

Parmi les principaux enjeux de la nouvelle période couverte par le TURPE 7, les IRVE et leurs opérateurs occupent une place centrale, puisqu'ils devraient représenter à eux seuls 7 % de la consommation électrique d'ici 2030. Avec la montée en puissance des véhicules électriques, la CRE doit garantir que les gestionnaires de réseaux puissent raccorder ces infrastructures de manière efficace et fiable, pour répondre aux besoins croissants des utilisateurs. Dans le même temps, elle doit s'assurer de bien intégrer les attentes des opérateurs, en facilitant leur développement tout en limitant les impacts sur la stabilité du réseau.

Nous accueillons favorablement une large partie des propositions faites par la CRE pour préparer la mise en place de la période TURPE 7. Il convient cependant d'accompagner le développement de la mobilité électrique par les actions suivantes :

- (i) Développer une structure tarifaire dédiée à ces nouveaux usages, en rééquilibrant les facteurs énergie et puissance dans le cas des nouveaux profils "très courte utilisation" engendrés par la recharge rapide
- (ii) Développer les incitations à l'autoconsommation en favorisant les synergies PV/IRVE
- (iii) Favoriser le développement de batteries stationnaires, y compris dans le cas d'usage mixte IRVE (*behind the meter*) pour permettre une décongestion du réseau, sans toutefois introduire de critères de localité trop forts qui viendraient déséquilibrer l'installation de stations de recharge en faveur de certains territoires favorables pour le réseau mais sans lien avec les besoins des utilisateurs.

La mise en œuvre de la période TURPE 7 marque une étape importante pour la CRE en créant les conditions propices à l'électrification des usages et en soutenant la transition énergétique de l'économie. Pour atteindre ces objectifs, Enedis et RTE s'engagent à réaliser des investissements importants afin de répondre aux nouvelles exigences, tout en veillant à ne pas imposer aux consommateurs une hausse significative des coûts de l'électricité.

Parmi les principaux enjeux de la nouvelle période, les IRVE et leurs opérateurs occupent une place centrale, puisqu'ils devraient représenter à eux seuls 7 % de la consommation électrique d'ici 2030. Avec la montée en puissance des véhicules électriques, la CRE doit garantir que les gestionnaires de réseaux puissent raccorder ces infrastructures de manière efficace et fiable, pour répondre aux besoins croissants des utilisateurs. Dans le même temps, elle doit s'assurer de bien intégrer les attentes des opérateurs, en facilitant leur développement tout en limitant les impacts sur la stabilité du réseau.

Dans cette perspective, des ajustements tarifaires des coûts de réseau apparaissent inévitables, et les principes proposés par la CRE semblent justifiés. Cependant, comme le souligne la CRE, une augmentation des coûts doit nécessairement s'accompagner d'une amélioration tangible des services fournis par les gestionnaires de réseau. Cela implique notamment une révision des conditions de raccordement, le développement de nouvelles solutions de flexibilité, ainsi que la mise en place de dispositifs favorisant l'injection, la transparence et une meilleure lisibilité pour tous les acteurs concernés.

Structure tarifaire :

A - Evolutions HP / HC

La CRE envisage dans la consultation publique de décembre 2023, que le placement des heures creuses soit différencié par saison pour les clients HTA (selon les saisons du TURPE soit 5 mois en saison haute et 7 mois en saison basse).

Saison	Heures creuses existantes à déplacer ⁶⁸	Heures creuses à ne pas attribuer aux nouveaux clients ⁸¹	Heures creuses à favoriser
Hiver (novembre à mars)	De 7h à 11h et de 17h à 21h	De 11h à 14h	Libre
Été (avril à octobre)	De 7h à 10h et de 18h à 23h	-	De 2h à 6h de 11h à 17h

Tableau 54. Règles complémentaires de placements des heures creuses proposées par la CRE

L'évolution du calendrier horosaisonnier envisagée est positive puisque permettant de refléter au mieux les coûts engendrés et les contraintes horaires du réseau. Dans le cas des stations de recharge haute puissance en itinérance, il permettra aux opérateurs IRVE de poursuivre la différenciation horaire de leurs tarifs, en incitant notamment à une recharge le midi en été.

B - Composante de dépassement

Nous soutenons la position de la CRE sur le maintien de la méthode de calcul de la composante de dépassement. Celle-ci incite les acteurs à souscrire au niveau de puissance correspondant à leur utilisation et ainsi, qu'ils contribuent à leur juste part à la couverture des coûts de réseaux qu'ils génèrent.

À l'égard des opérateurs de points de charge, la flexibilité apportée par la méthode de calcul du dépassement permet d'atténuer la charge de la part puissance, représentant 60% des coûts de TURPE dans un modèle encore "très courte utilisation".

C - Trajectoire d'évolution

La CRE, dans ses prévisions d'évolution du TURPE 7 sur la nouvelle période, envisage de faire évoluer le TURPE avec un lissage de forme « marche puis inflation » avec une formule « $Z = IPC + X + k$ », avec un X fixé à 0. Cette évolution dans le temps aurait pour conséquence une augmentation du TURPE de +9,1 % au 1er août 2025, suivie d'une évolution annuelle égale à l'inflation constatée, soit une prévision de +1,8 % en 2026, +1,8 % en 2027, +1,8 % en 2028.

