

Réponse ENGIE à la
Consultation publique n°2019-018 du 17 octobre 2019

Qualité de service des gestionnaires de réseau
et à leurs actions en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité

Préambule

ENGIE tient à remercier la CRE pour l'organisation de cette consultation sur la qualité de service des gestionnaires de réseau.

Dans un environnement en pleine évolution, et dans la perspective de la construction du TURPE 6, il est indispensable que les acteurs du secteur – et en particulier les fournisseurs – soient consultés sur le futur cadre de la régulation tarifaire.

La pertinence des indicateurs mis en place pour améliorer la qualité de service des gestionnaires de réseau sera essentielle à la création d'un environnement favorable à l'innovation et à l'utilisation efficace des données et donc à la qualité du service rendu aux consommateurs.

Question 1 : Êtes-vous favorable aux nouveaux niveaux d'objectifs des 6 indicateurs existants envisagés par la CRE ?

ENGIE est favorable au renforcement de la régulation incitative sur la période 2020-2021 par la révision des objectifs. Tout en se posant la question du bien-fondé de l'attribution de bonus sur des opérations qui font partie du socle fondamental de la mission de distributeur. Pour de telles opérations qui atteignent et c'est bien le moins qu'on puisse attendre des taux de performance élevés indispensables au bon déroulé des opérations de distribution, il serait plus logique de n'attribuer que des malus en cas de dégradation pour inciter à une mobilisation prioritaire pour y remédier. ENGIE est donc favorable au principe d'appliquer des malus importants en cas de dégradation des performances déjà atteintes sur la période.

Il est par contre insuffisant de fixer les objectifs futurs sur la moyenne de la période, ENGIE est ainsi favorable à encourager une amélioration des taux et donc à fixer des objectifs plus ambitieux (comme cela peut être fait en gaz ; ex : > 99,9% pour la publication des index ; ou >99,5% pour la disponibilité du portail).

ENGIE suggère donc les niveaux d'objectifs suivants :

- taux de télé-relevés journaliers réussis : 99%
- taux de publication par Ginko des index réels mensuels : 99,9%
- taux de disponibilité du portail internet : 99,5%
- taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des 2 derniers mois : 0,25%

- taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs : 98%
- taux de compteur activés dans les délais : 98%.

Question 2 : Y a-t-il des indicateurs non pertinents ou ayant perdu de leur intérêt à ce stade du déploiement de Linky et de son environnement associé ?

ENGIE pense qu'il est trop tôt pour supprimer les indicateurs garantissant la pertinence et la fiabilité des données transmises. Il serait plutôt pertinent d'ajouter des indicateurs permettant de mesurer la complétude des données fournies et leur exactitude. De même que le respect du délai de transmission convenu. Par contre, une fois le déploiement Linky achevé et les prestations associées stabilisées, nous sommes favorables à un allègement.

Question 3 : Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE s'agissant de la régulation de la migration des compteurs dans le système d'information Ginko ?

ENGIE est favorable à la proposition d'inciter le taux de compteurs posés et ouverts aux services en moins de 60 jours et au fait de fixer des objectifs plus ambitieux que le résultat atteint en 2018. Par contre, les niveaux d'ambitions proposés, associés aux niveaux de pénalité par point non atteint nous semblent trop orienter les moyens sur ce sujet, qui est certes important, mais pas plus que de délivrer avec qualité les prestations associées aux compteurs (fiabilité, délais...).

Question 4 : Êtes-vous favorable aux niveaux des incitations envisagées par la CRE ?

ENGIE est favorable au principe général de l'augmentation de la force des pénalités (x2 en 2020, x3 en 2021). ENGIE estime qu'une hausse moins importante pourrait être appliquée aux 3 indicateurs dont l'incitation dépasse ainsi 500k€ par point d'écart à l'objectif. ENGIE est favorable à des incitations plus équilibrées entre indicateurs. Pour ne pas favoriser certains sujets au détriment d'autres, qui nous semblent tout aussi importants pour l'avenir, et pour développer un usage performant et pérenne des fonctionnalités associées aux compteurs déployés.

Question 5 : D'autres indicateurs pourraient-ils être envisagés permettant de s'assurer de l'exploitation des données collectées dans l'intérêt de la qualité et / ou du coût du service rendu ?

- Le suivi fin des consommations devient fondamental, il faudrait donc également inciter les indicateurs permettant de monitorer la complétude des courbes de charge elles-mêmes ainsi que de leur publication. La construction d'un taux basé sur le nombre de points de courbes reçues par an par client / nombre cible (365 *48), agrégé à la maille du portefeuille et par segment/fréquence de

publication nous semble essentiel. Cet indicateur pourrait être suivi par Enedis dès à présent, afin de pouvoir être incité financièrement lors du TURPE 6.

- Deux échéances nous semblent particulièrement à suivre et inciter au plus tôt : la disponibilité à J+1 à 98% pour l'équilibrage et disponibilité à M+1 à 99,9% pour la facturation, en cible les taux de re-publication devront tendre vers zéro. Compte tenu de l'importance de ces sujets, une incitation de 100k€ par point en dessous de l'objectif par mois sur chacun de ces 2 échéances nous semble pertinente.
- Dans la mesure où la réception de ces informations dans les temps conditionne la correcte exécution des services dus à nos clients, il est également important de mieux monitorer la qualité et la réactivité de la transmission des flux intra-journalier de relèves et de consommations dans le délai convenu en incitant :
 - L'indicateur mensuel T_n permettant de suivre la proportion de fichiers envoyés de façon nominale (sans qu'une intervention soit nécessaire) : nombre de fichiers émis vers les partenaires sans intervention manuelle le jour k / nombre total de fichiers produits par Enedis un jour k
 - L'indicateur mensuel T_r permettant de suivre la proportion de fichiers envoyés avant 13h00, après intervention si nécessaire : nombre de fichiers émis vers les partenaires envoyés avant 13h00, après intervention si nécessaire le jour k / nombre total de fichiers produits par Enedis un jour k
- Dans le cas où l'absence de réception d'un fichier nécessite une intervention, il nous semble important qu'un indicateur incite à une réponse dans la journée dans 95% des cas.

