

## Réponse d'Enedis à la consultation publique N°2020-07 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »

### Introduction

La loi Energie-Climat et la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) ont fixé des jalons ambitieux : doublement du rythme annuel de déploiement des énergies renouvelables (jusqu'à 5 GW/an), 1,2 millions de véhicules particuliers électriques en circulation et 100 000 points de recharge publique installés en 2023, réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40% en 2030 par rapport à 1990 et réduction de la consommation d'énergie de 50% en 2050.

Le réseau de distribution d'électricité français et, en particulier Enedis concessionnaire de 95% de ce réseau, sera en « première ligne » pour permettre l'atteinte de ces objectifs. Les principaux enjeux porteront sur les raccordements, le pilotage des charges et la mise à disposition de données certifiées de consommation.

Dans un contexte de sortie de crise sanitaire Covid, l'enjeu d'accompagnement des plus démunis déjà évoqué par Enedis dans sa réponse à N°2019-011 du 23 mai 2019, constituera un enjeu à part entière de la construction tarifaire. Il se doublera d'un enjeu de dynamisation de l'activité économique qui passera par une attention renforcée au fait que la structure du TURPE et, plus généralement l'ensemble des signaux économiques (prix des raccordements, prestations, contrats de flexibilité) orientent les décisions des acteurs (consommateurs, producteurs, distributeur) vers des solutions créant de la valeur pour eux-mêmes et pour la collectivité nationale.

Les réponses d'Enedis aux questions posées par la consultation publique N°2020-07 du 19 mars 2020 de la CRE s'inscrivent dans une réponse globale et cohérente à ces problématiques. En préambule à la réponse détaillée aux questions de la CRE, Enedis souhaite néanmoins faire trois observations de portée générale :

- Le projet de grilles tarifaires de la consultation va, à niveau tarifaire constant, dans le sens d'une incitation renforcée à bien choisir sa puissance souscrite. Cette évolution reflétera plus fidèlement les coûts de réseau. Elle conduira à des tarifs plus équitables et donc plus acceptables.
- Les évolutions de facture réseau devraient être acceptables pour les consommateurs : variations des factures +/-1€/mois pour 81% des consommateurs résidentiels et de -7€ à +3€/mois pour 90% des consommateurs professionnels.
- Une attention particulière devra être portée aux conséquences sur les réseaux Basse Tension des tarifs proposés pour les installations recharge des véhicules électrique (aujourd'hui 42% en Heure Creuse) et d'autoconsommation individuelle (synchronisme des injections).

## Réponses aux questions de la consultation publique

### Question 1 : Etes-vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?

Enedis est favorable aux principes de l'élaboration de TURPE 6.

### Question 2 : Etes-vous favorable aux évolutions de méthodologie envisagées par la CRE pour déterminer la composante de soutirage ?

Enedis est favorable dans leurs grandes lignes aux évolutions de méthodologies envisagées par la CRE. Le principe de tarification au coût marginal permet une allocation plus efficace et équitable des coûts.

Ces évolutions ont été rendu possibles par la mise en service des compteurs communicants et par la mise à disposition de nouvelles données. S'appuyant sur ses nouvelles compétences de gestion en masse des données, Enedis a fourni à la CRE, 13 fois plus de données de consommation que pour la préparation du TURPE 5 sur les points de livraison HTA et BT ainsi que les quantités d'ouvrages installées sur les mailles de réseau HTA et BT.

A l'avenir, l'achèvement du déploiement des compteurs et l'approfondissement des analyses sur les données existantes permettront à Enedis de proposer à la CRE de nouvelles améliorations allant dans le sens d'une compréhension toujours plus fine de la formation des coûts ouvrant la voie à un nouveau renforcement de l'efficacité du signal tarifaire.

### Question 3 : Êtes-vous favorable à l'évolution des grilles HTB ?

Enedis est favorable dans leurs grandes lignes aux évolutions de méthodologies envisagées par la CRE. Toutefois, Enedis n'est pas en mesure d'apprécier les estimations de coûts qui ont amené à l'évolution des coefficients de la composante de soutirage HTB.

### Question 4 : Êtes-vous favorable à l'évolution des grilles HTA et BT>36 kVA ?

Enedis est favorable à l'évolution proposée. Les consommateurs industriels et tertiaires relevant des tarifs HTA et BT $\geq$ 36kVA verront une augmentation de la part de leur facture proportionnelle à la composante « puissance souscrite » qui, en moyenne, représentera respectivement 38% et 27% de leur facture. Cette augmentation sera compensée par une réduction de la part proportionnelle à l'énergie.

Par ailleurs, pour ces segments, l'incitation à déplacer les consommations des heures pleines vers les heures creuses entre TURPE 5 et TURPE 6 restera stable.

### Question 5 : Êtes-vous favorable au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?

Enedis confirme les éléments de réponse produits dans sa réponse à la consultation publique N°2019-011 du 23 mai 2019.

Le levier tarifaire pointe mobile, anciennement EJP, a montré son efficacité par le passé dans un système en croissance où les caractéristiques du réseau de distribution justifiaient des besoins d'effacement en

pointe d'hiver qui étaient pérennes et prévisibles. Pour la période TURPE 5, très peu de clients ont souscrit cette option.