Si cette solution permet au régulateur d'anticiper l'inflation et de lisser dès 2026 le revenu anticipé du TURPE, elle a pour conséquence de pénaliser fortement les opérateurs de recharge. En effet, une hausse de 9,1% en août 2025 aggraverait les coûts fixes, déjà très élevés (voir réponse D) des opérateurs de recharge, du fait d'une consommation structurellement faible expliquée par une demande amenée à croître dans les prochaines années.

A cet égard, un lissage de forme « $Z = IPC + X + k$ » avec un coefficient X non nul et constant pendant la période TURPE 7 aurait pour conséquence de mieux appréhender la consommation des business models pour lesquels la demande en électricité est amenée à augmenter fortement dans les prochaines années. Bien que cette solution puisse avoir à terme un coût plus élevé, elle permet de mieux diluer les augmentations de TURPE aux augmentations structurelles de consommation. Avec une telle option, le financement du réseau pourrait être renforcé, sans pour autant pénaliser les consommateurs finaux car ces augmentations pourraient être diluées.

D - Favoriser l'énergie sur la puissance

Comme relevé par la CRE dans sa question 60, ***“La tarification à l'énergie permet ainsi d'envoyer un signal simple et lisible aux utilisateurs qui leur permet d'identifier les périodes les plus chargées sur le réseau et celles qui le sont moins et d'adapter en conséquence leur consommation. Si l'ensemble des coûts étaient répercutés à l'énergie, il y aurait une incitation forte aux utilisateurs à limiter leurs consommations sur les périodes critiques, mais pas de limiter leur pointe. Cela induirait aussi des transferts de coûts entre les utilisateurs compte tenu de la diversité des comportements.”***

Electra, en tant qu'opérateur de recharge dispose d'un profil de consommation de "très courte" utilisation et soutire des puissances élevées durant des laps de temps relativement courts. Cela a pour conséquence de surpondérer la part puissance du Turpe par rapport à la part énergie.

Si l'on considère les évolutions du TURPE 7 pour les raccordements en BT et HTA, nous constatons que si la croissance de la part des véhicules électriques est supposée accroître la part énergie du TURPE des IRVE, l'augmentation des coûts de puissance envisagée fait plus que contrer ce phénomène.

Aujourd'hui, le système pousserait les Points de Livraisons (PDL) avec une consommation "Très Courte Utilisation" à réduire très fortement leur puissance souscrite au détriment de l'expérience utilisateur sans compter que les puissances souscrites et raccordées pourraient s'écarter de plus en plus, ne facilitant pas le bon dimensionnement du réseau.

Ceci s'inscrit dans le constat fait par la CRE (Consultation 2024-03) d'un décalage significatif déjà existant entre les puissances de raccordement des clients et les puissances souscrites et utilisées par ces derniers, qui pourrait monter à environ 15 GW de puissance de raccordement. Ces décalages sont amenés à s'accroître du fait de l'augmentation de la demande en électricité dans les prochaines années.

Par ailleurs, le profil de consommation des opérateurs IRVE n'est aujourd'hui pas pris en compte dans la structure du TURPE, ce qui vient pénaliser la mobilité électrique très précisément pendant les années cruciales de décollage, et donc au moment où le prix en €/kWh final est déterminant pour le succès de la transition vers l'électrique.

C'est pourquoi nous suggérons la mise en place d'une tarification spécifique du TURPE HTA et BT adaptée au profil particulier des opérateurs IRVE.

Conformément aux systèmes mis en place dans d'autres pays européens, il paraît envisageable de réfléchir à une tarification pour accompagner l'essor des bornes de recharge rapides sur l'espace public pendant les premières années de déploiement. Nous prenons ainsi pour exemple l'Espagne et la mise en place par la circulaire "3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia" de tarifs spécifiques pour le raccordement des stations de recharge : 3.0TDVE (Basse tension) et 6.1TDVE (haute tension) pour la période 2020-2025 afin d'accompagner l'essor des IRVE.

Dans cette nouvelle structure tarifaire, les frais liés à la puissance sont réduits, tandis que les coûts associés à l'énergie consommée connaissent une hausse. Le ratio puissance/énergie passe avec ce système pour une station donnée en moyenne tension (6.1) de 96,7% à 47%. Cela permet d'accompagner les opérateurs de points de charge avec des coûts cohérents avec l'adoption croissante des véhicules électriques et de diminuer le poids d'une puissance raccordée anticipée pour l'usage des années à venir sans pour autant pénaliser le distributeur dans son déploiement du réseau tant les volumes concernés sont faibles.

La mise en place d'un tel dispositif en France aurait un impact fortement limité à la fois en volume et dans le temps. La part énergie des IRVE étant appelée à augmenter fortement d'ici à 2030, l'équilibre financier pour le gestionnaire de réseau peut être assuré sur la durée du dispositif.

