

INFORMATION ET DÉBATS

L'IMPACT DE LA NOUVELLE TARIFICATION D'UTILISATION DU RESEAU D'ELECTRICITE (TURPE 6) SUR DIFFERENTES CATEGORIES D'UTILISATEURS

Morgane RAHALI ^{1*}

La transition énergétique impacte les orientations économiques depuis plusieurs années. Elle représente l'ensemble des transformations sur un territoire donné qui ont pour but de diminuer l'impact environnemental. Le TURPE est un levier utilisé par la Commission de Régulation de l'Énergie pour favoriser la transition au travers de l'utilisation de l'électricité. Les nouveaux Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité qui entreront en vigueur en Août 2021 vont s'adapter aux nouveaux besoins (valorisation des utilisateurs, changements de comportements, considération environnementale) et nouvelles technologies. Les incitations tarifaires qu'ils engendrent, permettent aux utilisateurs du réseau de s'inscrire favorablement dans la transition énergétique.

Cet information – débats propose une analyse de l'impact de ces nouveaux tarifs sur différentes catégories d'utilisateurs. Les utilisateurs qualifiés d'autoconsommateur, en raison d'une installation photovoltaïque, seront perdants avec une option tarifaire à différenciation temporelle. Alors que les utilisateurs possédant un véhicule électrique se verront perdants avec une option tarifaire linéaire. L'utilisateur classique quant à lui, observera une hausse de sa facture plus ou moins importante, la première année du TURPE 6 et cela peu importe le scénario retenu.

De l'analyse de ces tarifs, l'importance de réviser le tarif de rachat de l'électricité paraît essentiel afin de maintenir des incitations cohérentes et favorables à la transition énergétique.

^{1*} Ces travaux ont été réalisés au sein de la Chaire Économie du Climat, 28 Place de la Bourse, Palais Brongniart, 75002 Paris dans le cadre d'un stage de fin d'études pour l'École d'Économie d'Aix-Marseille.

Remerciements : Je souhaite remercier tout le corps professionnel de la Chaire Économie du Climat de m'avoir accueillie dans leur laboratoire de recherche mais également pour leurs conseils et bienveillance tout au long de ce stage. Je souhaite également remercier Olivier Rebenaque et Cédric Clastres pour la lecture ainsi que leurs précieux conseils.

MOTS-CLÉS

Électricité

Autoconsommation

TURPE

Véhicule électrique

Introduction

En août 2021, entrera en vigueur le nouveau Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité – le TURPE 6. Ce dernier inscrit un tournant majeur, la méthodologie a été repensée et la volonté de favoriser la transition énergétique est clairement affichée. En effet, la CRE a notamment précisé que le nouveau tarif « prépare l'avenir en donnant au gestionnaire du réseau de distribution tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique »¹. Le tarif réseau n'a plus seulement vocation à financer les infrastructures réseaux mais également à envoyer des signaux économiques facilitant le développement de sources renouvelables raccordées au réseau de distribution.

Les principes fondamentaux du TURPE imposés par la CRE sont :

- Timbre-poste : Le tarif ne doit pas dépendre de la distance entre l'injection et le soutirage
- Non – discrimination : Il ne peut pas dépendre de l'usage final qu'en fait l'utilisateur
- Horosaisonnalité : Une différenciation entre les heures et les saisons est nécessaire afin de renvoyer des incitations pour diminuer les pics de consommation et prendre en compte la différence des coûts engendrés sur le réseau
- Péréquation tarifaire : Le tarif est le même sur l'ensemble du territoire, malgré le fait que les coûts d'acheminement diffèrent en fonction des zones géographiques.

Le réseau de distribution est une délégation de service publique, supervisé par l'autorité de la concurrence. Des gestionnaires de réseau ont en charge la distribution, l'acheminement et la sécurité du réseau. De nouvelles sources de production et de nouveaux modes de consommation vont impacter cette gestion. L'autoconsommation en est l'un d'entre eux. Elle se caractérise par un utilisateur qui installe une source de production, le plus souvent de type renouvelable, avec l'intention de consommer sa propre production. Un défi majeur se pose alors pour le système électrique : celui de s'adapter aux nouveaux besoins et comportements induits par la transition énergétique. L'intermittence des énergies renouvelables et la volatilité accrue de la demande vont modifier le rôle traditionnel du gestionnaire de réseau. Il aura un rôle de facilitateur de la transition énergétique tout en employant des moyens efficaces pour gérer le réseau à moindre coût.

Le TURPE 6 prend en considération les nouveaux usages liés à la transition électrique. Les signaux tarifaires proposés vont impacter les utilisateurs du réseau de manière différente. Pour étudier ces impacts, nous allons analyser l'évolution de la facture du TURPE 5 au 6 pour différents usagers : un utilisateur standard, un autoconsommateur et un utilisateur possédant un véhicule électrique.

1. Contexte et problématique du TURPE 6

a. Développement de nouveaux usages et TURPE 6

Le développement de l'autoconsommation et du véhicule électrique en France est en plein essor. Cette tendance va s'accroître suite à la volonté des pouvoirs publics de réduire les émissions carbone. Le Paquet

¹ Citation disponible dans 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 »

Énergie Climat mis en place par l'Union Européenne s'inscrit dans la transition énergétique. Il prévoit de réduire de 20% les émissions de gaz à effet de serre, de réduire de 20% la consommation énergétique mais également d'obtenir une part d'énergies renouvelables de 20%. La Commission Européenne a en ce sens défini des directives qui impactent directement les gestionnaires du réseau. Les Autorités Nationales de la Régulation vont par la suite les appliquer et les ajuster librement sur leur territoire. A titre d'exemple, elles doivent développer un cadre qui va faciliter l'intégration des nouvelles technologies et définir la structure du tarif des énergies pour qu'elles favorisent la transition. Le maintien d'une équité entre consommateurs est un principe également instauré. La volonté d'attribuer plus de droits aux consommateurs afin qu'ils deviennent des parties prenantes actives du réseau est un des autres objectifs. En ce sens, le gestionnaire de réseau applique les directives de l'Autorité Nationale de la Régulation. En France cette dernière est nommée Commission de la Régulation de l'Énergie (CRE).

La production EnR peut avoir un impact sur le réseau qui va se répercuter par la suite sur la facturation des usagers. Le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) doit évoluer afin d'intégrer des signaux économiques permettant de minimiser les impacts de la production EnR sur le réseau. De plus, les usagers en opération d'autoconsommation diminuent leurs factures TURPE sans diminuer les coûts réseaux ce qui entraîne des subventions croisées des usagers standards vers les autoconsommateurs² Le TURPE 6 a pour objectif de prendre en compte ces problématiques.

Le TURPE est composé de plusieurs éléments : la composante annuelle de gestion, de comptage, de soutirage, des dépassements de puissance souscrite et de l'énergie réactive. La composante soutirage représente la part la plus importante du TURPE et elle est composée de : la puissance appelée (€/kW) et la quantité d'énergie soutirée (c€/kWh).

Un tarif qui reflète parfaitement les coûts du réseau devrait être différencié à chaque demi-heure de l'année et à chaque nœud du réseau. Ce type de tarif serait très complexe à mettre en place, illisible et les coûts d'implantation seraient sûrement largement supérieurs aux bénéfices qu'ils engendreraient³. Le TURPE doit donc respecter des critères définis par la CRE :

- Acceptable : La progressivité est de mise pour les évolutions tarifaires. La prévisibilité rend également l'acceptabilité plus simple, dans la mesure où des changements radicaux des tarifs d'utilisation peuvent avoir d'importantes conséquences sur les utilisateurs.
- Efficace : Le tarif se doit de refléter au mieux les coûts du réseau. Il doit toujours être justifié par des coûts réellement supportés ou des incitations
- Faisable : Il doit être techniquement et opérationnellement possible à mettre en place
- Lisible : Afin d'être lisible, le tarif ne doit pas avoir un niveau de complexité trop élevé.

L'objectif principal de la tarification est de renvoyer des signaux incitatifs aux utilisateurs de réseau, qu'ils soient producteurs ou consommateurs. Dans ce contexte, les incitations ont pour vocation à favoriser la transition énergétique. Une multitude de stratégies existent sur le continent européen afin d'obtenir la tarification qui reflète au mieux les coûts. Des pays peuvent également faire le choix d'une différenciation géographique.

² O. Rebenaque : *L'impact de la tarification des réseaux et des politiques de soutien sur le développement de l'autoconsommation photovoltaïque*. Thèse, Université Grenoble Alpes, Chaire Économie du Climat, 2020

³ CRE, *Système de prix nodaux : Expérience américaine et perspective pour l'Europe*. Novembre 2018

Le débat, portant sur l'objet même de la tarification, a entretenu longuement la littérature. Celle-ci a reconnu l'importance de la tarification à la puissance au détriment de celle basée sur le volume soutirée⁴.

Le TURPE a donc pour vocation à envoyer des incitations tarifaires. Cela est notamment précisé dans l'Article L.314-4 du Code de l'Énergie « *La structure et le niveau des TURPE sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des TURPE peuvent {...}, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre* ».

