

REPONSE D'ENGIE

A LA CONSULTATION PUBLIQUE DE LA CRE DU 23 MARS 2019 RELATIVE AUX PROCEDURES DE RACCORDEMENT AUX RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Q.1 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'une procédure adaptée aux nouveaux usages pouvant injecter et soutirer ? Avez-vous d'autres pistes d'amélioration pour faciliter le traitement des demandes de raccordement de ces nouveaux usages ?

ENGIE est favorable à des procédures adaptées aux nouveaux usages, traitant à la fois l'injection et le soutirage, sans pour autant exclure deux procédures, comme le prévoit le projet envisagé par la CRE. Les évolutions prioritaires à conduire sont liées aux types d'installation.

Autoconsommation individuelle (ACI), pour laquelle son développement en France exige de lever de nombreux freins, dont ceux de la **complexité des procédures de raccordement et des délais d'instruction beaucoup trop longs**.

En effet, les procédures nécessaires pour raccorder une installation photovoltaïque au réseau public de distribution nécessitent pour le particulier de remplir des dossiers avec plusieurs organismes parmi lesquels la mairie, ENEDIS (ou ELD) et CONSUEL, avec des **redondances dans les différentes demandes**, une **quantité très importante de champs à renseigner** et une **durée totale d'instruction en pratique souvent supérieure à 4 mois** alors que les particuliers ayant investi dans une solution d'autoconsommation ne comprennent pas la nécessité de supporter des délais aussi longs pour que leur démarche aboutisse.

Pour ENGIE, les évolutions à conduire sont :

- **Prioritairement, de simplifier les démarches relatives au raccordement au réseau et de réduire les délais d'instruction.** Si cette action implique des aménagements conséquents de procédures, elle peut toutefois être mise en œuvre très rapidement puisqu'elle ne nécessite par d'évolution de « l'architecture contractuelle ».
- **Dans un second temps, seulement, de faire évoluer l'architecture contractuelle pour d'obtenir un seul et même contrat associé au raccordement** regroupant le contrat unique (CU) de soutirage et le contrat d'accès au réseau et d'exploitation (CAE) associé à une Proposition de Raccordement (PDR), auquel il conviendrait d'adjoindre le contrat d'achat et l'accord RE injection. Ainsi, le raccordement serait porté au sein d'un même contrat.

Autoconsommation collective (ACC) : conformément aux Modalités de traitement des demandes d'autoconsommation collective (Enedis-OPE-CF_06E), et notamment à l'article 3.1.4, chaque producteur effectue sa demande de raccordement en ligne, selon les modalités définies par la Documentation Technique de Référence d'Enedis. Le portail à utiliser, étant celui dédié aux opérations d'autoconsommation individuelle, s'avère particulièrement inadapté, d'où des risques d'erreurs sanctionnés par un refus de la demande par ENEDIS et in fine un allongement des délais.

La demande prioritaire d'ENGIE est donc d'adapter le formulaire d'ENEDIS de demande de raccordement en ligne aux opérations d'autoconsommation collective.

Stockage (stationnaire et mobile) : il n'existe actuellement ni prescriptions techniques spécifiques au stockage stationnaire ni prescriptions techniques spécifiques au stockage mobile, notamment pour les moyens de transport.

En l'absence de dispositions réglementaires, Enedis a défini les « Conditions de raccordement des Installations de stockage » (Enedis-PRO-RES_78E) qui postulent que, « vue du réseau, une installation de stockage seule se comporte comme une Installation disposant d'une capacité à injecter et à soutirer de la puissance active. Enedis applique donc à ces Installations les textes relatifs aux Installations de Production et de Consommation. La CRE conclue d'ailleurs que « les prescriptions techniques applicables aux installations de stockage, stationnaires ou non, sont celles des installations de production et des installations de consommation ».

Il en résulte des procédures d'une grande complexité, associées à trois cas de figure : (i) injection seule, (ii) soutirage seul et (iii) injection et soutirage. Elles traduisent la grande diversité des fonctions assurées par les installations de stockage (optimisation de la production, de la consommation et de la puissance du raccordement le cas échéant) et de leur raccordement, selon qu'il s'agit de sites existants (producteurs, consommateurs, autoconsommation...) dits mixtes ou de nouveaux sites (stockage seul ou avec une production associées, etc...).