Pour faire face à certaines situations locales, Enedis considère que la contractualisation avec les flexibilités locales des installations raccordées au réseau de distribution est aujourd'hui un levier d'optimisation plus adapté. La contractualisation permet d'agir localement, sur un nombre de jours et des périodes adaptés aux opportunités d'usage par le GRD. Elle permet d'agir en préventif et sur incident.

*Pour des éléments plus détaillés, une fiche de synthèse « Enjeux liés à l'utilisation des leviers de flexibilité pour la gestion du réseau de distribution » est jointe en annexe à cette réponse.*

**Question 6** : Êtes-vous favorable aux modalités et au calendrier de mise en œuvre de la généralisation des options à 4 plages temporelles envisagés par la CRE ?

Enedis est favorable à une généralisation rapide des options tarifaires 4 plages temporelles, associée à un rééquilibrage entre les barèmes énergie et puissance et est en mesure de la mettre en œuvre rapidement.

Cette évolution présentera l'avantage de simplifier la construction de la structure des tarifs. Elle permettra de mieux refléter les coûts des réseaux à l'ensemble des clients dans un contexte d'évolution des usages.

**Question 7** : Êtes-vous favorable à l'évolution des grilles BT≤36 kVA ?

Enedis est favorable à l'évolution des coefficients de la composante de soutirage BT≤36 kVA avec une réserve concernant l'évolution du signal « heures creuses ».

Pour les consommateurs résidentiels et les petits professionnels, la généralisation des tarifs horo-saisonniers à 4 périodes s'accompagne d'un accroissement de la part de la facture proportionnelle à la puissance souscrite en contrepartie d'une réduction équivalente de la part proportionnelle à l'énergie. La part proportionnelle à la puissance souscrite atteindra 30% de la composante de soutirage en fin de TURPE 6. Cela va dans le sens du mouvement proposé par Enedis dès TURPE 5 : généralisation des tarifs horo-saisonniers à 4 périodes accompagnée d'une répartition à 50/50 des parts proportionnelles à la puissance souscrite et à l'énergie.

S'agissant des Heures Creuses, à la marge d'un parc important de chauffe-eau à accumulation, il y a aujourd'hui peu de valeur pour Enedis à déplacer une part plus grande des consommations existantes des heures pleines vers les heures creuses. Néanmoins, Enedis est réservée sur la tendance à réduire le contraste de prix entre ces plages (augmentation du prix d'heure creuse d'hiver) ; cela conduirait, pour tous les nouveaux usages ou les renouvellements d'usages, à la disparition des reports de charge et à leur retour vers les heures pleines. Une incitation de l'ordre de 50€ par an à la recharge des véhicules électriques en Heure Creuse sera-t-elle suffisante à convaincre les propriétaires à installer des bornes pilotées ?

**Question 8** : Êtes-vous favorable au maintien en 2024 d'options dérogatoires (base et heures pleines / heures creuses) uniquement accessibles aux consommateurs non équipés de compteurs évolués, selon les modalités proposées par la CRE ?

Enedis est favorable à cette solution, comme exprimé lors de la réponse à la première consultation.

Le maintien de tarifs réseau de forme « historique » (base ou heures pleines / heures creuses, sans saisonnalité) pour les utilisateurs qui ne disposeront pas d'un compteur communicant permet d'éviter de recourir à des reconstructions de consommation Été-Hiver HP-HC à partir d'estimations. Une telle solution créerait des complexités particulièrement lorsque les estimations donnent lieu à des redressements. Les clients, les fournisseurs et les distributeurs gagneront à les éviter.

**Question 9** : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité de faire supporter le surcoût généré par la relève à pied résiduelle aux consommateurs qui, de leur fait, ne disposent pas de Linky ?

Enedis est favorable à cette solution.

Le maintien de prestations de relevés des compteurs non communicants crée des coûts additionnels significatifs par rapport aux compteurs télérelevés Linky. Ces coûts incluent l'ensemble des moyens nécessaires pour effectuer la programmation et la réalisation de contrôles d'index sur site, la collecte d'autorelevé et les notifications associées (SMS, mail, courrier), le back office pour traiter les contestations d'index estimés (corrections de factures, traitements des réclamations), ainsi que le maintien en condition opérationnelle de chaînes SI anciennes. Une facturation des surcoûts serait donc fondée et serait cohérente avec le principe de non-discrimination du TURPE.

**Question 10** : Êtes-vous favorable à l'adaptation du positionnement des heures creuses afin de prendre en compte les contraintes locales sur les réseaux dans le respect du principe de péréquation ?

Outre l'enjeu d'une rémunération appropriée de la valeur à déplacer des consommations des heures pleines vers les heures creuses, Enedis partage l'analyse de la CRE sur l'enjeu du positionnement des heures creuses en fonction des spécificités locales.