De nouveaux usages sont à considérer dans le développement du système électrique. Malgré un coût marginal nul, l'intermittence des sources d'énergies renouvelables peut être perçue comme un inconvénient pour le gestionnaire du réseau. Prenons l'exemple d'un autoconsommateur qui consomme son énergie autoproduite de 11h à 16h. Arrivée 18h sa production photovoltaïque tombe à zéro (notamment en période hivernale) il va donc soutirer de l'électricité sur le réseau de distribution. Cela étant le pic de consommation national ne sera pas réduit. Étant donné que le gestionnaire définit les besoins de renforcements du réseau en lien avec les pointes de consommation ; les autoconsommateurs vont réduire l'assiette tarifaire du gestionnaire alors même qu'ils ne réduisent pas leurs coûts sur le réseau. D'un point de vue des autoconsommateurs, un investissement dans les ressources renouvelables est généralement accompagné du maintien d'une énergie pilotable ou bien d'un moyen de stockage, afin de pallier les intermittences. Un raccordement au réseau local ou national est la solution la plus courante en Europe à ce jour. Si l'autoconsommateur adopte un moyen de stockage, son impact sur le réseau sera diminué. Il pourra alors consommer sa propre production lors des pointes de consommation afin de diminuer le pic national est réduire les coûts pour le gestionnaire. Le choix de l'autoconsommateur parmi ces solutions, aura un impact plus ou moins significatif pour le gestionnaire de réseau.

Le système électrique se complexifie d'autant plus qu'il doit évoluer avec la transition énergétique. Avec le développement des nouvelles technologies, le système doit s'adapter afin d'en tirer des bénéfices techniques, environnementaux et sociétaux. La mobilité électrique est une solution pour réduire les émissions néfastes à l'environnement. L'utilisation des ressources naturelles pour la production d'énergie est en plein essor. L'arrivée des compteurs intelligents (Linky) va permettre de valoriser l'utilisation de ces deux nouvelles technologies. Ils permettent notamment de gérer plus facilement la consommation d'électricité des usagers. Plusieurs relèves au sein de la journée permettront aux consommateurs de connaître précisément leurs consommations. L'adéquation des compteurs intelligents et des nouveaux tarifs avec différenciation temporelle inciteront les utilisateurs du réseau à modifier leurs comportements. Les mécanismes de flexibilité sont nécessaires afin de réduire les congestions sur le réseau. La Commission Européenne recommande notamment d'intégrer les consommateurs finaux dans la gestion des flux via des incitations tarifaires. Les batteries vont permettre de valoriser l'utilisation de sources de production intermittentes en dehors des bénéfices qu'elles apportent pour le réseau. En soit, des adaptations majeures sont en train d'être mises en place sur le réseau de distribution afin de tirer un maximum d'avantages et ne pas perturber l'équilibre du gestionnaire.

⁴ Voir référence {3}, {4}, {9} et {26} disponible dans la bibliographie

Ces nouveaux usages et l'incorporation des nouvelles technologies bousculent la définition du tarif d'utilisation du réseau. Le TURPE 6 doit alors s'y adapter. Les principaux changements instaurés par le TURPE 6 qui sont à prendre en compte dans cette analyse sont :

- Une hausse des coefficients tarifaires à la puissance pour les utilisateurs en courte utilisation
- Un ajustement de la temporalité dans les tarifs
- Le déploiement du tarif à 4 plages temporelles pour les utilisateurs du réseau basse tension inférieur.

Une hausse des coefficients tarifaires à la puissance va inciter les utilisateurs à diminuer leur contribution aux pics de consommations. En effet, une pointe de consommation sur le réseau engendre des besoins de renforcement et de dimensionnement. Augmenter la part de la puissance dans la tarification va permettre de renvoyer des signaux incitatifs aux utilisateurs. Les utilisateurs en courte utilisation sont les principaux visés par cette augmentation dans la mesure où leur consommation est plus volatile avec une pointe à midi et le soir vers 19h. A l'opposé un utilisateur en longue utilisation aura tendance à consommer d'une manière plus ou moins similaire tout au long de la journée. L'utilisateur en longue utilisation est préférable pour la gestion du réseau dans la mesure où ce type d'utilisateur arrive plus facilement à étaler ses consommations entre les heures creuses et les heures pleines. La puissance souscrite est naturellement plus élevée pour les utilisateurs en longue utilisation qu'en courte utilisation. La tarification du TURPE observe des coefficients à la puissance plus élevée pour un utilisateur en longue utilisation qu'en courte utilisation. A l'inverse un utilisateur en courte utilisation observe des coefficients tarifaires plus élevés que celui en longue utilisation du réseau. Cela s'explique par la contribution qu'ils ont sur les coûts réseaux.

Les coefficients tarifaires vont être revus afin que la différenciation temporelle corresponde aux coûts horaires du réseau. Suite à l'application du principe du coût marginal, les coûts d'infrastructures seront tarifés lors des heures critiques. La différence entre les heures d'hiver et d'été se verra accentuée, principalement pour les utilisateurs en courte utilisation⁵. A l'opposé, la différence de tarifs entre les heures pleines et creuses sera quant à elle diminuée. Cela va permettre d'éviter un déplacement des pointes de consommation des heures pleines vers les heures creuses ; le cas de l'activation des ballons d'eau chaude par exemple. Afin de palier ce phénomène, la CRE va également modifier sa définition des heures pleines et creuses pour chacune des poches du réseau.

Le TURPE 6 est considéré comme étant une phase de transition pour atteindre des options tarifaires qui reflète au mieux le coût de chaque utilisateur. Au sein du précédent TURPE, la différenciation saisonnière n'était pas disponible pour les utilisateurs du réseau basse tension inférieur. Ce nouvel objectif va permettre un meilleur reflet des coûts de la majorité des utilisateurs du réseau. La CRE a pour finalité de supprimer les tarifs sans différenciation temporelle. En raison du principe d'acceptabilité, les changements doivent donc être progressifs et prévisibles afin que les utilisateurs puissent adapter leurs comportements. Une augmentation des tarifs à faible ou sans différenciation temporelle aura lieu sur la période du TURPE 6. Sur cette même période, les tarifs à 4 plages temporelles verront leurs coefficients tarifaires diminués. Cette double évolution des tarifs a pour but d'inciter les utilisateurs à opter pour le tarif avec une plus grande différenciation temporelle. La principale

⁵ Les options de durée d'utilisation du réseau sont entrées en vigueur avec le TURPE 5. Ces options sont un moyen de mettre en cohérence l'utilisation et la souscription que fait l'utilisateur du réseau. En ce sens, opter pour un tarif de longue utilisation est rentable lorsque la puissance souscrite est proche de la puissance réelle d'utilisation. A contrario, un tarif courte utilisation est rentable pour un utilisateur qui observe des pics de consommations..

justification à cette évolution étant que le reflet des coûts induits sur le réseau est meilleure via ce type de tarification.

b. Hypothèses et modèle

Un utilisateur est défini par la CRE comme étant « *toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment gestionnaires de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau.* »⁶. Trois catégories d'utilisateurs sont retenues :

- Un résidentiel : Représente un utilisateur du réseau à sa résidence
- Un professionnel : Représente les petites et moyennes activités économiques
- Une entreprise : Représente les petites et moyennes entreprises raccordées au réseau BT supérieure.

Avant de poursuivre sur les principaux gagnants et perdants de l'entrée en vigueur du TURPE 6, il est nécessaire de rappeler que la part du TURPE dans la facture finale des consommateurs ne représente qu'un tiers du montant final. Afin d'obtenir une vision d'ensemble, il faudrait y incorporer d'autres composantes ; mais ces derniers sont en dehors du cadre de cette analyse, elles ne seront donc pas prises en compte. Les modélisations exposées par la suite ont été effectuées sous certaines conditions. Des limites aux modélisations sont présentes en raison notamment du manque d'accès à certaines données.

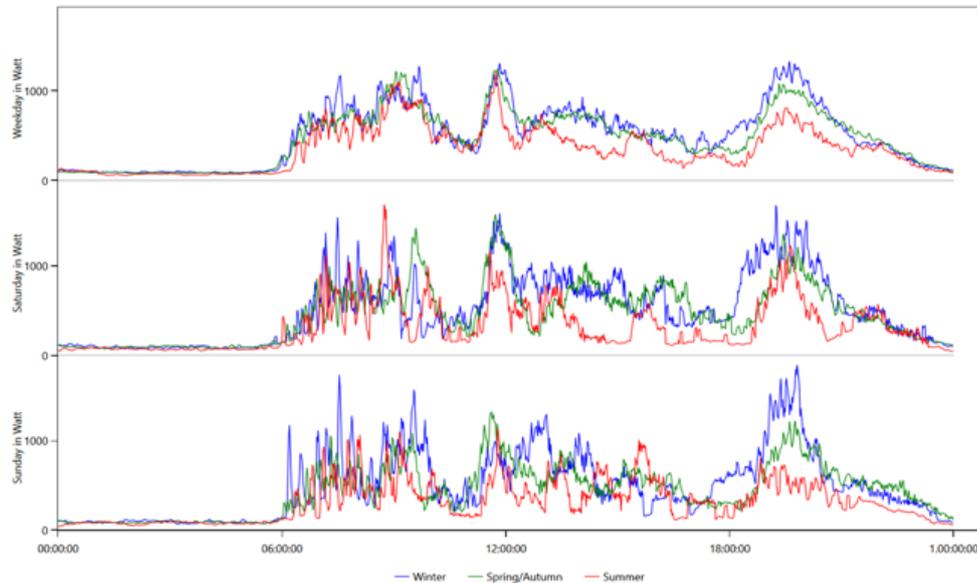
Le graphique 1 représente la consommation d'électricité moyenne regroupée par saison et différencié en fonction du type de jours (lu-ve / samedi / dimanche). Ce graphique permet de déterminer les jours sélectionnés afin de modéliser les courbes de charges. Les matinées sont généralement similaires quelle que soit la saison ou le type de jours. En revanche les après-midi et soirées observent des différences plus marquées. Par exemple, un samedi après-midi d'été, la consommation électrique est nettement plus faible qu'un samedi après-midi d'hiver. Cela s'explique principalement par des activités extérieures privilégiées pendant la saison estivale. A l'opposé un dimanche après-midi d'été, observe une consommation plus importante que celle en hiver. Il est alors possible de supposer que la famille restant chez elle, utilise la climatisation. En général, la consommation hivernale reste tout de même plus importante que celle en été quel que soit le type de jours considérés. Afin d'éviter des biais de comportement, le choix est fait de sélectionner un jour de semaine (lu-ve) en milieu de saison. Sélectionner un jour de référence en hiver et en été, permet de modéliser les fluctuations de comportement au sein d'une journée. Une vision à l'année, est, par la suite exposée avec l'utilisation de la quantité totale d'énergie soutirée ainsi que du taux d'autoconsommation.