Question 6 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'ajuster les niveaux des objectifs des trois indicateurs mentionnés au regard des performances d'EDF SEI sur ces indicateurs ? Êtes-vous favorable aux niveaux envisagés des objectifs et incitations des indicateurs existants ?

ENGIE n'a pas de commentaires.

Question 7 : Souhaitez-vous que la méthode utilisée pour calculer le critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) d'EDF SEI soit modifiée en utilisant la définition d'évènement climatique exceptionnel retenue par EDF SEI ?

ENGIE n'a pas de commentaires.

Question 8 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de demander à Enedis d'étudier la possibilité de simplifier le modèle de prévision des pertes utilisé pour la reconstitution des flux ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de demander à Enedis de calibrer son modèle de pertes sur les pertes bouclantes. La précision des profils ayant été significativement augmentée (passage au profilage

dynamique, sortie des sites industriels du profilage), on peut considérer que l'essentiel du coefficient de calage est aujourd'hui dû aux erreurs de modélisations des pertes. Dans ces conditions, Enedis devrait effectivement être incité à calibrer son modèle de pertes de façon à ce que le coefficient de calage tende vers zéro, donc en s'appuyant sur les pertes bouclantes.

La refonte du modèle doit être conduite de manière coordonnée avec le raccourcissement des délais de Recotemp et la convergence des process aux Ecart/Recotemp.

En outre, ENGIE se félicite que la CRE s'attache à inciter ENEDIS à progresser sur la gestion technique des pertes, et est également favorable au maintien de la régulation financière de ces pertes dans le TURPE 6. Un audit externe menant à des recommandations pourrait être utile., ainsi qu'une transparence supplémentaire sur le modèle utilisé pour réguler ENEDIS.

Question 9 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE d'adapter les indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique (modification de l'indicateur de l'énergie non affectée en Recotemp (ENA) et introduction d'un indicateur de la qualité de la remontée des courbes de charge) ?

ENGIE est favorable à tout indicateur sur la qualité des courbes de charges, comme précisé dans sa réponse à la question 5. La complétude et la fiabilité des courbes de charge sera critique pour permettre l'innovation dans le secteur de la fourniture, notamment s'agissant de la maîtrise de la demande, et des effacements. Elle sera également nécessaire pour fiabiliser le développement des offres à tarification dynamique, prévues par le paquet « énergie propre ». Or le niveau de qualité actuel d'Enedis est insuffisant. Ainsi, par exemple, sur les courbes de charges reçues par ENGIE en janvier et mai 2019, 10% des mesures demi-horaires étaient manquantes. Et parmi les mesures effectivement reçues par ENGIE, 1% étaient qualifiées par Enedis de « sujettes à caution », et 0,1% n'avaient pas de valeur renseignée.

C'est pourquoi ENGIE considère que l'indicateur envisagé par la CRE va dans le bon sens. Comme expliqué en Q5, il devrait porter à la fois sur la complétude de la courbe de charge et sur la fiabilité de la transmission

Par ailleurs, la question de la qualité de remontée des données de courbes de charge ne doit pas être adressée uniquement dans le cadre Recotemp, mais bien autour d'un sujet data chez ENEDIS qui garantisse la fiabilité d'une source unique de la donnée de consommation, exposée dans divers processus. Sans cela, la multiplication des canaux, des modalités de contrôle, des expositions alourdira le travail de ENEDIS alors que la clé réside dans une unicité et une complétude de la donnée, accessible par tous à différents pas de temps.

On regrette aujourd'hui que les différents canaux de communication de données ne garantissent pas cette unicité et uniformité de la données (e.g. pour un canal accès à un simple index journalier, pour un autre index journalier par poste horo-saisonnier). L'objectif est de disposer du même niveau d'information, le moins agrégé possible, quelle que soit la source de la demande.

Question 10 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de réduire le nombre d'indicateurs suivis ? Quels sont les indicateurs qui devraient être supprimés ?

Pour ce qui concerne les indicateurs relatifs aux interventions, ENGIE n'est pas favorable aux fusions d'indicateurs proposées. Il nous semble important de maintenir une analyse au global, par tranches et par

catégorie d'utilisateurs sur chacun des indicateurs. Des indicateurs regroupés ne permettraient plus de suivre les niveaux de dérive et donc de monitorer la réelle qualité de réalisation de la prestation. Sachant que ces indicateurs devraient par ailleurs être revus pour prendre en compte la date réelle de demande du client et non la date convenue (comme proposé plus loin dans la consultation).

Concernant les indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs, ENGIE n'est pas favorable à la suppression de l'indicateur « taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires ». Au contraire, nous souhaitons que le suivi de cet indicateur soit renforcé et même incité à un résultat > à 50% pour réduire les délais de traitement. La réclamation est en effet souvent la résultante de plusieurs interactions préalables et les délais de traitement très longs actuels (et en dérive comme indiqué dans la consultation) militent pour une incitation à l'amélioration des délais.

Nous souhaitons par ailleurs que le délai de traitement de la réclamation soit pris en compte dès la 1ère demande du client et sommes favorables à la proposition de la CRE dans cette consultation de mettre en œuvre un contrôle du niveau de satisfaction de la réponse (par l'association d'un indicateur de qualité perçue par les clients par exemple). En effet, nous constatons une dérive de la qualité de traitement des réclamations. Le taux de 9,2% sur les réclamations multiples est emblématique de ce problème.

En lien avec ce constat, nous ne sommes pas favorables à la fusion des taux de réclamations multiples, car il est majeur de pouvoir suivre la redondance de demandes pour un même point de connexion et un même type de réclamation. Et de cibler un résultat <5% sur 3 mois glissants (un indicateur sur un mois n'est pas assez parlant vu les délais de traitement constatés sur certains dossiers).

Nous ne sommes pas favorables non plus à la suppression de l'indicateur "nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs" car il nous paraît intéressant de conserver une lecture segmentée par rapport aux réclamations relayées par les fournisseurs pour s'assurer qu'il n'y a pas de différence de traitement selon les canaux de réception.