Les efforts investis dans le déploiement de Linky rendront possibles des adaptations du positionnement des heures creuses toujours plus fines en fonctions des spécificités locales puisque chaque compteur pourrait techniquement relever d'un régime individualisé. Enedis veillera en pratique à considérer lors de ses choix une maille de taille suffisante pour assurer la pertinence du signal heures creuses. Il serait par exemple possible de tenir compte des risques de synchronisation des enclenchements nocturnes dans le cadre du déploiement de la mobilité électrique.

Pour être mise en œuvre, cette évolution vers un pilotage plus fin devra, en parallèle, s'accompagner d'un renforcement de la concertation avec les fournisseurs non seulement à l'initiative d'Enedis mais aussi des fournisseurs eux-mêmes. En effet, les pilotages d'usages à partir du compteur étant réalisés à partir des signaux du fournisseur, il serait intéressant pour un usage optimisé du réseau que les fournisseurs associent les gestionnaires de réseau à la réflexion amont sur leurs nouvelles offres (enjeux de volume et de positionnement).

**Question 11** : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction de dénivelés de puissance souscrite en basse tension  $\leq 36$  kVA ne constitue pas une évolution à prioriser pour TURPE 6 ?

Le système Linky (ensemble compteur et systèmes d'information-communication associés) est une plateforme universelle évolutive. Bien que non prévu par les spécifications initiales, offrir aux utilisateurs la possibilité d'ajuster par des dénivelés la souscription de puissance à leur besoin est techniquement possible.

Du point de vue du réseau, cette nouvelle option pourrait être une source d'économies. Le dénivelé paraît être une évolution à considérer conjointement avec celle du déploiement du véhicule électrique ; l'utilisation du réseau sera plus efficace avec une charge des VE reportée en heures creuses, mais aussi étalée pendant ces heures en sorte de la désynchroniser du fonctionnement des chauffe-eau.

Pour y parvenir, trois règles de mise en œuvre apparaissent indispensables à Enedis :

- une règle de dénivelés : la possibilité de souscrire moins en heures pleines qu'en heures creuses, mais pas le contraire, sur le modèle de ce qui existe pour les grands clients. L'absence de cette règle affaiblirait l'incitation à décaler les usages électriques pendant les heures creuses – incitation d'autant plus importante dans le contexte de la transition énergétique et du développement des véhicules électriques.
- un niveau significatif des barèmes à la puissance, y compris pendant les heures creuses : le prix de la garantie de puissance doit inciter à mieux répartir les utilisations au sein de chaque plage horaire, y compris pendant les heures creuses
- un fonctionnement en « puissance limitée » sur chaque plage temporelle. Ce modèle permettra aux clients qui le préfèrent de conserver leur abonnement actuel sans modifications.

Techniquement, cette évolution nécessiterait le téléchargement d'un nouveau *firmware* dans les compteurs des consommateurs souhaitant souscrire cette option. Du point de vue du planning de mise en œuvre, Enedis pourrait ouvrir l'option mi-TURPE 6 après le bon achèvement de l'installation des 36 millions de compteurs dans leurs spécifications actuelles.

Enfin, les fournisseurs auront un rôle important pour faire de cette option un succès. Avec les possibilités de pilotage de charge incluses dans Linky, ils pourront aider les clients à réduire leur facture et leur puissance souscrite en heures pleines. Il importe donc que ceux-ci confirment leur intérêt et, si possible, fournissent une idée du marché visé.

*Une fiche de synthèse « Analyse des enjeux de l'introduction de dénivelés de puissance pour les clients BT  $\leq 36$  kVA » jointe à notre réponse fournit des informations plus détaillées.*

**Question 12** : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d'acheminement pour 12 mois consécutifs, même en cas de changement de fournisseur, doit être maintenue en l'état tant que des options saisonnalisées cohabitent avec des options non saisonnalisées ?

Enedis est favorable à cette solution. Au-delà de TURPE 6, Enedis considère que cette règle doit être conçue afin d'éviter les comportements opportunistes.

**Question 13 :** Avez-vous des remarques relatives aux dispositions tarifaires en vigueur relatives à l'autoconsommation, en particulier concernant la composante de soutirage optionnelle pour les participants à des opérations d'autoconsommation collective ?

L'**autoconsommation individuelle** intéresse de plus en plus de consommateurs, et déjà 70.000 d'entre eux environ l'ont adopté. La simplification des raccordements grâce au compteur Linky et la suppression des coûts dans le barème raccordement y ont certainement contribué. Cette simplification va s'accompagner de la mise en place du contrat unique avec le fournisseur pour injecter de l'énergie sur le réseau comme pour en consommer.

L'autoconsommation se développe également parmi les industriels et notamment parmi les centres commerciaux. Avec le seuil des appels d'offres jusqu'à 1 MW (qui coïncide également avec une exonération d'IFER - fiscalité locale sur les entreprises) et qui pourrait être relevé à 5 MW, ce sont donc quelques centaines de MW qui seront désormais en autoconsommation à court terme.