Instaurer un tarif TURPE adapté, tel qu'existant en Espagne, permettrait de maintenir les prix de la recharge électrique à des niveaux compétitifs vis-à-vis des stations services sur le début de la courbe du développement de la mobilité électrique, au moment où l'activité des opérateurs IRVE leur demande un rapport puissance/énergie électrique particulièrement élevé. Ce tarif pourrait être envisagé sur la période 2025-2030 pour accompagner l'essor des infrastructures avant que les véhicules électriques ne représentent une part suffisante du parc automobile français (environ 6 200 000 en 2030 contre 1 million aujourd'hui).

→ voir document joint

Flexibilités et enjeux d'autoconsommation

Au-delà des flexibilités qui doivent être pour le GRD le moyen privilégié pour limiter la congestion du réseau sur des périodes de pointe, l'autoconsommation apparaît comme un des outils clés pour soulager le réseau notamment lors des périodes d'été, propices à l'énergie solaire.

Ainsi, comme proposé par la CRE, la mise en place d'un tarif spécifique permettant de réduire le tarif payé par les participants aux opérations d'autoconsommation collective qui sont capables de maximiser leur autoproduction aux heures critiques pour les réseaux tout en diminuant leurs soutirages en général et a fortiori aux heures critiques permet de favoriser le couplage IRVE - PV.

Cependant, il convient que les fournisseurs permettent aux opérateurs IRVE de choisir pour chaque PDL si oui ou non ce forfait est souscrit et ne pas devoir le généraliser car il est impossible de coupler IRVE et PV sur l'ensemble des sites de recharge.

Stockage

La CRE envisage d'appliquer la méthode de construction de la grille injection-soutirage pour les connexions HTA et HTB pour les utilisateurs disposant d'une capacité leur permettant d'injecter et de soutirer de manière symétrique excluant de fait les installations non connectées au réseau en injection.

En l'espèce, les dispositifs de stockages anticipés par la CRE ne correspondent pas à l'utilisation des batteries stationnaires par les opérateurs d'IRVE.

Ainsi, il convient pour la CRE de prendre en compte l'utilisation de ces batteries par les IRVE sur le réseau BT>36, HTA et HTB afin de valoriser ces investissements visant à limiter l'impact de la mobilité électrique sur le réseau. La décongestion du réseau ne pourra passer que par la mise en place de tarifs favorables pour les acteurs en capacité de réaliser des arbitrages et soutirant ou injectant aux moment opportuns.

Si une tarification locale de réinjection paraît adaptée pour orienter les projets de stockage pur, il ne saurait être généralisé au cas mixte stockage et recharge électrique, pour lequel il serait dangereux d'instaurer une incitation financière à placer les stations de recharge rapide uniquement aux endroits les plus favorables pour le réseau, au détriment de la qualité de service pour les citoyens.

Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité : un appel à la prise en considération des contraintes spécifiques aux IRVE

Avril 2024

Les Infrastructures de Recharge des Véhicules Électriques (IRVE) répondant au besoin de recharge publique rapide et ultrarapide requièrent des puissances de raccordement importantes pour construire dès aujourd'hui un réseau à même d'accélérer le développement de la mobilité électrique. Du fait de la montée en puissance progressive des taux d'utilisation des stations de recharge, les opérateurs IRVE présentent un rapport puissance/énergie particulièrement important pendant les premières années de développement du réseau, et donc un profil qui n'est aujourd'hui pas pris en compte dans la structure tarifaire du TURPE, donnant lieu à d'importants surcoûts qui sont répercutés sur l'utilisateur final.

Dans ce contexte, nous souhaitons nous inscrire dans les discussions mises en place par la CRE sur l'évolution du tarif vers un TURPE 7. Cette note présente des cas concrets afin d'illustrer le poids de la part puissance du TURPE pour les IRVE et s'appuie sur l'exemple espagnol pour proposer de développer un profil TURPE spécifique pour les raccordements HTA-BT des IRVE pendant les premières années de développement du réseau de recharge français.

I - Contraintes générales

Le coût total d'énergie payé par tout utilisateur du réseau électrique se décompose en différents éléments pouvant être résumés comme suit. D'un côté les coûts de fourniture rémunèrent la production, d'un autre les coûts de transport et de distribution permettent la maintenance et le progrès de l'infrastructure de réseau enfin les taxes complètent le coût total.

En France spécifiquement, une grande partie des coûts de transport et de distribution sont inclus dans le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE). Celui-ci est lui-même subdivisé en trois coûts : l'un fixe annuel, un second proportionnel à la puissance souscrite et un dernier selon l'énergie consommée et dépendant des postes horosaisonniers. Ces tarifs diffèrent selon les niveaux de raccordement (BT, HTA..) et le type d'utilisation (LU, MU, CU). La Courte Utilisation est adaptée aux profils qui consomment principalement en-dessous de leur puissance souscrite mais l'atteignent par pics tandis que la longue utilisation est adaptée aux profils qui consomment principalement à leur puissance souscrite.