Autres points

ENGIE rappelle qu'elle attend l'adoption, sur l'ensemble des marchés, d'une prestation de résiliation à l'initiative du fournisseur exécutée à la date de demande, et non tributaire de la date de faisabilité d'une opération de coupure associée. Le fournisseur ne réclame pas de coupure mais seulement une sortie du point de son périmètre à la bonne date. Cette prestation devrait permettre de grandement améliorer le degré de précision du périmètre des fournisseurs dans le respect des échéances contractuelles les liant à leurs clients (date de début et de fin de contrat).

La CRE dresse un bilan de la qualité de service des ELD mais sans poser de questions spécifiques à ce sujet (hormis pour les raccordements). En tant que fournisseur nous serions favorables à ce que l'encadrement prévu pour ENEDIS soit reproduit sur les grandes ELD.

Question 11 : Êtes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE d'inciter Enedis non plus sur le respect d'une date convenue mais sur la base d'un délai nominal entre la demande de raccordement et la mise en service effective, hors délais dépendant de facteurs exogènes (autorisations administratives par exemple) ?

Avant de répondre précisément à la question posée, ENGIE souhaite rappeler que le raccordement est incontestablement une étape très critique pour tout ce qui est le développement de nouveaux usages comme l'autoconsommation PV, l'infrastructure de ravitaillement des VE... dès lors il est primordial de jouer sur tous les leviers pour progresser. Assurer le respect des délais obligatoires (e.g. PTF sous trois mois, maximum non systématiquement respecté), raccourcir progressivement les délais prescrits, en édicter de nouveaux sur des étapes non normées à ce jour (e.g. disponibilité sous 15 jours pour le RVS de mise en service) ... En prévision d'une accélération des raccordements dans ce contexte, ENEDIS se doit de prévoir le recours à une digitalisation accrue des étapes du processus de raccordement. En particulier l'objectif doit être d'assurer en permanence au client, comme à son fournisseur, une transparence sur l'état d'avancement dans les étapes du processus de raccordement.

Pour ce qui est de la question posée, ENGIE s'interroge sur la pertinence d'une incitation basée sur un délai nominal entre la demande de raccordement et le raccordement effectif. Il faut en effet rester attentif à ce que ce nouveau mode de calcul, en prenant en compte les durées jugées incompressibles du processus (telles que les autorisations administratives), n'aboutisse pas à des dégradations importantes du délai subi par le client (délai qui, comme présenté dans la consultation est en dégradation continue depuis 2014). L'objectif doit rester de réduire au minimum les délais sur toutes les étapes possibles du processus et non de faire la somme de toutes les contraintes. Il semblerait donc plus pertinent d'inciter chaque étape du processus purement distributeur, indépendamment des contraintes exogènes.

Il est important de garder en vision cible le besoin initial du client et d'accélérer les étapes qui dépendent de la performance du distributeur. Ainsi, à titre d'exemple, le délai moyen entre la « réception de la demande » (dossier envoyé par nos conseillers) et « l'envoi de la proposition de raccordement » par Enedis au client (et à son éventuel mandataire) pour la CACSI et le CAE, ne devrait pas excéder 5 jours ouvrés pour les dossiers d'autoconsommation individuelle."

ENGIE souhaite par ailleurs que les délais associés aux facteurs dits exogènes soient également suivis, car en réalité l'obtention des autorisations est liée à la qualité des dossiers d'autorisation présentés à l'administration. Si une dérive est identifiée pour ces procédures, il apparaît intéressant de comprendre d'où elle provient afin d'être en capacité d'y apporter des réponses en termes d'améliorations.

La création d'indicateurs de suivi régionaux fera ressortir les grandes différences de performance auxquelles nous sommes confrontés selon les régions et devrait favoriser un alignement par le haut.

Question 12 : Êtes-vous favorable à l'introduction du suivi par les ELD du délai moyen de raccordement par catégorie d'utilisateurs ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE. Cela concourt à une prise de conscience des améliorations éventuelles à mettre en œuvre le cas échéant. Sans indicateurs de suivi, il est impossible de poser un diagnostic et encore moins de proposer des améliorations.

ENGIE est ainsi favorable à l'introduction du suivi par les ELD du délai de raccordement par catégorie d'utilisateurs car nous rencontrons effectivement de réelles difficultés (délais très longs, prix aléatoires). ENGIE est également favorable à une harmonisation des objectifs à atteindre entre ELD pour éviter la disparité de traitement pour un client en fonction de sa zone d'habitation.

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction du suivi d'un indicateur de qualité perçue sur les opérations de raccordement d'Enedis, tel que proposé par la CRE ?

ENGIE est favorable à l'introduction du suivi d'un indicateur de qualité perçue non seulement sur les opérations de raccordement d'Enedis, mais également sur toutes les prestations de mise en service (y compris donc sur les raccordements existants). ENGIE souhaite que cet indicateur de qualité perçue soit non seulement suivi mais pris en compte dans l'incitation. Cet indicateur devrait être incité, avec un suivi mensuel, et un objectif à atteindre > 85% qui pourrait être associé avec une pénalité forte en cas de taux inférieur à 75%.

Concernant l'indicateur sur le délai des mises en service actuellement incité, nous suggérons de scinder le suivi pour les clients équipés d'un compteur communicant, du suivi pour les clients non équipés d'un compteur communicant.

Il nous paraît par ailleurs important de prendre en compte la date de 1ère demande du client, réel marqueur de satisfaction, en modifiant le calcul de l'indicateur incité de la manière suivante : Nombre de Mises en Service sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M et réalisées à la 1ère date demandée par le client / nombre total de mises en service clôturées dans SGE durant le mois M.

Pour améliorer les performances des demandes de mise en service urgentes, il paraît enfin pertinent de mieux suivre les réalisations par l'introduction et le suivi d'un nouvel indicateur incité sur les taux d'interventions express réalisées : Nombre de Mises en Service sur installation existante avec déplacement express clôturées durant le mois M et réalisées à la 1ère date demandée par le client / nombre total de mises en service express demandées et clôturées dans SGE durant le mois M.

Pour finir, les délais catalogues actuels nous semblent décorrélés des réalités du monde d'aujourd'hui. Ces délais devraient donc être revus à la baisse : de 5 jours à 2 jours en standard, et de 2 jours à la ½ journée en express.

Question 14 : Êtes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE pour fiabiliser le calcul du critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) ? Êtes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE.

Question 15 : L'introduction d'une incitation financière sur l'indicateur de suivi des clients mal alimentés vous semble-t-elle pertinente ?