Ces développements mettent en lumière la nécessité exposée par la CRE de faire évoluer les tarifs pour mieux refléter les coûts dans le contexte que la PPE qui indique que « *le développement de l'autoconsommation ne doit pas se faire au détriment des autres consommateurs d'électricité et plus largement, ne doit pas remettre en cause le principe de solidarité nationale qui régit la tarification de l'utilisation des réseaux publics. Il convient que la tarification applicable aux auto-consommateurs reflète les bénéfices aussi bien que les coûts qu'ils peuvent engendrer sur le système électrique.* »

L'**autoconsommation collective**, après une lente progression, donne à observer un changement sensible au 1er trimestre 2020. Ces opérations se développent principalement à l'initiative de collectivités territoriales et de bailleurs sociaux, traduisant une tendance sociétale de fond (consommer local) qui pourrait s'accroître, notamment avec la perspective des communautés énergétiques. Le bénéfice principal visé – et assumé – par les porteurs des opérations actuelles est d'abord environnemental et sociétal, interrogeant la viabilité de leur modèle économique. Au cas où les pouvoirs publics estimeraient souhaitable une subvention pour favoriser le développement de cette nouvelle forme de consommation et de valorisation des productions, Enedis préconise la transparence et donc de privilégier les aides directes, comme le recommande la CRE dans sa délibération du 15 février 2018.

Depuis 2018, il existe un tarif spécifique optionnel auquel les clients d'opération collective peuvent souscrire s'ils le choisissent. L'évolution réglementaire rend la définition des opérations d'autoconsommation collective de plus en plus éloignée de la conception locale du réseau. Le dispositif est maintenant étendu à une zone de 20 km. Il y a lieu de s'interroger sur le maintien d'un TURPE spécifique dont la gestion et la lisibilité va se compliquer par la distinction à faire entre opérations collectives pouvant ou non y souscrire d'autant que l'existence d'une tarification qui différencie entre soutirages dits « autoproduits » et ceux dits « alloproduits » paraît fragiliser le principe du timbre-poste. Il paraît de plus en plus hasardeux d'estimer une valeur moyenne de l'autoconsommation collective pour le réseau. En revanche, la participation des opérations collectives, via la personne morale, aux appels d'offre de flexibilités d'Enedis est une possibilité qui leur est ouverte.

Le dispositif mis en place par Enedis pour rendre possible l'autoconsommation collective s'est révélé adaptable aux différentes évolutions réglementaires qui ont eu lieu. Ce dispositif, pionnier en Europe, permet aux clients de ces opérations, comme pour les autoconsommateurs individuels, de :

- Offrir un libre accès à la production locale d'électricité ;
- Garantir l'approvisionnement en électricité même en l'absence de production locale ;
- Permettre l'évacuation et la récupération de la production locale non consommée ;

- Garantir la qualité de l'électricité (stabilité en tension et fréquence) ; ceci malgré une exposition renforcée du réseau aux variations rapides de tension du fait de la production locale (par exemple lors de passages nuageux).
- Produire des données de mesure fiables et certifiées ; spécifiquement dans le cas d'une « opération d'autoconsommation collective », il s'agit de disposer de mesures simultanées et certifiées de la production et de la consommation d'électricité afin d'attribuer à chacun ce qui lui revient.
- Laisser le libre choix du fournisseur d'électricité complémentaire.

*La fiche thématique « Retour d'expérience sur les opérations collectives en cours », développe leur description.*

## Annexes – Fiches thématiques

1. Enjeux liés à l'utilisation des leviers de flexibilité pour la gestion du réseau (fiche relative à la question 5)
2. Analyse des enjeux de l'introduction de dénivelés de puissance pour les clients  $BT \leq 36$  kVA (fiche relative à la question 11)
3. REX autoconsommation collective (fiche relative à la question 13)



## **ANNEXE 1 : Enjeux liés à l'utilisation des leviers de flexibilité pour la gestion du réseau** (fiche relative à la question 5 sur l'option HTA à pointe mobile)

### **Un système en transition**

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2020 a confirmé des objectifs ambitieux de capacités installées de production d'électricité renouvelable. Elle projette :

- entre 33,2 et 34,7 GW d'éolien terrestre en 2028, partant de 14,3 GW à fin septembre 2018 ;
- entre 35,1 et 44 GW en 2028 de capacités photovoltaïques, partant de 8,4 GW à fin septembre 2018.

La majeure partie de ces capacités, 85% sur les dix dernières années, est raccordée sur le réseau public de distribution géré par Enedis et les ELD.

Sur cette même période, les nouveaux usages de l'électricité devraient venir en substitution des usages carbonés. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie vise, par exemple, une flotte de véhicules électriques individuels atteignant 1,2 millions d'unités en 2023, et millions d'unités 4,8 en 2028.

Ces évolutions, comme toutes les évolutions d'envergure connues par le passé, influenceront sur la planification et la conduite du réseau. Aujourd'hui ces évolutions sont prises en compte sur la base d'hypothèses (ex : rythme de développement de la mobilité électrique, des ENR...) dont le degré d'incertitude est important et qui restent difficiles à caractériser précisément. Dans ce contexte, Enedis adapte de manière constante ses méthodes de gestion du réseau afin d'en améliorer l'efficacité ce qui inclut l'évaluation des opportunités d'utilisation de différents leviers de flexibilité.

