

12 juillet 2019

Réponse d'Enedis à la consultation publique N°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »

Introduction

Contexte

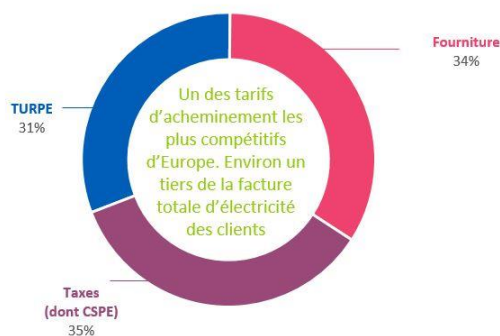
Les réseaux électriques ont joué depuis le XIX^{ème} siècle un rôle essentiel dans l'aménagement et la construction des territoires. Au moment où l'ambition française est d'atteindre en 2050 la neutralité carbone en s'appuyant sur l'efficacité énergétique et la valorisation de gisements énergétiques locaux, l'importance des réseaux et de leur gouvernance se trouve renforcée. La détermination des prix est alors primordiale pour organiser une gestion locale efficace sans perdre de vue les équilibres sur les marchés français et européen.

Gestionnaire de réseau électrique de distribution, Enedis assure l'exploitation, l'entretien et le développement de 1,36 million de kilomètres de réseau électrique desservant 95 % du territoire français continental répartis sur deux niveaux de tension HTA et BT. C'est la présence, l'efficacité et la qualité de ce réseau qui garantissent aux Français la sécurité d'un approvisionnement avec l'un des meilleurs rapports qualité-prix d'Europe (176€¹ par an pour un client médian).

Pour le consommateur final, résidentiel ou professionnel, les réseaux représentent un peu moins du tiers de leur facture. La transition énergétique entraîne une évolution des usages électriques (véhicule électrique, pompe à chaleur, autoconsommation solaire...) et donc de l'utilisation du réseau de distribution. Enedis innove et fait évoluer le réseau pour accompagner cette évolution, avec pour objectif d'offrir le même service public de qualité pour les besoins « classiques » des clients que pour les nouveaux usages. Enedis est donc en accord avec la volonté de la CRE d'une évolution de la structure du TURPE reflétant les évolutions d'utilisation du réseau et orientant les décisions vers celles qui sont les plus efficaces.

Enedis considère que les évolutions de structure tarifaire doivent porter une attention particulière aux points suivants :

La part de l'acheminement (TURPE) dans la facture d'un client résidentiel



¹ Source Enedis : tarif 2016

12 juillet 2019

Les clients doivent payer le prix le plus juste

Chaque équipement est caractérisé par sa puissance. Pour fonctionner, il doit être raccordé au réseau et l'opérateur de réseau doit lui garantir l'accès à cette puissance. Conscient de l'importance et du coût de ce dimensionnement, les consommateurs souscrivent une puissance bien inférieure à la somme des puissances de leurs équipements (via le contrat avec le fournisseur) et sont prêts à décaler leur appel puissance si leurs besoins peuvent être étalés dans le temps (chauffe-eau à accumulation, lessive en heures creuses, recharge de véhicule électrique).

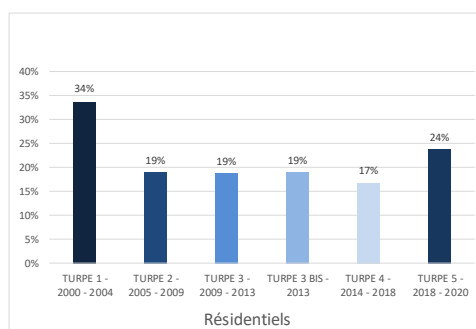
Répondant à cette attente les compteurs communicants marquent deux progrès significatifs : ils permettent à chaque consommateur de souscrire une puissance au plus près de ses attentes (pas de 1 kVA au lieu de 3 kVA) et ils rendent possibles des évolutions futures, comme d'adapter la puissance selon la période tarifaire (puissance plus élevée en heure creuse qu'en heure pleine pour un chauffe-eau ou la recharge d'un véhicule électrique).

Or, depuis la création du TURPE le signal prix de la puissance s'était affaibli. Lors de la préparation de TURPE 5, Enedis avait souhaité un rééquilibrage 50-50 du ratio puissance-énergie. Il est actuellement de 24-76. Enedis partage donc avec la CRE l'importance d'un réexamen approfondi du ratio puissance-énergie d'ici la deuxième consultation du TURPE 6.

Quelques puissances unitaires en kilowatt (kW)

- Fer à repasser : entre 0,75 et 1,1 kW
- Machine à laver AAA : entre 2 et 2,2 kW
- Machine à laver C : entre 2,5 et 3 kW
- Réfrigérateur (250L) : entre 0,1 et 0,35 kW
- Maison 70m² chauffée à l'électricité mal isolée (RT 1988) : 9 kVA
- Maison 70m² chauffée à l'électricité bien isolée (RT 2012) : 6 kVA
- Maisons 150m² (RT 2012) chauffée par pompe à chaleur : 9kVA
- Recharge VE : entre 3,7 et 7 kW (charge normale).
- Panneau solaire : 3 kWc (installation sur toiture de taille moyenne)
- Eolienne (terrestre) : 300kW

Evolution de la part puissance de la composante soutirage depuis TURPE 1



Un signal heure creuse renforcé pour accompagner le développement du véhicule électrique

Plus de 200 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables sont aujourd'hui immatriculés en France métropolitaine, dont 45 % de véhicules particuliers et 55 % de véhicules de société. On estime le nombre total de points de charge installés en France métropolitaine à 243 700, dont 27 400 accessibles au public. Sur un an, ce nombre et la puissance installée ont progressé de 30%. Les contextes législatifs français et européen sont toujours plus favorables à la mobilité propre.