ENGIE considère effectivement qu'une incitation financière portant sur la mal-alimentation serait pertinente. Sa calibration impliquera de s'interroger sur la valeur de la « mal-alimentation ». En effet, le niveau d'incitation doit être cohérent avec la valeur que le consommateur apporte à la qualité de l'onde, ce qui implique des

études des GR sur ces sujets, similaires aux travaux réalisés sur l'END. Ces études pourraient utilement nourrir les réflexions des gestionnaires de réseau et de la CRE sur la valeur de la flexibilité.

Question 16 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inciter financièrement les trois indicateurs actuellement suivis de disponibilité des lignes téléphoniques d'Enedis ?

ENGIE partage le constat de la dégradation des temps d'attente et est donc favorable à l'incitation des indicateurs de suivi de la disponibilité des lignes téléphoniques. ENGIE pense qu'il est même nécessaire d'aller plus loin dans les objectifs proposés. L'indicateur suivi (taux d'appels avec temps d'attente inférieur à 120s), n'est pas un objectif assez haut pour limiter les dérives (certains horaires où les temps d'attente sont très élevés). Il serait donc pertinent de baisser le seuil.

Nous suggérons ainsi d'inciter le nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes sur la ligne affaires urgentes des accueils acheminement durant le mois. Avec un taux d'appel à la ligne téléphonique "affaires urgentes" avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes > 80%

Il nous semble également pertinent de définir un plafond à ne pas dépasser. C'est pourquoi nous suggérons de suivre mensuellement le nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) avec un temps d'attente supérieur à 180 secondes sur la ligne affaires urgentes des accueils acheminement durant le mois. Et de pénaliser si ce taux n'est pas inférieur à un seuil ambitieux à définir ;

Enfin nous rencontrons opérationnellement des difficultés lors des mises en attente longues qui peuvent intervenir au cours de cet échange (certains appels nécessitent d'appeler d'autres entités du distributeur qui peuvent également avoir des temps d'attente élevés). Il serait donc pertinent de suivre les mises en attente en cours de traitement par l'introduction d'un indicateur identifiant le nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) avec une mise en attente au cours de la conversation supérieure à 180 secondes sur la ligne affaires urgentes des accueils acheminement durant le mois.

Pour finir ENGIE est très favorable à une étude de l'adéquation des plages horaires et jours d'ouverture avec les besoins des utilisateurs tel qu'évoqué dans la consultation.

Question 17 : Partagez-vous l'avis des acteurs rencontrés par la CRE et les résultats de l'enquête de satisfaction réalisée par RTE selon lesquels la qualité de service du gestionnaire de réseau de transport est globalement satisfaisante ?

ENGIE partage l'avis des acteurs rencontrés par la CRE.

Question 18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE s'agissant de la définition des enjeux prioritaires pour la qualité de service de RTE, enjeux qui pourraient faire l'objet de nouveaux indicateurs ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE concernant le renforcement des indicateurs concernant la qualité de service et notamment pour le raccordement.

En effet, il n'y a peu ou pas de données publiques concernant les délais de raccordement, notamment en ce qui concerne les pénalités payées par RTE en cas de retard.

Question 19 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un suivi des délais moyens de raccordement ainsi que du respect des délais de raccordement figurant dans la convention de raccordement ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE concernant la mise en place d'un suivi des délais de raccordement. ENGIE souhaite que le suivi soit réalisé à partir de la demande de raccordement jusqu'à la mise en service du raccordement.

En effet, les différentes tâches effectuées sont essentielles pour la tenue des délais, même si elles dépendent du délai de réponse de l'administration ou de tiers. Pour autant, la diligence et la qualité des dossiers à préparer doivent être suivies, en termes de performance, afin de s'assurer que le processus de déroulement du projet soit parfaitement respecté.

ENGIE souhaite mettre en lumière un sujet qui apparaît de plus en plus dans la mise en pratique de la procédure de raccordement, il s'agit de l'activation du dispositif de commande anticipée. Certes les atouts sont nombreux pour le gestionnaire de réseau comme par exemple anticiper des commandes de matériels ou de réalisation de travaux anticipés. Cependant cela pose de réelles difficultés au porteur de projet qui doit mettre en place des garanties pour ces travaux anticipés alors que la PTF signée ne prévoit généralement pas l'activation de ce dispositif. Ce dispositif biaise la relation entre le porteur de projet et le gestionnaire de réseau puisque généralement le GR propose des travaux anticipés à un stade avancé du développement du projet. Le GR présente les impacts engendrés par un refus, généralement il s'agit d'un décalage de mise à disposition des ouvrages), rendant de fait le refus quasiment impossible (captif et aucun levier fort à disposition).

ENGIE appelle l'attention de la CRE sur les stipulations de la clause « Commande anticipée », qui permettent au GR de demander, à tout moment, au porteur de projet une anticipation difficilement refusable par ce dernier, et ce pour couvrir le risque de retard de mise à disposition du raccordement, risque qui est censé être porté par le GR. ENGIE souhaite que l'ensemble des responsabilités portées par le GR ne puisse pas être, à un moment ou un autre de la procédure de raccordement, transféré au porteur de projet, notamment si les leviers d'action sont à la main du GR et que le porteur de projet n'a pas de solution alternative à sa disposition.

ENGIE réitère sa remarque déjà formulée pour ENEDIS vis-à-vis de RTE : un recours accru à la digitalisation devrait permettre à la fois une massification du traitement et une transparence vis-à-vis du client et de son fournisseur quant à l'état d'avancement à date du processus de raccordement.

Question 20 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle il apparaît pertinent de mettre en place un suivi des écarts entre les coûts figurant dans la PTF et les coûts réellement constatés ?

ENGIE partage pleinement la proposition de la CRE concernant la transparence des coûts du raccordement et leurs suivis. A ce propos ENGIE rappelle que le barème de prix des études a été supprimé par RTE en 2017 et remplacé par un chiffrage du coût réel. ENGIE n'y était pas favorable car le producteur n'aurait plus aucune donnée de chiffrage lui permettant d'établir en amont d'une demande de PTF un plan d'affaire pour cette phase d'étude. RTE avait indiqué que selon ses analyses le barème était « surévalué » et que dans l'intérêt des producteurs le chiffrage au réel devrait supprimer ce déséquilibre et faire baisser ces coûts.

