profilés.</p> <p>Les RE seront donc responsabilisés sur le sourcing d'une énergie qui se rapprochera davantage de la consommation réelle de leur portefeuille.</p> <p>Par ailleurs seule l'utilisation massive des relevés quotidiens, associée au calcul des pertes par bouclage au pas jour, permettra de mettre en oeuvre de façon satisfaisante la 3eme évolution cible : la fusion des processus Ecarts et Recotemp. En effet pour réaliser une telle fusion, il faut pouvoir réaliser un calcul de type Recotemp dès le S+1, ce qui veut dire que dès l'échéance S+1 il faut i) disposer des FU chevauchants et ii) pouvoir effectuer un calcul pertinent des pertes par bouclage. Seule l'utilisation des relevés quotidiens synchrones permet de satisfaire ces conditions dès l'échéance S+1.</p> <p>La fusion des processus Ecarts et Recotemp s'impose comme une amélioration et une évolution logiques du processus Recoflux, consécutives aux évolutions de juillet 2020 (Recotemp au PRE) et aux évolutions prévues en cible (relevés quotidiens, calcul des pertes au pas jour).</p> <p>En effet avec ces évolutions, la co-existence de deux processus distincts Ecarts et Recotemp n'est plus pertinente :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cette distinction n'a plus de raison d'être depuis juillet 2020 avec le passage de la Recotemp au prix des Ecarts. Cette 	<p>Les données ici mentionnées font bien partie du périmètre de cette concertation.</p>
---	---

évolution fait en effet du processus Ecart un simple processus de calcul intermédiaire de la facture d'Ecart avant son calcul final en Recotemp. Et les RE ont fortement milité pour que dans ce nouveau contexte de prix, les données et règles de calcul du processus Ecart se rapprochent le plus possible de celles du processus final Recotemp (ex : arrêt du S-X aux Ecart)

- Par ailleurs comme décrit plus haut, le passage aux relevés quotidiens et au calcul des pertes par bouclage au pas jour permet d'appliquer un processus de type Recotemp dès le premier calcul S+1. Dans cette configuration, le maintien d'un processus Recotemp final spécifique, réalisé à un pas annuel, avec un calcul des pertes par bouclage au pas annuel n'a alors plus de sens.

Cette fusion des processus va permettre de simplifier et d'accélérer fortement le processus de Reconstitution des Flux avec une échéance finale en M+12 au lieu de M+24 en moyenne aujourd'hui. Elle va également favoriser la capacité des RE à piloter leurs prévisions grâce à l'exploitation d'un résultat S+1 plus proche du résultat final

2.2 Les évolutions cible vont favoriser la qualité de la prévision des responsables d'équilibre et leur permettre de limiter leurs factures d'Ecart

Un résultat S+1 plus performant pour piloter opérationnellement la prévision

Un des risques actuels depuis le passage de la Recotemp au prix de règlement des Ecart en juillet 2020 est la différence potentielle et imprévisible pour un RE entre le résultat du S+1 et celui du calcul final Recotemp. Cette différence pénalise la pertinence pour un RE d'exploiter le résultat du S+1 pour corriger sa prévision, afin de viser le résultat final Recotemp qui définit la facture finale d'Ecart.

Cette différence S+1/Recotemp est due à la nature des données utilisées (relevés mensuels chevauchants non disponibles en S+1, mais disponibles en Recotemp ; et arrêt du filtrage des FU extrême en Recotemp) et à la méthode de calcul des pertes (modèle en S+1 ; calcul par bouclage annuel en Recotemp).

Avec l'ensemble des évolutions cibles, les données et méthodes de calcul seront très proches entre S+1 et M+12 :

- les relevés quotidiens seront disponibles dès S+1 (seul l'arrêt du filtrage des FU extrêmes restera spécifique au M+12)
- le volume des pertes sera calculé par bouclage au pas jour lors de chaque calcul S+1 et M+X

Ceci devrait donc rapprocher le résultat du S+1 par rapport au résultat final désormais en M+12, et renforcer l'intérêt pour un RE d'utiliser le S+1 pour corriger sa prévision.

EDF mentionne un autre bénéfice lié à cette amélioration du S+1 : dans le cadre du projet d'évolution en janvier 2023 du pilotage du compte ajustement Ecart, le résultat du calcul ex

ante du coefficient k en M+1, qui est définitif, sera davantage pertinent puisque construit avec des S+1 de bonne qualité et proches du calcul final d'écarts. Ceci contribuera à limiter les risques de transfert de responsabilité d'Ecarts entre les RE.