Pour relever ce défi, Enedis travaille avec tous les partenaires de la filière (constructeurs automobiles, fournisseurs, RTE) pour trouver les solutions répondant le mieux aux attentes des consommateurs. Du point de vue du réseau, pour une transformation réussie, deux points devront être bien gérés : la localisation des bornes (importance du signal raccordement) et l'incitation à la recharge des véhicules

12 juillet 2019

électriques en heures creuses (signal qui a plus généralement une grande pertinence pour le système électrique français dans son ensemble comme le confirme l'étude récemment publiée par RTE et l'AVERE). Si, en incitant à une recharge en heure creuse, ces signaux prix sont efficaces, Enedis considère que les réseaux de distribution français pourront accueillir 9 millions de véhicules électriques à l'horizon 2035 pour un coût inférieur à quelques centaines d'euros en moyenne par véhicule.

Parallèlement, le levier d'effacement offert par les chauffe-eaux à accumulation (de l'ordre de 5 GW foisonnés nationalement) va se réduire du fait de l'affaiblissement du différentiel HP-HC et des normes qui privilégient le chauffe-eau thermodynamique.

S'agissant du TURPE 6 et de la première étape du déploiement des véhicules électriques, Enedis considère qu'un enjeu important sera le signal « heures creuses ». Il devra donner aux nouveaux propriétaires de véhicule une indication simple et lisible d'appel préférentiel au réseau en charge de nuit de sorte que leurs appels de puissance compensent la réduction du nombre de chauffe-eaux.

Accompagner les plus démunis, un enjeu à part entière de la construction tarifaire

Héritier d'un service public de la distribution électrique garant de l'accès à l'électricité pour l'ensemble des Français, les personnels d'Enedis cherchent dans leurs décisions quotidiennes le meilleur rapport qualité-prix. En s'appuyant sur la péréquation, Enedis propose un réseau accessible par tous sur l'ensemble du territoire. Partout en France, une fois raccordé au réseau, le client est assuré d'avoir accès à une électricité de qualité et, quelles que soient les conditions climatiques, d'être dépanné avec réactivité.

Les évolutions de structure des prix visent à préserver l'ensemble de ces acquis en partageant avec les acteurs ce sens de l'économie via un positionnement optimisé des moyens de production et des appels de puissance. Néanmoins, tout changement de la structure tarifaire entraînera, à comportement inchangé, des modifications de factures les unes à la hausse et les autres à la baisse sans que toutefois, le niveau des recettes d'Enedis n'augmente.

Pour certains consommateurs, souvent les plus démunis, s'adapter à ces évolutions peut être plus difficile que pour les autres soit du fait d'un accès réduit à l'information, soit parce qu'une adaptation porteuse d'économie à moyen terme nécessiterait de mobiliser des ressources dont ils ne disposent pas, soit enfin parce que leur précarité est telle qu'aucun changement n'est envisageable.

Modifier progressivement la structure pour ces populations, abonder les chèques énergie d'un montant équivalent à l'augmentation de facture, accompagner par des aides les opérations de rénovation, sont des solutions à la problématique de maîtrise de la facture de ces consommateurs dans un contexte de modification des structures tarifaires.

Enedis propose que les associations de consommateurs et les pouvoirs publics soient impliqués dans les travaux de la CRE pour y aborder la question de l'accompagnement des plus démunis et les options pour y répondre.

12 juillet 2019

Réponses aux questions de la consultation publique

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

Enedis est favorable aux principes identifiés pour élaborer la structure du TURPE 6.

Enedis propose de clarifier la façon de concilier les autres critères, par exemple de la façon suivante :

- l'efficacité du signal prix et sa lisibilité sont indispensables pour garantir durablement le meilleur rapport qualité-prix du réseau. Ce sont les critères de référence pour construire la structure « cible » vers laquelle le tarif doit évoluer ;
- l'acceptabilité peut s'aborder dans une perspective plus large que le seul tarif et sa trajectoire et embrasser l'ensemble des dépenses des ménages qui peuvent être évitées grâce à la transition énergétique. Le remplacement des chaudières fioul et les rénovations vont être une source d'économies et d'acceptabilité, d'autant mieux que le tarif fera payer le juste prix des services rendus par le réseau.

Question 2 : Partagez-vous les enjeux liés à la tarification au coût marginal, à la tarification de l'injection et à la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés, identifiés par la CRE pour l'élaboration de la structure du TURPE ?

Le document de consultation pose bien le tableau de la transition énergétique et les principaux enjeux qui en découlent.