ENGIE avait donc demandé à RTE de réaliser une analyse des coûts passés pour établir des montants de référence et ainsi être en mesure de réaliser un suivi de ce nouveau dispositif (coûts réels). Afin de donner de la visibilité aux producteurs ENGIE avait également proposé que soit d'une part plafonné le montant des coûts réels et d'autre part de présenter dans les nouvelles PTF le coût réel et le coût de référence (afin de constater l'efficacité de ce nouveau dispositif). Sauf erreur de notre part cela n'a pas été mis en œuvre (voir les CR CAR du 08/11/2016 et du 09/01/2017), nous le regrettons et profitons de cette consultation pour demander le rétablissement d'un barème de prix d'études contrôlé par les services de la CRE.

Afin de suivre les coûts des PTF en incluant le montant de la quote-part pour laquelle une validation de la méthodologie n'est toujours pas réalisée par les services de la CRE (RTE n'ayant pas saisi la CRE malgré plusieurs relances), ENGIE souhaite insister afin que la méthodologie S3REnR (DTR - RTE - Chapitre 2 – Etudes et schémas de raccordement Article 2.6) et le barème de chiffrage interne S3REnR soient contrôlés par les services de la CRE, et publiés par les gestionnaires de réseaux (RTE et ENEDIS/ELD possèdent des barèmes en internes et des contrats cadres pour l'achat des équipements). Par exemple, RTE applique des ratios forfaitaires au montant des dépenses d'achat d'études, de travaux et de fournitures sans aucune transparence puisqu'ils sont inclus dans les montants.

A cela s'ajoute le retour d'expérience acquis depuis la mise en place des S3REnR en 2012, nous devrions dans ses conditions être en mesure de définir un outil de chiffrage efficace, performant et transparent afin de consolider et suivre de manière rigoureuse les coûts réseaux (ouvrages propres, mutualisés et renforcements).

ENGIE considère que l'ensemble de ces propositions devraient permettre de mieux appréhender les coûts de raccordement entre la PTF et la Mise à disposition du raccordement pour les producteurs.

Question 21 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le dispositif actuel relatif à la continuité d'alimentation est satisfaisant ?

ENGIE n'a pas de commentaires.

Question 22 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de mettre en œuvre un mécanisme incitatif asymétrique concernant la qualité d'alimentation ?

ENGIE est favorable à l'introduction d'un mécanisme incitatif asymétrique concernant la qualité d'alimentation. En effet, un mécanisme symétrique incite nécessairement le gestionnaire de réseau à surinvestir, puisque en cas de sous-investissement, il est pénalisé, alors qu'en cas de surinvestissement, il perçoit un bonus et augmente sa base d'actifs régulés.

La proposition de la CRE permettra de remédier à cette situation. Toutefois, elle n'est pas entièrement satisfaisante, puisque le gestionnaire de réseau ne sera désormais plus incité à améliorer sa performance au titre de la qualité d'alimentation, même là où cela est pertinent.

ENGIE considère donc qu'à terme, la cible doit être un mécanisme de type Totex, qui supprimerait l'incitation du gestionnaire de réseau à surinvestir. Dès lors, une régulation symétrique pourrait être réintroduite, pour assurer que le gestionnaire de réseau arbitre au mieux entre investissement et non-qualité.

Question 23 : Êtes-vous satisfait du respect des engagements contractuels de RTE quant à la qualité de l'électricité ?

ENGIE n'a pas de commentaires.

Question 24 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire rentrer cet indicateur dans la liste des indicateurs que RTE doit publier ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE étendant la liste des indicateurs à publier. Le réglage de tension est crucial et sa volatilité devrait augmenter dans le futur. Donner les moyens au réseau électrique de prendre des mesures afin d'améliorer le réglage de la tension est un point extrêmement positif.

Sur l'indicateur en lui-même et comme la CRE le mentionne, il manque une information de temporalité pour permettre d'analyser et résoudre la cause des problèmes. Trouver un moyen d'intégrer cette notion de temporalité est donc un élément essentiel pour permettre à cet indicateur d'être pleinement efficace.

Une concertation commune entre RTE et les acteurs de marché serait à même de créer des indicateurs adéquats pour la gestion de la tension, aidant postérieurement à la récupération des dommages financiers et pouvant permettre d'analyser et de résoudre les causes de(s) l'incident(s) reporté(s).

ENGIE profite de cette consultation pour rappeler que le GT Tension intégration des EnR du CURTE n'est plus animé depuis le dernier GT qui s'est réuni le 22/01/2019. Malgré plusieurs relances, aucun GT n'a été programmé cette année, ce qui bloque la mise en œuvre de service aux réseaux des EnR avec des solutions existantes (capacités installées des onduleurs sous-exploités). RTE a communiqué dernièrement en indiquant que les travaux devraient reprendre en 2020 (rappel : le rapport sur la tension a été remis par RTE à la CRE en juillet 2018 !). ENGIE ne comprend pas pourquoi les EnR ne sont pas utilisées pour répondre à des contraintes locales de tension haute ou basse rencontrées sur le réseau alors que les capacités constructives sont obligatoires, ce qui engendre de fait une totale inefficacité des investissements réalisés. ENGIE regrette

profondément que le potentiel de services pouvant être rendus par les EnR aux réseaux ne soient pas priorités, ENGIE relève que seuls les écrêtements de production ont fait l'objet de travaux importants.

Question 25 : Considérez-vous qu'il soit nécessaire d'améliorer la planification des travaux ? Que pensez-vous des deux propositions de RTE ?

ENGIE est favorable à la publication du planning et de la localisation des travaux sur les ouvrages RTE en y associant les contraintes engendrées dans la zone de ces travaux. Cela permettra aux acteurs de pouvoir s'y référer et ainsi en toute transparence d'avoir une idée précise des impacts pour leurs activités.

A ce titre, outre le courrier envoyé par RTE pour enregistrer l'avis des clients impactés par des travaux, ENGIE serait favorable à la mise en place d'indicateurs de performance concernant notamment le respect des durées, des dates de début et de fin de travaux (parfois recalées ce qui peut engendrer des perturbations pour les acteurs).