Un intérêt supplémentaire à aller vers un premier calcul de bilan de RE en J+X

Si le S+1 est déjà très utile pour recalculer la prévision des RE, passer à un premier calcul à un rythme quotidien, en J+X, permettrait aux RE d'être beaucoup plus réactifs pour corriger leurs prévisions et ainsi améliorer significativement la performance de leur processus.

Cette évolution, déjà demandée à Enedis et qui est en cours d'instruction, devient encore plus pertinente avec un passage à des relevés quotidiens, puisque ces relevés seront disponibles dès le premier calcul en J+X.

EDF estime que cette évolution, pour être pertinente, doit impérativement associer le calcul du coefficient de calage à la maille Enedis. Ceci nécessite donc la transmission par RTE, au plus tard en J+X, de la synchrone d'injection et de soutirage des postes sources d'Enedis.

Si cela permet de réduire les temps de traitement et de mise à disposition des données, EDF propose que les données permettant aux RE de calculer eux-mêmes le coefficient de calage soient mises à leur disposition en open-data, par RTE et Enedis, de façon automatisée, dès qu'elles sont disponibles ou mises à jour. Les données attendues seraient les suivantes :

- Synchrone d'injection des postes sources d'Enedis
- Synchrone de soutirage des postes sources d'Enedis
- Synchrone net des postes de distributions d'Enedis vers les GRD de rang 1 et 2
- Courbe de charge des Pertes Enedis
- Synchrone des sites télérelevés par segment Enedis (consommateurs et producteurs)
- Synchrone des sites profilés (avant application du coefficient de calage) par segment Enedis (consommateurs et producteurs)

Comme cela a été fait lors de la mise en place du calcul en S+1, la mise en oeuvre de ce calcul en J+X pourrait se faire dans une première étape via une prestation Enedis, avant d'envisager ensuite une généralisation.

En termes d'échéance, EDF demande que ce calcul J+X à la maille Enedis (avec calcul du coefficient de calage) soit mis en oeuvre dès que possible (et en amont de juillet 2023). En effet ce calcul J+X aura un apport optimal avec l'utilisation des relevés quotidiens à partir de juillet 2023, mais son utilisation dès maintenant aurait un impact très significatif sur le pilotage opérationnel de la prévision.

Enedis travaille effectivement à une accélération industrialisée à horizon du 1^{er} semestre 2023 des calculs de reconstitution des flux avec un scénario central de 1^{ères} publications indicatives (BGC + calage) en J+4 (tenant compte de la fréquence de relève tous les trois jours des 500 000 courbes de charge BT > 36 kVA et HTA)

Une prévisibilité peu impactée, voire améliorée

Si les FU calculés avec des relevés quotidiens seront probablement moins stables que ceux calculés avec des relevés mensuels et donc plus difficiles à prévoir individuellement, l'impact sur la qualité globale de la prévision d'un RE sera nettement atténué en raison :

- du foisonnement des variations des FU au sein d'un portefeuille. La maille des FU agrégés sera donc nettement moins instable que la maille des FU individuels,
- de la fourniture prévue par Enedis des FU agrégés par RE, qui facilitera la prévision des RE, en particulier si cette mise à disposition se fait dès J+1, ce qui est souhaité par EDF

Enfin cet impact potentiellement négatif sera compensé par un coefficient de calage plus facile à prévoir en raison de l'amélioration du coefficient de calage qui se traduira par une réduction sensible de son tunnel d'incertitude comme l'a montré les études d'Enedis. En effet, par construction, l'énergie de calage journalière aujourd'hui affecté au prorata des RE (hors Pertes) sera affectée au RE des Pertes.

Ainsi au global, l'impact de ces évolutions sur la prévisibilité de l'ensemble ($\Sigma FU \times \text{coefficient de calage} \times \text{profil}$) devrait être assez limité, et le sens de l'impact est assez difficile à estimer

Enfin EDF estime que pour certaines méthodes de prévision, l'impact des évolutions cible sur la prévisibilité sera favorable :
Grace à l'utilisation des relevés quotidiens et au calcul des pertes par bouclage au pas jour, la consommation imputée à un RE sera plus proche de la consommation réelle de son portefeuille. En particulier elle sera moins impactée par des imperfections de modélisations de certains portefeuilles, réparties sur tous les RE via le coefficient de calage. Sur le principe, il n'y a pas de raison qu'il soit plus complexe de prévoir la consommation réelle de ses clients, fortement corrélée à des sous-jacents physique (ex : météo), qu'une consommation intégrant des biais liés aux spécificités des portefeuilles d'autres acteurs.