Le document de consultation alerte sur les conséquences pour les clients thermosensibles d'une *tarification au coût marginal*. Or, comme le montrent les travaux engagés entre les services d'Enedis et de la CRE, les coûts du réseau de distribution ne sont *que pour partie* liés à la présence des consommateurs lors des pointes d'utilisation des réseaux. D'autres facteurs interviennent tels que la densité de clients, la proximité au réseau, l'injection ou bien le besoin de puissance garantie. Du point de vue d'Enedis, le passage à une tarification au coût marginal ne devrait pas avoir de conséquence sur la facture actuelle des consommateurs équipés d'un chauffage électrique mais au contraire leur fournir un signal simple de la valeur de mesures d'isolation. Enedis souhaite que l'analyse sur la thermosensibilité soit clarifiée dans la deuxième consultation.

Au-delà de cette catégorie de consommateurs sensibles, la mesure des conséquences sur les factures de différents types de clients, sans et avec ajustement des comportements, gagnerait à être complètement explicitée afin de permettre de comprendre les choix sur la vitesse d'évolution vers un signal économique plus efficace -- *Voir nos réponses aux questions 7-10.*

12 juillet 2019

Compte tenu des objectifs de la PPE, Enedis devra raccorder chaque année deux fois plus de capacités de production renouvelable qu'aujourd'hui (2,6 GW ont été raccordés en 2018 dont 1,6 GW d'éolien et 1 GW de solaire). Enedis partage donc avec la CRE l'intérêt de « *bien localiser les productions* ». Pour cela les investisseurs devront prendre en compte le gisement (ensoleillement, régime de vent, qui détermine le productible) et les coûts, dont celui du réseau (raccordement et renforcement). Les coûts du raccordement et des renforcements doivent donc être retracés par des prix lisibles et stables.

A cet égard, Enedis observe que le signal raccordement, qui est lisible et stable, a tendance à s'amoinrir sous l'effet des décisions politiques relatives à la réfaction (facturation d'une part du coût à l'ensemble des consommateurs plutôt qu'au développeur du projet concerné). Mais les conditions ont changé. Nous sommes à un moment où la France s'est hissée au troisième rang mondial en matière d'attractivité des renouvelables derrière les USA et la Chine (index E&Y *Renewable energy country attractiveness index*, mai 2019). Les énergies renouvelables sont devenues compétitives et les volumes à raccorder vont doubler ; le signal raccordement devrait donc être préservé voire renforcé pour plus d'efficacité.

S'agissant des renforcements induits par les sites de production renouvelable, la consultation publique propose d'ouvrir une réflexion sur une tarification des injections dans le TURPE. Cette réflexion nouvelle soulève de nombreuses questions (voir la réponse 19) et de grandes complexités qu'il conviendra d'instruire collectivement. Enedis n'est donc pas aujourd'hui en mesure de se prononcer mais est prête à participer aux travaux sur cette nouvelle tarification qui vise à renforcer l'efficacité du signal prix dans une période de fort développement des énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution.

Question 3 : Êtes-vous favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, injection, etc) ?

Enedis est favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes. S'agissant du poids relatif des différentes composantes, Enedis souhaite que la CRE étudie des évolutions afin que chaque composante devienne caractéristique d'un service rendu par le réseau. *Voir aussi réponse à la question 4 relative à la composante de gestion.*

A titre illustratif, la part « réfactée » des coûts de raccordements des consommateurs résidentiels et professionnels est traitée aujourd'hui comme s'il s'agissait de coûts de soutirage alors qu'elle est indépendante de l'énergie soutirée. Une réaffectation de ces coûts à une composante de gestion devenue « mise à disposition du réseau » pour tenir compte des caractéristiques des différents segments de client serait plus lisible.

Pour des éléments plus détaillés, une fiche de synthèse « Services rendus aux consommateurs » est jointe à notre réponse.

12 juillet 2019

Question 4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'augmentation du niveau de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport et le maintien général de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de distribution hors cas particulier de la composante de gestion payée par les autoproducteurs ?

Les éléments fournis dans le document de consultation ne permettent pas de porter une appréciation sur les coûts de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport.

Pour la part distribution, Enedis propose un élargissement de la base de coût retracée par cette composante afin qu'elle corresponde au service de mise à disposition du réseau. Cela conduirait à y inclure tout ou partie des coûts liés à la desserte individuelle (branchements). Enedis estime que l'enjeu économique serait, à niveau des tarifs constant, un transfert annuel de l'ordre de 600 millions d'euros de la composante de soutirage vers la nouvelle composante de « mise à disposition du réseau ».

S'agissant des autres coûts de gestion, les travaux menés en TURPE 5 ont conclu à leur stabilité en euro constant.

Question 5 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, en distribution, les évolutions des technologies de comptage nécessitent une actualisation du niveau de la composante comptage ?

Le projet Linky est un projet de 4 milliards d'euros actuellement livré dans les temps (19 millions de compteurs installés), avec la qualité attendue (98% de télérelevés journaliers réussis) et dans le respect du budget initial. Pour le distributeur, cet investissement réduit les coûts liés à la relève ainsi que ceux liés à l'entretien du matériel de comptage. La promesse aux consommateurs d'une facturation à la consommation réelle est tenue. De surcroît, Enedis est favorable à ce qu'une actualisation du niveau de la composante de comptage retrace au consommateur les économies réalisées.