Question 26 : Êtes-vous satisfait du traitement actuel des réclamations par RTE et partagez-vous l'analyse de la CRE quant à l'intérêt d'inciter RTE sur l'indicateur relatif au taux de réponses sous 30 jours ?

ENGIE n'a pas de commentaires.

Question 27 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place une incitation au respect des délais d'intervention prioritaire de dépannage de compteur et aux niveaux d'engagement seuil proposés ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE.

Question 28 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur sur les délais d'installation/changement de compteurs ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE.

Afin de rendre pertinent cet indicateur de performance pour le remplacement des compteurs, ENGIE suggère la mise en place d'une procédure de changement de compteur avec notamment les délais de prévenance, la planification de l'opération et les modes opératoires du remplacement du comptage. ENGIE insiste également pour l'établissement d'un rapport d'intervention par RTE (date prévue d'intervention, date réelle d'intervention, délais de réalisation, essais et mise en service), signé par le client à la mise en service du nouveau système de comptage. Cela permettra au client de s'assurer du bon fonctionnement et notamment de vérifier l'accès aux données de comptage.

Question 29 : Etes-vous d'accord avec la liste des données prioritaires proposée par la CRE pour Enedis ? D'autres données que celles proposées par la CRE devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?

S'agissant des enjeux autour de la flexibilité, ENGIE tient à exprimer sa satisfaction concernant les informations devant être publiées par Enedis, mais cette liste n'est pas suffisante pour permettre une analyse technico-économique préalable à un investissement dans un actif de flexibilité. Prenant en considération la recommandation de la CRE datant du 8 décembre 2016, les gestionnaires de réseau doivent communiquer les caractéristiques des contraintes (profondeur, durée, fréquence), si elles apparaissent en amont ou en aval du poste et mentionner le niveau de tension (p.17). De même, la cartographie des zones en contrainte doit refléter la topologie du réseau, afin que tout site situé dans la zone indiquée par Enedis puisse effectivement rendre un service de flexibilité. Enedis a refusé à plusieurs reprises cette demande, au motif que certains immeubles sont desservis par plusieurs départs HTA, et ne peuvent donc pas être cartographiés correctement. ENGIE considère que ces cas, très rares, et pouvant être signalés par un code spécifique, ne doivent pas faire obstacle à la publication d'une cartographie réelle des contraintes correspondant à la topologie du réseau, et pouvant donc être utilisée pour constituer un portefeuille¹. La publication « Le stockage d'électricité en France » mentionne que les plans de renforcement du réseau doivent prendre en compte les gisements de flexibilité afin de faire baisser les coûts totaux. Ces gisements n'étant encore que peu développés sur le territoire français, les porteurs de flexibilité doivent, en plus d'une indication géographique, avoir des indications sur le temps estimé avant l'apparition de la congestion et le temps estimé avant les travaux d'extension du réseau. Sans ces éléments, il est impossible de mener à bien une analyse technico-économique pour un investissement.

Ce processus où les gestionnaires de réseaux doivent mentionner la zone, la date estimée de début et de fin, la fréquence et la profondeur existe aujourd'hui aux Pays-Bas et permet aux porteurs de flexibilité de guider leur investissement sur l'actif permettant de répondre au mieux aux besoins des gestionnaires.

Par ailleurs, la communication de données erronées concernant l'extension du réseau par le gestionnaire peut amener la révision d'une décision d'investissement sur un actif de flexibilité. Il est donc impératif que ces informations soient les plus précises possible. Un indicateur mesurant la qualité des informations et pouvant pénaliser les gestionnaires en cas de communication d'informations erronées doit être mis en place.

Enfin, pour que les acteurs puissent proposer des offres de flexibilité pertinentes, il importe que des précisions sur le mécanisme de marché envisagé soient apportées. Enedis a ainsi lancé un appel à manifestation d'intérêt pour des flexibilités, mais n'a pas communiqué sur :

- le type d'entité pouvant proposer une flexibilité (consommateur ou responsable d'équilibre) et plus généralement sur la place du responsable d'équilibre dans le dispositif ;
- les modalités qui seront retenues pour le contrôle du réalisé ;
- les modalités techniques d'interfaçage avec les systèmes d'Enedis ;
- la rapidité de réponse attendue (à l'oral, Enedis a évoqué « quelques minutes » mais sans plus de précisions).

¹ L'outil de recherche par PDL, proposé par Enedis, est pertinent pour distinguer les points pertinents au sein d'un portefeuille déjà constitué, mais il ne permet pas le recrutement de nouveaux clients.

Dans ces conditions, il est extrêmement difficile pour un acteur de marché de constituer un portefeuille de flexibilité adéquat, notamment si la constitution de ce portefeuille implique un investissement, par exemple dans des boîtiers connectés qui peuvent avoir des caractéristiques différentes.

La CRE devrait donc également inciter Enedis à publier au plus tôt les caractéristiques dimensionnantes des mécanismes de flexibilité qu'elle envisage.

Par ailleurs, il pourrait être opportun de constituer un référentiel accessible à tous sur la base d'un panel de données de consommation anonymisées relatives aux différents usages, pour accélérer le développement d'offres des fournisseurs sur les usages innovants.

Question 30 : Êtes-vous en accord avec la liste des données prioritaires proposée par la CRE pour RTE ? D'autres données que celles proposées par la CRE devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?

ENGIE est favorable à ce que les données relatives au mécanisme de capacité fassent partie de la liste prioritaire pour RTE. Les publications du mécanisme de capacité sont utiles aux acteurs de marché seulement si les données publiées sont fiables, régulièrement mises à jour, et exhaustives :

- Sur le registre des capacités certifiées : alors que la date limite de demande de certification pour AL 2023 a été dépassée pour les capacités existantes de production, le registre des capacités certifiées mis à jour n'indique aucune donnée pour 2023. Il serait pertinent d'indiquer le nombre de demandes de certification en cours de traitement non visible sur le registre et le nombre de demandes de rééquilibrage non visible dans le registre pour chaque année de livraison, ainsi que le volume global associé de garanties de capacité à la hausse ou à la baisse afin de compléter les informations du registre. Un indicateur pourrait être défini à partir de ces chiffres.
- Sur le registre des garanties de capacités : un indicateur de fiabilité sur la mise à disposition des données à jour pourrait être défini.