Le modèle économique des opérateurs d'Infrastructures de Recharge pour Véhicule Électrique (IRVE) dépend fortement du coût d'achat de l'électricité (ce dernier pouvant représenter plus de 60% de leur chiffre d'affaires suivant la conjoncture économique). Ils sont donc directement exposés à la volatilité des prix sur les marchés de l'électricité et aux taxes appliquées. Compte tenu de l'intensité concurrentielle forte entre les opérateurs sur le territoire français, ayant ainsi contribué à homogénéiser les marges pratiquées, une forte hausse du turpe et des taxes se traduirait nécessairement par une hausse des prix pour le consommateur final et ce au détriment de la compétitivité de l'électromobilité face aux combustibles fossiles. Aujourd'hui, en moyenne la part du **TURPE est de (10 c€/kWh) dans le prix de vente total HT (50 c€/kWh HT de moyenne marché)** et les augmentations discutées devraient se répercuter sur le consommateur final, mettant en péril la compétitivité de la recharge vis à vis des carburants fossiles. En effet, pour que le coût de la recharge électrique (pour un VE consommant 17 kW/100km) soit plus compétitif que celui d'une voiture thermique consommant 6L au 100 km et faisant le plein à 1.85 €/L il faut que le coût de l'électricité TURPE **n'excède pas 54 c€/kWh HT**.

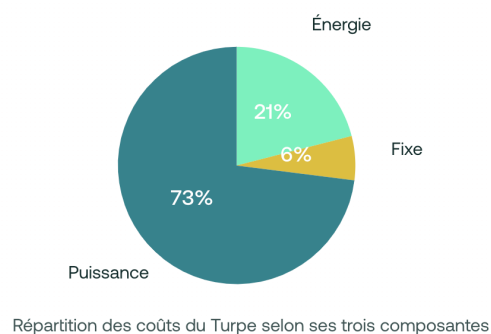
II - Réseau HTA

A. TURPE 6

Par ailleurs, en termes de profil de consommation, les stations de recharge électrique haute puissance sont sur un segment qui correspondrait à de la “très courte utilisation” et sortent du cadre prévu aujourd’hui dans la structure tarifaire. En effet, les stations sont aujourd’hui dimensionnées pour 10 à 20 ans et doivent être capables d’accueillir de nombreux véhicules simultanément avec une haute capacité de puissance. Cela induit des puissances de raccordement de l’ordre du MW pour une station standard de 3 chargeurs et 6 places de parking (chaque chargeur pouvant délivrer un total de 300 ou 400 kW à deux véhicules) avec 2 charges par jour par point de charge (donnée moyenne marché) - le nombre et la capacité des batteries des véhicules actuels font que ces puissances ne sont que très rarement atteintes¹.

En prenant l’exemple d’une station standard comme introduit précédemment, raccordée en HTA et sous tarif CU, on obtient la répartition des coûts suivante:

- Puissance par an: $900 \text{ kVA} \times 10,12\text{€/kVA} = \mathbf{9108\text{€}}$.
- Énergie :
 - Coût au kWh: 0,0197€ (moyenne des postes horosaisonniers pondérée par le nombre d’heures de chacun).
 - Consommation totale: 2 charges par point de charge par jour et 30 kWh par charge (60% d’une batterie moyenne de 50 kWh).
 $\Rightarrow 6 \text{ points de charge} \times 2 \text{ charges} \times 30 \text{ kWh} \times 365 \text{ jours} = 131\,400 \text{ kWh par an}$
 $\Rightarrow 131\,400 \text{ kWh} \times 0,0197 \text{ €/kWh} = \mathbf{2589 \text{ €}}$
- Fixe : Frais de gestion et de comptage = $339,96 + 399,48 = \mathbf{739,44 \text{ € par an}}$



La part puissance représente alors $9108 / (9108 + 739 + 2589) = \mathbf{73\% \text{ des coûts de TURPE}}$. Une part extrêmement importante, en particulier au regard du 40% optimal mis en avant par la CRE. (cf *Annexe 1*).

Ces surcoûts liés à la part puissance entraînent pour les IRVE une explosion des coûts liés au TURPE qui représente donc plus ou moins 10 c€/kWh dont 7-8 c€/kWh de part puissance, alors que la puissance maximale n’est que très faiblement atteinte **bien en deçà de l’utilisation habituelle de la “Courte Utilisation”**.

Il est à noter que, si une optimisation partielle est possible en diminuant la puissance de souscription, cette optimisation reste très difficile à réaliser pendant les premières années de fonctionnement d’une station sans baisser le niveau de service puisque le pic de puissance appelé évolue comme la racine du taux d’utilisation. Ainsi, un taux d’utilisation 2 fois moins important dans

¹<https://mobiliteverte.engie.fr/conseils-et-actualites/vehicule-electrique/quelle-autonomie-voiture-electrique.html>

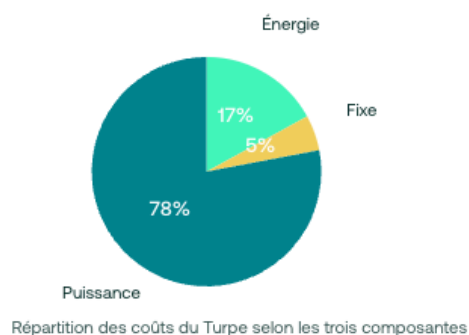
les premières années que le taux d'utilisation de croisière ne permettra pas de fixer la puissance à un niveau 2 fois plus faible mais seulement 1,4 fois.