Dans ce contexte très complexe, il convient que la CRE définisse des règles pour que ces installations puissent être utilisées au mieux pour l'optimisation du système électrique, sans que l'accès au réseau ne constitue un frein à leur développement et à leur usages.

ENGIE propose ainsi de :

- **simplifier et d'harmoniser les modalités de raccordement des installations de stockage et de réduire les délais de traitement**, à l'instar des travaux à engager pour l'autoconsommation ;
- **mettre en place une procédure unique qui intègre le soutirage et l'injection**, dont l'interface entre producteur et gestionnaire de réseau doit être simple et efficace.

Par ailleurs, le caractère "contracyclique" évoqué par la CRE, mériterait d'être explicité.

Q.2 : Êtes-vous favorable à l'encadrement tel qu'envisagé par la CRE sur les opérations de raccordement intelligentes (ORI) ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

Le système électrique futur exigera de développer des moyens de flexibilité et de créer les conditions de marché permettant de les appeler. ENGIE est réservé quant au développement des ORI, dans la mesure où elles résolvent dans le cadre d'une relation bilatérale entre GR et producteur, une insuffisance des réseaux alors qu'elle pourrait l'être par un recours à des services de flexibilité ouverts aux acteurs de marché, et dont la valeur pour la collectivité serait plus grande.

A défaut d'une telle démarche faisant appel au marché, plutôt qu'à des signaux économiques tels que les ORI, ENGIE propose plusieurs dispositions pour améliorer le dispositif :

- **un utilisateur raccordé en ORI doit garder la possibilité de participer à d'autres mécanismes de flexibilité**, comme le propose la CRE. D'ailleurs, il participe déjà au mécanisme du responsable d'équilibre ;
- **le responsable d'équilibre du site en ORI (ou, le cas échéant, l'opérateur d'effacement actif sur le site en ORI) doit être prévenu en cas d'activation du service associé à cette ORI**, afin qu'il puisse le prendre en compte dans son périmètre d'équilibre ou en cas de participation à plusieurs services de flexibilité ;
- **l'ORI doit être caractérisé sous la forme d'une puissance maximale à ne pas dépasser durant certaines heures/ou d'une puissance minimale garantie, avec possibilité de dépassement sur certaines périodes**, et non sous la forme d'un « delta » par rapport à une courbe de charge « normale » ;
- **La mise en place de critères objectifs retenus par les gestionnaires de réseaux pour proposer ou refuser une ORI doivent être clairement établis**, afin que les producteurs soient parfaitement informés des conditions de mise en œuvre. Pour cela, ces critères doivent être transparents, prévisibles, mesurables et quantifiables. Les ORI ne doivent pas créer de distorsion ou d'effet d'aubaine ;

- **La réalisation d'un suivi annuel individuel et global** est à produire par les GR dans un but de transparence (MW proposés, MW refusés, MW raccordés, MW à raccorder, potentiellement de raccordement restant, taux de limitations annuel en GWh, causes ayant nécessité ces limitations) ;
- **La fixation du nombre d'heures maximales de limitation à la remise de la proposition technique et financière (PTF)** et non pas à la convention de raccordement, laquelle correspond à la phase de commencement des travaux. Il serait alors impossible pour le producteur de refuser l'ORI ;
- **Le périmètre de l'ORI doit être établi clairement, afin qu'il soit limité aux ouvrages propres du producteur ;**
- **Le producteur doit pouvoir revenir à tout moment à une ORR**, en prenant en charge les surcoûts nécessaires pour passer de l'ORI à l'ORR avec garantie d'injection sans limitations (que ces surcoûts correspondent à des travaux réseaux ou à l'appel d'une autre flexibilité) ;
- **Le cadre dans lequel, le producteur en ORI pourrait faire la demande d'une ORR et bénéficier des travaux pour lesquels il aurait déjà payé la quote-part pour la totalité des MW installés quelques années après le raccordement, doit être clarifié.**

ENGIE souhaite que ces modalités soient précisées dans un arrêté signé du Ministre en charge de l'Energie, et non pas dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux.