### **Les enjeux de l'utilisation de leviers de flexibilité pour la gestion du réseau de distribution**

Les travaux menés par Enedis, communiqués notamment dans le cadre du rapport « Valorisation économique des Smart Grids »<sup>1</sup>, ont permis de clarifier le lien entre la gestion du réseau de distribution et le recours à des flexibilités.

Plusieurs leviers de flexibilité ont été identifiés et aucun ne constitue l'option « parfaite ». Le choix d'utiliser l'un ou l'autre dépend de réponses à des questions multiples :

- Quelle est l'efficacité de ce levier sur le réseau de distribution ?
- Quelle est sa cohérence avec l'ensemble du marché et sa perception par les acteurs ?
- Les conditions de sa mise en œuvre opérationnelles sont-elles satisfaisantes (coûts, délais, risques...) ?

### **Le levier tarifaire**

C'est le moyen qui a été le plus développé historiquement avec l'option Heures Creuses du TURPE ou les offres tarifaires intégrées EJP puis Tempo.

Le TURPE 5 a également introduit une nouvelle option tarifaire à pointe mobile. Cette option, avec les niveaux de prix fixés pour TURPE 5, n'a été que peu souscrite : 84 points de livraison en pointe mobile HTA longue et courte utilisation au 1<sup>er</sup> avril 2020. Du point de vue du distributeur, cette option présente l'avantage de l'universalité et plusieurs inconvénients :

- Dans sa version « nationale », elle est activée sur le signal national du mécanisme de capacité PP1, soit 10 à 15 jours par an de plus forte consommation telle qu'anticipée par RTE à 9h30 la veille pour

---

<sup>1</sup> Rapport ADEEF et Enedis, Valorisation économique des Smart Grids, Juin 2017, <https://www.enedis.fr/la-valorisation-economique-des-smart-grids>

le lendemain. La valeur d'une pointe mobile calée sur les périodes PP1 reste limitée pour l'exploitation du réseau HTA : le signal PP1 est basé sur une anticipation de la consommation nationale alors que les opportunités d'usage des flexibilités au niveau local ne sont pas forcément liées à la pointe de consommation nationale. Ainsi, une pointe mobile sur signal PP1 ne permet pas à Enedis de gérer en curatif un incident réseau suite à une avarie matériel qui serait sans aucun lien avec la consommation nationale.

- Même pour une utilisation en préventif des flexibilités, une pointe mobile sur signal PP1 est d'un intérêt qui peut être limité pour le GRD. D'une année sur l'autre, le degré de corrélation entre la pointe nationale et les pointes locales est extrêmement variable. Et, même pour une année donnée, le signal PP1 n'est que partiellement synchrone avec les périodes les plus chargées des postes sources et des réseaux HTA. Les périodes les plus chargées sur le RPD sont en effet très volatiles à la fois géographiquement, d'un ouvrage à l'autre, et dans le temps. Ainsi, comme indiqué lors de consultations précédentes, les heures les plus chargées d'une année peuvent être réparties sur un nombre important de jours non contigus, et le nombre d'heures pendant lesquelles les postes sources sont chargés est très variable entre postes.
- Enfin la valeur d'une pointe mobile PP1 est fortement diluée : le signal est calé pour l'ensemble de la période tarifaire, indépendamment de la charge effective des réseaux de distribution une année donnée ; il est transmis à l'ensemble des clients qu'ils soient ou non situés dans une zone en contrainte, qu'ils soient localisés dans une zone où un renforcement a de la valeur ou non.

Un signal de pointe mobile activable à la maille locale plutôt qu'à la maille HTA ciblerait sans doute plus efficacement les contraintes du réseau de distribution mais présenterait d'autres difficultés :

- Il nécessiterait une gestion fine des plages tarifaires, avec un impact non négligeable en termes de développements SI et une moindre lisibilité pour les utilisateurs du réseau.
- Sauf, possibilité pour le distributeur d'y déroger, il serait proposé sur tout le territoire, y compris là où il n'y aurait pas de valeur à capter par sa mise en place, ce qui conduirait soit à une dilution du signal, soit à la création d'effets d'aubaines dans certaines localités.

### **L'expérimentation de nouveaux leviers contractuels**

Enedis s'oriente depuis quelques années vers l'expérimentation de nouveaux leviers de flexibilité de nature contractuelle et non tarifaire pour, à la marge du dispositif tarifaire actuel, améliorer la gestion du réseau de distribution (voir <https://www.enedis.fr/consultation-flexibilites>) :

- Recours à des services de flexibilités locales (flexibilités marchés) au travers des expérimentations permises par l'article 199 de la Loi de Transition Energétique, sollicitation de flexibilités locales via des appels d'offres (en cours d'instruction, appel à contributions début 2019).
- Offres de raccordement intelligentes pour les utilisateurs du réseau raccordés en RPD.
- Utilisation des flexibilités pour optimiser les schémas de développement S3REN avec des taux d'augmentation des capacités à une maille régionale, écrêtement de la production HTA...

Enedis a réalisé plusieurs publications<sup>1</sup> sur le sujet afin de donner aux acteurs du marché de la visibilité sur la dynamique engagée pour intégrer ces nouveaux leviers.

