



# RÉPONSE D'HESPUL À LA CONSULTATION CRÉ N°2019-012

## Consultation publique relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

05/07/2019

### QUI SOMMES-NOUS ?

HESPUL est une association à but non-lucratif dont l'un des objets et métiers spécifiques est la promotion de la filière photovoltaïque raccordée au réseau que nous avons introduite pour la première fois en France dès 1992, puis activement contribué à développer à travers notamment de nombreux programmes de démonstration de l'Union Européenne.

En outre, à travers notre participation à différents programmes de recherche et de démonstration ayant trait à la thématique des « réseaux intelligents » de niveau national tels que Esprit (avec EDF-R&D et le CEA) et GreenLys (avec notamment ERDF, GEG, GDFSuez) ou européens tels que « Smart Cities » (projet TRANSFORM avec le Grand Lyon et ERDF, projet CITYZEN avec GEG et Atos), nous sommes en contact permanent avec des gestionnaires de réseaux de distribution et des autorités concédantes.

Hespul participe également au comité de concertation des producteurs (CCP) depuis sa création pour y représenter les producteurs photovoltaïques non-professionnels et entretient une relation constante avec ces producteurs à travers son centre ressources sur le photovoltaïque.

### REMARQUES PRÉALABLES

Malgré des échanges continus avec les gestionnaire de réseau de distribution au sein du CCP sur la production en basse tension, principal axe de travail de l'association, Hespul, à travers de nombreuses sollicitations des porteurs de projets, constate que **des efforts conséquents restent à faire.**

En 2017, Enedis a déclaré avoir mis en place des actions pour améliorer la qualité de service concernant les dossiers des petits producteurs suite à de nombreux échanges en ce sens avec Hespul.

En 2018-2019, nous avons constaté que les pratiques défavorables aux producteurs perduraient :

- des devis non conformes aux modèles (défaut d'informations : détail des coûts, nécessité de l'extension, note de calcul , ... , et informations incohérentes),
- une non prise en compte des travaux d'enfouissement, de renouvellement et de sécurisation programmés,
- un traitement des dossiers pour une même puissance de raccordement demandée différencié entre injection du surplus et injection de la totalité,
- pas d'analyse approfondie des devis plus chers que 400 euros/kVA, un coût que tous les acteurs s'accordent à considérer comme rédhibitoire au développement de projets, et aucune prise de contact à l'initiative du GRD avec le producteur pour apporter des éléments explicatifs
- une application irrégulière du barème (un certain nombre de cas sont hors barème/formules de coûts simplifiés sans que l'on sache pourquoi)



- des difficultés récurrentes sur le raccordement d'une installation photovoltaïque sur un bâtiment neuf, liées notamment à la difficulté de coordonner les 18 mois maximum entre la demande complète de raccordement et la mise en service imposé par l'obligation d'achat d'une part, et la non-prise en compte de cette installation par le gestionnaire de réseau avant le dépôt d'une demande de raccordement alors qu'elle est connue dès l'autorisation d'urbanisme.

La conséquence en est que le raccordement reste une étape fastidieuse du développement des projets photovoltaïques. En ce sens, Hespul plaide pour que la CRÉ encadre de manière plus assidue les procédures des gestionnaires de réseaux de distribution et que les autorités concédantes puissent pleinement jouer leur rôle de contrôle décentralisé.



## RÉPONSES AUX QUESTIONS POSÉES ET COMMENTAIRES

### Question 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 ? »*

#### Remarques préalables

Hespul est très attachée à l'amélioration des conditions des utilisateurs des réseaux de distribution pouvant injecter et soutirer. Il ne s'agit pas forcément de nouveaux usages car ceci englobe également les producteurs photovoltaïques en injection des excédents dont le premier raccordement de ce type date de 1992. Ce mode de raccordement est le plus vertueux d'un point de vue global puisqu'il permet de maximiser les bénéfices environnementaux contrairement à l'autoconsommation totale, tout en limitant les besoins de CSPE par rapport à un raccordement en injection de la totalité de la production. L'origine des difficultés rencontrées pour raccorder ces utilisateurs provient de la forte différence de traitement des consommateurs et des producteurs dans la réglementation et dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseau. La réintroduction de la réfaction n'est qu'un premier pas pour faire converger le traitement de ces différents utilisateurs.