2.3 Des besoins pour préparer ces évolutions cible

Pour pouvoir préparer ces évolutions et les gérer ensuite en opérationnel, EDF insiste notamment sur les besoins suivants :

- Disposer d'un rejeu d'un historique de 5 ans des bilans de RE et du coefficient de calage maille Enedis, calculés selon les modalités des évolutions cible
- Recevoir des données agrégées dès J+1 : FU agrégés, CdC agrégée par segment (C1/C2/C4/C5PRO/C5RES)
- Avoir de la visibilité sur l'impact des FU extrêmes injectés lors du calcul final en M+12

EDF demande une mise à disposition de ces éléments au moins 6 mois avant la mise en œuvre des évolutions cible afin de permettre aux RE de les intégrer dans leurs processus de prévision, et souhaite que l'historique soit publié au fur et à mesure de sa construction.

Enedis va poursuivre la transmission régulière, à la demande, de résultats simulant l'application du système cible de reconstitution des flux au périmètre des acteurs demandeurs sur le réseau Enedis.

Une étude d'impact des FU Extrêmes est par ailleurs bien prévue en 2022.

<p>3 - Des remarques sur deux points particuliers de la V10 du chapitre F</p> <p>Calcul des pertes réseaux par bouclage au pas jour Lors de la période comprise entre juillet 2023 et la date O de fusion des deux processus, si un GRD met en oeuvre l'utilisation des relevés quotidiens et le calcul des pertes par bouclage au pas jour, il faudra que le calcul des pertes soit actualisé lors de chaque rejeu des consommations profilées. Ceci concerne donc les calculs du processus Ecart de S+1 à M+12 mais aussi le calcul fait en Recotemp exploitant les M+14.</p> <p>En effet en Recotemp les consommations profilées calculées en M+14 intégreront les FU extrêmes ; cette modification des consommations profilées en M+14 par rapport au calcul M+12 nécessitera de refaire le calcul des pertes par bouclage au pas jour lors de la Recotemp.</p> <p>Si ce calcul des pertes n'est pas rejoué en Recotemp, l'apport du calcul des pertes au pas jour fait en S+1 et jusqu'en M+12 sera pénalisé par un ultime calcul non pas au pas jour mais au pas annuel qui dégradera la précision finale du calcul des pertes. Et ceci alors que les données sont disponibles en Recotemp pour faire un calcul précis des pertes au pas jour comme cela sera fait lors du processus Ecart.</p> <p>Gestion des FU extrêmes : Le filtrage des FU extrêmes lors des calculs S+1 à M+6, et l'arrêt de leur filtrage lors du calcul final en M+12 génèreront une différence dans les données exploitées entre ces calculs. Cette différence de données aboutira à une différence entre le S+1 et le résultat final M+12. Cette différence pénalise les RE qui exploitent le résultat S+1 pour recalculer leur prévision qui doit viser non pas le S+1, mais le M+12. Pour permettre aux RE d'évaluer et d'intégrer cette différence dans leur processus de prévision, EDF a formulé en CGP des demandes d'études qui ont été retenues pour être instruites : - Étude de la convergence entre les rejeux de S+1 à M+12 - Etude d'impact des FU extrêmes entre S+1 et M+12</p> <p>EDF a plus récemment complété ces demandes par la suivante : lors de chaque calcul (S+1 à M+12), mettre à disposition de chaque RE la vision des FU extrêmes. La forme de cette vision reste à définir : liste des FU extrêmes, FU extrêmes agrégés, ou calcul des bilans sans filtrage, ...</p>	<p>Cette remarque n'entre pas dans le cadre de cette consultation puisqu'elle ne relève pas du chapitre F, mais du chapitre D de la section 2 des Règles RE. Elle va toutefois bien être prise en compte par RTE dans le cadre de sa consultation sur les évolutions des chapitres A à E de la section 2 pour la V10 des Règles RE.</p> <p>Le projet d'évolution de Règles va ainsi intégrer une actualisation du calcul des pertes du GRD jusqu'au dernier rejeu du processus de reconstitution des flux dès lors que les énergies quotidiennes des compteurs BT ≤ 36 kVA sont utilisées par le GRD. RTE et Enedis vont ainsi faire évoluer leur système d'information en ce sens pour mi-2023.</p> <p>.</p> <p>Enedis réalisera en 2022 les études demandées : - Convergence (à la maille de son réseau) des résultats de reconstitution des flux en fonction de l'âge des données utilisées - Quantification des Facteurs d'Usage Extrêmes (en nombre et en énergie) selon l'âge des données en vue de proposer, le cas échéant, un débrayage plus précoce du filtrage aujourd'hui appliqué</p> <p>La demande plus ciblée du portefeuille de FUE par RE et de son évolution au cours du temps sera instruite en 2022.</p>
<p>Retours du RE des Pertes Enedis</p>	<p>Réponses d'Enedis</p>
<p>Le RE des Pertes partage les enjeux du système Cible et l'importance d'une meilleure allocation des énergies consommées et produites sur les différents périmètres REs, et ce jusqu'au pas 30 minutes puis 15 minutes. Dans ce contexte, le calcul des pertes par bouclage Injections – Soutirages au pas</p>	<p>Enedis remercie le RE des Pertes Enedis pour son retour.</p>