Question 6 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas modifier la forme générale des grilles ?

Les grilles tarifaires résultent d'un « juste milieu » entre précision du reflet des coûts et lisibilité des tarifs pour les utilisateurs du réseau. Pour être compréhensible, leur évolution doit être progressive et le sens des évolutions connu du consommateur.

Lors de TURPE 5 des évolutions importantes ont été réalisées avec, en particulier, la création d'un tarif à 4 plages (Eté-Hiver, HP-HC) qu'Enedis soutenait. Depuis, les compteurs communicants se sont généralisés et ont permis aux fournisseurs de manifester leur intérêt pour cette grille. Il n'est

12 juillet 2019

pas intervenu de rupture qui ne puisse être prise en compte par les grilles existantes (par exemple, un signal Heure Creuse bien calé conviendra pour la recharge du VE). Pour TURPE 6, Enedis est donc favorable à la conservation de la forme générale des grilles de la composante de soutirage avec, si possible, une suppression des exceptions -- Voir réponse aux questions 7 à 10.

Cohérence des signaux prix dans leur ensemble

Mais les grilles tarifaires ne sont qu'un des signaux prix adressés aux consommateurs et producteurs. Il en existe d'autres : prix du raccordement (évoqué précédemment), prix des prestations. Chaque formule présente des avantages-inconvénients et l'ensemble forme un tout dont la performance doit être appréciée globalement.

Ainsi, des grilles tarifaires simples vont avoir l'avantage de donner au consommateur et aux investisseurs un signal lisible et, du fait de la péréquation, unifié partout sur le territoire français. Cela permet aux industriels de développer des équipements avec un marché dont la taille est connue par avance (chauffe-eau à accumulation par le passé, borne de recharge asservie aux heures creuses pour le futur).

Mobilisation ciblée des flexibilités

A contrario, le signal tarifaire est peu performant pour retracer des variations de coûts très localisées et/ou d'une durée limitée. Pour répondre à ce besoin, plusieurs pays explorent la voie contractuelle qui présente l'avantage de son adaptabilité aux situations locales en contrepartie d'une non prévisibilité pour l'investisseur et d'une non universalité - les conditions contractuelles (quantité, prix...) étant convenues à un instant pour une période donnée. En France, en lien avec la CRE, Enedis teste plusieurs leviers pour mobiliser les flexibilités locales : la contractualisation de flexibilités auprès des acteurs de marché, les ORI auprès des producteurs et consommateurs... La contractualisation de flexibilités locales sera ouverte à toutes les technologies, y compris le stockage.

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 à notre réponse.

Pour TURPE 6, Enedis recommande donc que la CRE élargisse la réflexion sur la forme générale des grilles de la composante de soutirage à une réflexion sur l'ensemble des signaux de prix adressés aux consommateurs et producteurs et se prononce sur le rôle et le poids de chacun pour la période 2021-2024.

Question 7 : Êtes-vous favorable à la généralisation des options tarifaires 4 plages temporelles ?

Question 8 : Que devrait selon vous être le calendrier de la généralisation des options à 4 plages temporelles ?

Question 9 : Que pensez-vous des modalités de transition envisagées par la CRE ?

Question 10 : Selon vous, comment devrait être traité le cas des utilisateurs ne disposant pas d'un compteur évolué à l'horizon TURPE 7 ?

12 juillet 2019

Enedis est favorable à une généralisation rapide des options tarifaires 4 plages temporelles, dès lors qu'un rééquilibrage entre les barèmes énergie et puissance est effectué au même moment.

Cette généralisation 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.

Pour les utilisateurs qui ne disposeront pas d'un compteur communicant, Enedis recommande de continuer à proposer des tarifs de réseau de forme « historique » (base ou heures pleines heures creuses, sans saisonnalité). Les fournisseurs pourront les souscrire uniquement pour ces clients. Une alternative serait de recourir à des reconstructions de consommation Eté-Hiver HP-HC à partir d'estimations. Mais cette solution créerait des complexités particulièrement lorsque les estimations donneront lieu à des redressements. Les clients, les fournisseurs et le distributeur gagneraient donc à les éviter.

Question 11 : Êtes-vous favorable à la suppression ou au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?

Ce levier tarifaire 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. Enedis est donc favorable à la suppression de l'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 à notre réponse.

Question 12 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction en basse tension ≤ 36 kVA d'une option « pointe mobile » et d'une option « semaine/week-end » n'est pas justifiée ?

Enedis partage l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction d'options « week-end » et « pointe mobile » en basse tension ne sont pas justifiées.

Voir aussi la réponse d'Enedis à la question 11 concernant la suppression de la pointe mobile HTA et la fiche « Enjeux liés à l'utilisation des leviers de flexibilité pour la gestion du réseau de distribution ».

12 juillet 2019

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction de dénivelés de puissance en basse tension ≤ 36 kVA, et selon quelles modalités ? Si vous êtes fournisseurs, envisageriez-vous d'utiliser ces dénivelés dans la construction de vos offres tarifaires ?

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 la souscription de puissance à leur besoin est techniquement possible. Cela nécessiterait néanmoins le téléchargement d'un nouveau « firmware » dans les compteurs des consommateurs souhaitant souscrire cette option.

Par ailleurs, Enedis anticipe que 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.