#### Propositions

Afin de pallier les difficultés rencontrées, Hespul propose les évolutions suivantes :

- Les démarches de demande de raccordement en soutirage et en injection devraient être fusionnées et ne devraient constituer pour les pétitionnaires qu'une seule et unique demande de raccordement ;
- La démarche de raccordement en injection et en soutirage devrait être suivie par le même chargé d'affaires du gestionnaire de réseau (cette demande a d'ailleurs été formulée par plusieurs autorités concédantes lors des négociations du nouveau contrat de concession);
- Le dossier de demande de raccordement devrait être simple à constituer afin de ne pas retarder la réalisation du branchement du bâtiment du fait de la présence d'une installation de production ;
- a minima, les installations de production sur bâtiments neufs doivent être prises en compte dès qu'elles sont connues de manière à mutualiser les travaux avec la demande de raccordement en soutirage ;
- Plus généralement, les fiches de collectes ou la notice de la procédure dématérialisée (voir Question 7) devraient contenir en première page la liste exhaustive et numérotée des pièces à fournir.

#### Des délais plus courts pour les cas sans travaux du GRD

Nous constatons actuellement des cas de demandes simultanées de raccordement soutirage/injection où le GRD attend la fin du délai administratif maximum pour envoyer la PTF. En l'absence de travaux à réaliser par le GRD, l'ensemble de la procédure devrait pouvoir être **traitée informatiquement** (voir Question 7). Par ailleurs, une date de mise en service devrait être proposée dans un **délai maximum d'une semaine** après réception de la demande complète de raccordement.

### Question 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 ? »*



## Contraindre le GRD à envoyer une ORI à l'utilisateur en fonction des cas

Le GRD est le seul à l'heure actuelle à pouvoir réaliser les études de raccordement. Il est donc le seul à avoir une vision des contraintes. En effet, le niveau d'information des producteurs ne leur permet pas d'identifier les cas où une ORI est plus pertinente qu'une OR. Cette distinction doit donc être opérée par le GRD.

A cet égard, Hespul souhaiterait que les ORI soient systématisées par le GRD, c'est-à-dire sans nécessité la demande explicite du demandeur, dans les cas suivants :

- En HTA, lorsqu'une **contrainte peut-être levée** par une ORI ;
- En HTA, lorsque le coût de raccordement de l'OR dépasse un certain seuil, par exemple **200 €/kVA** ;

Nous considérons que si au moins une de ces conditions est réunie, le GRD doit proposer aux producteurs **deux offres de raccordement** : une OR et une ORI.

En BT, il est difficilement envisageable d'introduire des ORI parce qu'il reste encore à démontrer que le coût du pilotage est plus que compensé par les gains en termes de coûts évités de raccordement et de renforcement le cas échéant. Par contre, nous proposons de systématiser les ORA, offres de raccordement alternatives, à l'initiative du GRD, dans le cas suivant :

- lorsqu'une contrainte nécessite pour être levée des travaux d'extension, l'**ORA pourrait être réalisée** avec une puissance de raccordement à **70 % de la puissance crête**, écrêtement indolore pour le producteur puisqu'il représente moins d'1 % de pertes de production.

A nouveau, ORA et OR doivent être communiquées au producteur, seul à même de choisir.

## Remplacer la notion de « limitation en nombre d'heures » par celle de « limitation en nombre d'heures équivalentes à la puissance de raccordement »

Hespul souhaiterait que la modification suivante soit apportée à la rédaction envisagée :

*« Les gestionnaires de réseaux prévoient, dans leur procédure de traitement des demandes de raccordement dans quels cas un utilisateur peut demander une ORI.*

*Dans la partie « Convention de raccordement », les installations bénéficiant d'une ORI à une puissance de raccordement égale à la puissance de raccordement demandée tout en limitant les injections et soutirages sur certaines périodes verront leur injection ou soutirage limité d'un nombre maximal d'heures **équivalentes à la Puissance de Raccordement pour l'Injection**. Cette limitation ne pourra être activée que pour répondre aux contraintes induites par ladite installation. Cette dernière garde par ailleurs la possibilité de participer à d'autres mécanismes de flexibilité le cas échéant. »*