Afin de représenter les comportements des utilisateurs au sein d'une journée deux jours sont sélectionnés. Le choix de ces jours est justifié par leurs neutralités – un jour de semaine hors vacances scolaires. Pour représenter un jour type en période estivale le 22 juillet 2019 a été retenu, pour la saison hivernale on retiendra le 14 Janvier 2019. La saison haute définie dans les options tarifaires de la CRE représente la saison hivernale,

⁶ Cette citation provient du dictionnaire disponible sur le Glossaire Enedis, elle est notamment utilisée dans les publications de la CRE relative aux Tarifs d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité.

elle prend place de Novembre à Mars. A contrario, la saison basse, considérée comme la période estivale, prend place d’Avril à Octobre.

Graphique 1 – Consommation d’électricité moyenne par jour, regroupé par saison et différencié par type de jours



7

L’activité de reconstitution des flux, effectuée par Enedis, principal gestionnaire du réseau de distribution sur le territoire français, nous permet de définir les courbes de charges. La mise à disposition de ces données sur l’OpenData d’Enedis a pour vocation d’aider le GRT, soit RTE, à consolider le maillage national et permet également aux responsables d’équilibre de s’adapter continuellement. Les données relatives à chacun des profils sont basées sur un panel représentatif. Les coefficients disponibles représentent la consommation moyenne au pas de la demi-heure pour chacun des profils sélectionnés. Les consommations annuelles proviennent des travaux mis à disposition par la CRE lors de la publication des modalités du TURPE 5.

Afin de passer des coefficients Enedis à une courbe de charge, il a été nécessaire de définir un coefficient représentant la consommation annuelle ajustée du nombre de demi-heure à l’année. Ce coefficient s’obtient suite à la division de la consommation annuelle⁸ par le nombre de demi-heure à l’année. Par la suite, la consommation moyenne pour un utilisateur en fonction de la demi-heure a été estimée. Pour cela, le coefficient précédemment obtenu est multiplié par le coefficient Enedis disponible pour ce même utilisateur à la même demi-heure. La somme de ces consommations permet de modéliser une journée type ou bien la consommation moyenne tout au long d’une année.

Afin de modéliser l’évolution tarifaire pour les différents utilisateurs du réseau, il a été nécessaire de récupérer les prévisions tarifaires pour l’ensemble du TURPE 6. Les coefficients tarifaires représentatifs de la puissance sont exprimés en €/kW alors que les coefficients pondérateurs de l’énergie sont exprimés en c€/kWh.

⁷ Ce graphique a été modélisé via le logiciel LoadGeneratorProfil pour un ménage type composé de deux parents et deux enfants.

⁸ Ces données ont été collectées sur le site de la CRE lors de la publication du TURPE 5 HTA-BT

Tarif 2019-2020

Basse tension < 36 kVA

4PT	HPH	HCH	HPE	HCE
CU4 €/kW	4.80			
MU4 €/kW	6.96			
CU4 c€/kWh	7.57	3.77	1.93	1.39
MU4 c€/kWh	5.79	3.34	1.35	1.01

Base

CU €/kW	5.40
LU €/kW	60.60
CU c€/kWh	3.77
LU c€/kWh	1.43

MU HP/HC	HP	HC
MU2 €/kW	7.92	
MU2 c€/kWh	4.00	2.5

Note : CU : Courte utilisation du réseau / MU : Moyenne Utilisation du réseau. Les tarifs €/kW représentent les coefficients à la puissance alors que les tarifs c€/kWh représentent les coefficients à l'énergie soutirée. Les coefficients à la puissance sont indépendants des heures et de la saison.

Une fois les coefficients tarifaires récupérés⁹, la méthodologie consiste à multiplier le coefficient tarifaire correspondant à la plage temporelle indiquée, par le coefficient Enedis représentant la consommation pendant une certaine demi-heure. Enfin, la moyenne annuelle de la puissance souscrite pour chacun des profils est estimée puis multipliée par le coefficient tarifaire à la puissance. Afin d'avoir une vision d'ensemble journalière ou annuelle il suffit d'additionner toutes ces valeurs. Pour les utilisateurs ayant souscrit un tarif différencié il faut faire correspondre les heures des consommations annuelles avec les tarifs qui leurs correspondent. Dans ce cas le coefficient tarifaire qui sera attribué à 12h30 sera différent de celui applicable à 19h. L'addition de toutes ces valeurs reflète la facture soumise aux utilisateurs du réseau pour la composante soutirage du tarif de l'électricité.

La méthodologie appliquée précédemment est reprise afin d'obtenir le comportement d'un agent ayant un véhicule électrique. Il est par contre nécessaire de modifier la courbe de charge en y ajoutant les consommations supplémentaires de 22kWh¹⁰ induites par le véhicule électrique. Il faut dès à présent modifier la consommation moyenne en fonction du moment de la recharge retenue. Les hypothèses retenues sont :

- Hypothèse 1 – Nuit : La recharge a lieu le lundi soir et le jeudi soir de minuit à 5h
- Hypothèse 2 – Soir : La recharge a lieu le lundi soir et le jeudi soir de 18h à 23h
- Hypothèse 3 – Journée : La recharge a lieu le lundi en journée et le jeudi en journée de 11h à 16h

⁹ Les coefficients tarifaires appliqués d'août 2019 à août 2020 sont disponibles sur le site de la CRE dans la publication portant sur le TURPE 5 BT < 36. Les résultats pour l'année 2019 ont été vérifiés via « la calculatrice détaillée » disponible sur la CRE. Les coefficients pour estimer la facture d'août 2020 à août 2021 proviennent de la délibération du 20 mai 2020 – n°2020-095 de la CRE. Alors que les coefficients applicables sur les années 2021 à 2025 proviennent de la délibération du 19 mars 2020 – n° 2020 - 007 de la CRE.

Une fois les créneaux et jours sélectionnés, on choisit le pourcentage de la consommation supplémentaire à attribuer aux données. Pour un tarif sans différenciation les 22kWh de charge y sont entièrement alloués. Alors que pour les tarifs avec une différenciation temporelle, le pourcentage d'allocation va varier en fonction du moment de la recharge. Ainsi,

- La Journée : 40% de la consommation supplémentaire est attribué aux heures creuses contre 60% pour les heures pleines. Soit 8.8 kWh à disperser équitablement sur les 5h de charge en heure creuse. Puis 13.2kWh à allouer équitablement sur les 5h de charge en heure pleine.
- Le Soir : 10% de la consommation supplémentaire est attribué aux heures creuses contre 90% pour les heures pleines. Soit 2.2 kWh à disperser équitablement sur les 5h de charge en heure creuse. Puis 19.8kWh à allouer équitablement sur les 5h de charge en heure pleine.
- La Nuit : 90% de la consommation supplémentaire est attribué aux heures creuses contre 10% pour les heures pleines. Soit 19.8 kWh à disperser équitablement sur les 5h de charge en heure creuse. Puis 2.2kWh à allouer équitablement sur les 5h de charge en heure pleine.

Une fois cette nouvelle consommation définie pour l'année, la même méthodologie décrite précédemment est appliquée pour l'allocation des coûts ainsi que pour la modélisation des courbes de charge.

La modélisation de la production photovoltaïque suit la même logique que celle pour la consommation. Le coefficient Enedis représentant la production différenciée par le jour et la demi-heure, a été multiplié par le coefficient représentant la production annuelle ajustée à la demi-heure. Il est alors possible de modéliser la courbe de production pour chacun des utilisateurs. Cette production moyenne dépendante de la demi-heure de la journée considérée va permettre de modéliser des journées types en hiver et en été.

Pour définir le gain total en provenance de l'installation des PV, il est nécessaire de calculer le volume d'autoconsommation tout comme le volume du surplus. L'équation (1) permet de représenter l'autoconsommation d'un utilisateur en fonction du jour et de la demi-heure considérée, notée AC_{ij} . L'équation (2) quant à elle représente le surplus d'un utilisateur j en fonction du jour et de la demi-heure considérée i , notée $Surplus_{ij}$.

$$AC_{ij} = \text{Min}[CM_{ij}; PM_i] \quad (1)$$

$$Surplus_{ij} = PM_i - AC_{ij} \quad (2)$$

CM_{ij} : Consommation moyenne pour un utilisateur j au moment i , exprimée en kWh

PM_i : Production moyenne au moment i , exprimée en kWh

i : Jour et demi – heure de l'année considéré

j : Type de profil d'utilisateur (RES1, RES2, RES5)