Parmi les indicateurs de suivi permettant de s'assurer de la qualité du service rendu par les opérateurs de réseaux devront figurer les éléments suivants à propos du mécanisme de capacité :

- Un indicateur sur la notification des Niveaux de Capacité Effectifs (NCE) : pour l'année de livraison 2017, les EDC dont les sites sont raccordés au RPD n'ont toujours pas reçu l'estimation de RTE sur leur NCE, alors même que la date limite initialement fixée était le 30 juin 2018. Pour ENGIE, il est pertinent d'inciter financièrement RTE (et les GRD) à communiquer l'estimation des NCE le plus proche possible de la fin d'une Année de Livraison : par exemple, dès juin AL, une première estimation des niveaux de capacité effectifs devrait être réalisée par RTE pour les capacités raccordées au RPT, avec une mise à jour fin janvier AL+1 pour les capacités connectées au RPT. Concernant les capacités raccordées au RPD, la première estimation devrait être disponible dès fin mars AL +1. Le suivi des estimations non réalisées pour « absence de données des GRD » en juin AL+1 pourrait être aussi réalisé.
- Un indicateur sur la durée du traitement d'une demande de certification. Pour ENGIE, cette durée de traitement entre la demande initiale de certification et le moment où les garanties de capacités sont livrées sur le compte de l'Exploitant devrait être de 10 jours ouvrés dans le cas d'une capacité connectée au RPT. Quant aux capacités raccordées au RPD, la durée du traitement entre la signature du contrat GRD-Exploitant et la mise à disposition des garanties de capacités sur le compte Exploitant, devrait être de 15 jours ouvrés.

Afin d'atteindre ces objectifs sur le niveau de capacité effectif et sur les demandes de certification une incitation financière pourrait être mise en place.

Par ailleurs, ENGIE considère que la cartographie des contraintes et congestions du réseau, demandée plusieurs fois par la CRE à RTE, devrait également faire partie de la liste des données prioritaires.

Question 31 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative portant sur un calendrier et des modalités de mise à disposition des données par les opérateurs de réseau d'électricité ?

ENGIE est favorable à l'introduction d'indicateurs permettant de challenger le respect des délais de transmission définis par type de données.

En particulier, ENGIE est tout à fait favorable à la mise en place d'une régulation incitative sur le calendrier et les modalités de mise à disposition des données par les opérateurs. La complexité à venir des réseaux électriques demande de la part des acteurs de marché une connaissance accrue des consommations de leur portefeuille et du réseau pour offrir de nouveaux services innovants et proposer des services de flexibilité permettant de limiter les investissements. Les gestionnaires ayant jusqu'à aujourd'hui préféré repousser la date de communication des contraintes, il devient essentiel que ces communications se fassent aujourd'hui dans les temps.

Question 32 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'indicateurs de suivi mesurant la qualité des données transmises par les opérateurs de réseau ?

ENGIE est très favorable à l'introduction d'indicateurs permettant de suivre la complétude des données fournies, leur exactitude et le respect des délais pour toutes les typologies de données transmises, pas seulement pour les « données prioritaires » adressées dans ce chapitre de la consultation. En effet, certains flux de données, disponibles depuis plusieurs années, sont encore de qualité trop faible (comme indiqué entre autres lors de notre réponse à la question 5).

Par ailleurs, de mauvaises informations ou des informations erronées sur l'état et les besoins du réseau peuvent conduire à des mauvaises décisions d'investissement. Un suivi de la qualité des informations données pouvant entraîner des pénalités en cas de non-respect, serait à envisager.

Question 33 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative pour assurer le respect des délais de mise en œuvre des demandes formulées par la CRE ?

Le terme « régulation incitative » est encore trop vague car il n'explicite pas une différence entre une incitation positive (bonus en cas de respect des décisions) et punitive (pénalités en cas de non-respect des décisions). Concernant les enjeux liés à l'action des opérateurs de réseaux, il a pu être constaté que les gestionnaires de réseau ne suivent pas aujourd'hui le rythme d'adaptation impulsé par les innovations proposées par le marché. Les reports à répétition des publications des contraintes pour RTE et Enedis sont des exemples concrets de la difficulté rencontrée par les gestionnaires à changer leurs habitudes de travail. Ainsi, une régulation incitative prenant en compte une dimension punitive doit être mise en place, notamment quand

l'adaptation relève du respect du cadre réglementaire : le gestionnaire de réseau ne devrait pas recevoir de bonification tarifaire (payée in fine par le consommateur) pour le simple respect des obligations qui lui incombent.

Une forte et rapide augmentation des capacités d'EnR installées implique de revoir les investissements nécessaires sur le réseau ainsi que l'utilisation accrue d'actions d'exploitation type redispatching. Nous avons aujourd'hui en France l'opportunité d'avoir une meilleure compréhension des problématiques liées à l'intégration massive des EnR par les exemples de nos pays voisins, et la possibilité de créer les outils appropriés (recours à des flexibilités) afin de faire baisser le coût total des congestions.

Question 34 : Ces actions des gestionnaires de réseaux vous semblent-elles prioritaires ? Quelles modalités de détermination des sujets devant faire l'objet d'une incitation financière vous semble-t-il nécessaire de mettre en œuvre ?

Les actions prioritaires proposées par la CRE pour Enedis vont dans le bon sens, que ce soit faciliter l'accès à l'autoconsommation, la publication des contraintes sur le réseau de distribution (suivant les éléments de la réponse à la question 29) et le développement des actifs de stockage. ENGIE propose d'ajouter une action prioritaire à Enedis concernant sa participation au groupe de travail sur la contractualisation des flexibilités locales. Ce point sera élaboré plus en détail dans les prochains paragraphes.