B - TURPE 6 2024

Compte tenu de l'évolution du TURPE 6 au 1er août 2024, la part puissance prépondérante pour les IRVE est amenée à augmenter. En prenant la même station que précédemment :

- Puissance par an: $900 \text{ kVA} \times 12,51\text{€/kVA} = \mathbf{11259\text{€}}$.
 - Énergie :
 - Coût au kWh: 0,0188€ (moyenne des postes horosaisonniers pondérée par le nombre d'heures de chacun).
 - Consommation totale: 2 charges par point de charge par jour et 30 kWh par charge (60% d'une batterie moyenne de 50 kWh).
- ⇒ 6 points de charge x 2 charges x 30 kWh x 365 jours = 131 400 kWh par an
⇒ $131\,400 \text{ kWh} \times 0,0188 \text{ €/kWh} = \mathbf{2470 \text{ €}}$
- Fixe : Frais de gestion et de comptage = **739,44 € par an** (hypothèse: stables)

La part puissance représente alors $11259/(11259+739+2470) = \mathbf{77,8\% \text{ des coûts de TURPE}}$. Une part extrêmement importante, en particulier au regard du 40% optimal mis en avant par la CRE. (cf Annexe 1).



C. TURPE 7

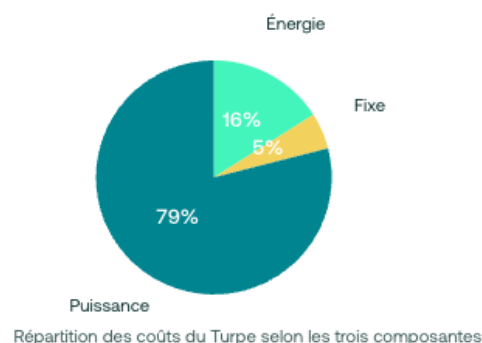
Dans la première réflexion partagée sur le TURPE 7 par la CRE, le coût du TURPE puissance augmente de 2,41€/kW par rapport au TURPE 6 de 2023 tandis que la part énergie diminue de 0,22ct/kWh pour une courbe de consommation moyenne².

Ces évolutions aggravent pour les IRVE les surcoûts liés à la part puissance alors même que la part énergie qui est amenée à augmenter fortement dans les prochaines années n'est qu'une faible part des coûts totaux constatés aujourd'hui.

- Puissance par an: $900 \text{ kVA} \times 12,53 \text{ €/kVA} = \mathbf{11277\text{€}}$.
 - Énergie :
 - Coût au kWh: 0,0173€ (moyenne des postes horosaisonniers pondérée par le nombre d'heures de chacun).
 - Consommation totale: 2 charges par point de charge par jour et 30 kWh par charge (60% d'une batterie moyenne de 50 kWh).
- ⇒ 6 points de charge x 2 charges x 30 kWh x 365 jours = 131 400 kWh par an
⇒ $131\,400 \text{ kWh} \times 0,0173 \text{ €/kWh} = \mathbf{2273 \text{ €}}$
- Fixe : Frais de gestion et de comptage = **739,44 € par an** (hypothèse: stables)

²<https://www.cre.fr/documents/Consultations-publiques/consultation-publique-n-2023-13-du-14-decembre-2023-portant-sur-la-structure-tarifaire-des-prochaines-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-el>

La part puissance représente alors $11277/(11277+739+2273) = 78,9\%$ des coûts de TURPE. Une part extrêmement importante, en particulier au regard du 40% optimal mis en avant par la CRE. (cf Annexe 1).



Si la croissance de la part des véhicules électriques est supposée accroître la part énergie du TURPE des IRVE, on voit que l'augmentation des coûts de puissance chaque année fait plus que contrer ce phénomène. En effet, entre les valeurs annoncées par le TURPE 7 et la situation actuelle (+2,41€/kW/an et -0,0024 €/kWh), il faudrait délivrer $2,41 \times 900 / 0,0024 = 904$ MWh sur une année pour uniquement conserver le même ratio. En supposant que le panier moyen d'un utilisateur est de 30 kWh, cela correspond à en moyenne 36 charges par point de charge et par jour (pour comparer, l'un des leaders du marché qui publie ses résultats, Fastned, annonce au Pays-Bas, un des pays les plus avancés sur la pénétration du taux de véhicules électriques, de l'ordre de 36 charges **par station** par jour³).

III - Réseau Basse Tension (BT)

A. TURPE 6 et contraintes pour les opérateurs de stations de recharge

Si les coûts du TURPE liés à la part puissance sur des stations connectées au réseau HTA sont très importants, les stations raccordées au réseau BT connaissent également un déséquilibre de la part puissance par rapport à la part énergie du TURPE. Les stations sur le réseau en basse tension ont une structure similaire du fait d'une utilisation semblable des stations de recharge bien que les puissances appelées soient plus faibles.

Une station très haute puissance standard sur le réseau BT peut être composée de 2 chargeurs de 150 kW et donc d'une puissance de raccordement et de souscription atteignant la limite de 250 kW. Dans ce cas, les puissances maximales peuvent être atteintes sur de très faibles périodes compte tenu de la capacité des batteries des véhicules actuels et de la faible congestion du réseau et la connexion en BT ne permet pas d'utiliser l'ensemble du potentiel de la borne.

Nous constatons sur ces stations que le rapport puissance/énergie du TURPE augmente fortement à chaque évolution du TURPE et cette augmentation de 8% entre le TURPE 6 (2023) et le TURPE 7 est plus importante que celle constatée sur le réseau HTA alors même que les puissances appelées sont structurellement plus faibles.

En prenant l'exemple d'une station standard comme introduit précédemment, raccordée en BT et sous tarif CU, on obtient la répartition des coûts suivante:

³<https://content.presspage.com/uploads/2519/655a2057-83c7-48e8-9d27-31681156043f/q42023tradingupdate1.pdf?22827>

- Puissance par an: $250 \text{ kVA} \times 14,67\text{€/kVA} = \mathbf{3667\text{€}}$.
- Énergie :
 - Coût au kWh: 0,0338 (moyenne des postes horosaisonniers pondérée par le nombre d'heures de chacun).
 - Consommation totale: 2 charges par point de charge par jour et 30 kWh par charge (60% d'une batterie moyenne de 50 kWh).
- ⇒ $4 \text{ points de charge} \times 2 \text{ charges} \times 30 \text{ kWh} \times 365 \text{ jours} = 87\,600 \text{ kWh par an}$
- ⇒ $87\,600 \text{ kWh} \times 0,0338 \text{ €/kWh} = \mathbf{2960\text{€}}$
- Fixe : Frais de gestion et de comptage = $199,8 + 255,84 = \mathbf{455,64 \text{ € par an}}$

La part puissance représente alors $3667 / (3667 + 455,64 + 2960) = \mathbf{51,7\% \text{ des coûts de TURPE}}$. Une part importante, en particulier au regard du 40% optimal mis en avant par la CRE. (cf Annexe 1).

Le même exercice fait avec les données annoncées pour le TURPE 7 donnerait **57,4% de part puissance**.

Ainsi, entre les valeurs annoncées par le TURPE 7 et la situation actuelle (+2,88€/kW/an et -0,0019 €/kWh) , il faudrait délivrer $2,88 * 250 / 0,0019 = 380 \text{ MWh}$ sur une année pour uniquement conserver le même ratio. Avec un calcul similaire à la première partie, cela correspondrait à près de 9 charges par point de charge par jour.

IV. Proposition : Mise en place d'un système TURPE spécifique pour les IRVE

Aujourd'hui, le système pousserait les Points de Livraisons (PDL) avec une consommation "Très Courte Utilisation" à réduire très fortement leur puissance souscrite au détriment de l'expérience utilisateur sans compter que les puissances souscrites et raccordées pourraient s'écarter de plus en plus, ne facilitant pas le bon dimensionnement du réseau.

Ceci s'inscrit dans le constat fait par RTE d'un décalage significatif déjà existant entre les puissances de raccordement des clients et les puissances souscrites et utilisées par ces derniers, qui pourrait monter à environ 15 GW de puissance de raccordement. Ces décalages sont amenés à s'accroître du fait de l'augmentation de la demande en électricité dans les prochaines années.

Par ailleurs, comme le montrent les exemples ci-dessus, le profil de consommation des opérateurs IRVE n'est aujourd'hui pas pris en compte dans la structure du TURPE, ce qui vient pénaliser la mobilité électrique très précisément pendant les années cruciales de décollage, et donc au moment où le prix en €/kWh final est déterminant pour le succès de la transition vers l'électrique.

C'est pourquoi nous suggérons la mise en place d'une tarification spécifique du TURPE HTA et BT adaptée au profil particulier des opérateurs IRVE.

Conformément aux systèmes mis en place dans d'autres pays européens, il paraît envisageable de réfléchir à une tarification pour accompagner l'essor des bornes de recharge rapides sur l'espace public pendant les premières années de déploiement. Nous prenons ainsi pour exemple l'Espagne et la mise en place par la circulaire "3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia" de tarifs spécifiques pour le raccordement des stations de recharge : 3.0TDVE (Basse tension) et 6.1TDVE (haute tension) pour la période 2020-2025 afin d'accompagner l'essor des IRVE.

Dans cette nouvelle structure tarifaire (annexe 2), les frais liés à la puissance sont réduits, tandis que les coûts associés à l'énergie consommée connaissent une hausse. Le ratio puissance/énergie passe avec ce système pour une station donnée en moyenne tension (6.1) de 96,7% à 47%.. Cela permet d'accompagner les opérateurs de points de charge avec des coûts cohérents avec l'adoption croissante des véhicules électriques et de diminuer le poids d'une puissance raccordée anticipée pour l'usage des années à venir sans pour autant pénaliser le distributeur dans son déploiement du réseau tant les volumes concernés sont faibles.⁴

La mise en place d'un tel dispositif en France aurait un impact fortement limité à la fois en volume et dans le temps. La part énergie des IRVE étant appelée à augmenter fortement d'ici à 2030, l'équilibre financier pour le gestionnaire de réseau peut être assuré sur la durée du dispositif (annexe 3).

Instaurer un tarif TURPE adapté, tel qu'existant en Espagne, permettrait de maintenir les prix de la recharge électrique à des niveaux compétitif vis-à-vis des stations services sur le début de la courbe du développement de la mobilité électrique, au moment où l'activité des opérateurs IRVE leur demande un rapport puissance/énergie électrique particulièrement élevé. Ce tarif pourrait être envisagé sur la période 2025-2030 (*Annexe 3*) pour accompagner l'essor des infrastructures avant que les véhicules électriques ne représentent une part suffisante du parc automobile français (environ 13 000 000 en 2030 contre 1 million aujourd'hui⁵).

ANNEXES

⁴<https://www.cnmc.es/sites/default/files/5050862.pdf>

⁵ <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/france>

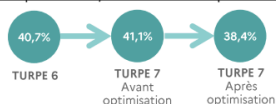
Annexe 1 : Analyse de l'évolution des factures en passant du TURPE 6 au TURPE 7

Analyse de factures : HTA

En HTA (grilles paragraphe 3.3.2 de la consultation), on observe :

- une diminution de la différenciation saisonnière ;
- une faible hausse de la part puissance par option tarifaire, qui entraîne un changement d'option tarifaire pour 16 % des clients (en considérant une optimisation tarifaire parfaite par les clients). Cet effet entraîne une baisse de la part puissance dans les recettes du GRD.

Ratio part puissance / total de la composante de soutirage :



Proportion de clients avec l'option CU :

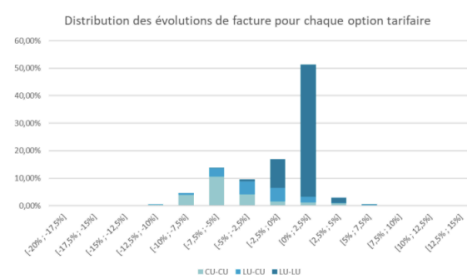


L'évolution de structure résulte en une baisse de facture pour la majorité des clients en option CU.

L'ensemble des consommateurs qui subissent une augmentation de facture de plus de 7 % représente moins de 0,15 % des PDL. Ils ont tous un taux de consommation estivale supérieur à 84 %, ce qui signifie que leur facture TURPE est d'ores et déjà faible.

Quantile	HTA	HTA - CU	HTA - LU
min	-9,30%	-10,30%	-7,20%
25	-3,40%	-7,10%	-0,70%
50	0,30%	-5,90%	0,60%
75	1,20%	-3,90%	1,30%
99	4,00%	5,50%	3,40%
max	15,00%	10,90%	15,00%

CRE



45

Annexe 2 : Tarif réseau Espagne pour les IRVE

Présentation des avantages du tarif spécifique en Espagne :

A. Pour un raccordement Moyenne tension (6.1)

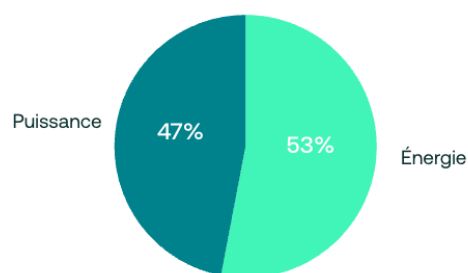
- Un raccordement classique :
 - Energie : kWh x 0,0048 € (moyenne des postes horosaisonniers pondérée par le nombre d'heures de chacun).
 - Puissance : kVA x 20,557850
- Un raccordement d'une station de recharge :
 - Energie : kWh x 0,0330 € moyenne des postes horosaisonniers pondérée par le nombre d'heures de chacun).
 - Puissance : kVA x 4,269983

Exemple d'un raccordement haute tension avec notre station type :

- Un raccordement classique :
 - Energie : 131 400 kWh x 0,0048 €/kWh = **631 €** (moyenne pondérée))
 - Puissance : 900 kVA x 20,557850 = **18502 €**
 - **Ratio puissance = 18502/(18502+631) = 96,7%**
- Un raccordement d'une station de recharge :
 - Energie : 131 400 kWh x 0,0330 €/kWh = **4336€** (moyenne pondérée)

- Puissance : $900 \text{ kVA} \times 4,269983 = 3843\text{€}$
- **Ratio puissance** = $3843/(3843+4336) = 47\%$

=> Le tarif espagnol permet bien de revenir au ratio autour des 40% recommandé pour une station standard



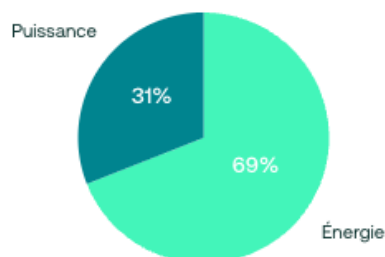
Répartition des coûts du "Tarif 6.1 TDVE 2024" Espagnol