Exemples de cas d'usage	Lever	
Insertion des EnR	Flexibilité marché (dans le cadre des S3REnR, via un appel d'offres...)	<b>Contractuel :</b> Ciblage et format local Cas par cas
Report d'investissement / gestion d'incidents	Flexibilité marché (dans le cadre des S3REnR, via un appel d'offres...)	
Délai de raccordements raccourcis	ORI	
Intégration du véhicule électrique	Signal Heure Creuse	
		<b>Tarifaire :</b> Standardisation, cadre réglementé, déterminé à l'avance pour plusieurs années

Cohérence à assurer via une réflexion d'ensemble

Par rapport au levier tarifaire, ces nouveaux leviers contractuels sont attractifs dans un contexte d'incertitudes accrues sur l'évolution locale de la production et des comportements de consommation :

- Adéquation à la nature très localisée des contraintes pouvant affecter le réseau de distribution : les flexibilités peuvent n'être appelées que dans les zones dont les ouvrages du réseau sont effectivement en contrainte et pour lesquelles le recours à des flexibilités crée de la valeur en permettant de réduire la contrainte ou de reporter un investissement.
- Adaptabilité et souplesse : adaptation du levier activé aux besoins des périodes d'activation plus ou moins courtes, sur un nombre de jours d'activation variable, plus ou moins fréquent, adaptation du levier pour la gestion du réseau en préventif mais également en curatif en cas d'évènements spécifiques sur le réseau.
- Compatibilité marché : répond aux attentes de la Commission Européenne et des Régulateurs de développer largement le recours à des mécanismes de marché, y compris pour gérer des contraintes réseau.

<sup>1</sup> Cf. site Enedis page Co-construire les flexibilités <https://www.enedis.fr/consultation-flexibilites>, notamment la vision d'Enedis sur les flexibilités et la feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités.

## **ANNEXE 2 : Analyse des enjeux de l'introduction de dénivelés de puissance pour les clients BT ≤ 36 kVA**

(Fiche relative à la question 11)

### **La puissance souscrite un concept moderne**

Pour les consommateurs, la notion de puissance souscrite est aujourd'hui omniprésente à travers ce que l'on appelle communément l'abonnement. Avec des exemples dans les services Internet et les téléphones portables, les offres d'abonnement sont partout. Pour ceux qui façonnent des modèles de tarification nouveaux et innovants et comment ces modèles peuvent bénéficier à l'utilité historique ainsi qu'aux clients c'est un thème de réflexion d'actualité.

Pour les distributeurs d'électricité, qui voient se développer des usages de moins en moins énergivores mais pouvant appeler des puissances ponctuellement importantes, la puissance à garantir au consommateur en soutirage ou au producteur en injection prend une importance grandissante. Distinguer le coût de la garantie de puissance selon les plages temporelles apparaît, dans ce contexte, comme une piste à mieux explorer.

### **De nouvelles incitations pour un lissage des appels de puissance**

La mise en place d'un signal tarifaire par plage temporelle pour la puissance souscrite permettrait d'inciter à une meilleure coordination de la demande des clients avec les possibilités du réseau de distribution. Si ce signal était répercuté dans les offres des fournisseurs ainsi que dans le TRV, Enedis identifie trois types d'incitations qui seraient envoyées aux clients :

- Incitation renforcé à des investissements dans des usages ayant des appels de puissance maîtrisés pendant les périodes de forte charge du réseau, facteur de maîtrise des investissements.
- Incitation complémentaire au signal énergie à décaler les usages électriques pendant les heures creuses ; ceci serait notamment pour accompagner le développement du véhicule électrique.
- Incitation à déplacer les appels de puissance au sein d'une même plage pour ne pas dépasser la puissance souscrite, ce qui n'est pas transmis par un barème à l'énergie. C'est par exemple une incitation à décaler le démarrage de la recharge du véhicule électrique par rapport à l'activation du chauffe-eau pendant les heures creuses.

### **Souhaitable et techniquement réalisable, l'introduction de dénivelés de puissance pour les clients BT ≤ 36 kVA nécessiterait des règles de mise en œuvre**

#### Règle de croissance des puissances souscrites :

L'absence en TURPE 6 de règle de croissance entre les heures pleines et les heures creuses pourrait conduire à des comportements opportunistes de maximisation de l'utilisation des puissances souscrites lors des plages d'heures pleines (voir *Figure 1*). En effet, s'il est possible de décaler un usage qui pourrait augmenter la puissance souscrite en heures creuses et non en heures pleines, un utilisateur du réseau peut aussi être incité à utiliser au maximum sa souscription de puissance en heures pleines afin de ne pas payer davantage de puissance pendant les heures creuses. Cela pourrait alors induire une augmentation des appels de puissance lors des périodes de plus forte charge et

ainsi augmenter potentiellement les besoins de renforcement du réseau, en parallèle d'une baisse des factures pour les utilisateurs responsables de ce supplément de charge.