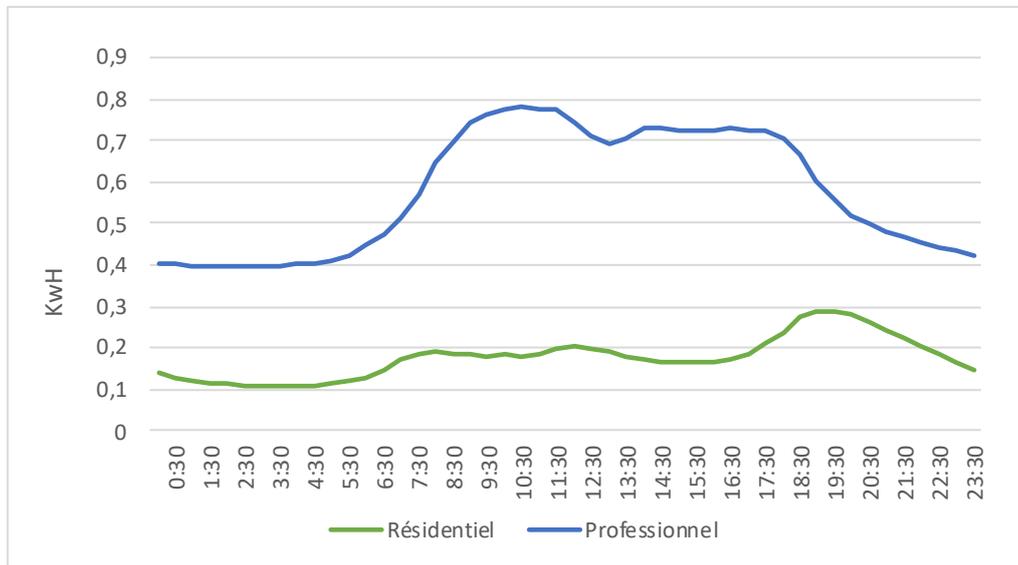
2. Résultats

a. Consommateurs standards

Afin d'observer les principaux changements induits par l'entrée en vigueur du TURPE 6, des utilisateurs standards (ni PV et ni VE) ont tout d'abord été modélisés. Les courbes de charges d'un profil résidentiel ne sont pas similaires à celles d'un profil professionnel. Les pointes de consommation journalière observent des créneaux différents. Le pic de consommation pour les résidentiels est aux alentours de 19h. Les professionnels

quant à eux observent un pic en début de matinée ainsi qu'une différence de kWh consommés plus marquée au sein d'une journée. Une corrélation est observée entre ces deux courbes, lorsque les kWh consommés diminuent en fin de journée pour les professionnels ; ceux des résidentiels augmentent.

Graphique 2 – Représentation de la courbe de charge d'un professionnel et d'un résidentiel ayant souscrit au tarif linéaire pendant la saison hivernale

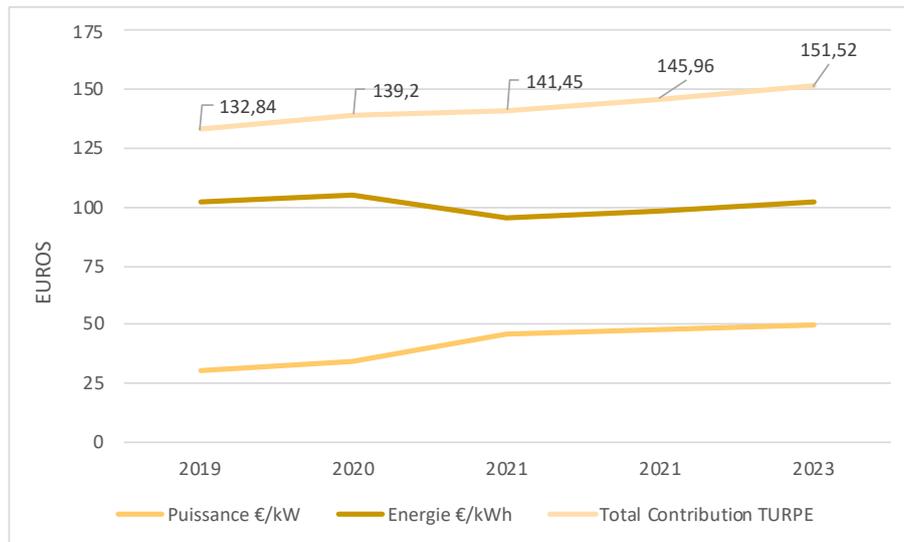


L'été, la consommation est toujours plus faible que l'hiver, cela sous-entend que le prix doit refléter cette différence d'offre et de demande.

Le prix de l'électricité en été devrait être assez faible et augmenter pendant la période hivernale, en raison des quantités d'énergie soutirée qui diffèrent. La CRE a donc décidé de modifier ces coefficients tarifaires dans ce sens. La proposition des nouveaux coefficients tarifaires pour le TURPE 6 sont disponibles dans les délibérations n°2020 – 007 et 2020 – 095 de la CRE.

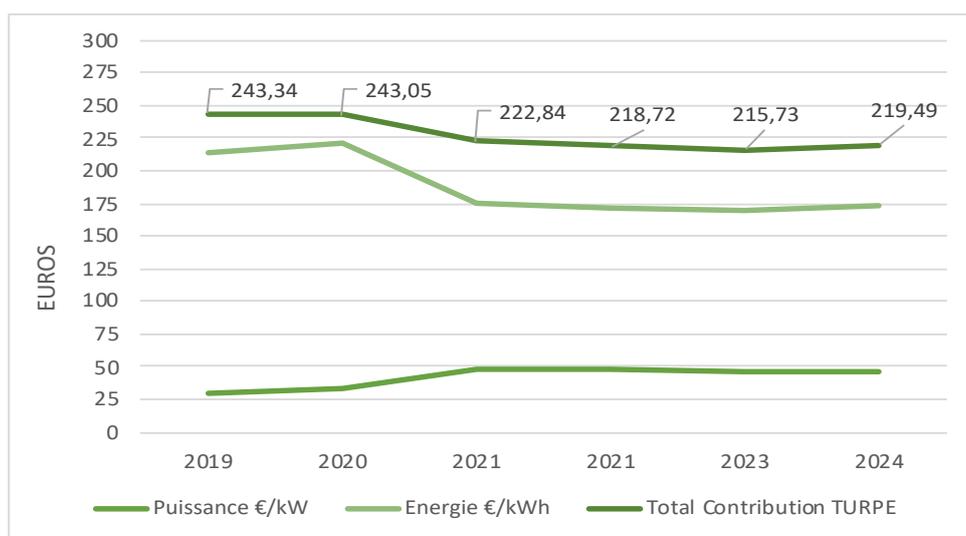
Les évolutions tarifaires pour la période 2019 – 2024 sont représentées. L'année 2019 sert de base afin de montrer les changements induits par l'entrée en vigueur du TURPE 6 en août 2021. Afin d'inciter les utilisateurs réseau à opter pour un tarif avec une différenciation à 4 plages temporelles la CRE fait le choix d'augmenter ses coefficients tarifaires pour le tarif linéaire et à 2 plages temporelles. Les résidentiels souhaitant garder ces tarifs vont observer une hausse de facture d'une vingtaine d'euro en moyenne. Cela est notamment visible via le graphique 2 représentant l'évolution de la composante soutirage dans la facture TURPE pour ce type d'utilisateur.

Graphique 3 – Évolution de la composante soutirage pour un résidentiel ayant souscrit un tarif sans différenciation temporelle en courte utilisation



Par contre, les résidentiels souhaitant dès l'arrivée du TURPE 6 opter pour la différenciation à 4 plages temporelles verront leurs factures diminuer d'une vingtaine d'euro sur la période 2020 – 2024 (graphique 4). La différence de facture entre le résidentiel avec un tarif linéaire ou à différenciation temporelle provient majoritairement du volume de consommation annuelle qui diffère entre ces deux utilisateurs¹¹. Les agents sont économiquement incités à se diriger vers le tarif qui observe une tendance à la baisse. La CRE a estimé dans sa publication n° 2020 – 007 que 64% des utilisateurs devront souscrire à l'option à 4PT s'ils veulent être les gagnants de cette nouvelle tarification. Les utilisateurs de type professionnel et résidentiel n'ayant pas de chauffage électrique sont ceux qui observeront le plus facilement la diminution de leur facture grâce à cette option.

Graphique 4 – Évolution de la composante soutirage pour un résidentiel ayant souscrit un tarif à 4 plages temporelles en courte utilisation



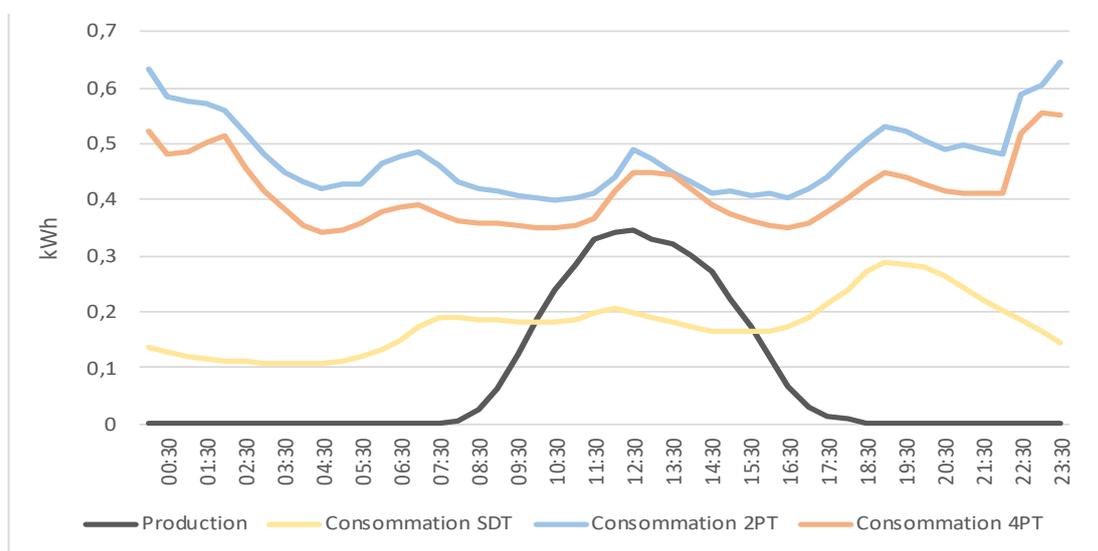
¹¹ Les utilisateurs ayant souscrit un tarif à différenciation temporelle ont une consommation annuelle plus importante que les utilisateurs avec un tarif linéaire.