Concernant les actions prioritaires proposées par la CRE pour RTE, ENGIE accueille positivement cette liste mais garde une réserve quant à l'évolution des positions de la CRE concernant le type d'informations demandées. La délibération 2017-155 du 22 juin 2017 mentionne initialement que la communication doit se porter sur « les contraintes récurrentes et/ou structurelles identifiées sur le réseau de transport, présentées sous la forme d'une carte identifiant les zones ». Les informations demandées sont aujourd'hui réduites aux congestions résiduelles sur les ouvrages de réseau restreints au cadre de S3REnR, comme mentionné dans la communication de la CRE du 5 septembre 2019 (p.12). Toute forme de congestions doit être publiée et non seules les congestions résiduelles. En effet, les services au réseau pour la gestion des congestions ne peuvent être limités aux congestions résiduelles.

ENGIE profite de cette consultation pour exprimer une certaine réserve quant aux propositions mentionnées dans la communication de la CRE datant du 5 septembre 2019 concernant la contractualisation des flexibilités locales. En effet, les propositions présentées scinderaient un potentiel marché de traitement des congestions entre plusieurs canaux dédiés à RTE et Enedis, et seraient dommageables pour les porteurs de flexibilité. Un processus unifié et simplifié devrait permettre au porteur de flexibilité par une unique procédure vérifiant une même liste de caractéristiques techniques, de pouvoir proposer sa flexibilité à RTE, Enedis ou tout autre GRD via une plateforme intégrée. Ce modèle a déjà prouvé son efficacité aux Pays-Bas avec la plateforme GOPACS. Pour ce faire, Enedis doit prendre une place prépondérante dans le groupe de travail et cette action doit être ajoutée à sa liste d'actions prioritaires. De plus, un marché intégré du traitement des congestions permettrait de créer des circuits de communication, à même de répondre au questionnaire émis par la CRE lors de l'avis 2018-240, soulignant que l'effet des activations des services locaux sur l'équilibre offre-demande doit être maîtrisable par RTE.

ENGIE se questionne sur le bien-fondé d'utiliser le mécanisme d'ajustement pour l'activation des flexibilités contractualisées par RTE dans la gestion des congestions. Tout d'abord, ce mécanisme exclurait Enedis et rendrait impossible la création d'un marché intégré de la gestion des congestions. De plus, se pose la question de la capacité de RTE à garantir une bonne séparation entre les coûts liés au besoin d'équilibrage et les coûts de gestion des congestions. Le coût de l'équilibrage doit être porté par les responsables d'équilibres, tandis que les coûts de gestion des congestions doivent être sociabilisés selon les règles approuvées par la CRE via le TURPE. Il peut être vu comme tendancieux le fait qu'un cadre clair et précis séparant les deux activités n'ait pas encore été mis en place.

De même, la communication de CRE datant du 5 septembre 2019 mentionne que RTE et Enedis doivent rendre d'ici fin 2019 des propositions de market design sur les futurs marchés locaux de flexibilité. ENGIE craint que si seuls les gestionnaires peuvent s'exprimer, alors les market design proposés leur soient disproportionnellement bénéfiques comparé aux acteurs de marché. Ces avantages peuvent prendre la forme d'une maîtrise complète de plateformes d'échange, les rendant juges et partie-prenantes du marché. Plusieurs projets de plateformes d'échange de flexibilités locales au niveau européen (GOPACS au Pays-Bas, ENERA et Nodes en Allemagne, Piclo Flex et Cornwall's Local Market au Royaume-Uni) ont privilégié un market design où la plateforme est gérée par une tierce-partie (souvent gérant au préalable des bourses d'échange comme EPEX Spot). Cet élément assure une plus grande transparence et une neutralité de traitement entre l'acheteur et le vendeur de flexibilité.

Finalement, des craintes peuvent être soulevées sur la prise en compte des flexibilités locales dans une révision de décision d'investissement. Il est en l'état difficile pour les gestionnaires de surmonter leurs biais pro-CAPEX sans un passage à une structure incitative basée sur le TOTEX. Si les gestionnaires ne reçoivent pas une compensation similaire pour l'utilisation de CAPEX ou d'OPEX, la pérennité de l'utilisation des flexibilités locales pour la gestion des congestions est logiquement compromise. La structure incitative TOTEX a permis au Royaume-Uni d'être précurseur dans les services de traitement des congestions et le développement de plateformes d'échange (cf. Piclo Flex et Cornwall's Local Market). Contrairement à de nombreux projets de marché locaux de flexibilité présents sur le continent, les exemples britanniques ont passé le stade de l'expérimentation.

ENGIE profite de cette consultation pour faire part à la CRE de son opinion sur une faille du mécanisme d'ajustement. En effet, les plus gros fournisseurs de services auxiliaires disposent d'informations sur l'activation et la création du merit order bien avant les autres participants. Ces éléments leur donnent un avantage concurrentiel. Ces informations donnent une vision bien plus complète sur la formation des prix du marché de l'équilibrage, et par conséquent sur le marché intrajournalier. Les prix du marché intrajournalier et de l'équilibrage étant fortement corrélés.

ENGIE propose de résoudre cette faille en étendant le registre de transparence du mécanisme d'ajustement de RTE aux informations suivantes :

- Publication des prix et volumes d'activation, des courbes du merit order pour tout type d'offre, des intervalles de temps, les directions (haut/bas) et ce pour les intervalles passés et futurs.
- Publication des activations à venir de RR/mFRR dès que décidé par RTE.
- Publication des activations d'aFRR minute par minute (comme en Belgique et aux Pays-Bas).

ENGIE profite également de cette consultation pour faire part à la CRE d'une demande essentielle en vue du développement souhaité de l'autoconsommation collective :

Afin de permettre l'identification de territoires propices au déploiement d'opérations d'autoconsommation collective, il est nécessaire, pour toute zone géographique, de disposer d'informations spécifiques : notamment pouvoir accéder au nombre de PRM par tranches de puissance souscrite sur un secteur donné : par exemple de 3 à 6 kVA ; 6 à 9 kVA ; 9 à 36 kVA ; 36 à 100 kVA ; 100 à 250 kVA et au-delà de 250 kVA.

La démarche retenue à date par ENEDIS consiste uniquement à fournir des informations à un éventuel porteur de projet d'ACC, sur une zone déjà présélectionnée ; ce qui était acceptable pour le lancement des premières opérations « pilotes » mais ne l'est plus désormais ; d'autant que la loi Energie climat et l'arrêté sur les « critères de proximité géographique » liés à une opération d'ACC publié très récemment confortent et étendent le champ envisageable pour ce type d'opérations.