Afin d'éviter ce type d'incitation contraire au lissage de la demande collective, [Enedis recommande d'intégrer la règle de croissance du choix des puissances souscrites entre les heures pleines et les heures creuses, pour l'ensemble des domaines de tension.](#)

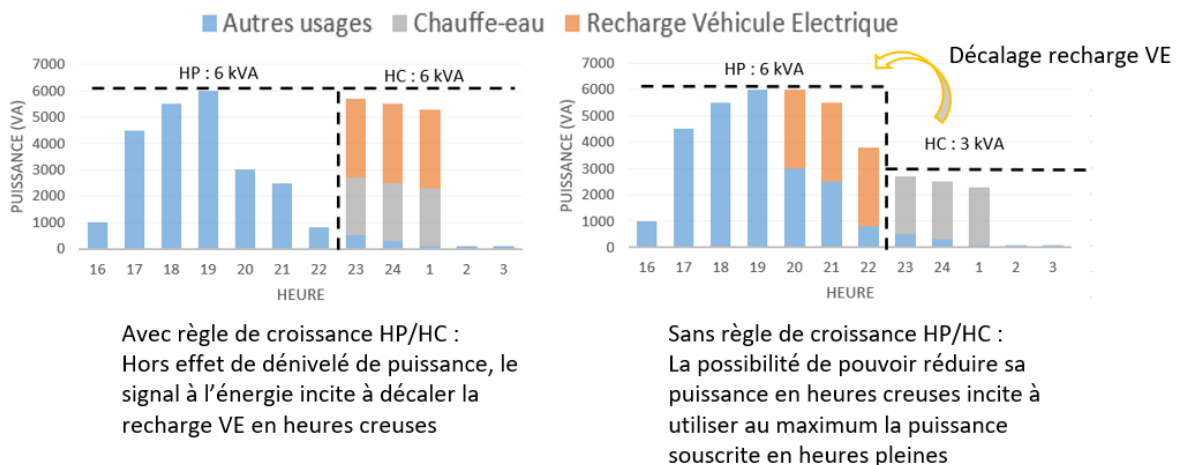


Figure 1 : Risque de comportement opportuniste de maximisation individuelle des capacités souscrites sans règle de croissance entre heures pleines et heures creuses.

### Puissance « limitée » ou « surveillée » :

Le principe de puissance « limitée » par un interrupteur (« breaker ») est en continuité avec le fonctionnement actuel des compteurs et nous paraît préférable pour les consommateurs. Néanmoins, il requiert les évolutions les plus importantes du système Linky (voir ensuite « Enjeux pour les SI et le déploiement de Linky »).

L'alternative d'un système en puissance « surveillée » (la coupure n'intervient que lorsque la puissance souscrite la plus élevée parmi celles choisies pour chaque plage est atteinte ; lorsque l'une des puissances souscrites moins élevées est atteinte sur sa plage, une facturation des dépassements intervient) présenterait plusieurs inconvénients en BT  $\leq$  36 kVA :

- Les données nécessaires pour la facturation des dépassements de puissance ne répondent pas aux critères de la métrologie légale, ce qui peut induire un risque de contestation de ces mesures.
- L'absence de suivi ou de signal lors des dépassements de puissance peut amener à des hausses de factures importantes et difficilement contrôlables pour les clients BT  $\leq$  36 kVA. Le risque est de créer des incompréhensions et des mécontentements importants pour les clients et les fournisseurs.
- La possibilité de pouvoir dépasser sa puissance souscrite une grande partie de l'année, en souscrivant une puissance plus élevée pendant la plage la moins onéreuse, peut mener à un affaiblissement du signal à la puissance. Il pourrait alors être nécessaire de renforcer le

dimensionnement du réseau du fait d'une plus grande incertitude sur la demande et donc d'induire une perte d'efficacité du réseau de distribution dans le long terme.

Enedis recommande donc l'introduction des dénivelés de puissance souscrite en puissance dite « limitée » pour les clients BT  $\leq$  36 kVA.

### **L'attractivité pour les consommateurs reste à mesurer**

La possibilité de souscrire un dénivelé de puissance permet aux consommateurs d'adapter au mieux leur souscription de puissance à leurs besoins. Néanmoins, il est difficile pour Enedis d'anticiper le nombre potentiel de clients auxquels les fournisseurs proposeront l'offre. Enedis souhaite donc qu'une consultation des fournisseurs confirme que les coûts d'adaptation du système seront cohérents avec les attentes clients et fournisseurs.

### **Enjeux pour les SI et le déploiement sur Linky**

La mise en œuvre d'un dénivelé de puissance, contrôlé par un « limiteur de puissance », impliquera de faire évoluer le mécanisme de contrôle de puissance et de coupure pour les clients BT  $\leq$  36 kVA équipés d'un compteur communicant.

Il s'agira d'un chantier significatif, tant d'un point de vue SI que technique car les compteurs Linky ne sont pas, nativement, en mesure de gérer un contrôle de puissance différencié par plage horo-saisonnière. Leurs spécifications devront donc évoluer et ce qui nécessitera le téléchargement de nouveaux logiciels embarqués. Il est à noter que ces logiciels sont développés par les différents constructeurs de compteurs, qualifiés par Enedis, et déployés sur les 35 millions d'appareils présents sur le terrain.