Du point de vue du réseau, cette nouvelle option pourrait être une source d'économies. 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.

Du point de vue du planning de mise en œuvre, Enedis propose donc d'ouvrir l'option mi-TURPE 6 après le bon achèvement de l'installation des 36 millions de compteurs avec leurs spécifications actuelles.

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

12 juillet 2019

Question 14 : Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement des heures creuses en HTB ?

Question 15 : Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement de 61 jours de saison haute en HTB ?

Enedis envisage favorablement, mais avec prudence, la proposition de la CRE de donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement des heures creuses en HTB. En effet :

- Enedis dispose de peu de moyens en propre pour moduler la consommation de ses clients et retranscrire pleinement ces incitations. Une quantification des conséquences pour Enedis à « comportement inchangé » et une simulation des options d'adaptation des signaux tarifaires HTA et BT sont nécessaires.
- Les modifications envisagées (placement des heures et/ou des saisons) impliqueraient la refonte d'un processus interne à Enedis et de nombreuses évolutions dans plusieurs SI. Une phase d'apprentissage devrait donc précéder la mise en œuvre de ces modifications.

Question 16 : Êtes-vous favorable à une expérimentation portant sur le regroupement de points de livraison en basse tension pour faciliter le déploiement du véhicule électrique dans l'habitat collectif ?

Nombre de consommateurs vivant en habitat collectif souhaiteraient disposer de la même facilité que les consommateurs habitant en logement individuel : commander un véhicule et disposer dès sa livraison d'un point de charge dans leur garage ; la consommation de l'ensemble étant facturée par un fournisseur unique.

Le retour d'expérience des installations de borne de recharge en logement individuel montre que les consommateurs minimisent leur facture en plaçant leur charge hors période de pointe, ceci afin de ne pas avoir à souscrire une puissance supplémentaire. Du point de vue du distributeur, cette option pourrait aller dans le sens de moindres investissements en incitant les clients à lisser leur charge en heures creuses pour ne pas souscrire de puissance supplémentaire.

Enedis est donc favorable à la mise en place de l'expérimentation proposée par la CRE.

Pour des éléments plus détaillés, une fiche de synthèse « VE - Client Unique » est jointe à notre réponse.

12 juillet 2019

Question 17 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de supprimer la composante d'absorption de puissance réactive pour les installations de productions non régulées en tension et raccordées dans le domaine de tension BT > 36 kVA ?

Enedis partage l'analyse de la CRE, et appuie cette proposition depuis 2017. Enedis souhaite également préciser que le bénéfice de l'absorption de réactif par les installations de production en BT leur est immédiatement renvoyé. En effet, en réduisant leur impact sur l'élévation de tension, les capacités d'accueil du réseau existant seront augmentées et permettront de limiter et maîtriser les coûts facturés aux nouvelles installations lors de leur raccordement.

Enedis suggère également de supprimer la précision sur les installations dites « non régulées en tension » puisque l'objectif est justement de fixer une consigne de tangente phi, assimilable à de la régulation de tension statique.

Un renvoi à la Documentation Technique de Référence du GRD serait nécessaire pour définir les modalités d'application de cette consigne et de contrôle de performance.

Question 18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la nécessité de s'interroger à nouveau sur l'opportunité d'une tarification de l'injection ?

Pour la période à venir, Enedis partage l'intérêt de *bien localiser les productions*, dans un contexte où le distributeur raccordera chaque année deux fois plus de capacités de production renouvelable qu'aujourd'hui.

A l'occasion de sa précédente évaluation la CRE considérait qu'« *une tarification régionale d'injection en France pour refléter les coûts d'infrastructure n'apporterait pas d'amélioration significative dans la localisation des sites de production au regard de la complexité apportée* ».

Depuis TURPE 5, deux évolutions réglementaires sont intervenues ou sont sur le point d'être adoptées, modifiant les équilibres financiers entre les coûts supportés par les consommateurs et les producteurs :

- la mise en œuvre d'une réfaction sur les coûts de raccordement des producteurs jusqu'à 5 MW ;
- la suppression à venir de la quote-part S3REnR financée par les installations entre 100 et 250 kW.

Ces deux évolutions pourraient être de nature à réinterroger la tarification en ce qu'elle peut constituer un moyen d'affecter de façon équitable la part mutualisée des coûts d'infrastructure entre les différentes catégories d'utilisateurs (producteurs et consommateurs).

12 juillet 2019

Question 19 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un tarif à l'injection, centré en zéro, reflétant les effets positifs et négatifs induits par les injections sur les coûts d'infrastructure de réseaux ?

La proposition de la CRE pose deux principes : la localisation des tarifs d'injection (deux producteurs identiques situés en 2 points du territoire pourraient payer des tarifs différents) ; et un tarif centré sur zéro (la somme des recettes des tarifs d'injection sera nulle).