Q.3 : Êtes-vous favorable à l'encadrement tel qu'envisagé par la CRE sur les demandes anticipées de raccordement ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE concernant la PRAC, notamment concernant le délai minimum de trois mois laissé au producteur pour compléter la demande et la possibilité, grâce à une PRAC, d'étudier d'autres solutions de raccordements à la demande du producteur.

ENGIE souhaiterait :

- **avoir la possibilité d'obtenir une « Pré PRAC »**, car dans la très grande majorité des cas, le projet est à un stade peu avancé et le producteur cherche simplement à obtenir une idée et des ordres de grandeurs concernant la localisation du poste source (PS), la distance entre le PS et le PDL, le coût (enveloppe) et le délai de réalisation (cible). Ces données sont très utiles pour le développeur, mais ne débouchent pas systématiquement sur un projet à court terme. Leur multiplication est synonyme de coûts de développements importants pour les producteurs, et dans l'optique de baisser les coûts des filières EnR, cette possibilité d'avoir une « Pré PRAC » associée un coût limité permettrait de limiter les coûts échoués pour la collectivité ;
- **qu'un lien soit prévu dans la procédure, entre la Pré PRAC et la PRAC**, afin que la première serve à construire la seconde ;
- **qu'une modification technique de la solution retenue**, visant à optimiser le raccordement (coûts, délais) ne donne pas lieu à « réinitialisation » de la demande par les gestionnaires de réseaux.

Êtes-vous favorable, comme la CRE, à ce que tout type d'utilisateur puisse bénéficier d'une DAR (consommateur, producteur, tout niveau de tension, raccordements provisoires et pérennes) ?

Engie est favorable à ce que tout type d'utilisateur puisse avoir le choix de bénéficier d'une DAR en alternative de la procédure complète.

Cette proposition ne ferait cependant gagner qu'un temps minime dans les démarches "ACI" et ne les simplifierait pas. **ENGIE propose une coordination entre Enedis et les autres intervenants actuels (Mairie, Consuel, EDF OA) afin de fluidifier les processus et éviter la transmission d'informations redondantes.**

Q.4 : Êtes-vous favorable à l'encadrement tel qu'envisagé par la CRE sur l'encadrement des relations entre le gestionnaire de réseaux publics de distribution et la collectivité en charge de l'urbanisme ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

Engie est favorable à l'encadrement des relations entre le gestionnaire de réseaux publics et la collectivité, en particulier en ce qui concerne d'une part la précision du chiffrage fourni à la collectivité et, d'autre part, l'encadrement des délais de réponse. La bonne tenue des travaux ne peut en effet pas être entravée ou retardée par des réserves liées à une mauvaise information de la collectivité.

Q.5 : Êtes-vous favorable à l'évolution proposée par la CRE sur la mise à jour régulière des informations mises à disposition des utilisateurs ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE d'officialiser les bonnes pratiques concernant la mise à jour mensuelle des données dans CAPAréseau (projets, capacités en injection, etc...).

ENGIE souhaite l'archivage mensuel des fichiers de données de CAPAréseau, accessibles sur le site de CAPAréseau, pour une durée de dix ans, par exemple. Outre que ces données sont utiles au quotidien pour les Producteurs, une analyse annuelle de ces données devrait être produite par les gestionnaires de réseaux en vue d'un REX.

Des modifications devraient être apportées à l'outil pour le rendre plus interactif : alerte sur modifications, postes sources favoris, stockage des projets dans un espace personnalisé (emprise), historique des données pour un poste afin de visualiser la dynamique d'une zone, détail de la partie HTB ... Un accès aux contraintes de réseaux et plus grande confiance dans les données de la plateforme, permettraient de soulager les producteurs, grâce à un désengorgement des demandes de PRAC.

Q.6 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE relative aux dispositions spécifiques à la gestion de la file d'attente en cas de double réservation de capacités ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

ENGIE est favorable au principe de double réservation proposé par la CRE, pour autant qu'elle soit parfaitement identifiable par les autres acteurs (CAPAréseau devra prendre en compte et mentionner cette double réservation). Un délai minimum d'un mois, devrait être accordé au producteur pour prendre sa décision et choisir entre plusieurs offres.