De plus, l'ensemble des SI intervenant dans la gestion des clients du marché de masse devra évoluer en profondeur, que cela soit sur les aspects contractuels, le traitement des prestations, la gestion des mesures, ou encore la reconstitution des flux d'énergie. Cela concerne une dizaine de SI parmi les plus sensibles, dont SGE, Ginko, Linky, ou encore STM.

L'expérience acquise, sur la mise au point et le déploiement de logiciel compteur pour des évolutions significatives du fonctionnement des appareils, a montré que ce type de projet nécessite 24 mois. En parallèle, les travaux d'évolution SI, en lien avec ceux des fournisseurs, demandent eux aussi 24 mois de délai de mise en œuvre.

Compte tenu de la nature et de l'ampleur de ces travaux, Enedis recommande donc une mise en œuvre de cette disposition au plus tôt à mi-TURPE 6, la période 2019 – 2021 étant dédiée à la finalisation du déploiement de Linky, et à la montée en puissance de la nouvelle chaîne de gestion des clients consommateurs et producteurs du marché de masse. Le projet, d'une durée de 24 mois, pourrait être lancé (démarrage des travaux de conception et d'industrialisation) en vue de cette échéance une fois les dispositions à appliquer définies de façon suffisamment précises et à même de lever toute ambiguïté de spécification.

## **ANNEXE 3 : REX autoconsommation collective**

(fiche relative à la question 13)

### **Les opérations en service et en démarrage**

À fin avril 2020, 30 opérations d'autoconsommation collective sont en service et impliquent près de 500 participants. Les perspectives de développement de l'autoconsommation collective sont actuellement difficiles à évaluer. Une dynamique semble s'amorcer début 2020 avec 10 opérations entrées en service sur le 1er trimestre (soit un tiers du total) et 17 projets déclarés avec un démarrage envisagé avant l'été. Il est à noter que 3 opérations, sur les 30 en service, sont à la maille du périmètre étendu et 22 projets, sur les 31 déclarés aux interlocuteurs d'Enedis en régions, sont mentionnés comme étant envisagés sur ce périmètre.

A ce stade, cette dynamique est portée d'une part par des communes avec leurs propres moyens de production et leurs bâtiments municipaux et d'autre part par des bailleurs HLM avec leurs locataires dans lesquelles l'électricité produite localement n'est pas refacturée aux participants. Les premières sont les plus nombreuses (une quinzaine ont suivi l'exemple de la commune de Malaunay<sup>1</sup>) et comportent en moyenne entre 5 et 10 sites. Les bailleurs sociaux avec moins d'opérations (7) comptent un nombre de participants significativement plus élevé (250 environ soit près de 50% de l'ensemble des opérations).

Depuis la première opération montée par Gironde Habitat en janvier 2018<sup>2</sup>, d'autres organismes HLM se sont lancés dans l'autoconsommation collective l'envisageant comme un vecteur de lutte contre la précarité énergétique et de maîtrise des consommations. La loi Énergie et Climat a introduit un article permettant aux organismes HLM d'être personne morale organisatrice (PMO).

### **Mise en pratique du tarif de soutirage optionnel**

Début 2020, Enedis a été sollicité par une PMO qui gère une opération d'autoconsommation collective avec des consommateurs pour lesquels le TURPE spécifique serait avantageux. Cette PMO a attiré l'attention d'Enedis sur le fait que les consommateurs concernés ne sont pas parvenus à faire une demande du TURPE spécifique auprès de leurs fournisseurs respectifs. En effet, lorsque le client a opté pour un contrat unique et qu'il participe à une opération d'autoconsommation collective, son fournisseur au titre de ce contrat unique reste responsable de la souscription et de la facturation du TURPE.

Enedis a proposé de transmettre ces demandes aux fournisseurs concernés dans le cadre de ses relations contractuelles avec eux et conformément à son rôle de facilitateur de l'autoconsommation collective, dans l'attente que les fournisseurs adaptent leurs processus et leurs offres à cette nouvelle catégorie de clients.

---

<sup>1</sup> Témoignage de La ville de Malaunay

[https://www.enedis.fr/sites/default/files/DCTE\\_Guide\\_ACC\\_Article\\_n1\\_Malaunay\\_Charte\\_ENEDIS\\_2019-11-12\\_V14.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/DCTE_Guide_ACC_Article_n1_Malaunay_Charte_ENEDIS_2019-11-12_V14.pdf)

<sup>2</sup> Témoignages de Gironde Habitat : [https://www.enedis.fr/sites/default/files/ENEDIS-YELE-Guide\\_ACC-](https://www.enedis.fr/sites/default/files/ENEDIS-YELE-Guide_ACC-Autoconsommation_Collective_et_Bailleurs_Sociaux.pdf)

[Autoconsommation\\_Collective\\_et\\_Bailleurs\\_Sociaux.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/ENEDIS-YELE-Guide_ACC-Autoconsommation_Collective_et_Bailleurs_Sociaux.pdf) et Pas de Calais Habitat  
<http://www.interconnectes.com/publications-des-interconnectes/>