En l'état des réflexions présentées dans la consultation, Enedis a une compréhension incomplète du dispositif. Elle souhaite attirer l'attention de la CRE sur les questions suivantes :

- Peut-on facturer un tarif d'injection à des installations existantes dont les plans d'affaire ont été déterminés sur la seule base d'un coût de raccordement sans faire reculer l'attractivité de la France pour les investisseurs ?
- Comment rendre compatible une tarification géographiquement différenciée à l'injection avec le principe de péréquation, *a fortiori* avec le développement de l'autoconsommation ?
- Un client, qui diminue sa consommation, et un autre client, qui augmente sa production, pourront-ils être l'un « récompensé » et l'autre « pénalisé » au même moment sur la même maille de réseau sans rupture d'égalité ?
- Un des principes retenu pour le calcul du tarif est son centrage en zéro. Qui portera le risque de contentieux d'un éventuel décentrage ?
- *Il en va de même avec la tarification envisagée aux questions 20 et 21.*

Question 20 : Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs à l'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés aux domaines de tension HTB reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?

Question 21 : Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés au domaine de tension HTA reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?

La consultation publique amène à s'interroger sur ce qui se passerait en cas de réponse différenciée selon les niveaux de tension :

- Des tarifications différenciées entre HTB et en HTA ne constitueraient-elles pas une incitation supplémentaire « au découpage » de futurs parcs de production, ce qui irait au détriment de l'objectif de réduction des coûts d'insertion des énergies renouvelables ?
- Enedis serait-elle redevable d'une injection HTB au titre des refoulements croissant de production renouvelable (13 TWh refoulés vers le HTB, pour 50 TWh de production injectée et 388 TWh d'énergie transitée sur le réseau géré par Enedis en 2018) raccordés sur les réseaux de distribution alors qu'il ne pourrait répercuter le signal prix aux niveaux de

12 juillet 2019

tension inférieurs HTA et BT (niveau de tension non évoqué par la CRE mais tension de raccordement des panneaux solaires individuels) ?

Question 22 : Que pensez-vous de la possibilité de faire porter aux producteurs une partie du coût de constitution des réserves au travers du tarif d'injection si cela permet d'en réduire le coût global ? Le cas échéant, que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE vis-à-vis de la prise en compte de ce coût dans le tarif d'injection ?

Les chiffres exposés par la CRE ne mettent pas en évidence un enjeu de premier ordre pour le système électrique français.

Comme pour les autres composantes de coûts, si le coût de ces réserves devait s'appliquer aux injections des postes sources de distribution, il devrait être répercuté sur les injections des niveaux de tension inférieurs.

[Fiches thématiques](#)

- Services rendus aux consommateurs
- Enjeux liés à l'utilisation des leviers de flexibilité pour la gestion du réseau de distribution (fiche relative aux questions 11 & 12)
- Fiche détaillant la position d'Enedis sur la possibilité d'introduire des dénivelés de puissance en basse tension $\leq 36\text{kVA}$ (fiche relative à la question 13)
- Synthèse « VE – Client Unique » (relative à la question 16)

12 juillet 2019

Fiche thématique : les services rendus aux consommateurs

Enedis et les Entreprises Locales de Distribution rendent aux consommateurs des services essentiels, mais peu visibles car liés au réseau. Ces services sont intégrés dans la facture d'électricité de l'utilisateur, quel que soit son fournisseur.

Les travaux prospectifs de la CRE sur les consommateurs ont mis en évidence une évolution des attentes des consommateurs. Mieux identifier les services rendus et vérifier leur compréhension par le consommateur d'aujourd'hui et demain apparaît donc nécessaire.

Enedis a réalisé des Focus Group, qui permettent notamment d'évaluer la perception des clients concernant les services rendus. Quatre services principaux ressortent : « L'accès au réseau et au service public de l'électricité », « La garantie de puissance », « L'acheminement d'énergie », « Le comptage et la certification d'origine ».

Afin de faciliter la compréhension du tarif et la logique de ces évolutions, Enedis a souhaité partager ses premiers résultats.

1. L'accès au réseau et au service public de l'électricité

Le client a la possibilité d'accéder au réseau public de distribution d'électricité et au système électrique français: aux lieux qu'il a choisis (sa résidence principale, secondaire, sa borne de recharge de véhicule électrique ...), dans différentes situations (emménagement, déménagement, vie quotidienne ...), avec la même qualité de fourniture quel que soit son fournisseur, lui garantissant sa sécurité et celle de ses biens.

Le client dispose également d'un service d'entretien et de dépannage : en cas de coupure programmée, le client est prévenu le plus en avance possible et, en cas d'incident sur le réseau ou sur son compteur, il peut contacter Enedis et il bénéficie d'un service de dépannage réactif et de qualité.

Le principe d'une facturation en €/an est compréhensible par le consommateur.

2. La garantie de puissance : garantir la mise à disposition d'une puissance en cas de besoin (facturé en €/kW)

Avec la garantie de puissance, le consommateur peut brancher ses équipements, sans être coupé et sans disjoncter. Au-delà d'une puissance minimale, garantie à tous, le client souscrit une puissance qui lui correspond (nombre d'équipements à brancher en même temps). Elle peut être variable selon les périodes. Le consommateur peut la faire évoluer dès qu'il le souhaite.

Ce service garantit la mise à disposition d'une puissance en cas de besoin. Il répond aux attentes des autoconsommateurs pour faire face à d'éventuelles pannes de leur installation.

Le principe d'une facturation en €/kW est compréhensible par le consommateur.