Q.7 : Êtes-vous favorable à l'évolution proposée par la CRE sur la dématérialisation du traitement des demandes de raccordement ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

ENGIE est favorable à la dématérialisation du traitement des demandes de raccordement. Elle est déjà utilisée pour l'AC par Enedis et **devrait être étendue à toutes les ELD** afin d'obtenir un traitement unifié des demandes des autoconsommateurs, quelle que soit leur zone d'habitation.

ENGIE rappelle que les travaux en cours du GT Anticipation ont validé le principe de la mise en place d'une plateforme de collecte des informations de développement des projets EnR. L'idée étant que les producteurs puissent directement déclarer leurs projets d'EnR sur cette plateforme ; le GRT utilisera ces données pour anticiper et gérer en amont les difficultés de mise en œuvre des capacités nécessaires aux raccordements des EnR.

Q.8 : Les dispositions dérogatoires actuelles prévues en cas d'afflux de demandes de raccordement d'installations de production sont-elles satisfaisantes ?

ENGIE considère qu'ENEDIS doit s'organiser et mettre en œuvre les moyens nécessaires afin de respecter un délais de 3 mois pour la remise d'une offre. Les gestionnaires de réseaux devraient aussi offrir un support alternatif en cas de pannes informatiques ou d'impossibilité à accéder aux outils.

Q.9 : Pour le raccordement d'installations de consommation en BT, la possibilité pour les procédures de traitement des demandes de raccordement de prévoir des dispositions visant à anticiper les demandes de raccordement des demandeurs pour répondre au mieux à leurs besoins est-elle utilisée par les gestionnaires de réseaux, et utile pour les demandeurs ? Cette disposition doit-elle être maintenue ou doit-elle évoluer ?

Les dispositions visant à anticiper les demandes de raccordement devraient être utilisées pour permettre une réponse plus rapide par les gestionnaires de réseaux. Toute possibilité de réduction des délais est utile au demandeur et doit être encouragée.

Q.10 : Pensez-vous qu'il faudrait, à l'avenir, inclure des dispositions sur les délais de raccordement dans l'encadrement par la CRE des procédures de raccordement ? Quelles sont vos propositions ?

ENGIE estime qu'il faudrait inclure des dispositions sur les délais de raccordement dans l'encadrement par la CRE des procédures de raccordement, intégrant la mise en service du compteur en cas d'autoconsommation.

Le raccordement d'une installation de production EnR supérieure à 3kVA doit être réalisé par les gestionnaires de réseaux en moins de dix-huit mois (L342-3), avec un délai qui devrait courir à partir de la réception d'une demande de raccordement complète et non à compter de la date de réception par le GR de la convention de raccordement mentionnée signée par le demandeur (D342-4-1) comme c'est le cas actuellement.

Le jalon actuel ne permet pas de réduire les délais de raccordement puisqu'aucun délai contraignant n'encadre la période entre la demande de raccordement du producteur et la réception de la convention de raccordement, si ce n'est la procédure ENEDIS (Enedis-PRO-RES_67E "7.3.3.) dans laquelle, à la demande explicite du producteur, une pénalité peut être versée (1000€/max) en cas de retard de la remise d'une offre (PTF). La procédure ENEDIS (Enedis-PRO-RES_67E, voir chapitre 8), quant à elle, ne prévoit aucune pénalité ou incitation concernant le dépassement du délai de remise de la convention de raccordement.

La situation créée par le décret n° 2016-399 du 1er avril 2016 relatif au délai de raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable fixant les conditions d'application du délai maximal de dix-huit mois imposé par la loi de transition énergétique aux gestionnaires du réseau public de transport et de distribution pour raccorder les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables, n'est pas satisfaisante. En pratique, les possibilités pour les gestionnaires de réseaux de déroger à ce délai sont si nombreuses qu'il est quasiment inapplicable, dénaturant ainsi l'esprit de la loi l'ayant mis en place. Dans ces conditions, l'amélioration de la mise en application de ce texte dans les procédures de raccordement, visant à assurer une réelle application de ce délai garantirait visibilité, stabilité et rapidité dans le développement des énergies renouvelables.