En effet, la production décentralisée variable ne produisant pas toujours à pleine puissance, 1h d'écrêtement a une incitation très différente en fonction de la saison, de l'heure de la journée et des conditions météorologiques. Imposer une limitation sur un critère d'heures d'écrêtement risque de créer des différences importantes en termes de production d'un utilisateur à l'autre. Par ailleurs, la notion « d'heures équivalentes à la Puissance de Raccordement pour l'Injection » est déjà utilisée dans le CARD-I<sup>1</sup> afin de comptabiliser la durée d'indisponibilité réseau. L'utilisation de cet indicateur ne présenterait donc pas d'obstacle méthodologique et permettrait une égalité de traitement entre producteurs. Pour ces raisons, la durée d'écrêtement en nombre d'heures équivalentes à la Puissance de Raccordement nous paraît être un **meilleur indicateur**.

1 Document *Enedis-FOR-CF\_13E* version 9.2, section 5.1.3 Comptabilisation de la durée des Indisponibilités.



### Question 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 ? »

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) ? »

### La DAR est aujourd'hui trop complexe et trop coûteuse

Les producteurs en BT de puissance supérieure à 36kVA et en HTA ont besoin d'une visibilité sur les coûts de raccordement qui vont leur être affectés pour vérifier si le projet est viable avant d'aller plus loin dans les études. Les producteurs n'ont plus de possibilité de demander une pré-étude simple.

Or, la DAR ne répond pas à ce besoin. En effet, Hespul considère que la DAR actuelle présente des défauts :

- Les documents administratifs demandés pour complétude de la DAR sont **trop nombreux et trop difficiles à obtenir** pour retirer un gain de temps significatif par rapport à la Demande Complète de Raccordement. Elle arrive donc trop tard dans le processus pour fournir un indicateur utile des coûts de raccordement attendus.
- Pour les producteurs, le **coût de la DAR** est du **même ordre de grandeur** que la **caution** demandée par **EDF OA, avec en plus le désavantage de ne pas entrer en file d'attente**.

Par conséquent, les producteurs en Obligation d'Achat, c'est à dire la majorité des Demandes de Raccordement en injection, ont plus intérêt à réaliser directement une Demande Complète de Raccordement et non une DAR.

**Afin d'augmenter l'utilité de la DAR pour les producteurs, Hespul propose plusieurs possibilités de modifications.**

### Proposition 1 : Simplifier au maximum la DAR pour les usagers

Il s'agirait en priorité de réduire le coût et la complexité des démarches au strict minimum. Les DAR devraient ainsi pouvoir être réalisées en ne fournissant que les coordonnées GPS du PDL, la puissance d'injection et la filière technologique. La procédure pourrait ainsi s'inspirer des demandes de pré-étude pour le raccordement d'une installation au réseau de transport. En effet, cette simplification est déjà mise en œuvre pour ce type d'installations.

La DAR pourrait également permettre de réaliser une étude paramétrique, ou de tester jusqu'à 3 ou 4 paliers de puissances.

### Proposition 2 : Faire évoluer la DAR en processus de raccordement

Hespul propose que les DAR évoluent en un processus continu (voir Figure 1). Celles-ci pourraient ainsi être enrichies au fur et à mesure de la construction du dossier avec des acomptes à définir. Par exemple, en BT :

- **Étape 1** : L'utilisateur utilise le simulateur de raccordement BT. Si le simulateur indique un signal vert, l'utilisateur peut réaliser une demande de raccordement complète quand il est prêt.
- **Étape 2** : Dans le cas de feux orange ou gris, le GRD propose à l'utilisateur une PRAC sur la base des infos fournies dans le simulateur. Ce dernier décide ensuite d'accepter ou non la PRAC à l'aide de l'estimation des coûts de la solution de raccordement obtenue.
- **Étape 3** : L'utilisateur apporte les pièces complémentaires jusqu'à complétude du dossier. Le délai entre la première PRAC et la demande complète de raccordement pourrait être étendu à 6 mois.



### Proposition 3 : tenir compte des DAR pour mutualiser les coûts de raccordement en basse tension

La DAR ouvre la possibilité de mutualiser les travaux entre producteurs (même avec travaux de renforcement, renouvellement, etc.) parce que les projets sont connus très en amont. Lorsque des DAR concerne une même zone (départ BT, poste HTA/BT), un processus continu d'enrichissement des DAR permettrait aux GRD de trouver des solutions plus optimisées que celles qu'il génère actuellement avec la méthode de la file d'attente. Cette méthode pourrait donc être à moindre coût global et permet à plus de projets d'aboutir.