La tendance générale de l'entrée en vigueur de la nouvelle tarification en août 2021 est une hausse des coefficients tarifaires à la puissance, peu importe le type de tarif souscrit. Une baisse progressive est attendue pour certaines options sur la période 2021 – 2025. Cette tendance est également observable sur le graphique 3. Ainsi tout en renvoyant des incitations aux changements de comportements, les évolutions de facture sont acceptables et progressives pour les utilisateurs standards du réseau.

b. Autoconsommateurs

Nous allons analyser les résultats pour les usagers équipés de panneaux PV, nous les appellerons « autoconsommateurs ». Il apparaît que l'autoconsommateur se trouve dans l'impossibilité de consommer la totalité de sa production en période estivale, lorsqu'il est de type résidentiel ou professionnel. La production photovoltaïque est naturellement plus conséquente sur cette période en raison d'un ensoleillement plus intense. Un autre facteur expliquant ce constat est que la consommation électrique est plus faible en été qu'en hiver. Durant la période hivernale, l'autoconsommateur qui opte pour un tarif à différenciation temporelle aura tendance à plus facilement internaliser sa production. En effet, avoir un tarif avec des différenciations temporelles engendre un changement de comportement. Les consommations sont basées sur la présence d'heures pleines ou d'heures creuses dans la mesure où les fluctuations de la courbe de charge sont représentatives des signaux prix envoyés. Le graphique 5 montre qu'un utilisateur soumis à différenciation temporelle consomme la totalité de sa production photovoltaïque pour ce jour type de la saison hivernale¹². Le taux d'autoconsommation est alors plus élevé pour les profils soumis à une tarification avec différenciation. Ce dernier est notamment plus faible en été qu'en hiver.

Graphique 5 – Consommation et production photovoltaïque pour un résidentiel avec une capacité installée de 3kW en hiver



13

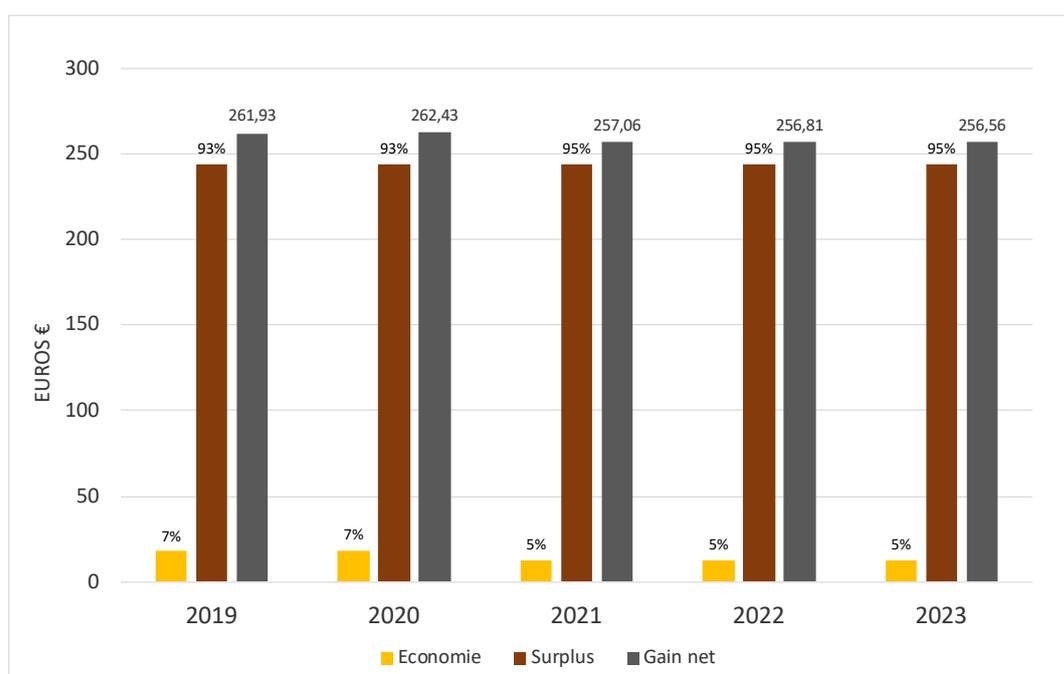
¹² Attention ce graphique représente seulement un jour de l'année, il ne faut pas sous-entendre que le taux d'AC sera de 100% pour les profils qui autoconsomment la totalité ce jour-ci.

¹³ On remarque que l'utilisateur soumis à un tarif à 2 plages temporelles observe une consommation légèrement supérieure à celle d'un utilisateur éligible au tarif à 4 plages temporelles. Cela s'explique par le foisonnement, ainsi que la faible proportion d'utilisateur soumis à ce type de tarif à ce jour.

Les entreprises qui ont une capacité installée proche de 25kW vont, dans la majorité des scénarios, autoconsommer la totalité de leur production. La consommation estivale est proche de dépasser le pic de production. A l’opposé, en période hivernale la consommation énergétique est largement supérieure à la production autoproduite¹⁴.

L’entrée en vigueur du TURPE 6 va faire diminuer le gain net de tous les autoconsommateurs. Les variations de gains sont très différentes d’un utilisateur à l’autre. Ces variations sont fonctions du type de tarif souscrit. Sous les hypothèses retenues, on remarque que l’autoconsommateur qui a une option sans différenciation temporelle subit la baisse de gain net la plus faible (en moyenne 4€ sur la période considérée). La CRE souhaite supprimer le tarif linéaire lors de l’entrée en vigueur du TURPE 7, alors qu’à l’heure actuelle c’est le plus rentable pour les autoconsommateurs. A l’opposé, un utilisateur ayant souscrit une différenciation temporelle, aura une composition plus égalitaire de son gain net (graphique 7).

Graphique 6 – Évolution du gain net à l’autoconsommation pour un résidentiel ayant souscrit un tarif sans différenciation temporelle



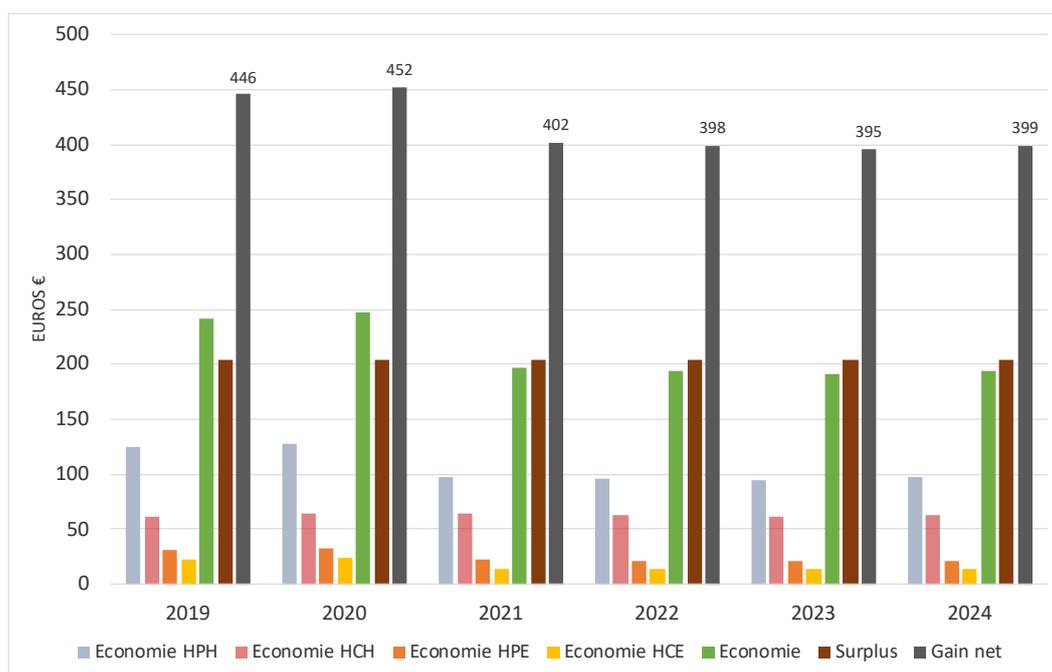
15

A l’inverse, l’utilisateur ayant souscrit un tarif avec une différenciation à 4 plages temporelles subit une baisse du gain net plus significative (en moyenne 40€ sur la période). Ce constat, renvoie au fait que les gains nets sont expliqués par la valorisation du surplus (kWh injecté sur le réseau) mais également par l’économie sur la facture (kWh autoconsommé) provoquée. Rappelons que les tarifs ont pour vocation à inciter aux changements de comportement en faveur de la transition énergétique. Dans ce cas, les autoconsommateurs sont incités à maintenir une option tarifaire linéaire alors même que cette dernière est la moins bénéfique pour le réseau.