3. L'acheminement d'énergie (facturé en €/kWh)

12 juillet 2019

Le consommateur peut acheter de l'électricité — obtenue sur les marchés auprès d'un fournisseur ou produite localement — et l'acheminer jusque chez lui. Le consommateur a également la possibilité de revendre l'électricité qu'il produit et qu'il n'utilise pas (par exemple : il dispose de panneaux solaires ou de micro-cogénération et il souhaite ne pas arrêter leur production quand il ne la consomme pas, lorsqu'il est absent, ou ne la stocke pas chez lui.)

Le principe d'une facturation en €/kWh est compréhensible par le consommateur.

4. Le comptage et la certification d'origine : disposer de données de mesures certifiées (facturé en €/an)

Le comptage permet une mesure objective des appels de puissance et de l'énergie consommée. Les données fournies sont neutres et objectives. C'est une mesure certifiée qui garantit la fiabilité de la facture.

Le consommateur peut profiter de tout l'éventail des offres tarifaires proposées par les fournisseurs. Quel que soit le fournisseur choisi, sa facture s'appuie sur la mesure de ses consommations réelles (ex : offres week-end et jours fériés, offre véhicule électrique, moins chère la nuit...)

Le consommateur peut optimiser sa consommation en s'appuyant sur des données certifiées. L'information est transmise au fournisseur choisi par le client et peut-être mise à disposition de tiers offreurs de service de façon réversible (recueil du consentement).

S'il le souhaite sa consommation peut être couplée avec une production d'origine certifiée (autoconsommation collective)

Le principe d'une facturation en €/an avec d'éventuelles optionalités est compréhensible par le consommateur.

Enedis propose que ces premières études soient approfondies en lien avec les associations de consommateurs et le régulateur et que la structure tarifaire évolue progressivement pour être mise en lien avec ces services compris des utilisateurs.



Illustration : Synthèse de l'analyse des services conduite par Enedis

12 juillet 2019

Fiche thématique : Enjeux liés à l'utilisation des leviers de flexibilité pour la gestion du réseau de distribution (fiche relative aux questions 11 & 12)

Un système en transition

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

- entre 34,1 et 35,6 GW d'éolien terrestre en 2028, partant de 14,3 GW à fin septembre 2018 ;
- entre 35,6 et 44,5 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 également monter en puissance avec de l'ordre de cinq millions de véhicules électriques en circulation en 2030 indiqué dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie. A plus court terme, le « Contrat stratégique de la filière automobile » du gouvernement prévoit un million de véhicules en 2022.

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 Grids², 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 pour clarifier notamment :

- 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...) ?

² Rapport ADEeF et Enedis, Valorisation économique des Smart Grids, Juin 2017, <https://www.enedis.fr/la-valorisation-economique-des-smart-grids>

12 juillet 2019

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 finalement pas été souscrite³ et ne semble donc pas répondre à une attente spécifique des fournisseurs et des clients. 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 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.

³ On ne compte aujourd'hui que 60 points de livraison avec une pointe mobile HTA.

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 :

- 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 S3RENr avec des taux d'augmentation des capacités à une maille régionale, écrêtement de la production HTA...

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

- La relative 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.
- L'adaptabilité et la 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.
- Enfin, il 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.

Exemples de cas d'usage	Lever	
Insertion des EnR	Flexibilité marché (dans le cadre des S3RENr, via un appel d'offres...)	Contractuel : 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	Tarifaire : Standardisation, cadre réglementé, déterminé à l'avance pour plusieurs années


Cohérence à assurer via une réflexion d'ensemble

12 juillet 2019

Fiche thématique détaillant la position d'Enedis sur la possibilité d'introduire des dénivelés de puissance en basse tension ≤ 36 kVA (fiche relative à la question 13)L'enjeu du signal tarifaire à la puissance :

La puissance souscrite est un signal tarifaire essentiel à la fois pour les clients et pour le dimensionnement du réseau. Un meilleur reflet des coûts liés à la garantie de puissance permet de lisser l'appel de puissance lors des périodes de forte charge en en déplaçant vers des périodes moins chargées et donc de limiter les besoins d'investissements. Enedis est favorable à mieux distinguer le coût de la garantie de puissance selon les plages temporelles.

Incitations pour un lissage des appels de puissance :

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

- Augmentation de l'incitation à décaler les usages électriques pendant les heures creuses, notamment avec le développement du véhicule électrique, en plus du signal énergie.
- Un signal tarifaire renforcé pendant les périodes de forte charge du réseau, pour une plus forte incitation à une maîtrise des appels de puissance à la fois lors d'investissements (ex. bornes de recharges résidentielles) et dans les comportements de consommation.
- Une incitation tarifaire 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.

Enedis souhaite que le signal tarifaire à la puissance soit suffisamment incitatif pour inciter à un meilleur lissage de l'utilisation du réseau, y compris pendant les heures creusesRègle 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.

12 juillet 2019

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.

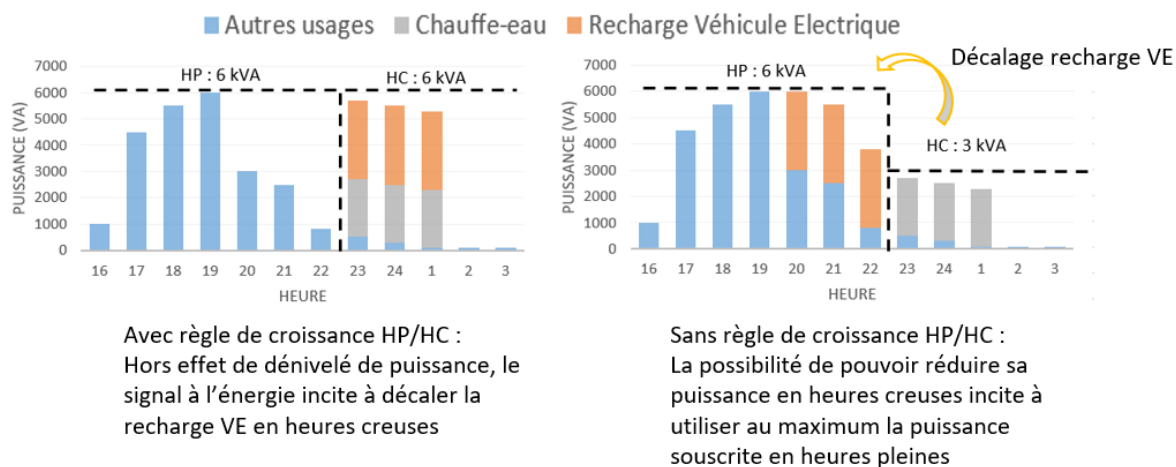


Figure 1 : Risque de comportement opportuniste de maximisation individuelle des capacités souscrites sans règle de croissance entre heures pleines et heures creuses.

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 clients. 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

12 juillet 2019

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 l'introduction des dénivelés de puissance souscrite en puissance dite « limitée » pour les clients BT ≤ 36 kVA.

Enjeux pour les utilisateurs :

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 ≤ 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 horosaisonnaire. Leurs spécifications devront donc évoluer et ce qui nécessitera le déploiement 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.

12 juillet 2019

Fiche thématique : synthèse « VE – Client Unique » (relative à la question 16)

44% des Français vivent aujourd'hui en habitat collectif (source « tableaux de l'économie française » Insee chiffre 2016). Malgré les nombreuses avancées dont la rédaction d'un guide des solutions techniques en résidentiel collectif avec les professionnels de la filière (Gimelec, FFIE, IGNES, Serce), la plus grande zone blanche française en terme d'infrastructure de recharge des véhicules électriques reste encore l'habitat collectif.

Facilitateur de la transition énergétique, Enedis a choisi de s'engager dans la co-construction de solutions à grande échelle pour faciliter le déploiement des IRVE dans l'habitat collectif. C'est dans cet esprit qu'Enedis développe de nouvelles approches de parcours clients facilitant les diverses solutions de raccordement électrique dans les parkings. Enedis est aujourd'hui en mesure de démontrer que des opérations utilisant différentes solutions techniques de raccordement des IRVE ont démarré sur le territoire.

Pour accélérer encore ces déploiements d'IRVE dans l'habitat collectif, Enedis s'inscrit dans la recommandation de la CRE et conduit une action prospective sur le regroupement des comptages entre une IRVE dans le parking de la résidence et le domicile dès lors qu'il s'agit d'un même client et que les deux points de livraison se trouvent sur un même poste électrique. Les études de faisabilité sont en cours. La granulométrie et la profondeur des solutions seront connues d'ici la fin d'année.

Enedis considère que cette solution peut aller d'une offre de regroupement de factures portée par les fournisseurs (mais ne laissant donc pas au client la possibilité de réduire sa puissance souscrite totale) jusqu'à une offre qui tienne compte du foisonnement entre la puissance souscrite au domicile et celle du parking, comme le suggère la CRE. Dans ce dernier cas, le client souscrit une puissance unique pour son domicile et son parking tenant compte de l'espérance d'un décalage des appels de puissances, ou d'un pilotage de la recharge du véhicule électrique. Dans ce dernier cas, comme pour le dénivelé de puissance, plusieurs solutions techniques sont envisageables depuis une mesure *a posteriori* de la puissance maximale réellement atteinte par le client à un contrôle temps réel ou en léger différé des dépassements de puissance par communication entre les deux compteurs. La faisabilité et la sécurité de ces options doivent être testées

Si cette offre pose à l'évidence des questions techniques, il se pose également des questions sur l'expérience qu'en feront les utilisateurs selon les cas de figures :

- Le contrôle *a posteriori* sera-t-il considéré comme suffisamment simple et sans risque par le client ?
- S'il est envisagé de coupler en temps réel les deux points de livraison (faisabilité technique non disponible à ce jour), l'utilisateur accepterait-il que l'organe de coupure d'un de ses compteurs électriques s'ouvre et coupe l'électricité ?
- L'espérance de gain client sera-t-elle considérée comme suffisante pour justifier une démarche proactive des clients ? (Le gain ne porte que sur l'économie de la part puissance du TURPE, aujourd'hui très réduite) ;

12 juillet 2019

- Une telle offre pourrait-elle se conjuguer avec une offre avec dénivelé de puissance si celle-ci était mise en œuvre ?

Enedis est donc favorable à la proposition de la CRE et à recueillir les avis et propositions à l'issue de la concertation. En aval de cela, Enedis serait prête à consulter les fournisseurs à l'automne.