journalier fait sens, en cohérence avec le pas temporel de relève Linky, mais nécessite la mise en qualité des données de Soutirages. C'est un premier point d'attention.

Le RE des Pertes a un second point d'attention sur l'accès aux données pour se préparer à ces changements en profondeur des règles de calcul sur son périmètre. Il doit disposer de simulations reflétant au plus près la situation cible dès le premier semestre 2022 pour calibrer des modèles de prévision performants et contribuer à sécuriser l'équilibre dans le système physique.

1-Sécuriser l'environnement de simulations du système Cible

L'audit réalisé par le régulateur sur la RT12 en 2018 préconise l'utilisation des données journalières Linky pour la calibration des polynômes pour établir la forme des pertes au plus près de la réalité physique, et faire ainsi un premier pas vers les règles Cible. Pour rappel, lors de l'étape de normalisation en phase Recotemp la forme des Pertes a un impact sur l'ensemble des REs. Enedis partage donc l'intérêt de cette préconisation et a initié des travaux en ce sens dès 2019. Ces données sont aujourd'hui uniquement disponibles dans les environnements de simulation SIRECO qui simulent les règles de gestion Cible. P2021 a été calé sur ces données issues des outils de simulation et fait référence dans la Recoflux depuis juillet 2021. Cet environnement de simulation a présenté des instabilités importantes en 2020 puis 2021 ; il doit être sécurisé.

A noter sur la question du pas 15' :

Afin de répondre aux besoins des acteurs de disposer de bilans au pas de temps 15min en anticipation du passage à l'ISP 15 dans la recoflux, le RE des pertes doit calibrer un polynôme sur ce pas de temps. Pour ce faire, nous devons disposer de données fiables de simulations SIRECO au pas de temps 15min bien en amont des autres RE afin de pouvoir mener les études de calibration.

2- Disposer de données dès J+1 (au plus tard J+4) et être en mesure d'anticiper la vision M+12

Le RE des pertes a besoin de se préparer à la forte variation que le passage en système cible va entraîner sur le signal des pertes qui va devenir bouclant et donc beaucoup plus instable. Pour maintenir un bon niveau de performance dans ce contexte (nous sommes incités financièrement par le régulateur), le RE des Pertes doit disposer dès le premier semestre 2022 de données proches du temps réel pour mener des études d'adaptation de nos modèles aux futurs changements.

Le RE des Pertes est incité sur sa capacité à prévoir la vision M+12 (au plus proche de la réalité physique) au travers de différents indicateurs de la régulation incitative, et du calcul des pénalités sur le coût annuel des Pertes +/- 40 M€. Pour sécuriser le respect des indicateurs de la régulation, et contribuer de façon efficace à l'équilibre du système électrique, le RE des Pertes doit disposer d'études sur la convergence des rejeux c'est-à-dire des différences entre la vision J+x et les visions successives M+1 / M+3 / M+6 / M+12 pour être en mesure de sécuriser et d'ajuster ces prévisions au plus tôt.

<p>3- Etude sur l'amélioration de l'intraday</p> <p>Le RE des pertes demande des études poussées et des tests de méthodes alternatives à la méthode de profilage actuelle afin d'améliorer la construction de la consommation et de la production des clients non télérelevés.</p> <p>Le signal bouclant en intraday ne représente pas aujourd'hui un signal physique et doit être amélioré. Plus de 30% des points demi-heures présentent des anomalies.</p>	
--	--