¹⁴ Les taux d’autoconsommation sont disponibles en annexe

¹⁵ Les % affichés au-dessus des blocs « économie sur la facture » et « surplus » représentent la contribution respective de ces gains dans le gain net total (bloc gris)

Graphique 7 – Évolution du gain net à l'autoconsommation pour un résidentiel ayant souscrit un tarif à 4 plages temporelles



Les modélisations laissent sous-entendre que le TURPE 6 est dans une certaine mesure en incohérence avec le déploiement de l'autoconsommation. La volonté de la CRE de supprimer les tarifs linéaires n'est pas incitative pour les autoconsommateurs dans la mesure où cette option représente la diminution de gain net la moins importante. L'une des propositions qui peut être retenue est de revoir le tarif de rachat à la baisse tout en y incorporant une différenciation. Il apparaît nécessaire de rappeler que même si les incitations à l'autoconsommation sont faibles dans ce cas, ces résultats concernent uniquement le TURPE et la composante soutirage. D'autres incitations à l'autoconsommation peuvent être présentes dans la tarification globale de l'électricité ; mais celles-ci sont en dehors du cadre de ce papier. La volonté du TURPE est de favoriser l'autoconsommation aux périodes où elle est nécessaire et non pas nécessairement le volume total d'autoconsommation sur le territoire.

c. Véhicules électriques

Le véhicule électrique fait partie de ces nouvelles technologies qui impactent le système électrique. Le TURPE 6 renvoie-t-il des incitations à son adoption ? Afin d'obtenir des éléments de réponses, un utilisateur classique ayant acquis un véhicule électrique sera modélisé. Des hypothèses de comportements, mais également du choix du véhicule électrique ont été nécessaires. Les résultats suivants restent donc dépendant de ces hypothèses. Pour les modélisations qui concernent les utilisateurs équipé d'un véhicule électrique, seul le profil résidentiel sera retenu et considéré.

Acquérir un véhicule électrique va logiquement engendrer une augmentation de la facture pour ces utilisateurs. Ainsi, d'un point de vue monétaire, la perte nette fera référence à l'augmentation de la facture d'électricité suite à une recharge à domicile. A titre d'exemple, après la modélisation on se rend compte qu'un utilisateur résidentiel observe une augmentation de sa consommation énergétique à l'année de l'ordre de 80% lorsqu'il opte pour un véhicule électrique.

Afin d'observer différents comportements, trois créneaux de recharge du véhicule sont retenus :

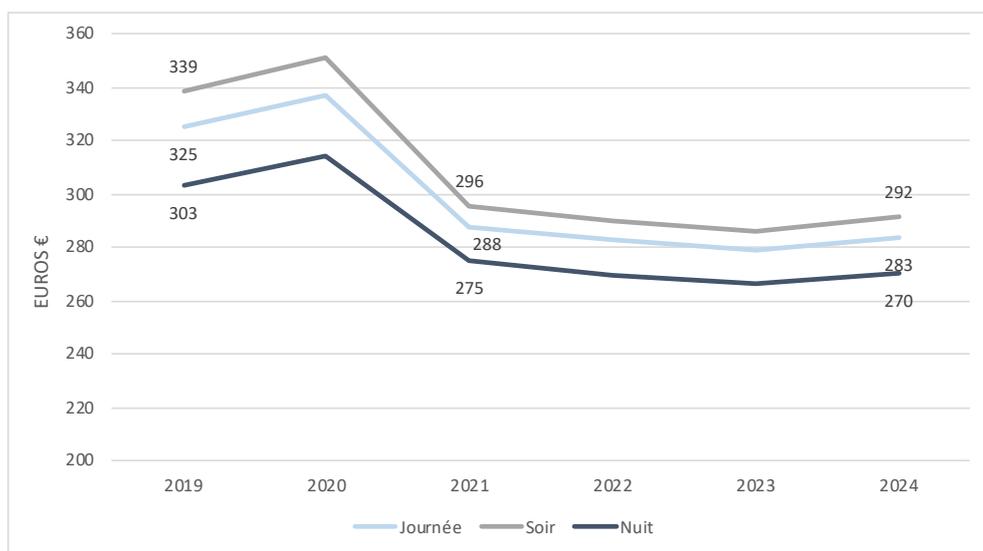
- « Nuit » : La recharge a lieu la nuit, de minuit à 5h du matin
- « Soir » : La recharge a lieu le soir, de 18h à 23h
- « Journée » : La recharge a lieu la journée, de 11h à 16h.

Il paraît alors logique que l'utilisateur qui a un tarif linéaire n'a pas à se soucier du moment de sa recharge. Aucune incitation pour réduire les congestions sur le réseau, ni pour gérer son impact sur le système électrique, ne sont donc perçues par cet utilisateur. En moyenne, la facture TURPE pour l'utilisateur résidentiel classique est de 158,60€, avec un véhicule électrique elle atteint presque 230€¹⁶.

Pour un résidentiel qui a souscrit à une option tarifaire avec des différenciations temporelles à 2 ou 4 plages temporelles, des variations de factures sont observées en fonction des heures de recharge. La facture la plus faible est lorsque l'utilisateur charge son véhicule la nuit. Cela s'explique par des coefficients tarifaires plus faibles pendant les heures creuses. Ils sont incités à opter pour ce type de tarif ainsi qu'à charger leur véhicule électrique sur ce créneau.

La facture pour un utilisateur ayant acquis un véhicule électrique tend à diminuer sur la période de 2019 - 2024. Ce constat est par exemple observé dans le graphique 8, on remarque une baisse importante des pertes nettes à l'entrée en vigueur du TURPE 6, puis une légère diminution le reste de la période considérée. Au travers de cette diminution, l'incitation d'investir dans cette nouvelle technologie se met en place. Les utilisateurs du réseau ont tendance à justifier leur réticence à l'adoption de la mobilité électrique par une augmentation importante de la facture électrique. En ce sens, la CRE diminue cet écart et renvoie les utilisateurs du réseau à reconsidérer la question.

Graphique 8 - Évolution des pertes nettes pour un résidentiel équipé d'un véhicule électrique avec une option tarifaire à 4 plages temporelles en courte utilisation



Si l'utilisateur possède une installation photovoltaïque et un véhicule électrique, alors le moment de la charge du véhicule peut avoir des impacts encore plus importants sur la facture de l'utilisateur. Toujours sous

¹⁶ Ces résultats proviennent des modélisations de l'évolution de la facture effectués sous les hypothèses précédemment explicitées dans la partie 1.a du papier

certaines hypothèses, il est possible que la quantité supplémentaire d'électricité produite par les panneaux photovoltaïques soit synchronisée avec les heures de recharges du véhicule électrique. Une synergie entre ces deux technologies apparaît alors.

Ainsi, le consommateur qui charge son véhicule de 11h à 16h, soit au moment du pic de production photovoltaïque, va voir son volume d'autoconsommation croître. Le surplus disponible valorisé sur le marché va quant à lui, à l'inverse, se réduire. Un autoconsommateur qui souhaite recharger son véhicule le soir observe des résultats nuancés entre l'été et l'hiver. La production d'électricité est plus importante en été qu'en hiver. La variation du gain net reste similaire à celle d'une recharge en journée pendant la saison estivale. À l'opposé, en hiver sa variation de gain net est similaire à celle d'une recharge la nuit. Étant donné qu'il n'y a pas de production photovoltaïque la nuit, le gain net ne varie pas d'un utilisateur équipé ou non d'un véhicule électrique.

Le taux d'autoconsommation est largement plus élevé pour un utilisateur qui recharge en journée. À titre d'exemple, le taux d'autoconsommation à l'année passe de 34% à 51% pour un utilisateur avec un tarif linéaire, lorsqu'il s'équipe d'un véhicule électrique. Ce taux est d'autant plus élevé pour les utilisateurs ayant souscrit à une différenciation temporelle¹⁷.

Parmi tous ces utilisateurs, celui qui opte pour une tarification linéaire sera le plus gros perdant. Sa diminution de gain net est la plus importante, en raison des caractéristiques propres à ce tarif. À l'opposé, un résidentiel avec différenciation temporelle observe des variations de gain net assez faible en fonction du créneau choisi pour la recharge.

d. Solutions : agir sur le tarif à l'injection

Nous avons vu que la mise en place d'un tarif à 4 plages temporelles était moins incitatif par rapport aux autres tarifs. Cela engendrerait une baisse de la rentabilité des investissements PV et EV.

L'une des explications à ce phénomène réside dans la valeur attribuée au tarif d'achat du surplus. Ce tarif (0,10€/kWh) sera trop élevé comparé à la tarification de l'énergie consommée instaurée avec le prochain TURPE. Les comportements responsables et vertueux ne sont que très peu incités. Revendre la totalité de la production photovoltaïque sans même l'autoconsommer est encore trop rentable pour inciter les utilisateurs à changer de comportements. En d'autres termes, cela signifie que la valorisation du surplus apporte un nouveau revenu à l'utilisateur qui est plus significatif que l'autoconsommation en elle-même. Avec ces tarifs, l'utilisateur est incité à favoriser l'injection seule au dépend de l'autoconsommation afin d'accroître ses revenus.

A partir de ce constat, l'utilisateur n'est pas non plus incité à coupler son installation photovoltaïque avec un véhicule électrique. Pouvoir recharger son véhicule avec sa propre production photovoltaïque engendre une diminution du gain net peu importe le tarif souscrit. Cette diminution du gain net couplée avec la perte nette engendrée par une augmentation de la consommation énergétique, n'est pas incitatif lors de l'entrée en vigueur du TURPE 6.

Malgré le fait que ces modélisations soient dépendantes de nombreuses hypothèses, une proposition de revalorisation du niveau du tarif de rachat est faite. Le tarif de rachat devrait être plus incitatif lorsque le montant

¹⁷ La totalité des taux d'autoconsommation estimés sont à retrouver en annexe

total de la valorisation du surplus est similaire au montant total de l'économie sur la facture. De ces nouveaux tarifs, l'incitation à l'autoconsommation est augmentée. Et les incohérences entre les incitations destinées aux autoconsommateurs et celles en faveur d'une option tarifaire à 4 plages temporelles, vont être réduites.