Le processus doit rester simple et le plus transparent possible. Des questions d'informations sensibles peuvent se poser mais ne doivent pas empêcher d'imaginer une disposition. En effet, les AODE pourraient aussi être le tiers de confiance pour assurer que les propositions de raccordement sont bien justifiées. Ceci est d'autant plus cohérent que la mutualisation devrait également être déjà en place avec les travaux de renouvellement, de renforcement et de sécurisation prévus, travaux dont l'AODE a connaissance et qu'elle réalise en partie.

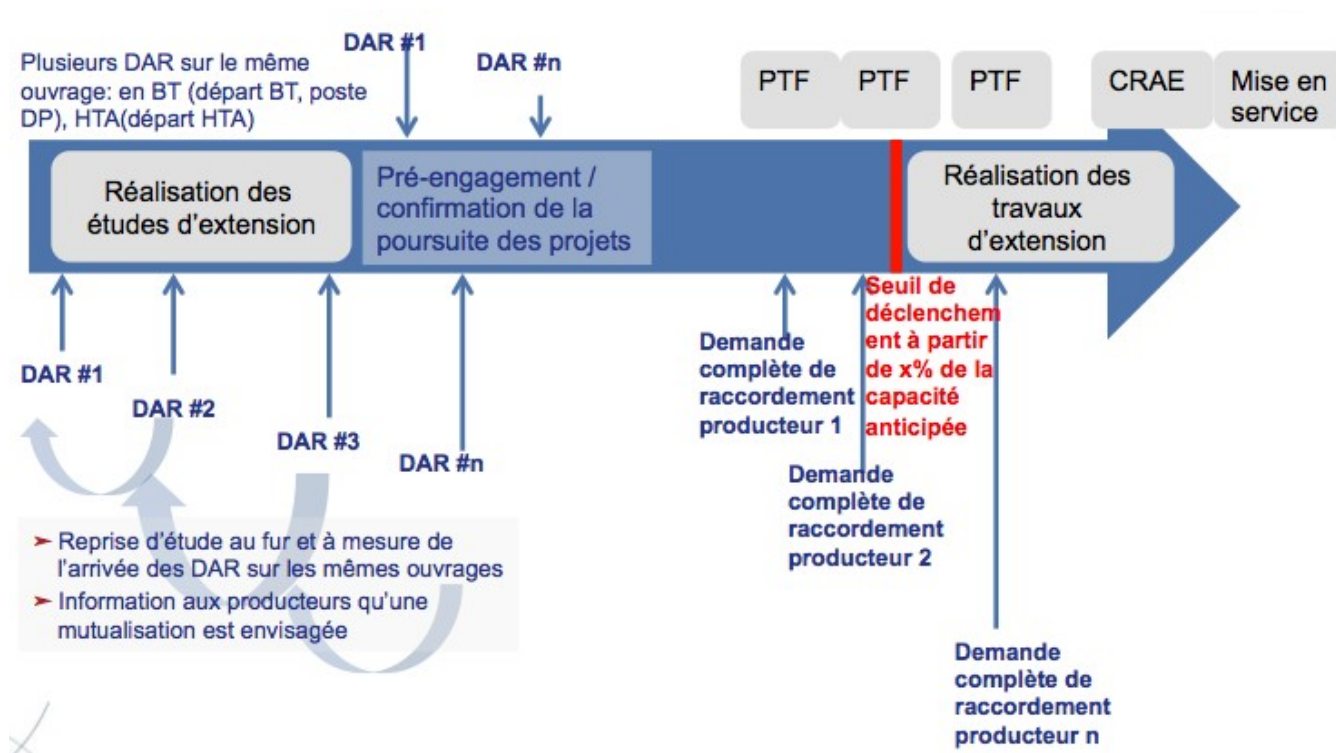


Figure 1: Proposition de processus de raccordement en remplacement de la DAR. La proposition reste à construire avec la CRÉ, les GRD, les AODE, et les producteurs.