En conclusion, ENGIE demande de :

- **fixer le délai maximal de raccordement d'une installation de production EnR supérieure à 3kVA à dix-huit mois au plus (L342-3),** avec un délai qui court à partir de la réception d'une demande de raccordement ;
- **rendre plus strict l'encadrement des exclusions qui permettent d'échapper à l'objectif de délai.**

Q.11 : Êtes-vous favorable à l'évolution proposée par la CRE sur la transparence des PTF ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE consistant à renforcer la lisibilité et la transparence des coûts de raccordement. Il paraît de plus nécessaire que les gestionnaires de réseaux proposent un accompagnement au niveau des demandes de raccordement. A la demande du producteur, il serait important de faciliter des rencontres avec les interlocuteurs ad-hoc notamment pour les projets complexes, ou quand il s'agit de rechercher des solutions efficaces et utiles à tous.

Q.12 : Avez-vous des améliorations à proposer sur l'encadrement proposé par la CRE sur la mise en application de la maîtrise d'ouvrage déléguée issue des délibérations du 21 mars 2019 ?

A date, le dispositif n'est pas totalement mis en place par les gestionnaires de réseaux, seules les grandes lignes (structures des mandats et périmètres L343-2) semblent être validées, puisqu'ENEDIS sous-traite : les autorisations, les études, les fournitures et les travaux et que RTE sous-traite uniquement : les fournitures et les travaux.

Dans ces conditions il est difficile d'avoir un avis définitif sur la mise en place de ce nouveau dispositif.

Néanmoins, ENGIE s'interroge sur l'objectif poursuivi par la mise en place de la maîtrise d'ouvrage déléguée. En effet, pour un raccordement L342-2 sur le RPT, le mandataire n'aura quasiment aucune marge de manœuvre puisqu'il :

- n'aura pas d'études à réaliser (donc pas d'optimisation de tracé possible) ;
- appliquera les règles de la commande des marchés publics (processus appliqué par les entités publiques soumis à ce régime) ;
- devra passer la commande de la fourniture des canalisations électriques aux fournisseurs qualifiés par le GRPT (donc captif des fournisseurs du GRPT) ;
- devra passer une commande de travaux aux entreprises qualifiées par le GRPT (difficile de mutualiser des travaux...), etc...

En l'état, l'intérêt de faire appel à ce type de procédure apparaît faible, ou devrait être limité à des cas particuliers.

Q.13 : Identifiez-vous d'autres sujets qui devraient évoluer ou être intégrés dans les procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ? Si oui, lesquels, pourquoi, et de quelle manière ?

Information des producteurs par les GR : les producteurs manquent d'informations concernant la performance des gestionnaires de réseaux pour les raccordements. Peu de publications concernent les indicateurs de suivi des coûts et des délais de raccordement pour le RPT et le RPD. **ENGIE demande la publication systématique des indicateurs de performances prévus par le TURPE en y associant une analyse de ladite performance.**

ENGIE rappelle que selon l'article 3 de l'arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, **un bilan annuel des opérations de raccordement doit être produit par le GRD**. Ce bilan devrait être utilisé pour établir des statistiques détaillées de suivi des raccordements, pour lesquels aucune véritable donnée officielle n'est publiée.

A noter que cette demande devrait être simple à traiter grâce aux outils mis en place par l'arrêté de 2007 qui précise : « ...les GRD doivent mettre en place un système d'information archivant pour chaque opération de raccordement, notamment le domaine de tension de raccordement, la puissance de raccordement et la nature des travaux de branchement et d'extension ».

Installation d'ENR : la procédure de raccordement n'apporte pas de solutions pour les installations renouvelées, alors qu'elles seront en forte croissance dans les prochaines années. L'articulation avec le S3REnR, en termes de quote-part pour une extension de site (ou augmentation de puissance), doit être clairement établie.

ENGIE souhaite que ce cas de figure soit traité, à l'issue d'une concertation avec les acteurs sous l'égide de la CRE.