À titre d'exemple, les tableaux suivants reflètent le tarif de rachat qui pourrait être adéquat pour un autoconsommateur équipé d'un véhicule électrique, pour l'année 2021¹⁸. Ces tarifs sont dépendants des coefficients tarifaires prévus pour cette même année et sont également dépendants du créneau retenu pour la recharge du véhicule. Rappelons, que ce papier a pour but d'analyser l'impact du TURPE 6 sur les utilisateurs réseau. Les estimations pour le tarif de rachat sont donc essentiellement tributaires du TURPE et non du tarif de détail.

Nouveau tarif de rachat (c€/kWh) de l'électricité pour l'année 2021¹⁹

RES 5 CU	HCSB	HCSH	HPSB	HPSH
<i>Journée</i>	0,01	0,15	0,012	0,25
<i>Soir</i>	0,002	0,1	0,008	0,18
<i>Nuit</i>	0,009	0,1	0,008	0,18

RES 2	HC	HP
<i>Journée</i>	0,03	0,047
<i>Soir</i>	0,018	0,031
<i>Nuit</i>	0,017	0,031

RES 1 CU	
<i>Journée</i>	0,032
<i>Soir</i>	0,018
<i>Nuit</i>	0,018

Afin d'obtenir des incitations efficaces, le nouveau tarif devrait être différencié en fonction des heures et des saisons. Cette différenciation n'est actuellement pas en place alors même que son application apparaît logique et nécessaire. Racheter de l'électricité en période estivale doit être moins coûteux en raison d'une production abondante. A l'opposé, la valorisation est plus importante en hiver en raison d'une production faible. Le même constat peut être effectué entre les heures pleines et les heures creuses. Un utilisateur qui décide de revendre pendant les heures pleines observe un tarif de rachat significatif, en raison d'une forte demande et d'une faible offre. Le niveau du tarif peut alors dépasser le niveau actuel. Par exemple, pendant les heures pleines d'hiver le nouveau tarif est de 0,25€ contre 0,10€ actuellement.

Étant donné que la plupart des nouveaux tarifs estimés sont inférieurs à celui actuel, il est logique que le gain net diminue pour les utilisateurs. La diminution de gain net la plus importante est observée lorsque la recharge a lieu la nuit ou le soir. Ce qui incite les utilisateurs à recharger leur véhicule en journée. Les utilisateurs observant une différenciation temporelle ont tendance à avoir une réduction de gain net moins significative

¹⁸ Des nouveaux tarifs ont également été estimés pour un utilisateur équipé uniquement de panneaux photovoltaïques (voir annexe).

¹⁹ Ces tarifs concernent uniquement un utilisateur équipé de panneaux photovoltaïques et d'un véhicule électrique. *Note* : HPSB - Heure Pleine Saison Basse / HCSH – Heure Creuse Saison Haute

(40€²⁰) que ceux sans différenciation temporelle (80€²¹). Les lignes directrices de la CRE sont appliquées avec ce nouveau tarif. Les distorsions ou incohérences qui sont apparues avec l'entrée en vigueur du TURPE 6, sont atténuées via la révision du tarif de rachat.

Pour terminer, les incitations mises en place par la CRE sont majoritairement pertinentes dans le cas des hypothèses retenues. En revanche, elles sont brouillées par des tarifs d'achat garantis fixes.

Conclusion :

L'analyse de l'impact du TURPE 6 sur différents utilisateurs du réseau a principalement montré que l'autoconsommateur est perdant suite à la volonté de la CRE de supprimer les tarifs linéaires sans différenciation temporelle. Les incitations en faveur du développement du véhicule électrique sont quant à elles présentes et continuent à se déployer. Des changements de comportements sont à espérer pendant cette nouvelle période tarifaire. Il est important de rappeler que ces résultats sont uniquement valables sous les hypothèses définies ; les résultats ne peuvent donc être éloignés de leurs hypothèses ou bien utilisés comme des généralités.

Rappelons que les tarifs sans différenciation temporelle ne renvoient aucune incitation, il est donc préférable de les abandonner. Un meilleur reflet des coûts du réseau permettra de rétablir l'équité entre les différents usagers du réseau. Si on considère les politiques de soutien, elles sont nécessaires pour le déploiement et l'intégration des nouvelles technologies. Ces subventions sont nécessaires mais ne doivent pas perdurer pour ne pas distordre le marché. Des évaluations régulières de l'efficacité de la politique permettraient d'éviter des externalités. La limite principale de ces déclarations sont liées au choix de se focaliser sur le TURPE et non sur le tarif d'un point de vue général. En effet, le tarif de l'électricité englobe d'autres composantes. Pour une approche plus globale de l'impact des variations de factures sur les différents utilisateurs, il serait intéressant de prendre en compte ces autres composantes.

Enfin, l'utilisateur qui décide de contribuer à la transition énergétique en devenant un consommateur avec une faible émission carbone (en substituant son véhicule polluant par un électrique) tout en adaptant sa consommation électrique aux besoins du réseau, sera financièrement perdant en comparaison aux utilisateurs qui optent pour d'autres comportements moins vertueux. Une révision du tarif de rachat à l'injection, serait un moyen d'atténuer ce résultat. Afin de nuancer ces propos, il pourrait être important de regarder les subventions que peuvent recevoir ces utilisateurs. La volonté d'avoir un impact positif pour l'environnement devrait également être pris en compte afin de mesurer la satisfaction de l'utilisateur et non pas uniquement le prix affiché sur sa facture. Rappelons que toutes ces conclusions sont soumises à de nombreuses hypothèses, elles ne peuvent donc être détachées de ces dernières.

²⁰ En moyenne pour un utilisateur ayant souscrit un tarif à 2 ou 4 plages temporelles en courte durée d'utilisation, la diminution du gain net est proche de 40€

²¹ En moyenne pour un utilisateur ayant souscrit un tarif sans différenciation temporelle en courte durée d'utilisation, la diminution du gain net est proche de 80€

Bibliographie :

- 1) E. Beeker : *Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique*. France Stratégie, n°2019 – 07, 2019
- 2) N. Boccard, A. Gautier : *Solar rebound – The unintended consequences of subsidies*. CESifo Working Paper Series 7963, 2019
- 3) M. Boyer, M. Moreaux, M. Truchon : *Partage des coûts et tarification des infrastructures*. Gestion, vol. 28, 10-11, 2003
- 4) P. Burger, C. Knittel, I. Pérez-Arriaga, I. Schneider: *The efficiency and distributional effects of alternative residential electricity rate designs*. The Energy Journal, vol 41, 199-239, 2019
- 5) Council of European Energy Regulators (CEER) : *Position paper on the future DSO and TSO relationship*. 2016
- 6) C-K. Krishnamurthy, B. Kriström : *A cross-country analysis of residential electricity demand in 11 OECD – countries*. Resource and Energy Economics, vol. 39, 66-88, 2015
- 7) C. Clastres, J. Percebois, O. Rebenaque, B. Solier : *Cross subsidies across electricity network users from renewable self-consumption*. Utilities Policy, vol. 59, 2019
- 8) J. Cohen, J. Zahniser-Word, R. Hledik : *Storage oriented rate design: Stacked benefits or the next death spiral?* The Electricity Journal, vol. 31, 23 – 27, 2018
- 9) A. Creti, D. Jamme, F. Roques, L. Meeus, J-B. Galland, V. Thouvenin, V. Schwarz : *La tarification des réseaux électriques – Synthèse de conférence*. Université Paris – Dauphine, 2016
- 10) Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) : *Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT*
- 11) CRE : *Délibération n° 2018 - 027 du 15 Février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation*
- 12) CRE : *Délibération n° 2018 – 096 du 3 mai 2018 portant décision sur l'évolution annuelle des tarifs des prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité*
- 13) CRE : *Délibération n° 2018 – 115 du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT*
- 14) CRE : *Les réseaux électriques au service des véhicules électriques*. Document de réflexion et de proposition. Octobre 2018
- 15) CRE : *Système de prix nodaux : expérience américaine et perspectives pour l'Europe*. Novembre 2018
- 16) CRE : *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 »*
- 17) CRE : *Délibération n° 2019 – 217 du 26 septembre 2019 portant approbation du chapitre F de la section 2 des règles. Relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (généralisation du traitement en courbe de charge pour les points raccordés aux domaines de tension HTA et BT > 36kVA)*
- 18) CRE : *Consultation publique n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »*
- 19) CRE : *Délibération n° 2020 – 095 du 20 mai 2020 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} aout 2020*
- 20) CRE : *Délibération n° 2020 – 200 du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport RTE élaboré en 2019*
- 21) F. Dambrine : *Analyse micro-économique de l'intégration des EnR électriques intermittentes dans un système de production électrique*. Annales des Mines – Responsabilité et environnement, n° 93, 7 – 14, 2019
- 22) P. Distler, R. Lavergne : *Tarifs de réseaux d'électricité et de gaz – Synthèse et recommandations*. Conseil général de l'économie, 2020