### Mettre à disposition plus de données sur le réseau

A l'heure actuelle, seul les linéaires BT et HTA aériens sont accessibles en Open data. La localisation des réseaux BT et HTA souterrains n'est pas disponible. Ces réseaux représentent respectivement 54% et 50% de la longueur totale du réseau BT et du réseau HTA. Les données disponibles en Open data ne représentent donc qu'une partie de l'architecture du réseau. De plus, les attributs de ces ouvrages ne sont pas disponibles.

Or ces données sont cruciales pour permettre aux producteurs une pré-évaluation de la complexité de leur raccordement. Dans le cas de la basse tension, la mise en ligne du Simulateur de raccordement BT à l'été 2018, dont les fonctionnalités continuent de s'enrichir, permet une pré-analyse du





raccordement envisagé. Pour autant, il sera insuffisant pour les installations de puissance supérieure qui ont besoin d'une pré-évaluation des coûts en cas d'extension.

Nous demandons donc :

- l'enrichissement des données en Open data avec a minima :
  - la localisation de l'intégralité du linéaire BT et HTA
  - la puissance nominale des postes HTA/BT
  - la nature et la section des câbles HTA et BT.
- l'amélioration du Simulateur de raccordement BT avec :
  - le tracé des réseaux BT sur le poste HTA/BT concerné
  - le taux de charge en consommation du poste HTA/BT concerné.

## Question 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 ? »*

## Prendre en compte les diminutions du soutirage réseau dans les études du GRD

Si les GRD prennent en compte les augmentations de puissance en soutirage sur le réseau, les évolutions à la baisse, induites notamment par les rénovations performantes, ne le sont pas. Nous demandons par conséquent à ce que les évolutions à la baisse de la puissance en soutirage soient aussi bien étudiées que celles à la hausse, pour ne pas surenchérir le coût d'adaptation du réseau lors de nouvelles demandes en soutirage.

## Mutualiser travaux de raccordement production/consommation pour les nouveaux aménagements

Des taux d'ENR minimum commencent à être imposés pour toute nouvelle construction dans certains PLU (par exemple sur la Métropole de Grenoble). Par ailleurs, les autorisations d'urbanismes (Déclarations Préalables, Permis de construire) permettent d'obtenir une bonne estimation de la future puissance installée en production, et cela bien en amont des demandes de raccordement (voir Question 9). Les GRD sont donc en capacité de prévoir la future production injectée au sein d'un nouvel aménagement. Nous souhaiterions que cette **estimation** soit **utilisée** afin de **planifier les travaux** nécessaires à l'**accueil** de la **production**, et non de la seule consommation. Cette **planification** devrait également permettre de **mutualiser dès le début travaux** de **raccordement en production**, et travaux de **raccordement en consommation**.

## Réaliser une étude comparative entre les puissances de soutirage estimées par l'aménageur et celles effectivement soutirées

Dans un projet de ZAC, l'aménageur estime les futures puissances soutirées, et le GRD dimensionne ensuite les ouvrages en fonction de ces estimations. Les pratiques actuelles sont basées sur la norme NCF 14-100. Hespul estime que dans les cas où les aménageurs mettent en place des dispositions pour construire des bâtiments à faible consommation d'énergie et équipées d'énergies renouvelables, les **estimations de puissances soutirées** peuvent **différer significativement de la réalité**. Nous **souhaitons par conséquent qu'une étude soit réalisée pour mesurer cet écart** et identifier si celui-ci est bien significatif. En fonction des résultats, la **norme NCF 14-100 pourrait être modifiée** afin de **prendre en compte ces nouvelles pratiques**.



## Question 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 ? »

### Capareseau : des mises-à-jour quotidiennes sont possibles

Hespul considère qu'il n'y a pas de raisons de limiter les mises à jour à un niveau mensuel. En effet, si les bases de données sont liées, celles-ci peuvent être mise-à-jour dans la journée, ou même dès la mise en service. **Nous souhaitons donc que la fréquence minimale de mise à jour soit abaissée à la semaine, voire au jour ouvré.**

### Simulateur de raccordement BT : prendre en compte la file d'attente avec une mise-à-jour mensuelle

Le simulateur de raccordement BT doit intégrer les demandes de raccordement en file d'attente. L'exigence d'une **fréquence minimale, par exemple mensuelle, de mise-à-jour** pourrait dans ce cas également s'appliquer au **Simulateur de raccordement BT**.

## Question 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 ? »

**Hespul est favorable à cette proposition à condition que la dématérialisation ne devienne pas l'unique moyen.**

## Question 8

« Les dispositions dérogatoires actuelles prévues en cas d'afflux de demandes de raccordement d'installations de production sont-elles satisfaisantes ? »

**Hespul est défavorable à cette proposition.** Le nombre de demande de raccordement est structurellement à la hausse. Les **GRD doivent** par conséquent **prendre leurs prédispositions vis-à-vis de l'augmentation inévitable de charge de travail**. En cas de pic temporaire du flux de demandes, **nous identifions d'autres marges de manœuvre** que le GRD pourrait utiliser :

- **Les AODE pourraient récupérer une partie du flux de demandes de raccordement.** Or, actuellement, le nouveau modèle de cahier des charges de la concession AODE/GRD ne permet pas aux AODE de réaliser les études de raccordement. **Une modification du modèle de cahier des charges de la concession permettrait de créer une nouvelle marge de manœuvre pour les GRD.**
- Lorsqu'un pic ne concerne qu'une région donnée, **une part du flux de demandes de raccordement pourrait être répartie sur d'autres Agences de Raccordement.**

## Question 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 ? »

**Hespul ne se prononce pas sur les demandes en consommation.** Cependant, nous souhaiterions que la démarche soit imposée aux GRD dans le cas des usagers injecteurs. Dès que l'installation est connue des services d'urbanisme, celle-ci doit être indiquée au GRD ou à l'AODE qui élaborent ensuite une estimation de la solution de raccordement. Un coût indicatif pourrait ensuite être transmis à l'utilisateur en même temps que l'autorisation d'urbanisme.





## Question 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 ? »*

### Cadre réglementaire

L'article L342-3 du code de l'énergie modifié par la loi TEPCV indique que le délai de raccordement ne doit pas excéder 18 mois sans préciser à partir de quelle date court ce délai.

Le décret n° 2016-399 du 1er avril 2016 vient préciser que ce délai court à partir de la date de réception par le gestionnaire de réseau de la convention de raccordement signée par le demandeur. Toutefois, les questions suivantes ne sont pas encadrées :

- le délai ne comprend pas la mise en service de l'installation ;
- le délai peut être suspendu ou repoussé dans certains cas ;
- le décret ne permet pas de résoudre les cas où le GRD est en retard sur les phases en amont : envoi de la PDR ou de la CRD, etc.

Par ailleurs, l'étape de qualification n'est pas encadrée et les producteurs témoignent de nombreux aller-retours non optimisés avec Enedis pour la complétude du dossier.

### Augmenter les indemnités de non-respect des délais et simplifier le processus de réclamation

Si le Décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 fixe le barème des indemnités dues en cas de dépassement des délais par le GRD pour une puissance inférieure à 3 kVA, nous estimons que les indemnités sont trop faibles, et le processus de réclamation trop complexe. Par ailleurs, des indemnités devraient également exister pour les cas supérieurs à 3 kVA.

### Responsabilité du GRD sur le dépassement d'un délai ayant un impact sur l'Obligation d'Achat

Un projet en Obligation d'Achat doit être mis-en-service dans les 18 mois suivant la demande complète de raccordement. Hespul estime que lorsque le producteur n'a pu respecter cette échéance du fait d'un délai non respecté par le GRD (PTF envoyée en retard, mise en service réalisée plus de 10 jours après réception du dossier complet,...), le producteur ne doit pas être tenu pour responsable et doit pouvoir conserver son tarif d'achat.

## Question 11

*« Êtes-vous favorable à l'évolution proposée par la CRE sur la transparence des PTF ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ? »*

Les éléments suivants concernent uniquement le réseau de distribution public d'électricité.

### De nombreux devis comportant des éléments manquants par rapport au modèle d'Enedis

De nombreux devis produits par les Agences de Raccordement d'Enedis ne sont pas conformes au modèle de devis d'Enedis. Ces éléments manquants complexifient la compréhension de la solution technique proposée, ainsi que le travail de vérification du producteur, de l'AODE et éventuellement de la commune concernée. Cela est d'autant plus problématique en cas de travaux prévus liés au



renforcement, à l'extension ou à l'esthétique des réseaux. **Nous souhaiterions par conséquent que les devis soient standardisés afin d'en faciliter la compréhension.**

A cet effet, le respect de la DTR d'Enedis pourrait être inclus dans la notion de qualité de services. Les devis devraient être conformes à la DTR, notamment concernant les informations régulièrement manquantes :

- **dans le cas d'un devis avec reprise de branchement** : l'explication de la nécessité de cette reprise et la description de l'état des lieux, notamment de la vétusté du branchement ;
- **dans le cas d'un devis avec extension** : l'explication de la nécessité des travaux d'extension, et la feuille de calcul ;
- **dans le cas de l'application des formules de coûts simplifiées** : la longueur des ouvrages à déposer et à poser le cas échéant (« quantités » mentionnées par la CRÉ).

## Prendre en compte les travaux planifiés avant la date de la demande complète de raccordement

Il y a quelques années, il a été nécessaire de clarifier dans la DTR la règle suivante :

*« Les travaux pour lever des contraintes qui préexistent (dus à des consommateurs ou des producteurs existants) ne doivent pas être mis à la charge de l'opération de raccordement. Dans le cadre de l'étude, c'est à partir d'une situation remise à niveau par rapport aux seuils définis dans le §5.1 que la solution de référence est déterminée. »*

Source : Enedis-PRO-RES\_43E-V5

Aujourd'hui, Hespul souhaiterait faire reconnaître la prise en compte de tous les autres travaux prévus sur le réseau (enfouissement, sécurisation,...) avant la date de la demande complète de raccordement et ce quel que soit le maître d'ouvrage.

## Systématiser la transmission de la synthèse des études

Hespul souhaiterait que la **synthèse des études** figurant dans le modèle de PTF de la DTR soit **systématiquement jointe, conformément à la DTR Enedis-FOR-RES\_14E, 3.4 Synthèse de l'étude**. En effet, cette synthèse est rarement jointe même pour les installations supérieures à 36 kVA.

Concernant les **installations inférieures à 36 kVA**, Hespul souhaiterait qu'une **synthèse des études** soit **également jointe à la PDR**. D'une part, cela permettrait d'améliorer grandement la transparence et d'autre part cela faciliterait les échanges entre producteurs et GRD.

## Donner les moyens aux AODE de contrôler les PTF

Si les **AODE** avaient les moyens de contrôler les PTF, elles **pourraient jouer un rôle de médiation local entre producteurs et GRD**. Pour permettre ceci, les GRD doivent en effet transmettre aux AODE la position et la puissance des producteurs sur les départs BT, d'autant que les AODE sont par ailleurs habilitées à traiter des ICS.

## Question 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 ? »*



## Une procédure trop lourde pour les producteurs

Nous estimons qu'en l'état la **procédure est trop lourde pour les producteurs**. En effet, le périmètre de la délégation de la maîtrise d'ouvrage est trop large pour ceux-ci. S'ils sont compétents dans la conduite des travaux, ils n'est pas justifié qu'ils doivent se substituer au GRD dans les mêmes conditions (marchés publics, etc.) que celui-ci pour réaliser les études de raccordement. Le périmètre devrait par conséquent être soit limité aux seuls travaux, soit rendu modulaire en fonction des compétences de chaque délégataire et des travaux concernés.

La mise en place de ce dispositif doit par conséquent être surveillée attentivement. Le retour d'expérience des producteurs pourrait en effet contribuer à son amélioration.

### Question 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 ? »*

Les remarques ci-dessous ne concernent que le réseau public de distribution d'électricité.

## Améliorer les hypothèses d'études de raccordement producteurs

Hespul considère que l'amélioration des hypothèses d'études de raccordement par les GRD est un levier important de diminution des coûts de raccordement producteurs. **Nous souhaiterions que la CRE encourage les GRD à améliorer ces hypothèses dans l'objectif de favoriser le développement des productions décentralisées en basse tension et ne pas laisser perdurer une inégalité de traitement entre consommateurs et producteurs.**

### Contexte

Suite à une demande de raccordement, le GRD réalise une étude de raccordement permettant d'évaluer les contraintes provoquées par l'intégration de la nouvelle installation au réseau. L'enjeu de cette étude est de déterminer le coût de raccordement, principalement en identifiant si les contraintes estimées nécessitent des travaux de renforcement du réseau, et si oui quels travaux.

Les contraintes créées par l'installation sur le réseau sont évaluées à partir d'hypothèses théoriques valables sur l'ensemble du périmètre du GRD. Par exemple, celles utilisées par Enedis sont définies dans la *DTR Enedis-PRO-RES\_43E*. Certaines de ces **hypothèses d'études**, notamment celles évaluant les contraintes de tension haute, sont particulièrement **défavorables** à l'intégration au réseau des **producteurs en basse tension**. Ainsi, si Enedis ne peut fournir à ses usagers une électricité dont la tension est supérieure de 10 % à la tension nominale, la **marge de surtension** accordée aux **producteurs BT** n'est que de **1 % de la tension nominale** (voir Figure 2). Au-delà de 1 % de surtension créée par le producteur, le GRD estime ainsi qu'un renforcement s'avère nécessaire. Par ailleurs, les **hypothèses** utilisées étant **théoriques**, **la contrainte réelle de tension peut être plus faible qu'estimée par l'étude du GRD**, et la marge de 1 % pourrait donc être augmentée.

Hespul estime qu'une modification de certaines de ces hypothèses d'études permettrait d'augmenter considérablement la capacité d'accueil du réseau BT, et cela sans investir ni diminuer la qualité de l'électricité fournie .



Figure 2: Hypothèses d'études pour estimer la contrainte surtension provoquée par un producteur

Hespul a ainsi identifié deux hypothèses pouvant être modifiées afin d'augmenter la capacité d'accueil des producteurs sur le réseau BT.

### Modifier l'hypothèse de surtension provoquée par le branchement

Pour tout projet en production, Enedis considère qu'un branchement provoque une surtension de 1,5 % sur les 10 % de marge dont il dispose. Cette hypothèse est constante quel que soit le branchement et la surtension réelle provoquée par celui-ci. **Hespul propose que l'hypothèse constante de 1,5 % soit remplacée par une estimation de la surtension réelle dans le branchement.** Un gain de 1 % dans le branchement permettrait de doubler la marge de surtension accordée au producteur, passant de 1 à 2 %. **Cela équivaudrait à un doublement de la capacité d'accueil du réseau BT.**

### Modifier l'hypothèse de prise à vide

La prise à vide est un organe du transformateur HTA/BT permettant d'ajuster le rapport de transformation entre la tension HTA et la tension BT. Lorsqu'un réseau ne comporte pas de producteurs, l'enjeu majeur est la chute de tension provoquée par le soutirage. Dans ce cas, la prise à vide peut rehausser la tension afin d'augmenter les marges de manœuvre pour le raccordement des consommateurs. Lorsqu'un réseau comporte des producteurs, la surtension provoquée par l'injection devient également un enjeu et le rehaussement de la prise à vide se justifie moins.

Dans ses études, Enedis prend une hypothèse de rehaussement de tension de 2,5 % par la prise à vide et cela quelque soit l'installation étudiée. **Hespul souhaiterait qu'en cas d'identification d'une contrainte en tension haute, les GRD étudient la faisabilité d'un abaissement de la prise à vide à 0 %.**

**Un abaissement de la prise à vide à 0 % équivaudrait à une multiplication par 3,5 de la capacité d'accueil des postes HTA/BT concernés.**

Cet abaissement de la prise à vide est d'autant plus justifié qu'au dessus de 0 %, la prise à vide octroie une marge en tension aux consommateurs au détriment des producteurs. Or cette différence de marge a un impact direct sur les coûts de raccordement, ce qui **contrevient** donc au **principe de non-discrimination entre les usagers du réseau.**



## Donner aux AODE les moyens de contrôler les devis de raccordement

Hespul constate que de nombreux AODE n'ont pas les moyens de mener leur travail de contrôle de concession sur les raccordements opérés. Cette incapacité s'explique par l'accès difficile des AODE aux données du GRD concessionnaire. Les données en question concernent en particulier la position et la puissance des producteurs sur les départs BT, et lorsque qu'elles n'ont pas été obtenues par ailleurs, les puissances souscrites par PDL et le taux de charge du poste concerné.

**Au vu de ce dysfonctionnement, Hespul souhaiterait que la CRE impose aux GRD le transfert aux AODE de l'ensemble de ces données du réseau concédé dans un délai d'une semaine lorsque l'AODE en fait la demande suite à une sollicitation d'un producteur et/ou d'une commune adhérente, ou une collectivité située sur le territoire de la concession.**