Pour un raccordement Basse tension (3.0)

- Un raccordement classique :
 - Énergie : kWh x 0,0052 € (moyenne des postes horosaisonniers pondérée par le nombre d'heures de chacun).
 - Puissance : kVA x 11,997830
- Un raccordement d'une station de recharge :
 - Énergie : kWh x 0,0197 € moyenne des postes horosaisonniers pondérée par le nombre d'heures de chacun).
 - Puissance : kVA x 3,042554

Exemple d'un raccordement Basse tension avec notre station type :

- Un raccordement classique :
 - Énergie : $87\,600 \text{ kWh} \times 0,0052 \text{ €/kWh} = 456 \text{ €}$ (moyenne pondérée)
 - Puissance : $250 \text{ kVA} \times 11,997830 = 2999 \text{ €}$
 - **Ratio puissance** = $2999/(2999+456) = 86,8\%$
- Un raccordement d'une station de recharge :
 - Énergie : $87\,600 \text{ kWh} \times 0,0197 \text{ €/kWh} = 1726 \text{ €}$ (moyenne pondérée)
 - Puissance : $250 \text{ kVA} \times 3,042554 = 761 \text{ €}$
 - **Ratio puissance** = $761/(761+1726) = 30,6\%$



Répartition des coûts du "Tarif 3.0 TDVE 2024" Espagnol

Annexe 3 : Tarif réseau Espagne pour les IRVE

Pour un coût TURPE énergie fixé à 0,0197 (valeur actuelle en voie de réduction), on peut évaluer la part puissance du TURPE selon d'un côté le coût annuel au kVA et de l'autre le nombre de charges par point de charge par jour, donnant donc l'énergie consommée. Avec une hypothèse de croissance de l'utilisation des stations de 20% en 2024 (liée à la pénétration des véhicules électriques), on voit que la poursuite des événements va dans le sens d'une part puissance toujours plus importante. Le chemin pris par la France avec le passage du TURPE 6 niveau 2023 (point 1) au TURPE 7 (point 2) apparaît radicalement différent de la situation en Espagne (point 3).

% puissance	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	€/kVA TURPE Puissance
1	51%	58%	63%	67%	71%	73%	76%	77%	79%	81%	82%	83%	84%	85%	
2	39% ³	46%	51%	56%	60%	63%	65%	68%	70%	72%	73%	75%	76%	77%	
3	31%	38%	43%	48%	51%	55%	58%	60%	62%	65%	66%	68%	69%	71%	
4	26%	32%	37%	42%	45%	49%	52%	54%	57%	59%	61%	62%	64%	65%	
5	23%	28%	33%	37%	40%	44%	47%	49%	52%	54%	56%	58%	59%	61%	
6	20%	25%	29%	33%	37%	40%	43%	45%	48%	50%	52%	54%	55%	57%	
7	18%	22%	26%	30%	33%	36%	39%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	53%	
8	16%	20%	24%	27%	31%	34%	36%	39%	41%	43%	45%	47%	49%	50%	
9	14%	18%	22%	25%	28%	31%	34%	36%	38%	40%	42%	44%	46%	47%	
10	13%	17%	20%	23%	26%	29%	32%	34%	36%	38%	40%	42%	43%	45%	

Charges par PC par jour

Cette augmentation du nombre de charges par jour permet de se projeter sur l'essor des stations de recharge. En anticipant l'augmentation du nombre de véhicules électriques à l'horizon 2030 du fait de l'interdiction de vente des véhicules thermiques en 2035, les gestionnaires de réseau sont en capacité de prévoir un système favorable aux IRVE tant que le nombre de véhicules reste trop faible.

En prenant l'hypothèse que le nombre de charge par chargeur augmente comme indiqué ci dessous (+20% par an), il faudrait 9 ans pour que le système espagnol TDVE espagnol compense l'effort consenti par le régulateur au niveau financier. L'investissement dans le réseau est donc possible au regard de la part croissante des véhicules électriques dans le parc total et le fait que les stations de recharges sont amenées à rester actives sur une période allant au-delà de 2032.

6.1 TDVE	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Energie	630,72	756,86	908,24	1089,88	1307,86	1569,43	1883,32	2259,98	2711,98
Puissance	18502,00	18502,00	18502,00	18502,00	18502,00	18502,00	18503,00	18504,00	18505,00
Somme en €	19132,72	19258,86	19410,24	19591,88	19809,86	20071,43	20386,32	20763,98	21216,98

3.0TDVE	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Energie	4336,20	5203,44	6244,13	7492,95	8991,54	10789,85	12947,82	15537,39	18644,87
Puissance	3843,00	3843,00	3843,00	3843,00	3843,00	3843,00	3844,00	3845,00	3846,00
Somme en €	8179,20	9046,44	10087,13	11335,95	12834,54	14632,85	16791,82	19382,39	22490,87

Nombre de charges par jour	2	2,4	2,88	3,45	4,14	4,97	5,97	7,16	8,59
----------------------------	---	-----	------	------	------	------	------	------	------

Nous supposons que le nombre de charge par chargeur augmente annuellement de 20%