- 23) Enedis : *TURPE 5 bis HTA/BT – Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité*. 2019
- 24) Enedis : *Analyse mensuelle du bilan électrique Enedis*. Février 2020
- 25) Enedis : *Enquête comportementale auprès des possesseurs de véhicules électriques : habitudes de roulage et de recharge*. 2020
- 26) Eurelectric : *Power Distribution in Europe - Facts & Figure*. 2013
- 27) European Commission – Directorate General for Energy : *Study on tariff design for distribution systems*. 2015
- 28) European Commission : *Clean energy for all Europeans*. 2019
- 29) European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-e) : *Electricity in Europe 2017 – Synthetic overview of electric system consumption, generation and exchanges in 34 European countries*. 2017
- 30) M. Filippini, L. Hunt : *Energy demand and energy efficiency in OECD countries: A stochastic demand frontier approach*. The Energy Journal, vol. 32, 59-80, 2010
- 31) R. Hledik : *Rediscovering residential demand charges*. The Electricity Journal, vol. 27, 82-96, 2014
- 32) Q. Hoarau, Y. Perez : *Network tariff design with prosumers and electromobility: Who wins, who loses ?* Energy Economics, vol. 83, 26-39, 2018
- 33) Q. Hoarau, Y. Perez : *Interactions between electric mobility and photovoltaic generation: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 94, 510-522, 2018
- 34) S. Küfeoglu, M. Pollitt : *The impact of PVs and EVs on domestic electricity network charges: A study from Great Britain*. Energy Policy, vol. 127, 412-424, 2019
- 35) K. Knezović, M. Marinelli, A. Zecchino, P-B. Andersen, C. Traeholt : *Supporting involvement of electric vehicles in distribution grids: Lowering the barriers for a proactive integration*. Energy, vol. 134, 458-468, 2017
- 36) T-O. Léautier : Conférence portant sur la « *Tarifification de l'accès et de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution de d'électricité : la perspective académique* » dispensée à la Toulouse School of Economics, 2014
- 37) T-O. Léautier : Conférence portant sur l' « *Étude de la tarification des injections sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité* » dispensée à la Toulouse School of Economics, 2016
- 38) P. Lehmann, J. Sijm, E. Gawel, S. Strunz : *Addressing multiple externalities from electricity generation : a case for EU renewable energy policy beyond 2020 ?* Environmental Economics and Policy Studies, vol. 21, 255-283, 2019
- 39) Ministère de l'écologie, du développement et de l'énergie : *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*. Chapitre 6, 61-72, 2014
- 40) M. Nijhuis, M. Gibescu, J.F.G. Gobben : *Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers*. Energy Policy, vol. 109, 631-641, 2017
- 41) J. Percebois : *Aides publiques aux énergies éolienne et photovoltaïque*. Revue française d'économie, vol. 30, 141-186, 2015
- 42) G. Pretticco, M. Flammini, N. Andreadou, S. Vitiello, G. Fulli, M. Masera : *Distribution System Operators observatory 2018 – Overview of electricity distribution system in Europe*. Publications Office of the European Union, 2019
- 43) K. Rademaekers et al. : *Study on energy Prices, Costs and Subsidies and their impact on industry and households – Report + Annexes*. Trinomics, 2019
- 44) O. Rebenaque : *Autoconsommation et transferts de richesses entre consommateurs. Analyse des problématiques liées au développement de l'autoconsommation photovoltaïque*. Chaire Économie du Climat, Information et débats, n° 50, 2017
- 45) O. Rebenaque : *An economic assessment of the residential PV self-consumption support under different network tariffs*. Chaire Économie du Climat, Working Paper, n° 2020-01, 2020
- 46) O. Rebenaque : *L'impact de la tarification des réseaux et des politiques de soutien sur le développement de l'autoconsommation photovoltaïque*. Thèse, Université Grenoble Alpes, Chaire Économie du Climat, 2020

- 47) RTE, Syndicat des EnR, Enedis, ADEeF : *Technologies pour la production d'électricité renouvelable*. Septembre 2018
- 48) RTE : *Bilan électrique 2019 – Synthèse*. 2020
- 49) A. Said Ba : *Quelles politiques de tarification et solutions de comptage pour l'autoconsommation ?* Université Paris Dauphine, PSL Research University, 2018
- 50) T. Schittekatte : *Distribution network tariff design and active consumers: a regulatory impact analysis*. Thèse, Université Paris-Saclay, Economies and finances, 2019

Website:

- Data collection from the website Eurelectric. Consulted the 17/04/2020. URL: <https://www.eurelectric.org>
- Data collection from the website Enedis. Consulted the 21/04/2020. URL: <https://www.Enedis.fr>
- Data collection from the website Epexspot. Consulted the 24/04/2020. URL: <https://www.epexspot.com>
- Data collection from the website Entso-e. Consulted the 27/04/2020. URL: <https://www.entsoe.eu>
- Information gathering from the website Nodal Exchange. Consulted the 05/05/2020. URL: <https://www.nodalexchange.com>

Annexe :

A. Proposition de nouveau tarif de rachat estimé

Pour l'année 2021 - 2024 les tarifs de rachat d'électricité devraient avoir la valeur suivante, pour inciter l'autoconsommation, ne pas distordre le marché et favoriser un tarif qui reflète au mieux les coûts de réseau. Ces tableaux reflètent le cas d'un autoconsommateur qui ne possède pas de véhicule électrique, les tarifs changent en fonction du moment de recharge choisi.

Tableau 10 – Nouveau tarif de rachat de l'électricité²²

		RES 1 CU		RES 1 LU		RES 2			
						HC		HP	
2021		0,018		0,0053		0,102		0,037	
		(200,13)		(231,13)		(101,74)			
2022		0,0185		0,0052		0,105		0,0385	
		(198,91)		(231,38)		(98,07)			
2023		0,019		0,0051		0,109		0,0395	
		(197,69)		(231,62)		(94,84)			
		RES 5 CU				RES 5 LU			
		HCSB	HCSH	HPSB	HPSH	HCSB	HCSH	HPSB	HPSH
2021		0,038	1,32	0,0155	0,516	0,019	0,63	0,0077	0,241
		(7,76)				(203,05)			
2022		0,037	1,31	0,015	0,505	0,0185	0,615	0,0075	0,236
		(11,40)				(203,46)			
2023		0,036	1,285	0,0149	0,5	0,0184	0,608	0,0074	0,233
		(14,07)				(203,31)			
2024		0,035	1,31	0,0144	0,519	0,0175	0,606	0,007	0,232
		(10,39)				(218,46)			

La valeur entre parenthèse représente la perte nette des autoconsommateurs avec le nouveau tarif de rachat, exprimée en €. Ce nouveau tarif favorise majoritairement les utilisateurs ayant souscrit un tarif avec une différenciation temporelle à 4 plages et en courte utilisation. En effet, la perte nette est dérisoire pour ces

²² Ces tarifs concernent uniquement un utilisateur équipé de panneaux photovoltaïques.

utilisateurs comparés aux autres. La perte nette est d'environ 10€ sur les 4 années pour ce type de profil, alors qu'elle atteint une centaine d'euros pour les utilisateurs ayant souscrit un tarif à 2 plages temporelles. Avec ce nouveau tarif, la CRE inciterait les autoconsommateurs à changer pour un tarif à 4 plages temporelles. Le reflet des coûts du réseau pourra être efficace, et le gestionnaire pourra alors, quant à lui, gérer de manière optimale son réseau. Il est important de souligner que, dans ce cas, les directives de la CRE sont appliquées tout en prenant en considération le principe de progressivité et l'impact sur les utilisateurs.

B. Taux d'autoconsommation pour différents utilisateurs

Taux d'autoconsommation pour les utilisateurs équipé de panneaux photovoltaïques

Résidentiel	Tx d'AC (%)	Professionnel	Tx d'AC (%)	Entreprise	Tx d'AC (%)
<i>SDT été</i>	27	<i>SDT été</i>	37	<i>DT été</i>	91
<i>SDT hiver</i>	48	<i>SDT hiver</i>	68	<i>DT hiver</i>	98
<i>DT été</i>	32	<i>DT été</i>	56		
<i>DT hiver</i>	73	<i>DT hiver</i>	85		

Taux d'autoconsommation pour les utilisateurs équipé de PV et d'un VE

Recharge la journée :

Taux d'AC	
RES 1	51%
RES 2	56%
RES 5	64%

Recharge la nuit :

Taux d'AC	
RES 1	38%
RES 2	43%
RES 5	53%

Recharge le soir :

Taux d'AC	
RES 1	38%
RES 2	43%
RES 5	52%

Sans véhicule électrique – à titre de comparaison :

Taux d'AC	
RES 1	34%
RES 2	45%
RES 5	45%

C. Consommation annuelle pour un utilisateur équipé de véhicule électrique :

	RES1	RES2	RES 5
<i>Consommation moyenne pour un utilisateur classique</i>	2 799	5 676	5 676
<i>Consommation moyenne avec un véhicule électrique en kWh</i>	5 048	7 849	7 849

INFORMATION ET DÉBATS

DERNIERES PARUTIONS

- Évaluation économique de l'autoconsommation photovoltaïque en France : impacts de la politique de soutien et de la structure tarifaire** **N°64**
Olivier REBENAQUE
- Comment le Covid-19 modifie les perspectives de l'action climatique** **N°63**
Christian DE PERTHUIS
- Potentiel de séquestration de carbone par le bois : étude des constructions neuves dans le secteur du logement français** **N°62**
Florine OLLIVIER-HENRY
- Les risques financiers climatiques** **N°61**
Jérôme DEYRIS
- Couverture du risque météorologique en agriculture : les leçons du cas français** **N°60**
Marielle BRUNETTE, Philippe DELACOTE, Richard KOENIG, Camille TEVENART
- Le gaz renouvelable : état des lieux et perspectives économiques de la filière française** **N°59**
Côme BILLARD
- Le brevet, un bon indicateur de l'innovation ? Le cas de l'éolien terrestre en Allemagne** **N°58**
Valentin LIGNAU
- Une évaluation quantifiée de la « taxe carbone » française** **N°57**
Stéphane GLORANT

Directeur des publications Information et Débats : Marc Baudry

Les opinions exprimées dans ces documents par les auteurs nommés sont
uniquement la responsabilité de ces auteurs.

Ils assument l'entière responsabilité de toute erreur ou omission.

La Chaire Économie du Climat est une initiative de l'Université Paris Dauphine, de la CDC, de Total et d'EDF, sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance.