

RAPPORT

Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique

Décembre 2023

Synthèse	4
Introduction	11
01. Le déploiement des bornes de recharge	13
02. Des raccordements de bornes plus rapides et moins chers	22
1. Optimiser le dimensionnement des raccordements	23
2. Réfaction tarifaire : un soutien qui doit se limiter à accompagner temporairement le démarrage de la filière et préserver les incitations à un dimensionnement optimisé	31
3. Le pré-équipement en résidentiel collectif	33
4. Inciter à réduire les délais de raccordements	38
03. Un pilotage insuffisant et pourtant essentiel au système électrique	39
1. La recharge des véhicules électriques aura des impacts sur le système électrique	41
2. Un premier niveau de pilotage simple est absolument indispensable	46
3. Un pilotage plus intelligent apporterait une valeur supplémentaire	62
4. Le développement de la recharge en décompte	75
Conclusion	78
Références	82
Annexe	84

Synthèse

Le transport routier représente 29 % des émissions territoriales de gaz à effet de serre en France¹, son électrification est un levier essentiel pour réduire le recours aux énergies fossiles et les pollutions atmosphériques et sonores. **Cette transition indispensable n'est toutefois pas sans effet sur les réseaux électriques, le système de production et les coûts portés par les consommateurs.**

La bonne intégration de la mobilité électrique au système de production, de transport et de distribution s'inscrit dans les missions de la CRE, au travers des coûts et des délais de raccordements, des tarifs de réseaux, ainsi que de la contribution à la flexibilité du système. En 2018, la CRE avait apporté une première contribution à la réflexion collective sur l'essor de la mobilité électrique, dans un document de propositions intitulé « *Les réseaux électriques au service de la mobilité électrique* », dans lequel elle plaçait déjà la mobilité électrique au cœur des enjeux pour l'avenir des réseaux². Adresser ces défis est devenu d'autant plus urgent que le marché des véhicules électriques connaît un essor rapide. Depuis 2018, le nombre de véhicules électriques et hybrides en circulation a été multiplié par 7 et les points de recharge publics par 4.

Afin de mieux appréhender ces évolutions et les leviers à mobiliser pour favoriser la poursuite de ces développements à un coût optimisé pour la collectivité, la CRE a mené une concertation large avec les acteurs concernés, sous la forme d'un atelier, organisé en 2022, de nombreux entretiens bilatéraux et d'une table ronde, tenue en octobre 2023. La CRE s'est également appuyée sur les études publiées par Enedis et RTE, et sur des études internationales pour identifier les bonnes pratiques mises en œuvre en Europe³.

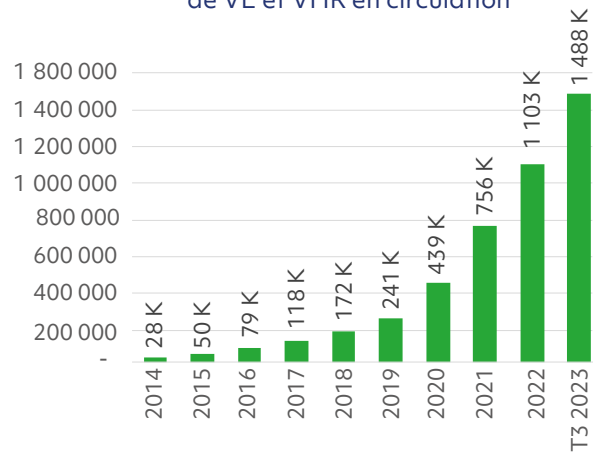
À l'issue de ces travaux, la CRE formule dans ce nouveau rapport des recommandations pour un développement rapide et efficace de la mobilité électrique. Ces recommandations s'adressent aux opérateurs de recharge, aux fournisseurs, comme aux gestionnaires de réseaux et aux pouvoirs publics. Elles ont pour objectifs principaux d'optimiser les coûts et les délais des raccordements et de faciliter le pilotage de la recharge afin d'assurer le bon fonctionnement du système électrique.

1 INSEE, Données 2021 : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2015759>

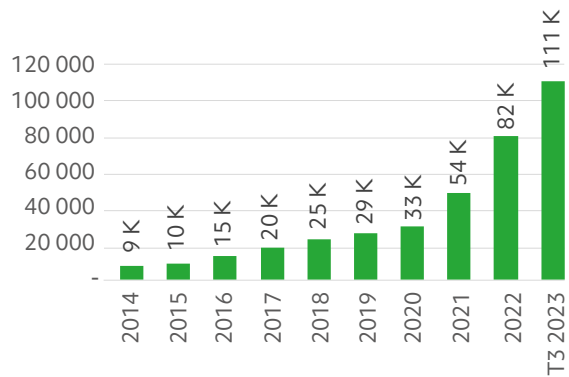
2 Les réseaux électriques au service des véhicules électriques, octobre 2018 : www.cre.fr/content/download/20044/file/1810_CRE_rapport_reseaux_VE.pdf

3 CEER Report on Electric Vehicles : Network management and consumer protection, août 2023 : www.ceer.eu/documents/104400/-/-/d63a0e13-ae3-6f24-8424-cad9f7aca751

Évolution du nombre de VE et VHR en circulation



Évolution du nombre de points de recharge ouverts au public



Source : Avere

1. Des raccordements plus rapides et au meilleur prix pour les bornes ouvertes au public ou pour les flottes professionnelles

Actuellement, le territoire métropolitain continental compte plus de 111 000 points de charge ouverts au public, dont 18 000 à haute puissance. Ils assurent d'ores et déjà un bon maillage du territoire. Il est désormais nécessaire d'adapter le dimensionnement des infrastructures aux besoins de mobilité, en tenant compte des capacités et des coûts induits pour les réseaux.

Le coût des raccordements joue sur l'attractivité de la mobilité électrique et peut conduire à renchérir le coût de la transition pour la collectivité. Un raccordement coûteux est souvent un raccordement plus long à réaliser. Or, les délais de raccordement sont souvent sur le chemin critique des projets d'installation de points de charge. Ils doivent être maîtrisés pour ne pas freiner la dynamique d'électrification. **Plusieurs leviers d'optimisation existent et permettraient des raccordements moins chers et plus rapides.** La localisation, la puissance maximale et le type de solution de raccordement sont des paramètres qui peuvent être optimisés.

C'est particulièrement le cas pour les bornes ouvertes au public ou pour les flottes professionnelles :

- ▶ **sur les voies rapides** : les raccordements sont coûteux compte tenu des puissances demandées. Les leviers d'optimisation possibles sont encore peu utilisés car les demandeurs sont faiblement incités à y recourir notamment du fait de la réduction temporaire de 75 % du prix facturé des raccordements. Une mutualisation des ouvrages et donc des coûts est parfois possible (entre deux axes d'autoroute proches par exemple, ou entre les points de charges pour véhicules légers et ceux pour véhicules lourds) ;
- ▶ **pour les autres bornes ouvertes au public** : il est possible d'optimiser leur localisation au regard des besoins des usagers et des capacités du réseau électrique. Pour cela, la CRE considère que les gestionnaires de réseaux devraient être associés à l'élaboration des schémas directeurs de développement des infrastructures de recharge de véhicules électriques. Ils doivent également améliorer la mise à disposition aux utilisateurs des outils et données permettant de simuler les raccordements.

Enfin, il est possible d'optimiser la puissance des raccordements, en ayant par exemple recours aux raccordements alternatifs (permettant un raccordement moins cher et plus rapide en échange de limitations ponctuelles de puissance), ou en favorisant le développement d'installations de recharge couplées avec du stockage ou de la production renouvelable.

Recommandations sur le raccordement des bornes ouvertes au public et solutions de recharge d'entreprises

Le raccordement des bornes ouvertes au public peut être optimisé pour réduire les coûts et délais de raccordement :

- ▶ Les acteurs doivent pour cela intégrer les opportunités d'optimisation des raccordements :
 - en mutualisant les ouvrages quand c'est possible (entre deux aires d'autoroute proches par exemple) ;
 - en recourant à des offres de raccordement « intelligentes », afin de permettre un raccordement moins cher et plus rapide en échange de limitations ponctuelles de puissance ;
- via le couplage des stations de recharge avec des batteries et/ou de la production renouvelable en autoconsommation pour réduire la puissance de raccordement demandée ;
- ▶ La prise en charge par la collectivité des coûts de raccordement (réfaction) doit être limitée en niveau et dans le temps, afin de ne pas désinciter les demandeurs à rechercher des optimisations bénéfiques pour le système électrique.

2. Un pilotage de la recharge individuelle du quotidien insuffisamment développé, qui sera pourtant indispensable au système électrique

Les études menées par Enedis, RTE et EDF SEI⁴, mettent l'accent sur les contraintes supplémentaires que les recharges des véhicules légers vont exercer sur les réseaux et les coûts du système électrique, comme sur les gains économiques qui pourraient être obtenus grâce à la généralisation du pilotage de la recharge, en métropole comme dans les Zones Non-Interconnectées (ZNI).

Comme l'a expliqué RTE dans son étude prospective « *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique* »⁵, bien que le système électrique soit adapté à une croissance de la consommation électrique, les appels de puissance liés à la recharge en période de pointe sont très coûteux

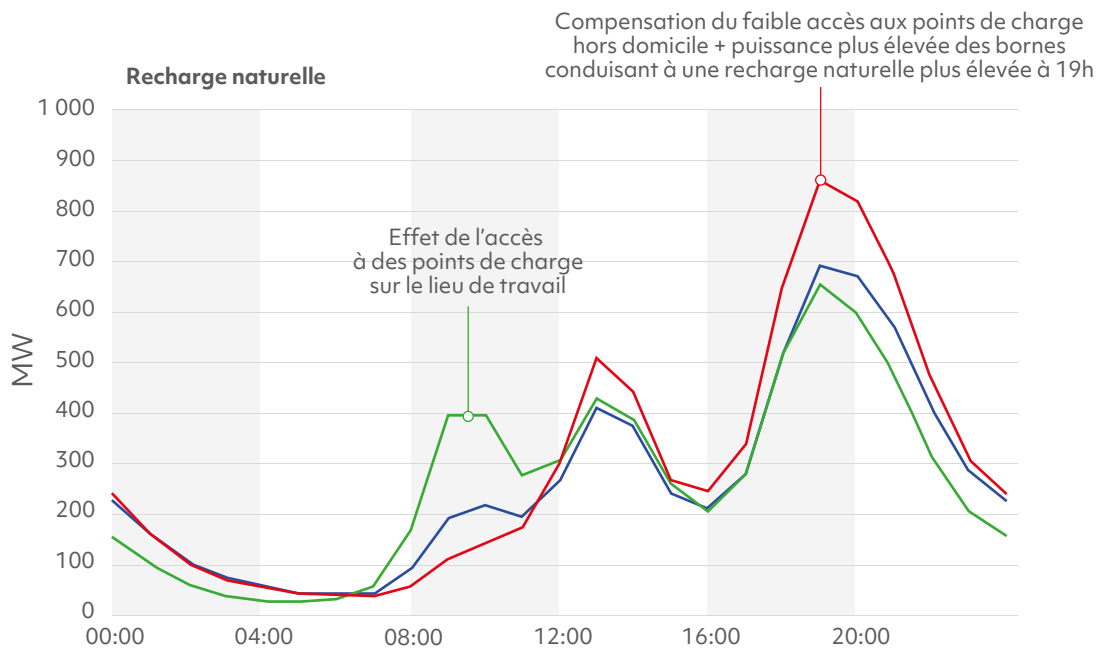
pour le système et réduisent les marges pour la sécurité d'approvisionnement. Sans pilotage de la recharge, la pointe journalière des appels de puissance se situe en effet entre 19h et 21h. Le pilotage de la recharge du « quotidien » constitue ainsi un enjeu essentiel pour optimiser l'insertion de la mobilité électrique dans le système électrique.

⁴ EDF SEI est une direction d'EDF qui opère exclusivement sur les Zones non interconnectées (ZNI)

⁵ Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, RTE, 2019 :

<https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/electromobilitee%20synthese.pdf>

Courbe de charge type pour un jour ouvré moyen pour la recharge d'un million de véhicules électriques sans pilotage de la recharge



Hypothèses du scénario Crescendo (hors pilotage) :

- accès médian aux points de charge hors domicile (28%)
- puissance médiane des bornes de recharge
- habitudes de connexion panachées selon les utilisateurs (65% systématique, 35% occasionnelle)

Hypothèses du scénario Opera (hors pilotage) :

- fort accès aux points de charge hors domicile (45%)
- puissance médiane des bornes de recharge
- connexion systématique pour l'essentiel des utilisateurs (85%)

Hypothèses du scénario Forte (hors pilotage) :

- faible accès aux points de charge hors domicile (16%)
- puissance haute des bornes de recharge
- connexion systématique pour l'essentiel des utilisateurs (85%)

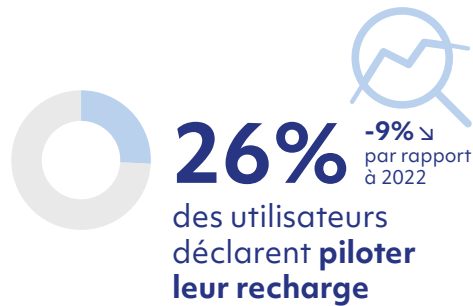
Source : RTE, 2019

La dernière enquête menée par Enedis et l'institut BVA montre que seuls 26 % des utilisateurs de véhicules électriques déclarent piloter leur recharge⁶, ce qui est insuffisant. Ce chiffre est en recul de 9 % par rapport à l'étude précédente, réalisée en 2022. Ce constat est inquiétant.

Alors que le coût de la transition énergétique devient un enjeu essentiel, la CRE est attachée à ce que la mobilité électrique se développe de manière optimisée avec un coût soutenable pour le consommateur d'électricité. Pour ces raisons, la CRE alerte sur la nécessité de généraliser le pilotage de la recharge à domicile, quelle que soit la solution retenue.

⁶ Utilisation et recharge – Enquête comportementale auprès des utilisateurs de véhicules électriques, Enedis, septembre 2023 : <https://www.enedis.fr/media/3728/download>

Enquête comportementale auprès des utilisateurs de véhicules électriques



(Enedis, Septembre 2023)

La CRE considère que la généralisation d'un pilotage de type Heures Pleines/ Heures Creuses (HP/HC) pour la recharge individuelle à domicile répondrait de manière simple à ces objectifs.

Ainsi, pour un titulaire d'un contrat HP/HC, la recharge n'aurait lieu par défaut qu'en heures creuses, tout en lui laissant la liberté de forcer la recharge quand il le souhaite. Plusieurs solutions existent pour atteindre cet objectif. Il conviendra donc d'inciter à leur déploiement.

Recommandation sur le pilotage de la recharge individuelle

La CRE considère que les nouveaux dispositifs de recharge individuels en résidentiel (borne ou prise renforcée) devraient avoir systématiquement accès à un premier niveau de pilotage simple selon les signaux tarifaires HP/HC. La mise en œuvre de ce pilotage reste à la main de l'utilisateur qui a le choix de souscrire un contrat de fourniture proposant des heures creuses. Il garde dans tous les cas la possibilité de « forcer » la recharge en dehors des heures creuses si nécessaire.

De multiples solutions sont disponibles pour le pilotage des bornes de recharge individuelles sur la base des signaux tarifaires. Compte tenu du déploiement actuel du compteur Linky et de ses fonctionnalités de transmission du signal HP/HC, la CRE considère que, dans le cas général, la solution par défaut consistera en une connexion au compteur. Quelle que soit la solution de pilotage retenue, sa mise en œuvre est moins coûteuse si elle est réalisée au moment de l'installation de la borne ou de la prise renforcée.

Au-delà des solutions de base, notamment via la connexion au compteur, la CRE considère qu'une valeur supplémentaire pour le système électrique pourra être générée en tirant parti du potentiel de flexibilité des véhicules électriques.

Recommandation sur les bornes de recharge

Les bornes de recharge devraient être connectables à internet au travers d'un protocole ouvert garantissant l'interopérabilité (éventuellement accompagné d'une normalisation).

Un pilotage intelligent ne pourra se développer de manière significative que grâce à des offres innovantes partageant la valeur avec les utilisateurs, et des bornes capables de recevoir des signaux complexes pouvant être envoyés par différents acteurs.

De même, un partage aisé des données de fourniture ou du véhicule, sous le contrôle du consommateur concerné, contribuera au développement du pilotage intelligent.

Recommandations sur l'accès aux données

Aujourd'hui, les données du véhicule sont le plus souvent inaccessibles de façon simple et interopérable, alors que le besoin en énergie de la batterie est une information indispensable pour un pilotage optimisé de la recharge.

Le niveau de charge et la capacité des batteries des véhicules constituent des données personnelles appartenant aux utilisateurs des véhicules. La CRE recommande un encadrement réglementaire de la mise à disposition par les utilisateurs de ces données aux tiers autorisés, afin de favoriser la mise en place de solutions innovantes.

De même, la CRE considère que la mise en œuvre d'une plateforme commune, permettant de mettre à disposition de manière standardisée aux tiers autorisés les informations du contrat de fourniture comme les plages temporelles et les tarifs associés, serait utile.

La CRE est à l'écoute des acteurs du secteur et reste pleinement mobilisée pour que la mobilité électrique tienne toutes ses promesses pour les consommateurs, le système électrique, et la transition énergétique. Elle recommande que les études menées par Enedis et RTE, actuellement centrées sur la mobilité légère, soient actualisées au regard de différents scénarii d'électrification de la mobilité lourde.

Introduction

Le véhicule électrique s'impose aujourd'hui comme une évidence dans le paysage des mobilités. Alors que le transport routier représente 29 % des émissions territoriales de gaz à effet de serre en France¹, son électrification est un levier essentiel de la réduction du recours aux énergies fossiles, en plus de contribuer à la réduction des pollutions atmosphériques et sonores. Son développement est favorisé par des politiques publiques volontaristes et des progrès technologiques soutenus, notamment dans le domaine des batteries.

En septembre 2023, plus d'une voiture neuve sur quatre vendues en France était électrique (VE) ou hybride rechargeable (VHR)², soit plus d'1,5 million de véhicules en circulation en 2023, contre environ 750 000 en 2021. L'objectif fixé par les pouvoirs publics d'1,3 million de VE et VHR d'ici la fin 2023 est donc atteint. Cette dynamique est encore amenée à s'amplifier dans les prochaines années, puisque l'objectif fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie est d'atteindre 3 millions de voitures électriques, 1,8 million de véhicules hybrides rechargeables et 500 000 véhicules utilitaires légers électrique d'ici la fin 2028.

La conversion du parc de véhicules vers l'électrique nécessite toutefois le déploiement de points de charge, à domicile, sur les aires de stationnement privées et publiques ou en voirie. Leur couverture géographique doit permettre de répondre aux besoins de recharge, au quotidien comme en itinérance.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte³ prévoit que 7 millions de points de charge (publics et privés) soient installés d'ici 2030. Les délais de raccordement des bornes de recharge peuvent constituer un facteur affectant le rythme de déploiement, tandis que les coûts de ces infrastructures, qu'ils soient portés directement par les utilisateurs ou indirectement via les tarifs de réseaux, doivent être maîtrisés afin d'assurer la soutenabilité économique de cette transition pour la collectivité. C'est pourquoi la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui régule les réseaux publics d'électricité et en fixe les tarifs d'utilisation, veille au développement rapide des infrastructures de recharge, notamment à travers des mécanismes de régulation incitative centrés sur l'optimisation des coûts et des délais de raccordement.

Par ailleurs, le système électrique pourrait être fortement affecté par la hausse de la consommation électrique induite par ces nouveaux usages, notamment à la pointe, en particulier si les habitudes de recharge des utilisateurs ne tiennent pas suffisamment compte des contraintes du système. Or, la recharge des véhicules électrique constitue un usage flexible, qui peut être décalé pour optimiser les coûts de production, d'acheminement et de raccordement. À ce titre, la valorisation de cette flexibilité est un levier d'action et de soutenabilité essentiel : d'une part en réduisant les coûts de la mobilité électrique en la rendant plus compétitive, et d'autre part en accompagnant l'insertion des énergies renouvelables. RTE estime que

1 INSEE, Données 2021 : [insee.fr/fr/statistiques/2015759](https://www.insee.fr/fr/statistiques/2015759)

2 Baromètre des immatriculations, AVERE-France, septembre 2023 : [aver-france.org/publication/barometre-septembre-2023-les-immatriculations-des-vehicules-electriques-et-hybrides-rechargeables-representent-255-des-parts-de-marches/](https://www.aver-france.org/publication/barometre-septembre-2023-les-immatriculations-des-vehicules-electriques-et-hybrides-rechargeables-representent-255-des-parts-de-marches/)

3 Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

les batteries des véhicules électriques représenteront une capacité de stockage cumulée considérable à l'horizon 2035, entre 600 et 1100 GWh⁴.

La crise traversée par les marchés de l'énergie depuis 2021 ne doit pas décourager l'électrification des usages sur le long terme. Par la flexibilité qu'ils apportent, les véhicules électriques légers peuvent même contribuer à la sécurité d'approvisionnement et à l'équilibre offre-demande, et constituer des atouts en période de crise.

L'installation des bornes de recharge doit répondre à un impératif d'aménagement du territoire, à travers un maillage minimal, mais également à des impératifs économiques en se développant en fonction de la demande et des coûts d'infrastructures. Les barrières à l'installation doivent être minimisées pour prévenir les situations de monopoles locaux conduisant à un sous-dimensionnement ou à des tarifs abusifs.

La mobilité électrique est au cœur des missions de régulation des infrastructures d'électricité et de protection des consommateurs qu'exercent la CRE. Elle fait par ailleurs bouger les lignes de la régulation car elle se situe au croisement de différents secteurs (énergie, transports, données, etc.) et implique des acteurs venus d'horizons divers.

En 2018, la CRE avait apporté une première contribution à la réflexion collective sur l'essor de la mobilité électrique, à travers un document de réflexion et de propositions intitulé

*« Les réseaux électriques au service de la mobilité électrique »*⁵. Ce rapport soulignait notamment la nécessité de faciliter l'accès à l'infrastructure de recharge tout en maîtrisant les coûts de raccordement, et de proposer des services de recharge simples et efficaces pour les utilisateurs de véhicules électriques. Il formulait à ce titre plusieurs recommandations, rappelées en annexe, qui ont été en partie suivies : comme la clarification du statut juridique de la recharge et la limitation dans le temps des réfections augmentées des coûts de raccordement. Certaines recommandations, notamment sur le pilotage et les offres de raccordement intelligent, tardent en revanche à être appliquées, alors qu'elles restent d'actualité.

Depuis 2021, la CRE, qui a consulté plus d'une vingtaine d'acteurs du secteur, a organisé un atelier de concertation en 2022 et une table ronde en octobre 2023 pour évaluer les enjeux du développement de la mobilité électrique pour le système électrique. Elle a également fait réaliser des études sur les incitations au pilotage de la recharge et les enjeux de décompte des consommations, et a travaillé avec ses homologues européens sur les bonnes pratiques mises en œuvre en Europe⁶.

Aujourd'hui, alors que la France prend le virage de la mobilité électrique, la CRE attire l'attention des acteurs et des pouvoirs publics sur les enjeux pour une transition accélérée et une bonne insertion au système électrique : l'optimisation des raccordements et le nécessaire pilotage de la recharge.

4 Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, RTE, 2019 : assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/electromobilitee%20synthese.pdf

5 Les réseaux électriques au service des véhicules électriques, CRE, octobre 2018 : cre.fr/Actualites/Les-reseaux-electriques-au-service-des-vehicules-electriques

6 CEER Report on Electric Vehicles : Network management and consumer protection, août 2023 : ceer.eu/documents/104400/-/-/d63a0e13-ae3-6f24-8424-cad9f7aca751

01

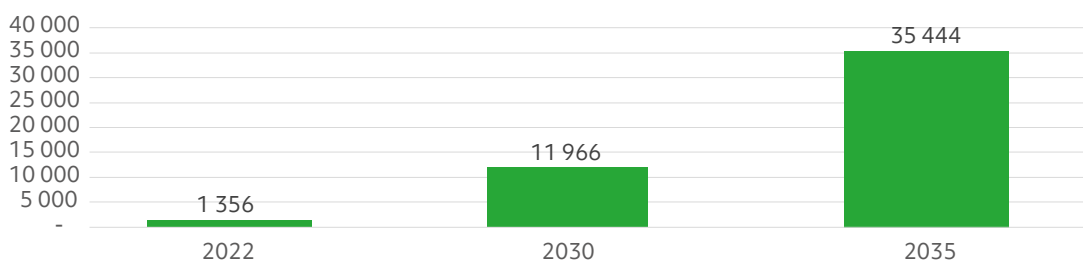
Le déploiement des bornes de recharge



Depuis plusieurs années, le développement de la mobilité électrique connaît une croissance soutenue, tant en termes de nombre de véhicules en circulation qu'en termes d'électricité consommée et d'infrastructure de recharge associée.

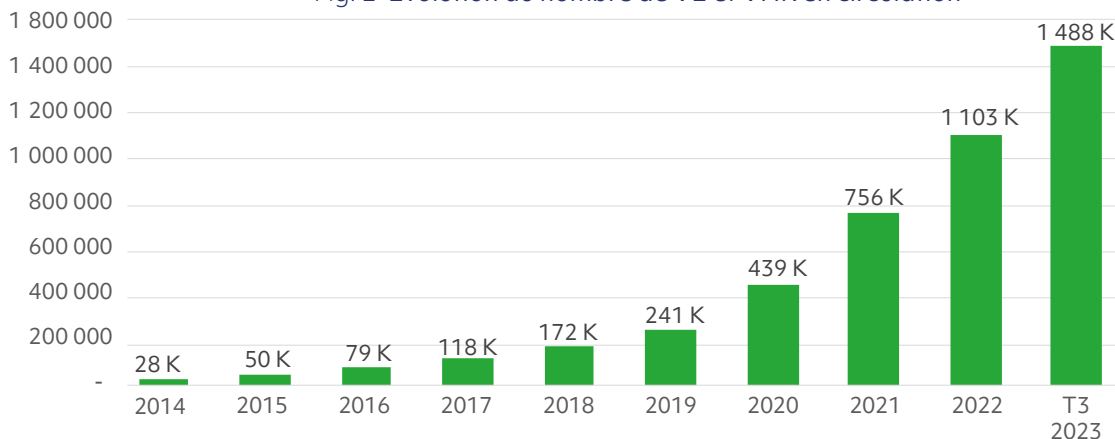
En effet, le nombre de véhicules électriques et hybrides rechargeables a augmenté de 241 000 en 2019 à 1,49 M en 2023. En parallèle, la consommation électrique du parc devrait passer de 1,3 TWh en 2022 à plus de 35 TWh en 2035 selon Enedis⁷.

Figure 1 Évolution des consommations en GWh/an des VE et VHR (particuliers et utilitaires légers) sur la base de 10,5 TM de véhicules en 2035



Source : Enedis

Fig. 2 Évolution du nombre de VE et VHR en circulation



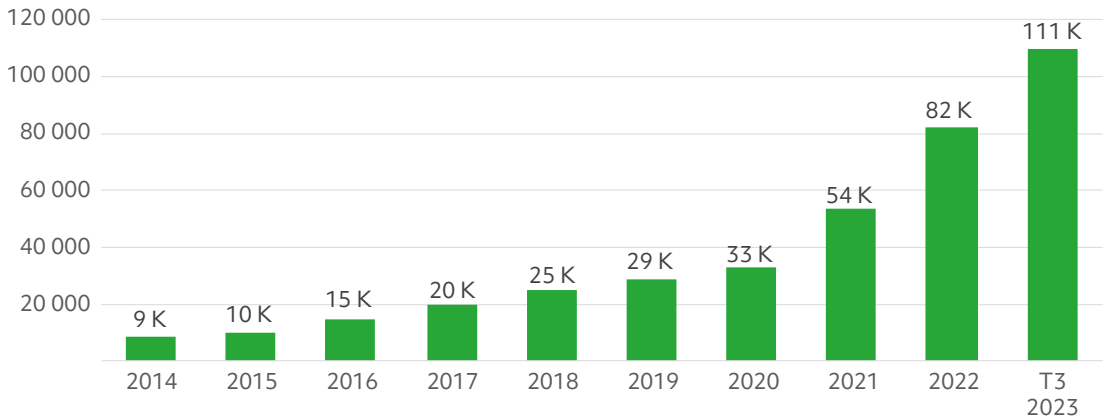
Source : Avere

⁷ Repères sur la mobilité électrique, Enedis, septembre 2019, scénario de 9M de VE : enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/2021-01/reperes-sur-la-mobilite-electrique.pdf

De même, le nombre d'infrastructures de recharge augmente rapidement, tous emplacements confondus. Le nombre de points de recharge ouverts au public accélère particulièrement depuis 2020, passant de 32 736 fin 2020 à plus de 110 000 en octobre 2023.

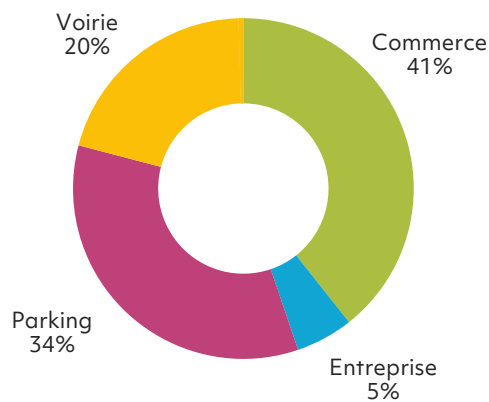
Sur 100 bornes accessibles au public au troisième trimestre 2023, 41 sont installées dans des commerces, 34 sur des aires de stationnement, 20 en voirie et 5 en entreprise.

Fig. 3 Évolution du nombre de points de recharge ouverts au public



Source : Avere

Fig. 4 Répartition des points de recharge ouverts au public par site d'implantation au T3 2023

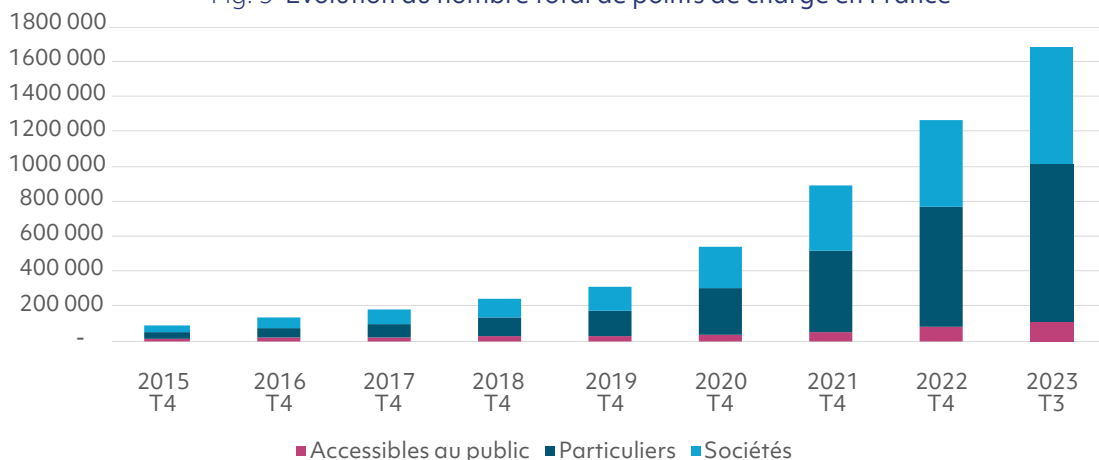


Source : Avere

Sur la totalité des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) installées en France, le nombre de points de recharge installés chez les particuliers et au sein des entreprises est significativement plus élevé que le nombre d'IRVE accessibles au public.

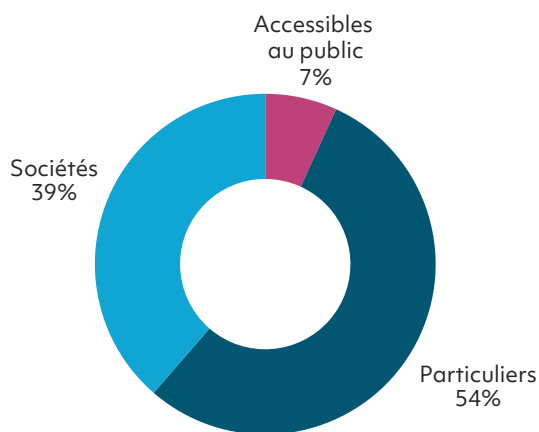
En effet, selon Enedis, sur 100 points de recharge⁸ en France au 3^e trimestre 2023, 7 sont accessibles au public, 39 dans les entreprises et 54 chez les particuliers⁹.

Fig. 5 Évolution du nombre total de points de charge en France



Source : Enedis

Fig. 6 Répartition des points de charge au T3 2023



Source : Enedis

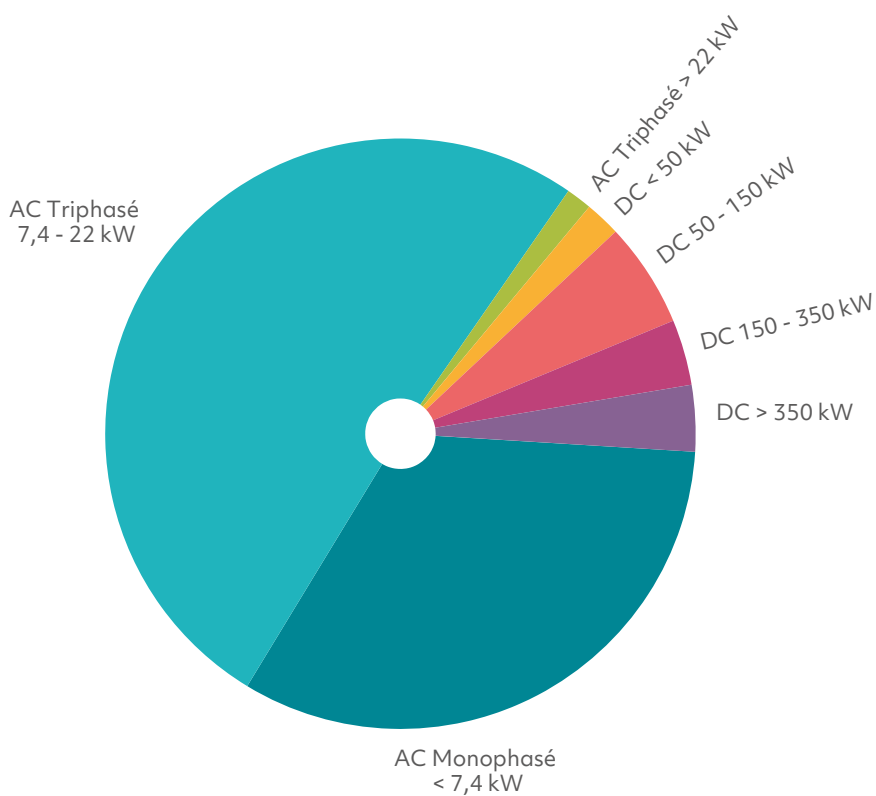
8 Les points de charge sont matérialisés par un socle de prise sur lequel un véhicule électrique peut potentiellement se brancher. Une borne de recharge peut comporter un ou plusieurs points de charge.

9 Les données sur les points de charge « particulier » et « société » sont une reconstitution de l'existant construite par Enedis sur la base d'hypothèses. Ces hypothèses s'appuient sur l'évolution du marché du véhicule électrique.

La répartition des points de recharge accessibles au public par catégorie de puissance met en évidence une majorité de bornes de recharge d'une puissance inférieure ou égale à 22 kW.

D'après Enedis, les IRVE ouvertes au public représentent une puissance installée totale de 3,8 GW au T3 2023, soit une puissance moyenne de 35 kW par point de charge, principalement portée par les bornes de recharge rapide (> 22 kW), comme illustré par le graphique ci-dessous.

Fig. 7 Répartition des points de recharge ouverts au public par catégorie de puissance au 31 octobre 2023

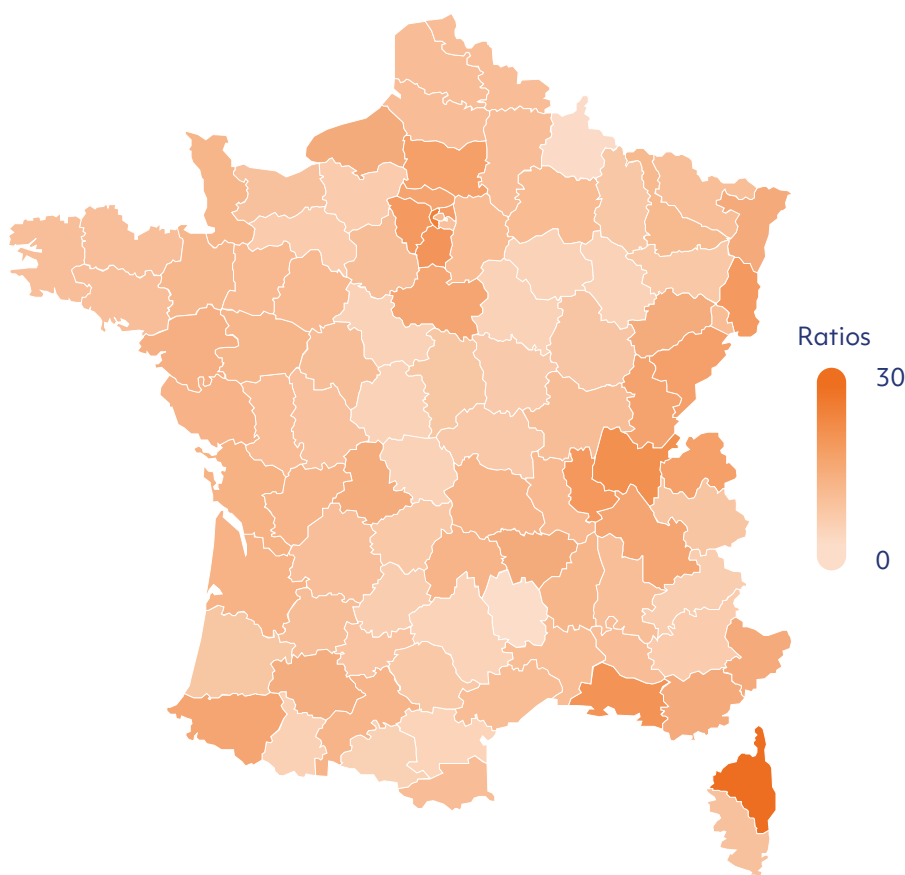


Source : Avere

En avril 2023, un point de recharge ouvert au public comptabilise en moyenne 14,4 sessions de recharge par mois d'après l'Avere, en baisse par rapport à l'année précédente ce qui témoigne à l'échelle nationale d'une situation de surdimensionnement, pour l'instant justifiée par la forte croissance attendue du parc de véhicules électriques et de la recharge en itinérance.

La répartition géographique du nombre de points de charge met en revanche en évidence des disparités territoriales, le ratio du nombre de véhicules électriques par points de charge ouvert au public allant de 4,1 pour la Lozère à 26 pour l'Ain¹⁰. Ces ratios sont cependant à mettre en regard de l'adoption globale du véhicule électrique dans chaque département, de la densité démographique et de la typologie d'habitat.

Fig. 8 Nombre de véhicules électriques par point de recharge ouvert au public



Sources : AAA Data, Gireve, calcul UFE – Données au 30 septembre 2023

¹⁰ Déploiement des bornes de recharge en France, UFE, 31 mars 2023 : ufe-electricite.fr/watt-the-carte/deploiement-bornes-de-recharge-en-france/

L'article 68 de la loi d'orientation des mobilités¹¹ (dite « loi LOM ») introduit le dispositif des schémas directeurs des infrastructures de recharge de véhicules électriques (SDIRVE). Ils confèrent à l'autorité locale compétente pour l'organisation des mobilités (EPCI, AODE, autorité organisatrice de la mobilité...) la possibilité d'encadrer et de planifier le déploiement des infrastructures de recharge accessibles au public en concertation avec toutes les parties prenantes concernées et pertinentes, publiques et privées. Selon l'article R.353-5-2 du code de l'énergie, la concertation autour de l'élaboration des SDIRVE mobilise notamment la région, les gestionnaires de voirie, le ou les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, les aménageurs d'infrastructures de recharge ouvertes au public.

Les SDIRVE, qui restent facultatifs et qui font l'objet d'une validation par le préfet, consistent en premier lieu à l'élaboration d'un diagnostic sur les besoins d'infrastructures de recharge, au regard notamment des caractéristiques locales de l'habitat, du taux d'adoption du véhicule électrique constaté et du parc d'IRVE présent sur le territoire. Il définit également les objectifs, le calendrier et les ressources associées à destination des parties prenantes mobilisées. Par exemple, il définit les localisations prioritaires (aires de stationnement publiques, zones touristiques...) et leur distribution géographique. Il sert également à piloter et à superviser le déploiement, entre autres par le biais de la publication en open data des données essentielles du SDIRVE, comme le nombre et les caractéristiques des infrastructures installées.

Ainsi, l'objectif principal des SDIRVE est d'associer, en amont du déploiement des IRVE, toutes les parties prenantes concernées afin d'assurer la cohérence globale de ces infrastructures avec la configuration locale rencontrée, y compris du point de vue des capacités du réseau électrique. Dans les zones rurales, où le taux de fréquentation et d'utilisation des IRVE peut s'avérer plus faible et la rentabilité des projets moindre, cette structuration locale multi-acteurs peut permettre d'optimiser la distribution géographique et les investissements nécessaires, dans une optique de couverture *a minima* du territoire et de disparition progressive des « déserts » d'infrastructures de recharge accessibles au public. En juin 2023, 116 SDIRVE étaient validés ou engagés, couvrant la très grande majorité du territoire métropolitain.

Concernant les bornes de recharge rapide sur autoroute, 99 % des aires de service du réseau autoroutier français concédé étaient équipées au 30 juin 2023¹² (8 points de charge rapide par aire en moyenne). Sous l'action des pouvoirs publics, ce taux de couverture est en voie d'atteindre les 100 % sur l'ensemble du réseau autoroutier, ce qui assurera la disponibilité de bornes de recharge tous les 50 km sur autoroute.

Selon le rapport d'Enedis sur le comportement des utilisateurs de véhicules électriques paru en septembre 2023¹³, la recharge à domicile dans le résidentiel individuel s'effectue majoritairement au moyen d'une prise électrique classique (46 %) ou d'une prise renforcée dédiée au véhicule électrique (19 %), les bornes ne représentant qu'un tiers des modes de recharge dans l'habitat individuel.

11 Loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités

12 Source : AVERE-France et ASFA (Association des Sociétés Françaises d'Autoroutes)

13 Enquête comportementale auprès des utilisateurs de véhicules électriques, Enedis, septembre 2023 : enedis.fr/media/3728/download

Fig. 9 Méthode de recharge en maison individuelle

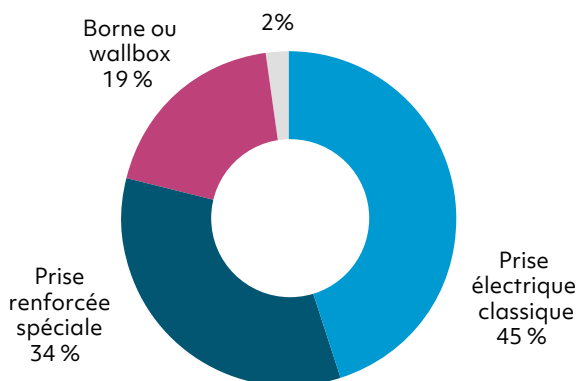
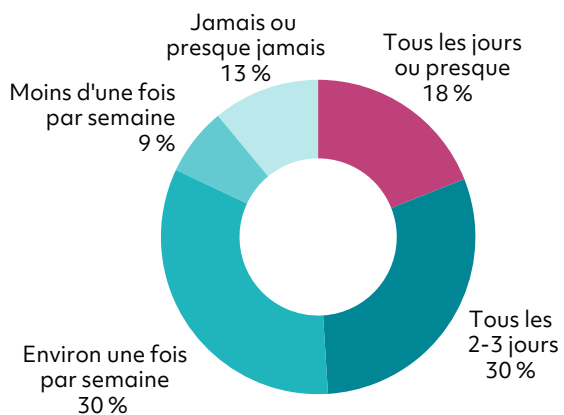


Fig. 10 Fréquence de recharge du véhicule pour la recharge à domicile



Source : Enedis, septembre 2023

Parmi les utilisateurs interrogés par Enedis, la recharge s'effectue majoritairement à domicile pour 88 % des habitants en maison individuelle et pour 59 % des habitants en résidentiel collectif. Les utilisateurs se rechargent à domicile le font une fois par semaine environ (30 %) ou tous les 2 à 3 jours (30 %), les déplacements quotidiens ne représentant que 47 km en moyenne.

Bien que l'essentiel des recharges ait lieu à domicile, le développement de la mobilité électrique nécessite que des points de recharge soient accessibles au public sur l'ensemble du territoire notamment pour les déplacements longue distance. Cet objectif est désormais en passe d'être atteint en métropole. Les bornes de recharge ouvertes au public peuvent désormais se développer sur la base des besoins des utilisateurs de véhicules électriques.

À ce titre, les pouvoirs publics doivent veiller :

- ▶ d'une part, à ce que les mécanismes de planification ou de soutien ne constituent pas des freins aux initiatives et investissements privés en présence d'une forte demande de points de recharge ;
- ▶ d'autre part, à ne pas conduire à un surdimensionnement des stations de recharge dans les zones de faible trafic.

Les mécanismes de soutien doivent donc accompagner le lancement de la filière et assurer un maillage minimal du territoire, mais sont moins justifiés pour les bornes supplémentaires lorsque le marché est mature et que le maillage territorial est déjà assuré.

D'après un rapport de juillet 2019 commandé par la DGE et la DGEC¹⁴, les 25 % de bornes les moins utilisées représentent de l'ordre de 4 % des recharges sur bornes publiques, tandis que les 25 % de bornes les plus utilisées représentent de l'ordre de 55 % des recharges. Cela représente un facteur 13 entre les revenus potentiels associés à ces deux niveaux d'utilisation, induisant une différence notable dans la capacité à amortir l'investissement, ou dans le coût par recharge.

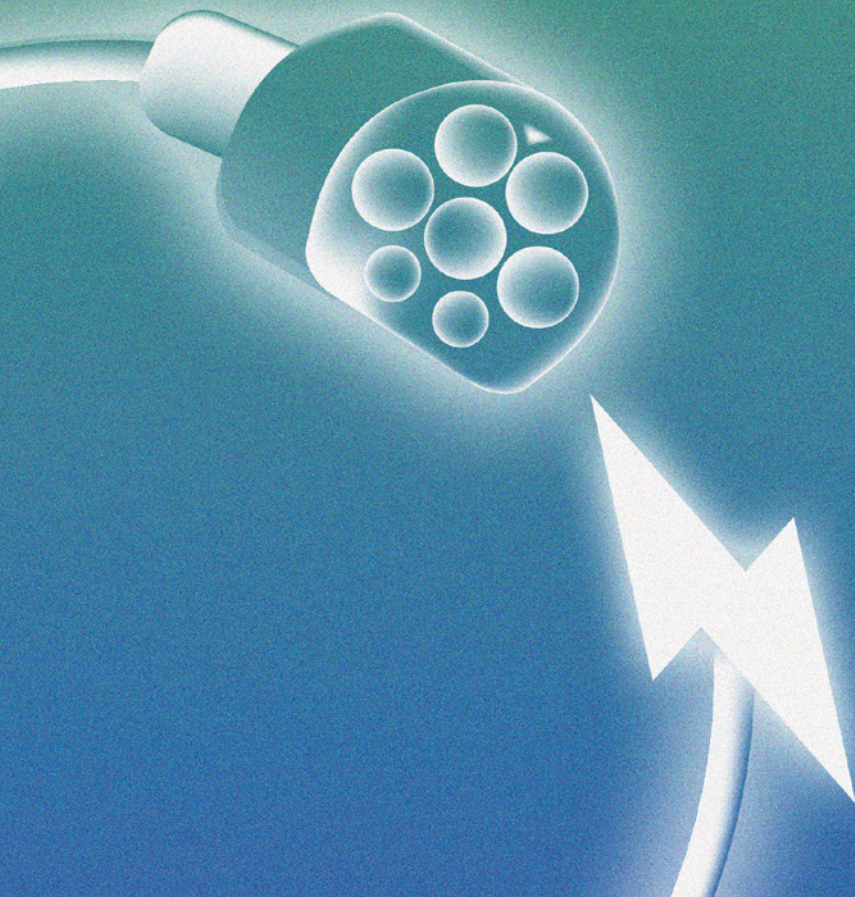
La CRE rappelle qu'afin d'éviter les zones blanches, les gestionnaires de réseau peuvent intervenir en dernier recours pour installer des bornes de recharge ouvertes au public, uniquement en cas d'échec des appels d'offres pour des raisons de concurrence. Toutefois, ils n'ont pas vocation à assurer l'exploitation de ces bornes, comme précisé par l'article 33 de la directive de 2019 sur le marché intérieur de l'électricité¹⁵, transposé à l'article L.353-7 du code de l'énergie. Le gestionnaire de réseau a par ailleurs un rôle pour assurer le développement de points de recharge dans les parkings des logements collectifs difficiles à équiper, comme évoqué dans la partie de ce rapport dédiée au raccordement.

14 Étude sur la caractérisation des besoins en déploiement d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique, juillet 2019 : ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2019-07-Rapport-IRVE.pdf

15 Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=NL>

02

Des raccordements
de bornes plus rapides
et moins chers



1. Optimiser le dimensionnement des raccordements

La nature des ouvrages à réaliser en vue du raccordement de bornes de recharge dépend fortement de l'état du réseau électrique existant et du niveau des puissances demandées. Dans les cas les plus favorables, de simples ouvrages de branchement au réseau basse tension (BT) existant peuvent être suffisants. En fonction des contraintes créées par le raccordement, des ouvrages d'extension ou le renforcement de ce réseau peuvent être nécessaires. Dans les cas les plus défavorables, l'installation d'une IRVE peut entraîner des renforcements du réseau haute tension (HTA). Ces derniers cas peuvent remettre en cause la pertinence économique de l'IRVE pour la collectivité, et entraînent des coûts et des délais de raccordement importants.

Afin d'optimiser ces travaux de raccordement, plusieurs leviers sont disponibles.

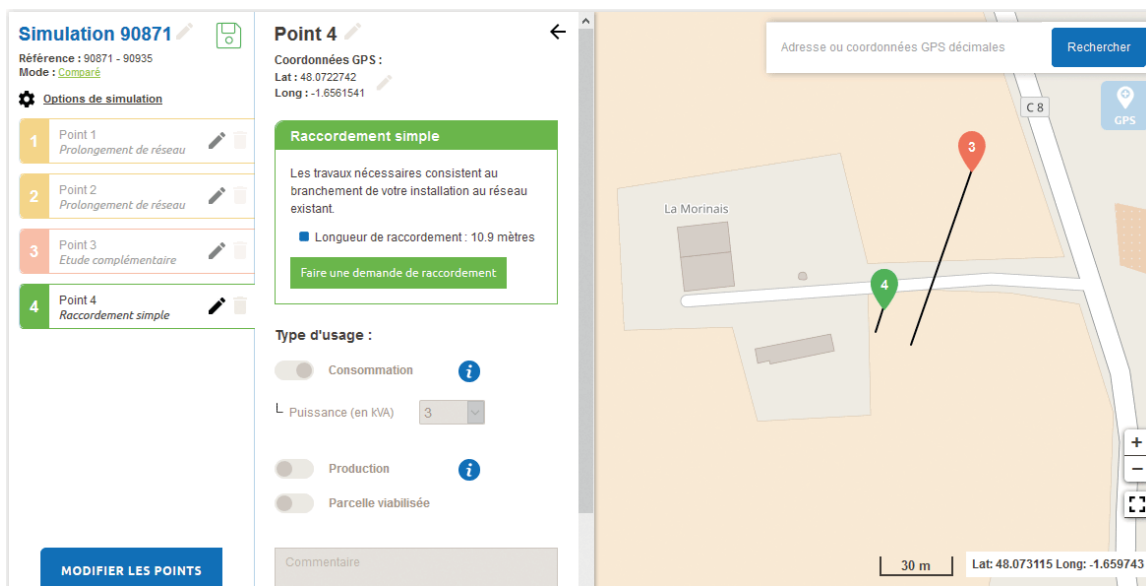
Localisation des IRVE et leur puissance

Le premier levier est l'optimisation de la localisation des IRVE et de leur puissance. Pour répondre à cet enjeu, Enedis a notamment développé l'outil TERA (TEster mon RAccordement). Cet outil permet de simuler une opération de raccordement, et d'obtenir des informations sur la complexité de l'opération de raccordement par un code couleur. Il s'agit d'un outil simple permettant aux utilisateurs d'optimiser leur raccordement. Il présente cependant certaines limites : il ne tient pas compte des contraintes sur le réseau de transport (ce qui ne permet pas toujours de fournir des analyses fiables pour les raccordements en HTA) et reste peu adapté à la simulation de raccordements multiples, par exemple dans le cadre de schémas de déploiement d'IRVE. La CRE demande

donc à Enedis d'améliorer les outils mis à disposition du public pour y intégrer les contraintes sur le réseau de transport, en coordination avec RTE. La CRE demande également à RTE de veiller à la mise à jour régulière des données relatives aux contraintes sur son réseau.

Par ailleurs, Enedis et d'autres gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) ont récemment introduit, dans leur barème de raccordement, une prestation d'étude d'impact de projet, à destination des projets d'énergies renouvelables, de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, d'aménagement urbain et de planification énergétique. Cette prestation s'adresse notamment aux organisations chargées de l'élaboration des Schémas Directeurs des Infrastructures de Recharge pour les Véhicules Électriques (SDIRVE). En plus des données en open data mises à disposition par les GRD et GRT, cette prestation permet d'apporter un éclairage sur la faisabilité de tels projets en amont de la demande de raccordement, à un stade où leurs paramètres principaux ne sont pas encore figés. Elle permet au demandeur d'identifier les paramètres permettant d'optimiser le coût et le délai de la solution de raccordement. En effet, en adaptant le projet et en mettant en place des outils de pilotage pertinents, les porteurs de projets peuvent s'adapter à la capacité du réseau disponible, évitant ainsi des travaux coûteux pour la collectivité et préservant la viabilité des projets. A ces outils s'ajoutent des outils mis à disposition et des études pouvant être réalisées par des acteurs privés (bureaux d'étude...), permettant eux aussi aux demandeurs d'avoir une première estimation des coûts et délais de raccordement.

Fig. 11 Capture d'écran de l'outil « Tester mon raccordement »



Dans une optique d'optimisation des coûts pour la collectivité, notamment en période d'inflation, la CRE considère opportun d'associer le gestionnaire de réseau de transport, au même titre que les gestionnaires de réseaux de distribution, à l'élaboration des schémas directeurs de développement des infrastructures de recharge, afin de définir des emplacements techniquement et économiquement pertinents. Les données sur l'avancement de ces schémas doivent être partagées avec la CRE.

Enfin, le guide SEQUELEC GP 13¹⁶ constitue une ressource pédagogique importante sur laquelle les professionnels de la construction peuvent s'appuyer pour maîtriser le processus de dimensionnement des Infrastructures de Recharge pour Véhicules Électriques dans les immeubles collectifs, assurant ainsi une intégration efficace des projets de mobilité électrique dans les constructions neuves.

16 Dimensionnement des Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques dans les immeubles collectifs (IRVE) : enedis.fr/media/2203/download

Solution technique de raccordement des IRVE

Le second levier est l'optimisation de la puissance de raccordement, afin de réduire les coûts et délais.

Différents leviers d'optimisation sont envisageables, à la main du demandeur d'une part, et du gestionnaire de réseau d'autre part.

Le foisonnement entre les bornes de recharge

Le coefficient de foisonnement entre véhicules électriques représente le facteur de simultanéité de charge des véhicules électriques. Ce facteur permet de dimensionner le réseau non pas à partir d'une puissance maximale qui correspondrait à la somme des puissances de chaque borne de recharge, mais à partir d'une puissance intermédiaire qui représente au mieux les habitudes de recharge des utilisateurs. À ce foisonnement, pourrait s'ajouter un foisonnement naturel entre IRVE et les autres usages.

Lors de ses travaux relatifs au raccordement par Enedis d'infrastructures collectives en copropriétés la CRE a retenu un coefficient de foisonnement entre les véhicules électriques de la colonne de 0,4 correspondant au foisonnement prévu par les référentiels techniques actuellement en vigueur. Aucun foisonnement n'est aujourd'hui mis en œuvre entre les véhicules électriques et les autres usages de l'immeuble pour le dimensionnement de l'éventuelle partie commune du branchement, faute d'historique et d'études à ce sujet.

Le choix des coefficients de foisonnement a ainsi un effet significatif sur les travaux de réseaux à engager par les GRD et les coûts associés. Les échanges que la CRE a pu organiser à ce sujet avec différents acteurs, gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité comme opérateurs de bornes de recharge, montrent qu'un travail de concertation est nécessaire pour fiabiliser ces coefficients. La CRE réitère donc sa demande qu'une étude soit menée par les différents acteurs concernés (dont Enedis, les entreprises locales de distribution et la commission 14-100, en associant également les représentants de la filière du véhicule électrique et de la recharge) pour affiner cette prise en compte du foisonnement pour les réseaux.

Des raccordements alternatifs et intelligents

Des raccordements moins chers et plus rapides peuvent être mis en œuvre pour utiliser la capacité des réseaux, même si celle-ci n'est pas disponible en permanence, au travers de modulations de puissances associées par exemple à un pilotage.

Une opération de **raccordement intelligente** a été définie par la CRE dans sa délibération n° 2018-024 du 8 février 2018 comme une opération de raccordement :

- ▶ à une puissance de raccordement inférieure à la puissance de raccordement demandée tout en permettant des injections ou des soutirages complémentaires sur certaines périodes ;
- ▶ ou à une puissance de raccordement égale à la puissance de raccordement demandée tout en limitant les injections et soutirages sur certaines périodes.

Depuis, pour les producteurs à partir d'énergies renouvelables, l'article D. 342-23 du code de l'énergie prévoit notamment que, sur demande du producteur, le gestionnaire de réseau propose une offre de raccordement alternative, qui peut inclure la limitation de la puissance injectée en cas de contrainte sur le réseau.

RTE a de son côté commencé à proposer des offres de raccordement intelligentes aux consommateurs qui en ont fait la demande, intégrant des limitations ponctuelles au soutirage en cas de contraintes. Il a également développé des offres de raccordement optimisées pour les stockages permettant leur raccordement dans des zones saturées en contrepartie de limitations quelques heures par an en cas d'apparition de contraintes.

Ces solutions de raccordement alternatives ne sont pas disponibles pour les consommateurs sur le réseau de distribution, et il n'existe donc aucune solution intelligente de raccordement d'IRVE en dehors de l'offre de raccordement de référence, qui vise à dimensionner le réseau pour la puissance totale maximale sans aucune optimisation.

La CRE, qui en est à l'origine, est favorable à ces solutions alternatives ou intelligentes qui permettent de réduire les coûts et délais de raccordement, en contrepartie d'une limitation temporaire sur certaines heures de la puissance d'injection ou de soutirage pour un utilisateur. Elle réitère donc sa demande pour que ces solutions soient généralisées pour les consommateurs, notamment pour les installations de recharge de véhicules électriques pour lesquelles ce type de solution permettrait d'offrir rapidement et à moindre coût des raccordements avec des contraintes limitées.

Enfin, le dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi Énergie-Climat¹⁷ peut être un moyen d'expérimenter des solutions d'optimisation nouvelles qui ne seraient pas permises par le cadre réglementaire en vigueur.

¹⁷ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, Article 61 : legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000039356024



Dans sa publication du 30 mai 2023, le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) décrit les pratiques actuelles des États membres en matière d'offres de raccordement alternatives et identifie également les prérequis essentiels pour une mise en œuvre efficace des raccordements flexibles en particulier par les gestionnaires de réseau ne disposant pas déjà d'un marché de flexibilité locale développé.

Le CEER considère qu'il convient notamment :

- ▶ d'assurer une implémentation efficace des smart grids pour faciliter le développement des offres de raccordement alternatives. En effet, les gestionnaires de réseau devront digitaliser leurs réseaux afin de collecter les données techniques nécessaires à l'élaboration en toute transparence des offres de raccordement alternatives efficaces ;

- ▶ de veiller à ce que le régulateur, à travers les gestionnaires de réseau de distribution, ait accès aux informations nécessaires afin de définir un cadre adapté au besoin. En effet, le régulateur devra avoir accès à des données réseau (capacité disponible et les flux réseau) pour pouvoir adapter ou mettre en place un cadre réglementaire compatible avec les besoins réseaux et décider quels paramètres des offres de raccordement alternatives sont standardisés.

Pour les gestionnaires de réseau disposant déjà d'un marché de flexibilité développé, le CEER recommande d'évaluer l'impact du développement des raccordements flexibles sur la liquidité des autres mécanismes d'achat de flexibilité, en particulier le marché de flexibilité local, afin d'éviter toute distorsion de marché.

Le couplage avec de la production EnR ou du stockage

Installer une unité de production ou de stockage sur le même point de livraison que les bornes de recharge est un moyen de mutualiser leurs raccordements et de disposer potentiellement d'une puissance de charge supérieure à la puissance de raccordement. C'est également une opportunité d'autoconsommer et donc de réduire la sollicitation des réseaux et la facture du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) du titulaire.

La CRE a publié en mai 2022 un retour d'expérience des démonstrateurs Smart Grids, dont un certain nombre expérimentaient le couplage d'IRVE avec des unités de production ou de stockage : aVenir, SMAC, So MEL So Connected et 6 autres projets menés par EDF SEI en ZNI. Dans son analyse, la CRE a considéré que l'hybridation de la recharge avec une production locale nécessite, pour présenter un intérêt économique pour la collectivité, de permettre une optimisation du raccordement.

En effet, la valeur créée pour la collectivité de l'autoconsommation se limite aux pertes électriques évitées, ainsi que potentiellement un dimensionnement plus optimal des postes de transformation, mais peut parfois conduire à une localisation sous-optimale des unités de production (au regard du potentiel de production, du prix du foncier ou du coût d'installation). En revanche, il serait possible d'installer une puissance de production ou de recharge supérieure à la puissance de raccordement en profitant de la puissance de production et de consommation locale. Cette optimisation du raccordement est à la fois source d'économies pour le demandeur et pour la collectivité.

L'article 40 de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (loi APER) prévoit une obligation de mise en œuvre de moyens de production sur les parcs de stationnement extérieurs d'une superficie supérieure à 1 500 mètres carrés¹⁸. Dans ce cadre, les stations de recharge pourraient intégrer des moyens de production permettant d'apporter une puissance supplémentaire pour répondre aux pics de consommations liés aux grands déplacements (chassés croisés estivaux), en addition à la puissance disponible via le raccordement au réseau. Le couplage avec des moyens de stockage est également un levier pour augmenter ponctuellement la puissance disponible pour le passage des pointes, en alternative à l'augmentation de la puissance de raccordement. **Afin de faciliter la mise en place de ces solutions, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux de s'assurer que leurs procédures de raccordement sont adaptées et ne constituent aucun frein au raccordement des installations mixtes.**

¹⁸ Des cas d'exonération de cette obligation sont prévus par ce même article.

Cas des IRVE sur voies rapides

Le raccordement des bornes de recharge rapide sur autoroutes et voies express constitue un enjeu majeur, compte tenu des niveaux de puissance demandés dans des zones souvent éloignées des infrastructures du réseau électrique.

En 2021, Enedis a mis en place, avec l'accord de la CRE, une procédure adaptée pour les raccordements d'IRVE sur autoroutes visant à optimiser leurs délais de raccordement, en :

- ▶ donnant la possibilité aux sociétés concessionnaires d'autoroutes (SCA) d'effectuer une demande de raccordement, alors que l'utilisateur final du raccordement sera l'utilisateur de l'IRVE, et sans disposer d'autorisation d'urbanisme ;
- ▶ étendant la validité de la Proposition technique et financière (PTF) à 6 mois pour les IRVE à haute puissance (contre un délai classique de 3 mois) pour permettre aux SCA, avant d'accepter la proposition technique et financière d'Enedis, de lancer l'appel d'offres et recevoir de premières réponses de la part d'installateurs d'IRVE, afin de s'assurer que l'appel d'offres ne sera pas déclaré infructueux.

Le dimensionnement des stations de recharge est un sujet complexe compte tenu de l'irrégularité du trafic. Sur les autoroutes, le dimensionnement des stations est encadré par l'arrêté du 15 février 2021¹⁹ qui définit que les points de charge ne doivent pas dépasser un niveau d'occupation de 7 heures quotidiennes plus de 10 jours par an. Cet encadrement vise à garantir un niveau de disponibilité minimal pour les usagers mais pourrait parfois affecter le modèle économique. En effet, le passage de ces pointes de trafic induit des coûts élevés

pour le raccordement et l'installation des bornes supplémentaires au regard d'une très courte utilisation à pleine capacité. Pour optimiser le dimensionnement et la rentabilité de leurs bornes tout en garantissant ce niveau de disponibilité, les opérateurs auront alors intérêt à transmettre à leurs clients l'incitation à lisser l'utilisation des infrastructures pour réduire les périodes de saturation en incitant les usagers qui le peuvent à éviter les recharges en heures de pointe.

Enedis a mené une première étude sur le déploiement des IRVE haute puissance sur les aires d'autoroute dont les principaux résultats ont été repris dans le rapport de la CRE de 2018. Cette première étude, basée sur des hypothèses homogènes sur tout le territoire (5 MW par station-service) concluait à des besoins d'investissements dans le réseau de l'ordre de 470 M€, portés principalement par la création de liaisons HTA (90,5 %) et des coûts de renforcement des postes sources existants (7,5 %).

À la demande de la CRE, RTE et Enedis ont affiné l'étude pour estimer également les coûts de renforcement sur le réseau HTB. Le dimensionnement des installations devant être adapté au trafic, Enedis et RTE ont également apporté une plus grande précision à l'étude initiale, en estimant les besoins de puissance de raccordement par station-service en fonction des flux constatés par aire, et en simulant plusieurs scénarios de déploiement des véhicules électriques. Cette étude²⁰ menée à l'horizon 2035 estime des besoins de recharge compris entre 2 et 5 GW, et des puissances moyenne par aire comprises entre 4 MW et 12 MW, uniquement pour la mobilité légère. L'étude chiffre également des

19 Arrêté du 15 février 2021 portant modification de l'arrêté du 8 août 2016 fixant les conditions d'organisation du service public sur les installations annexes situées sur le réseau autoroutier concédé : legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043134455

20 Les besoins électriques de la mobilité longue distance sur autoroute, Enedis et RTE, juillet 2021 : enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/enedis-etude-les-besoins-electriques-de-la-mobilite-longue-distance-sur-autoroute.pdf

investissements sur le réseau compris entre 300 et 600 M€ sur la période 2020 – 2035, à 80 % sur le réseau de distribution. Des études sont nécessaires et sont en cours pour étudier l'impact potentiel de l'électrification de la mobilité lourde, potentiellement beaucoup plus important pour les réseaux.

L'étude pointe les principaux leviers d'optimisation des coûts de raccordement accessibles à ces types d'ouvrages :

- ▶ le raccordement au réseau de transport peut présenter un intérêt dans une minorité de cas, lorsque la puissance demandée est importante et lorsque le réseau de transport est à proximité ;
- ▶ le regroupement des raccordements consiste à mutualiser les ouvrages et les travaux pour deux aires situées de part et d'autre de l'autoroute. Ce levier pourrait présenter une économie de l'ordre de 10 % à 15 % des coûts. Il peut également présenter une opportunité supplémentaire d'optimisation lorsque la puissance peut être affectée dynamiquement à celle des deux aires connaissant la plus forte fréquentation. Cette affectation dynamique permettrait également de profiter du foisonnement entre la fréquentation des stations pour véhicules légers et pour véhicules lourds, lorsque les deux segments ne sont pas adressés conjointement par chaque station et desservis par le même point de livraison.

Le barème de raccordement prévoit la possibilité de mutualisation des raccordements dans le cas de demandes groupées. La CRE considère pertinent d'élargir cette possibilité de mutualisation aux demandes de raccordement concomitantes. Un cadre pérenne, prévoyant notamment la nature des ouvrages à mutualiser et les modalités de répartition des coûts associés, devra être mis en place,

au plus tard au 1^{er} trimestre 2024, en concertation avec les acteurs de la filière, afin de faciliter l'industrialisation de cette mutualisation. L'association d'une telle mutualisation avec des Offres de Raccordement Intelligentes pourrait permettre à des acteurs le souhaitant d'affecter dynamiquement la puissance à chaque station en fonction des besoins.

Même lorsque les leviers d'optimisation sont mis en œuvre, les délais de raccordement peuvent s'avérer longs, notamment en cas de besoin de renforcement des réseaux amont. Ces délais peuvent parfois remettre en cause la faisabilité des projets. Pour répondre à une telle problématique, une anticipation des travaux de raccordement pourrait être envisagée. Cette anticipation nécessite que le besoin soit clairement identifié en amont. Pour atteindre un tel objectif, deux solutions sont envisageables :

- ▶ l'anticipation de la demande de raccordement par les concessionnaires autoroutiers, l'État ou les collectivités territoriales, afin que le raccordement soit disponible le jour où le besoin d'installation de bornes apparaît ;
- ▶ l'anticipation par les gestionnaires de réseaux sur la base d'un besoin clairement défini par l'État. Le coût des travaux ainsi anticipés est réparti sur les utilisateurs qui en bénéficieront ultérieurement au prorata de la puissance demandée.

Si elle partage l'intérêt d'une anticipation des travaux de raccordement afin de ne pas retarder la mise en œuvre de projets structurants, la CRE rappelle qu'il est en revanche nécessaire que le coût des travaux anticipés soit répercuté aux utilisateurs qui en bénéficient.

2. Réfaction tarifaire : un soutien qui doit se limiter à accompagner temporairement le démarrage de la filière et préserver les incitations à un dimensionnement optimisé

La réfaction tarifaire des coûts de raccordement consiste en la prise en charge d'une partie significative de ces coûts, alors mutualisée dans le TURPE facturé à l'ensemble des utilisateurs, ce qui réduit la part des coûts supportée par le demandeur du raccordement mais réduit ou altère, en conséquence, le signal économique. Le tableau ci-dessous synthétise les réfections applicables aux IRVE :

Tableau 1 Dispositifs de réfaction applicables aux IRVE

Cas	Taux de réfaction	Échéance
IRVE ouvertes au public qui s'inscrivent dans un SDIRVE et d'une puissance ≤ 250 kVA	75 % ²⁵	31 décembre 2025
IRVE ouvertes au public installées sur les aires de service des routes express et des autoroutes, pour une puissance ≤ 5000 kVA, si l'aire de service n'est pas déjà équipée d'une IRVE ouverte au public d'une puissance > 60 kVA	75 % ²⁶	31 décembre 2025
Ateliers de charge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables affectés à des services de transport public routier de personnes	75 % ²⁶	31 décembre 2022
IRVE non ouverte au public d'une puissance < 10 kW sur installation existante BT ≤ 36 kVA, hors immeuble collectif à usage principal d'habitation	80 % ²⁷	Sans limite
Autres cas en BT et HTA	40 %	Sans limite
Autres cas en HTB	30 %	Sans limite

Il est à noter que, sur les grands axes routiers, une subvention supplémentaire peut être accordée par l'État, couvrant 30 % du reste à charge (les coûts de raccordement réduits de la réfaction

tarifaire) lorsque celui-ci est supérieur à 30 000 €, dans la limite d'une subvention totale de 150 k€²⁴. La part alors assumée par le porteur de projet peut ainsi être ramenée à 17,5 % des coûts.

- 21 Arrêté du 6 février 2023 relatif à la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité du raccordement aux réseaux publics d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public qui s'inscrivent dans un schéma directeur de développement des infrastructures de recharge
- 22 Arrêté du 12 mai 2020 relatif à la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité du raccordement aux réseaux publics d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public et des ateliers de charge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables affectés à des services de transport public routier de personnes
- 23 Décret n° 2022-795 du 9 mai 2022 relatif à la prise en charge bonifiée par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité des coûts de raccordement associés à l'ajout de certains équipements électriques d'utilisateurs raccordés en basse tension : legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000045772056/2023-03-28/
- 24 Arrêté du 15 février 2021 relatif aux modalités de gestion de l'aide en faveur des investissements relatifs aux installations de recharge rapide pour véhicules électriques sur les grands axes routiers : legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043148047

Bien qu'elle partage la priorité qui doit être donnée à l'atteinte des objectifs de politique énergétique, la CRE a, à de nombreuses reprises, exprimé ses réserves sur le principe même de la réfaction des coûts de raccordement. Elle a notamment déjà rappelé que les réfections se traduisent par une hausse du TURPE pour tous les consommateurs raccordés aux réseaux, ce qui peut être contreproductif en désincitant à l'électrification des usages. À titre d'illustration, les réfections de coûts de raccordement ont représenté un coût de 645 M€ sur le seul réseau d'Enedis en 2022.

De plus, en octroyant un soutien proportionnel au coût de raccordement, la réfaction réduit le signal économique au raccordement, pouvant conduire à des choix de localisation et de dimensionnement moins efficaces pour la collectivité. Elle réduit également l'incitation à optimiser le raccordement au travers d'un pilotage ou d'un foisonnement avec d'autres actifs de production, de consommation ou de stockage.

La CRE considère que si des mécanismes de soutien devaient perdurer, ces derniers devraient ne plus être proportionnels aux coûts de raccordement ou au nombre de points de charge, mais devraient plutôt dépendre du type de borne de recharge et se limiter à assurer un maillage du territoire. La CRE avait toutefois considéré qu'une réfaction augmentée pour une durée limitée pouvait se justifier au démarrage de la filière. Elle avait donc rendu un avis favorable²⁵ à l'augmentation de la réfaction à 75 % pour les IRVE ouvertes au public qui s'inscrivent dans un

schéma directeur de développement des infrastructures de recharge, notamment parce que cette réfaction revêtait un caractère temporaire. De plus, le plafonnement de la puissance de raccordement des infrastructures éligibles conduit à réduire les risques de surdimensionnement résultant de l'atténuation du signal économique sur les coûts de raccordement.

En revanche, la CRE considère que la réfaction ne doit pas inciter à surdimensionner les bornes de recharge : une suppression du signal tarifaire sur ces aspects conduirait à faire porter à la collectivité des coûts inutiles. À ce titre, la CRE a rendu le 21 avril 2022 un avis négatif²⁶ sur l'augmentation du taux de réfaction à 80 % pour les travaux nécessaires à l'installation d'une IRVE d'une puissance inférieure à 10 kW sur une installation existante d'une puissance inférieure à 36 kVA. En effet, pour la recharge en logements individuels, augmenter les taux de réfaction n'est pas pertinent : la recharge à domicile, lorsqu'elle est pilotée, doit pouvoir se faire sans évolution de la puissance souscrite et donc de celle du raccordement.

Dans les zones non-interconnectées, la CRE considère qu'il n'y a pas de besoins avérés pour des bornes de recharge rapide, compte tenu des distances à parcourir. La CRE salue notamment la politique du territoire de La Réunion, exprimée au travers de sa PPE, consistant à interdire les aides publiques aux bornes de recharge dont la puissance dépasse 22 kW par point de charge²⁷.

25 Délibération de la CRE n° 2022-331 du 13 décembre 2022 portant avis sur le projet d'arrêté relatif au niveau de la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité du raccordement aux réseaux publics d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public qui s'inscrivent dans un schéma directeur de développement des infrastructures de recharge

26 Délibération de la CRE n° 2022-115 du 21 avril 2022 portant avis sur le projet de décret relatif au niveau de la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité pour les travaux rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères

27 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) – La Réunion 2019-2028, Rapport n°111875 du 9 février 2022, page 130

3. Le pré-équipement en résidentiel collectif

Si plusieurs types d'implantation des IRVE sont possibles et en cours de développement par les équipementiers (stations d'autoroutes, stations privées, habitations individuelles), les immeubles à usage principal d'habitation représentent un enjeu stratégique car l'installation de bornes de recharge dans les parkings peut poser des défis techniques et organisationnels.

Les bornes de recharges peuvent être :

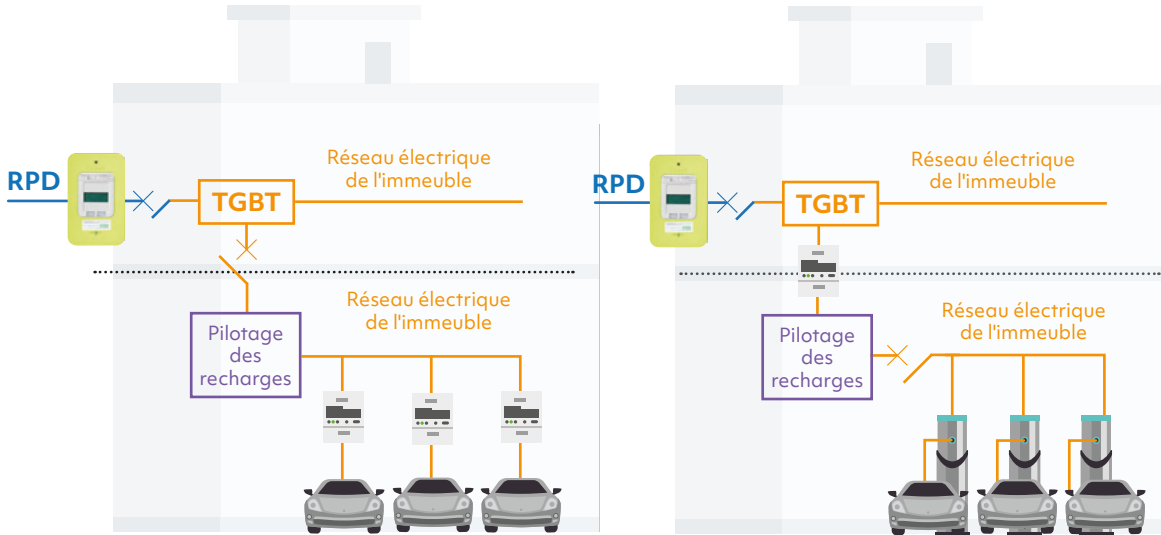
- ▶ individuelles : chaque résident qui possède une voiture électrique a sa propre borne de recharge installée sur son emplacement de stationnement réservé ;
- ▶ partagées : plusieurs bornes de recharge sont installées dans le parking et sont partagées entre les résidents. Les résidents peuvent réserver une borne de recharge à l'avance, afin de s'assurer qu'elle est disponible au moment où ils en ont besoin.

Le raccordement dans l'habitat collectif d'infrastructures de recharge de véhicule électrique peut être complexe, notamment dans les bâtiments n'étant pas soumis à l'obligation de pré-équipement. Pour accélérer et simplifier l'accès à une infrastructure de recharge dans ce type d'habitat, il est nécessaire de permettre et de sécuriser tous les schémas pertinents de raccordement et d'accompagner les copropriétés dans le choix du schéma le plus adapté à leur besoin.

Dans son rapport²⁸ d'octobre 2018, la CRE a identifié quatre principaux schémas de raccordement des IRVE dans les immeubles collectifs, conformes à la directive 2014/94/UE et aux dispositions du code de la construction et de l'habitation. Ces schémas sont présentés dans la figure 12.

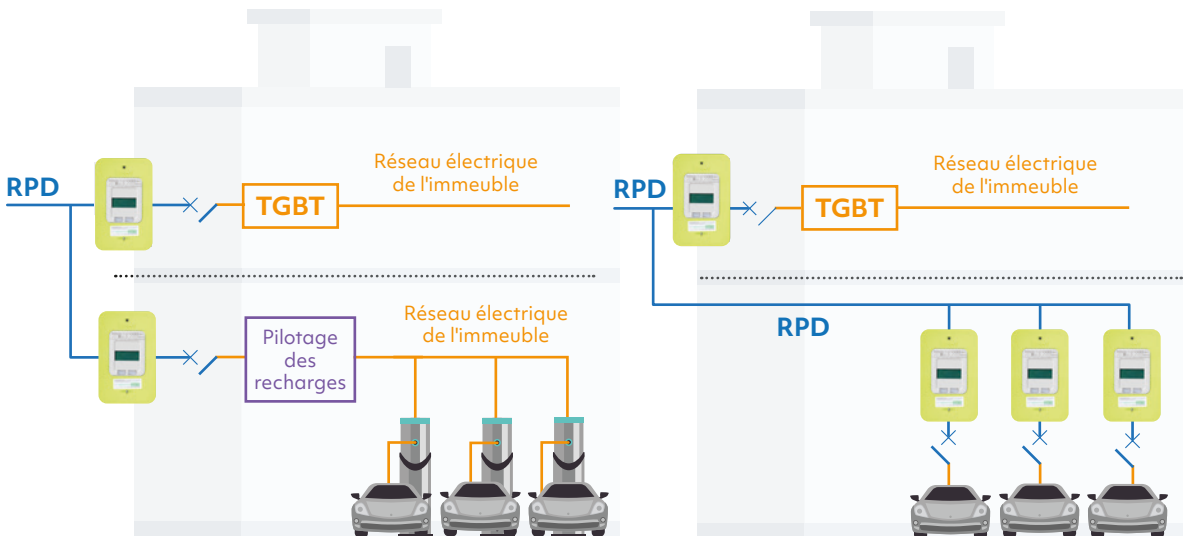
28 Les réseaux électriques au service des véhicules électriques, CRE, novembre 2018

Fig. 12 Les quatre principaux schémas de raccordement des IRVE dans les immeubles collectifs



① Raccordement de l'IRVE au réseau électrique de l'immeuble et mise en place d'un système de mesure privé permettant une facturation individuelle des recharges.

② Raccordement de l'IRVE au réseau électrique de l'immeuble et mise en place d'un système de mesure privé commun à toutes les bornes (la facturation des recharges est faite ensuite selon des clés de répartition par le syndic ou par un opérateur tiers).



③ Raccordement de l'IRVE au réseau public de distribution et création d'un point de livraison commun à toutes les bornes.

④ Raccordement individuel de chaque borne de recharge au réseau public de distribution (colonne horizontale).

RPD : Réseau public de distribution **TGBT : Tableau général basse tension**

Si la copropriété souhaite raccorder l'infrastructure de recharge aux services généraux de l'immeuble, elle choisira les schémas ① ou ②. Ces solutions permettent de réduire les coûts de raccordement notamment lorsque le tableau général basse tension de l'immeuble supporte déjà la puissance nécessaire à la recharge. Ces deux schémas diffèrent en ce qu'ils sont équipés ou non de systèmes de mesure.

Dans le cas où la copropriété souhaiterait raccorder l'infrastructure de recharge dans son ensemble au réseau public de distribution, elle a le choix entre les schémas ③ et ④ qui prédominent aujourd'hui :

- ▶ dans le schéma ③, le raccordement est, le plus souvent, demandé par un opérateur de recharge qui sollicite auprès du GRD la création d'un point de livraison derrière lequel il déploiera une grappe de bornes de recharge dont il gèrera l'exploitation. Généralement, cet opérateur prend à sa charge dans un premier temps le coût du raccordement et de l'infrastructure collective, avant de le répercuter, dans un second temps, sur les utilisateurs qui demanderaient à se connecter à l'infrastructure collective ;
- ▶ dans le schéma ④, une colonne horizontale est déployée par le GRD, sur laquelle seront créés autant de points de livraison que de bornes de recharge. Le coût de cette infrastructure peut soit être préfinancé par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) dans les conditions prévues par le décret n°2022-1249 du 21 septembre 2022²⁹ (ci-après, le « Décret de préfinancement ») – la copropriété ne sera pas mise à contribution et le coût sera répercuté aux utilisateurs de véhicules électriques ou hybrides rechargeables demandant un branchement à cette colonne – soit porté intégralement par la copropriété si elle le souhaite.

Ces schémas répondent au besoin d'équiper progressivement les places de parking des immeubles à usage principal d'habitation tout en garantissant un reste à charge nul pour la copropriété.

En résumé, la copropriété aura généralement le choix entre deux solutions : une solution d'un opérateur de mobilité privé qui se chargera du déploiement de l'infrastructure en question et répercutera les coûts aux utilisateurs de la borne de recharge, ou une solution préfinancée par le TURPE et encadrée par l'article L. 353-12 du code de l'énergie.

Alternativement, la copropriété peut choisir de financer elle-même l'infrastructure sans recourir à un préfinancement privé ou par le TURPE, mais ce n'est pas le choix le plus fréquent.

²⁹ Décret n° 2022-1249 du 21 septembre 2022 relatif au déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution dans les immeubles collectifs en application des articles L. 353-12 et L. 342-3-1 du code de l'énergie

Dispositifs privés de préfinancement de l'infrastructure de recharge

La solution privée portée par les opérateurs de recharge consiste le plus souvent à proposer aux copropriétaires des offres clés en main incluant l'installation, la maintenance et la gestion de l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques dans les parkings en copropriété. Ces offres ont l'avantage de pouvoir intégrer des fonctions de pilotage collectif de la recharge, mais peuvent limiter certains choix des utilisateurs, notamment en ce qui concerne leur offre de fourniture d'énergie.

Les opérateurs de recharge privés peuvent mettre à disposition des utilisateurs des infrastructures de recharge de différentes puissances pouvant s'adapter au besoin de chaque client, allant de la recharge lente à la recharge ultra-rapide, ainsi que différents modes d'accès allant du paiement à l'acte à l'abonnement mensuel.

Les solutions privées se développent essentiellement dans les parkings intérieurs des immeubles collectifs à usage principal d'habitation. Cette offre fait face à des obstacles, en particulier le coût élevé des investissements pour les parkings extérieurs, où le manque de rentabilité rend difficile un développement des solutions privées sur ce segment de marché.

Aujourd'hui, plusieurs acteurs français de la recharge commercialisent des solutions de raccordement d'IRVE dans les immeubles collectifs (Borne Solutions, Bornes Recharge Service, Park'n Plug, Waat, Zephyre, Zeplug). En 2022, selon l'observatoire de l'association française des opérateurs de recharge (AFOR), environ 1 200 000 places de parking possèdent une infrastructure en service ou en cours de développement avec un opérateur privé, ce qui représente 17,5 % des places de parking en immeubles (dont la majorité est en parking intérieur).

Enfin, Logivolt³⁰ est une solution de financement des infrastructures collectives de recharge de véhicules électriques en copropriétés. Elle permet aux copropriétaires qui souhaitent s'équiper d'une borne de recharge de payer uniquement leur droit de connexion, sans reste à charge pour la copropriété. Logivolt s'appuie sur des opérateurs privés de la recharge pour la réalisation des infrastructures intérieures aux immeubles. Cette solution finance des installations collectives pouvant couvrir jusqu'à 30 % des besoins d'un parking.

³⁰ LOGIVOLT, filiale à 100 % de la Caisse des Dépôts, propose des solutions de financement d'infrastructures de recharge dans les parkings résidentiels collectifs. Cette entreprise s'appuie sur un réseau d'opérateurs qualifiés (Bornes solutions, Park'N Plug, etc).

Dispositif de préfinancement de l'infrastructure de recharge par le TURPE

Afin de répondre à la demande croissante des syndicats de copropriétés souhaitant équiper leur parking d'IRVE et en tenant compte du frein important que pourraient représenter les coûts initiaux d'investissement, l'article L. 353-12 du code de l'énergie prévoit le cadre légal pour le préfinancement par le TURPE de ces coûts.

Grâce au préfinancement par le TURPE, les copropriétés ont la possibilité de commencer le déploiement des infrastructures en question sans apport initial, les coûts des investissements étant par la suite remboursés via une contribution – la « quote-part » – (déterminée notamment en fonction du coût de l'infrastructure collective de l'immeuble concerné, de la puissance de raccordement demandée et du nombre d'emplacements de stationnement à équiper) des utilisateurs souhaitant se raccorder à l'infrastructure collective. À cette quote-part s'ajoute pour le consommateur le coût du branchement individuel (raccordement électrique permettant de relier le point de livraison de chaque borne de recharge à l'infrastructure collective).

Le préfinancement par le TURPE fonctionne essentiellement comme les dispositifs privés de préfinancement décrits précédemment. La différence principale est d'une part que l'infrastructure collective interne à l'immeuble est posée par le GRD et fait partie du réseau public de distribution d'électricité, d'autre part que le risque financier lié au préfinancement est porté par la collectivité via le TURPE et non par un opérateur privé.

Le Décret de préfinancement prévoit également une valeur plafond pour la quote-part due par chaque utilisateur, qui vise à rendre accessible l'installation des bornes de recharge de véhicules électriques même dans les circonstances défavorables où les coûts seraient excessivement élevés (parkings extérieurs notamment).

Les valeurs plancher et plafond sont proposées par la CRE et fixées par un arrêté de la ministre chargée de l'énergie mentionné à l'article D. 353-12-2 du code de l'énergie. Dans sa délibération³¹ du 12 avril 2023, la CRE a proposé, pour une puissance de référence de 6 kVA, une valeur plancher de 410 € HT et des valeurs plafond de 2 038 € HT (hors amiante) et 4 038 € HT en cas d'amiante.

La CRE a demandé aux gestionnaires de réseau de mettre en place un suivi annuel des données techniques et financières du raccordement de ces infrastructures, afin de suivre le déploiement de ce dispositif et de s'assurer qu'il réponde à ses objectifs notamment d'équipement des zones blanches. Ces données devront notamment comprendre la typologie des parkings équipés, la nature des travaux réalisés, les délais et les coûts de raccordement, le taux de remplissage des colonnes horizontales, et la somme des contributions déjà perçues.

³¹ Délibération de la CRE n°2023-103 du 12 avril 2023 portant proposition sur l'encadrement de la contribution prévue par le décret n°2022-1249 du 21 septembre 2022 relatif au déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation

4. Inciter à réduire les délais de raccordements

Des retards dans la mise en service des IRVE pourraient constituer un obstacle à l'atteinte des objectifs ambitieux de développement de la mobilité propre, fixés dans la loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités. À ce titre, la CRE considère que les délais de raccordement doivent faire l'objet d'une attention forte du régulateur, notamment au moyen des mécanismes de régulation incitative, centrés sur les enjeux prioritaires pour la collectivité.

Aux termes de l'article L. 342-3-1 du code de l'énergie, le législateur a déjà prévu un premier encadrement incitatif des délais de raccordement en prévoyant le versement d'indemnités applicables dans le cadre de la solution préfinancée par le gestionnaire de réseau pour le raccordement des IRVE dans les copropriétés, dont les modalités sont précisées dans le Décret de préfinancement : au-delà du délai le plus court entre le délai précisé par la convention de raccordement et 6 mois, le GRD est tenu de verser au propriétaire ou au syndicat des copropriétaires une indemnité de 0,55 % du coût total HT de l'infrastructure collective par semaine calendaire de dépassement du délai.

La CRE considère essentiel que les GRD traitent de la même façon tous les raccordements des IRVE dans les immeubles collectifs, comme elle l'a indiqué dans son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseau³². Par sa délibération du 21 juin 2023³³, la CRE a ainsi étendu ce dispositif aux installations raccordées en dehors de la solution préfinancée, afin que les GRD supportent une incitation cohérente, quelle que soit la solution de raccordement retenue par la copropriété.

Enfin, le TURPE 6 HTA-BT³⁴ incite Enedis sur un indicateur du délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie. Cet indicateur mesure la durée entre l'accord sur la Proposition Technique et Financière (PTF) et la date de fin des travaux. Des objectifs sont affectés à chaque catégorie de raccordement (selon le niveau de tension, la puissance et le besoin d'extension du réseau). Un bonus ou une pénalité est appliqué à Enedis en fonction du nombre de jours de différences entre le délai moyen de raccordement et l'objectif de référence de chaque catégorie. La CRE réalisera un bilan dans le cadre des travaux de préparation du prochain TURPE, courant 2024, pour adapter si nécessaire la définition des jalons, les catégories associées et le niveau d'incitation financière associé.

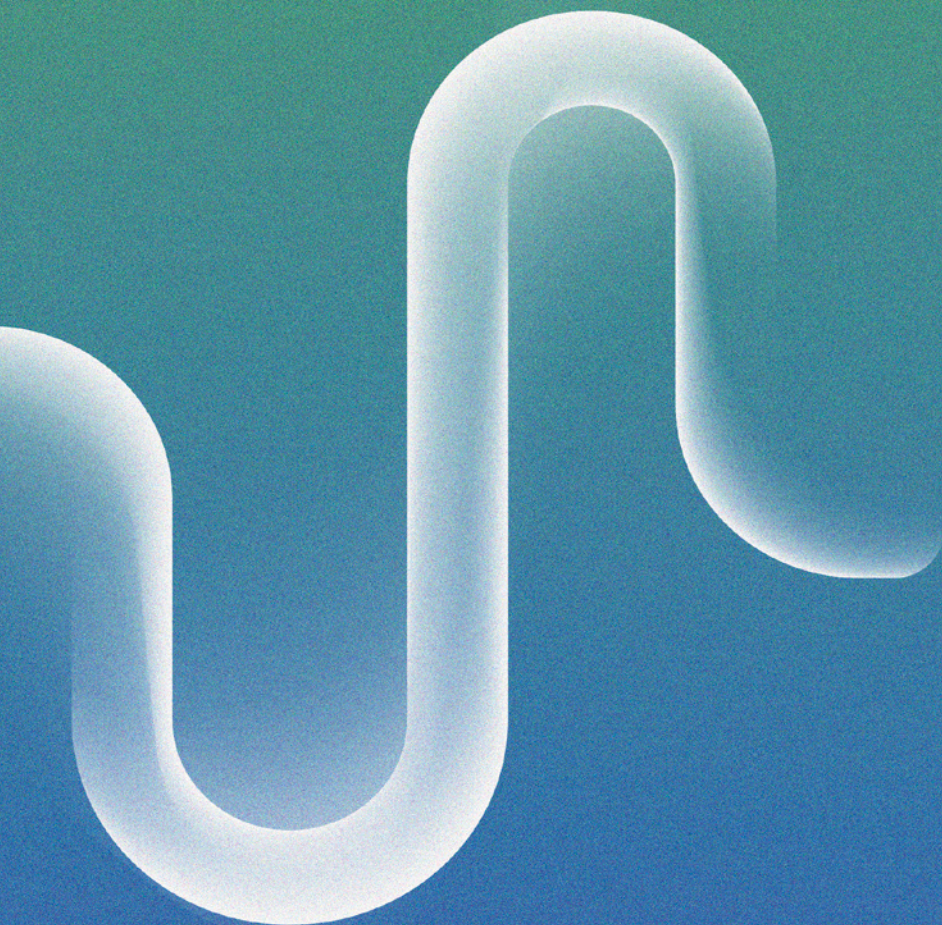
32 Rapport de la CRE 2021-2022 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel

33 Délibération de la CRE n° 2023-167 du 21 juin 2023 portant décision sur la mise en place d'indemnités versées par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité en cas de retard pour le raccordement des infrastructures de recharge de véhicule électrique dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation non concernées par l'article L. 353-12 du code de l'énergie

34 Délibération de la CRE n° 2021-13 du 21 janvier 2021, Annexe 6, page 139

03

Un pilotage insuffisant
et pourtant essentiel
au système électrique

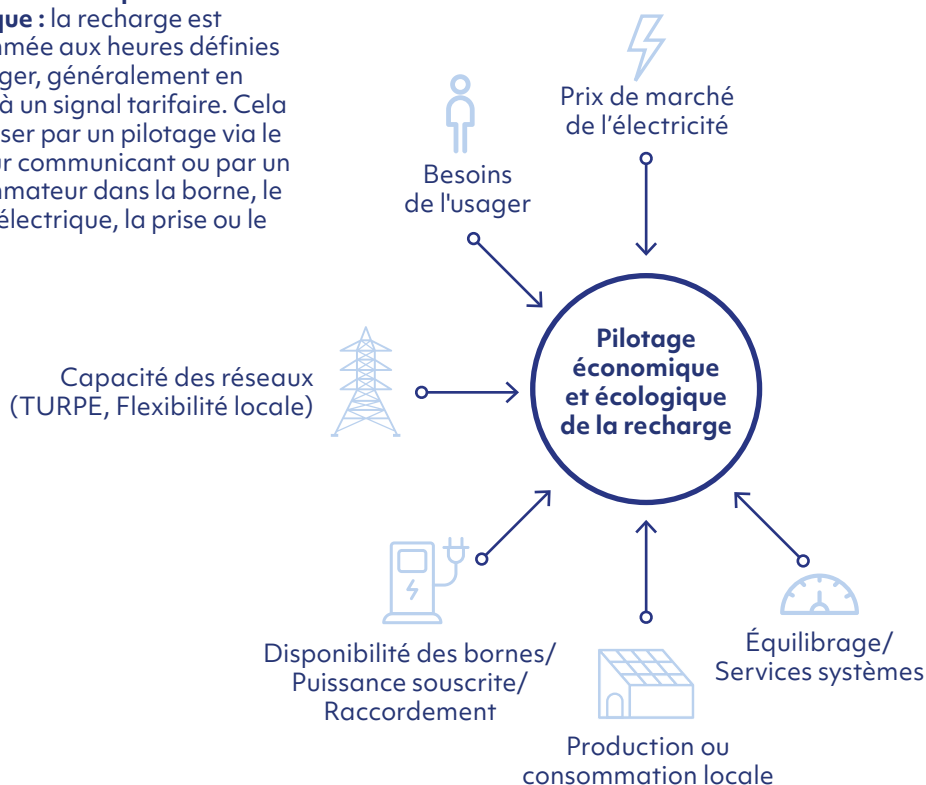


Le pilotage de la recharge consiste à moduler la puissance électrique ou le créneau temporel durant lequel est rechargé le véhicule selon différents critères (prix de l'électricité, tarif de réseau, état du réseau, raccordement, etc.), pour minimiser le coût de la recharge et ses impacts sur le système électrique. Différents niveaux de pilotage sont possibles, que l'on peut catégoriser ainsi :

- ▶ **Adaptation comportementale seule** : aucun dispositif de pilotage, mais l'utilisateur décide de lui-même de brancher son véhicule selon ses besoins, le coût de la recharge ou d'autres informations. Cela passe généralement par un report de la période de recharge et peut aller jusqu'à un ajustement des déplacements pour profiter de prix plus avantageux.
- ▶ **Pilotage automatique non dynamique** : la recharge est programmée aux heures définies par l'utilisateur, généralement en réponse à un signal tarifaire. Cela peut passer par un pilotage via le compteur communicant ou par un programmeur dans la borne, le tableau électrique, la prise ou le véhicule.

- ▶ **Pilotage intelligent** : les périodes de recharges sont déterminées dynamiquement en fonction de plusieurs paramètres tels que les besoins de l'utilisateur, le niveau de la batterie, le coût de la recharge, la puissance souscrite ou de raccordement, la puissance globale soutirée ou autoproduite, ou en participant à différents marchés de flexibilité.
- ▶ **Pilotage intelligent bidirectionnel** : en plus du pilotage intelligent, la batterie du véhicule est capable de restituer de l'énergie qui sera consommée localement (V2H/V2B) ou injectée sur le réseau, afin de valoriser un plus grand potentiel de flexibilité.

Fig. 13 Les différents paramètres du pilotage de la recharge



1. La recharge des véhicules électriques aura des impacts sur le système électrique

En 2019, RTE a publié une étude prospective intitulée « *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique* » présentant différents scénarios de déploiement de la mobilité électrique en France à l'horizon 2035, ainsi qu'une analyse technique et économique des

implications pour le système électrique. Les hypothèses utilisées sur le parc de véhicules électriques (véhicules particuliers et véhicules utilitaires légers) pour les différents scénarios vont de 7 à 16 millions d'unités³⁵, soit près de 20 à 40 % du parc total de véhicules français.

Équilibre offre-demande

Sur la base des hypothèses retenues, RTE conclut que le parc de production électrique français devrait avoir la capacité de satisfaire la demande électrique liée à la consommation des véhicules électriques (40 à 60 TWh en 2035 selon le scénario, soit moins de 10 % de la consommation électrique totale). Le parc électrique envisagé par la PPE serait suffisant pour couvrir ce nouvel usage. Étant donné l'électrification croissante prévue pour de nombreux usages, la CRE recommande de mettre à jour ces scénarii.

En revanche, RTE considère que le degré de pilotage de la recharge induit des impacts très différents sur la pointe de consommation. Selon le scénario, le pilotage de la recharge peut contribuer à réduire la pointe hivernale (-6 GW en 2035 dans le scénario Crescendo - median grâce au pilotage dynamique de 100 % des recharges et recours au *vehicule-to-grid*³⁶), tandis que l'absence de pilotage peut à l'inverse entraîner une accentuation drastique de la pointe.

RTE estime qu'avec un parc de 15,6 M de véhicules électriques, la puissance appelée pour la recharge lors des déplacements longue distance peut atteindre plus de 8 GW.

Néanmoins, les périodes de grands déplacements ont généralement lieu à des périodes où le système électrique dispose de marges abondantes (été, week-end), à l'exception du vendredi du début des vacances de Noël.

Pour autant, dans le scénario « Forte - haut » de l'étude de RTE, ayant pour objectif de tester la résilience du système en matière de sécurité d'approvisionnement dans un cas très contraignant, avec 15,6 millions de VE se chargeant principalement à domicile (84 %) et avec une recharge pilotée à hauteur de 40 % seulement, la mobilité électrique a un impact significatif sur les appels de puissance à la pointe (+8 GW). Le mix électrique adapté à la demande globale d'énergie n'offrirait pas les marges suffisantes pour répondre à l'appel de puissance en pointe que généreraient des recharges insuffisamment pilotées.

Ainsi, la problématique pour l'équilibre offre-demande concerne principalement la mobilité du quotidien (80 % des distances parcourues) : une recharge « naturelle » (i.e. non pilotée) au retour du travail sur la plage 19h-21h pourrait accroître la tension sur la pointe de consommation, et

35 Ces scénarios sont cohérents avec les objectifs européens, la Commission européenne ayant évoqué en 2020 un objectif de 30 M de VE en 2030 à l'échelle de l'UE. Toutefois, le Bilan prévisionnel de RTE prévoit désormais entre 16 et 18 millions de véhicules électriques en France en 2035

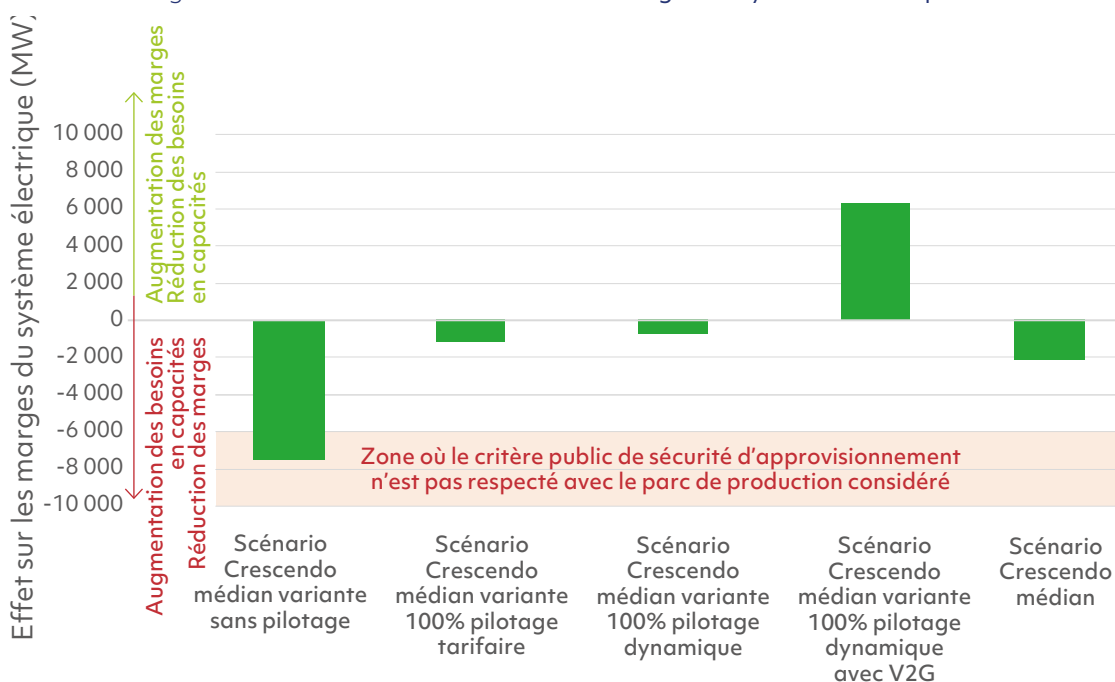
36 Scénario Crescendo - median, 11,7 M de véhicules en 2035, dont 40 % de véhicules hybrides rechargeables, rendant des services au système grâce à la technologie V2G.

nécessiter le démarrage d'unités de production additionnelles, onéreuses et potentiellement carbonées. En effet, le système électrique dispose de très peu de marge le soir en hiver. *A contrario*, l'utilisation du parc de production aux moments où la production renouvelable est excédentaire présente un intérêt réel pour la valorisation de cette énergie décarbonée et fatale, et pour un approvisionnement à très faible coût.

Le graphique ci-dessous illustre, pour un même scénario de développement de la mobilité électrique (scénario de référence, crescendo médian), les

différences d'impact sur les marges du système électrique en ne faisant varier que le pilotage des recharges. On observe qu'un pilotage tarifaire généralisé permet de diviser par 8 l'effet de la recharge en comparaison avec l'absence de pilotage. Le recours généralisé au V2G, bien que peu probable, permettrait de réduire l'appel de puissance à la pointe de -6 GW. Le scénario crescendo médian envisage 60 % de pilotage dont 3 % de V2G. L'enjeu global du pilotage de la recharge est donc de l'ordre de 14 GW de différence entre les scénarios extrêmes.

Fig. 14 Effet de l'électromobilité sur les marges du système électrique en 2035



Source : RTE (2019)

Au-delà des marges du système électrique et des coûts de production, le pilotage de la recharge des véhicules électriques au quotidien est un facteur très important de réduction

des émissions de CO₂ du secteur des transports. D'après RTE³⁷, un pilotage généralisé de la recharge permettrait d'économiser jusqu'à près de 5 Mt de CO₂eq par an.

37 Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, RTE (2019)

Impacts sur le réseau électrique

En ce qui concerne le réseau électrique, il faut noter qu'à ce jour, la totalité des infrastructures de recharge est connectée au réseau de distribution en moyenne tension (HTA) ou basse tension (BT), ce qui pourrait évoluer pour certaines stations de recharge sur voie rapide, notamment pour la mobilité lourde. Dans son Rapport sur l'intégration de la mobilité électrique dans le réseau public de distribution d'électricité (novembre 2019), Enedis considère que le réseau de distribution d'électricité est robuste et sera capable de gérer des pics de sollicitations à l'avenir en poursuivant sa modernisation. Dans son Plan de développement du réseau préliminaire (2023), Enedis fait l'hypothèse de 13 millions de VE légers en services en 2032 et 17 millions en 2035. Sans compter la mobilité lourde, la part des investissements liée à l'intégration de la mobilité électrique, c'est-à-dire les nouveaux raccordements, l'extension et le renforcement de lignes (pour assumer les appels de puissance), pourrait représenter de l'ordre de 10 % du total des investissements anticipés par Enedis d'ici 2035 (soit environ 500 M€/an sur environ 5 M€/an de dépenses annuelles d'investissement), ce qui est comparable aux investissements prévus pour l'insertion des énergies renouvelables. Le pic d'investissement est attendu autour de 2028 et pourrait atteindre 1 milliard d'euros sur l'année. Ces montants sont très fortement sensibles à la proportion de copropriétés optant pour le pré-équipement des parkings par le réseau public. Un quart des investissements de réseau liés à la mobilité seraient dus à des renforcements de câbles ou transformateurs, tandis que les trois quarts seraient dus au raccordement de bornes au réseau. Les trajectoires d'investissements sont principalement portées par les bâtiments résidentiels collectifs et par les stations de recharge haute puissance.

En effet, tous les cas d'utilisation d'IRVE ne génèrent pas les mêmes contraintes pour le renforcement du réseau :

- ▶ le cas de la recharge d'un VE dans une maison individuelle, à date, n'a presque aucun impact sur le dimensionnement du réseau électrique de proximité. Les points de charge, installés en aval compteur, délivrent de faibles puissances (soit par une prise renforcée, soit par une borne de recharge, en général de maximum 7,4 kVA) et ne nécessitent souvent pas d'augmenter la puissance souscrite (86 % des foyers ayant déjà une puissance souscrite de 6 kVA ne l'augmentent pas) ;
- ▶ dans le cas d'une recharge sur le réseau d'éclairage public, la puissance disponible est généralement suffisante à l'installation d'une IRVE, car le passage aux LED a permis de réaliser des économies de consommation des lampadaires très significatives, libérant de la puissance pour d'autres usages. La seule adaptation nécessaire dans ce cas est donc l'installation d'un compteur certifié. Cette solution de raccordement est très peu utilisée en France alors que des pays comme la Grande Bretagne et l'Allemagne y ont fortement recours ;
- ▶ à l'inverse, l'installation de nouveaux points de livraisons dans les parkings de copropriétés représente des coûts de raccordement importants, impliquant notamment des coûts de génie civil pour les parkings extérieurs. Cette charge supplémentaire pour le réseau peut conduire à des renforcements, notamment en l'absence de prise en compte du foisonnement avec les autres usages ;
- ▶ de même, le raccordement des bornes de recharge haute puissance, en particulier le long des voies rapides et d'autant plus dans le cas de la mobilité lourde, génère en revanche d'importants et coûteux besoins de renforcements des réseaux, comme développé dans la partie dédiée aux raccordements.

La CRE demande aux opérateurs de réseau de suivre annuellement l'évolution des impacts liés à l'insertion sur le réseau de la mobilité électrique, y compris à la maille locale. Le plan de développement du réseau, dont Enedis a publié une version préliminaire début 2023, peut notamment apporter un éclairage sur cet enjeu. En particulier, la CRE demande à Enedis d'y étudier précisément les investissements à prévoir sur le réseau de distribution, selon différents scénarii de déploiement de la mobilité électrique, et selon le niveau de pilotage de la recharge : l'anticipation des besoins en renforcement du réseau est nécessaire à un développement rapide de la mobilité électrique à grande échelle tout en garantissant un service de qualité à un coût maîtrisé pour la collectivité. La CRE attend les résultats de l'étude qu'elle avait demandée en 2018, et qui est en cours par Enedis, sur les impacts de la mobilité lourde dans différents scénarios d'électrification et de mode de recharge.

Outre les contraintes de fonctionnement pour le système, les investissements qui seront impliqués par le développement de la mobilité électrique sur les réseaux électriques et par la recharge des véhicules auront un impact sur la facture des consommateurs. En effet, ces investissements seront en grande partie pris en charge par le TURPE : un pilotage efficace de la recharge permettra de réduire ces coûts, dans le contexte ambitieux de transition énergétique.

Dans les zones non-interconnectées

Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain (ZNI), le pilotage de la recharge est encore plus crucial qu'en métropole continentale. En l'absence de pilotage de la recharge, les besoins de pointe et en flexibilité seront accrus, avec par exemple à la Réunion entre 20 et 40 MW de puissance pilotable supplémentaire nécessaire dès l'horizon 2033 selon les scénarios du Bilan prévisionnel 2022. Le pilotage de la recharge est également un levier essentiel pour limiter l'impact de la mobilité électrique sur les coûts de production très élevés des systèmes électriques des ZNI et sur leurs émissions de CO₂.

En effet, en ZNI, la production électrique repose aujourd'hui majoritairement sur des centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles (fioul, charbon) ou biogéniques (pellets de bois, biodiesel). Ces centrales ont un coût marginal de production très élevé, en particulier pour les combustibles biogéniques et une empreinte carbone forte, en particulier pour les combustibles fossiles³⁸. Le coût de production et son intensité carbone sont encore plus élevés pour les moyens de pointe (Turbine à combustion). En complément de cette production thermique, ces territoires présentent un fort potentiel de production EnR (et notamment PV) qui permettra à terme de réduire fortement le coût marginal et l'impact carbone de l'électricité aux heures de méridiennes.

³⁸ Pour les combustibles biogéniques, les émissions directes de carbone (hors transport, transformation et changement d'usage des sols) sont compensées par la croissance des espèces replantées.

L’empreinte environnementale et le coût d’opération des véhicules électriques dépendent donc fortement du moment où ils sont rechargés. Un véhicule rechargé à la pointe du soir engendre souvent une sollicitation supplémentaire des unités de production thermiques, alors que la recharge en journée peut favoriser l’intégration d’énergie renouvelables intermittentes. Il est donc crucial de piloter la recharge des véhicules pour s’assurer de leur pertinence écologique et économique.

EDF SEI a évalué l’impact sur les coûts de production en Corse et à la Réunion dans différentes hypothèses de déploiement de la mobilité électrique et de pilotage de la recharge pour l’année 2033. Dans un scénario bas où 23 % du parc de véhicules légers est électrifié et 40 % de ces véhicules seraient pilotés à partir d’un signal tarifaire, les coûts de production seraient réduits de l’ordre de 3 M€ en 2033 pour chacun de ces deux territoires par rapport à un scénario sans pilotage de la recharge. La réduction des coûts de production atteindrait 9 M€ en Corse et 32 M€ à la Réunion en 2033 dans un scénario où 31 % du parc serait électrifié et 80 % des véhicules électriques pilotés dont 10 % en V2G. En ZNI, du fait de la péréquation tarifaire, les clients paient un prix aligné sur celui de la métropole continentale alors même que les coûts de production y sont bien supérieurs. La différence entre le coût de production de l’électricité et son prix de vente, appelé surcoût de production, est donc financée par le service public de l’énergie. EDF SEI estime ainsi entre 20 et 60 € par véhicule et par an, le surcoût porté par les CSPE si la recharge a lieu à la pointe. Afin de permettre un développement vertueux de la consommation supplémentaire liée au VE et des nouvelles capacités de production intermittentes et fatales, il sera nécessaire d’activer tous les leviers tarifaires ou réglementaires disponibles pour favoriser le pilotage de la recharge en ZNI.



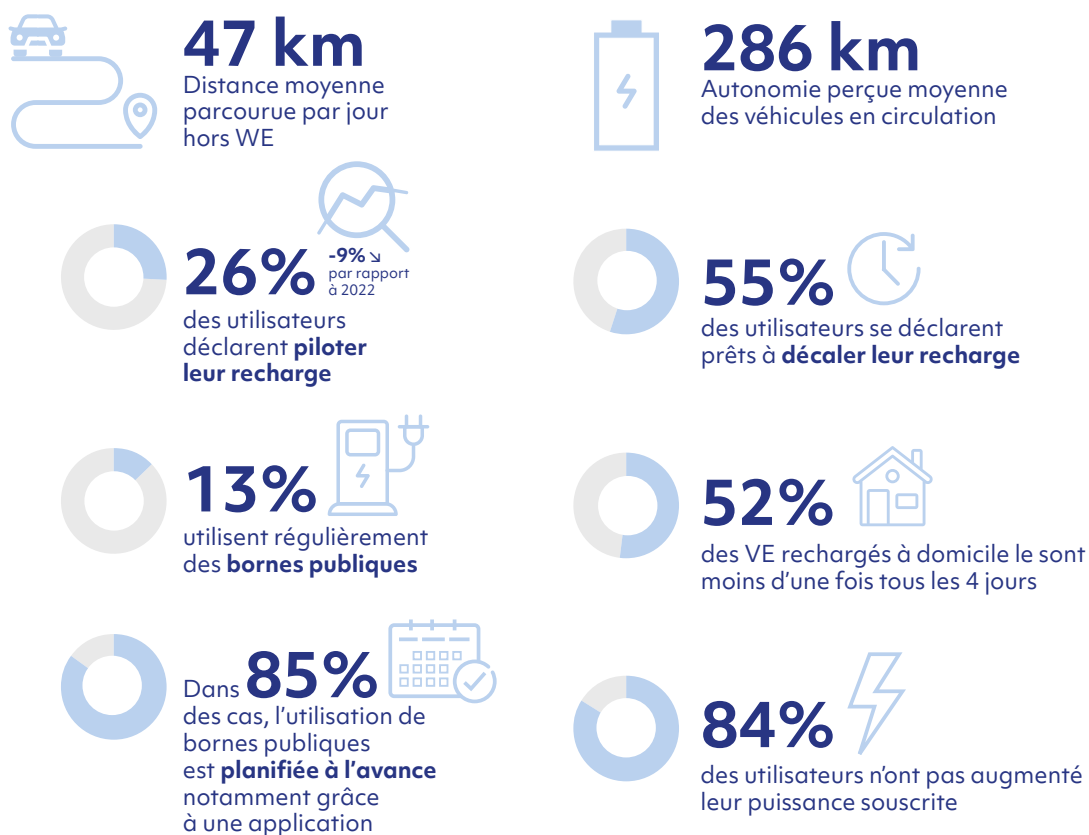
Le pilotage de la recharge constitue un levier essentiel pour minimiser les coûts et l’impact sur le système électrique et sur la facture des consommateurs d’électricité de la recharge des véhicules électriques. Pour ces raisons, un premier niveau de pilotage simple et généralisé est absolument nécessaire pour contenir les coûts de l’électromobilité pour le système. Un pilotage dynamique pourra quant à lui apporter une valeur supplémentaire à travers une meilleure optimisation, grâce à l’automatisation intelligente de la recharge en fonction de différents signaux.

2. Un premier niveau de pilotage simple est absolument indispensable

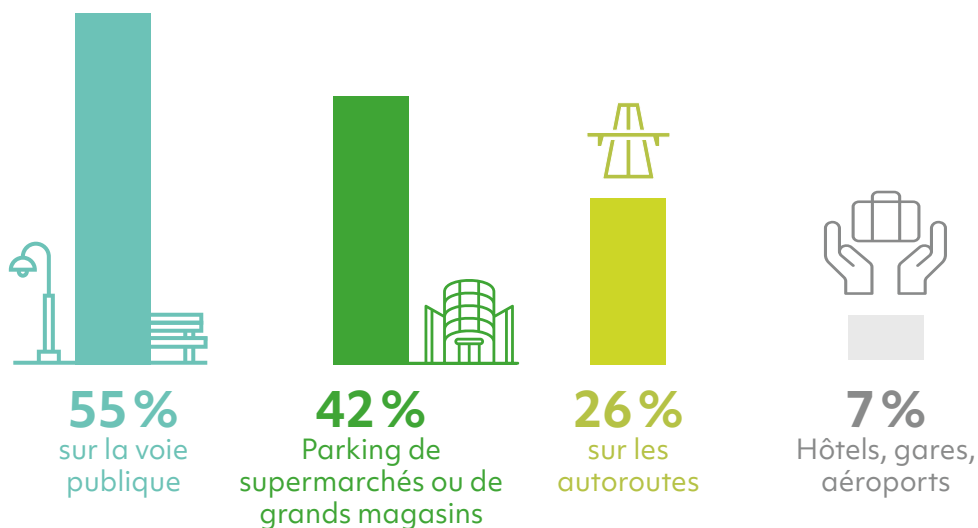
Les différents cas d'usage de la recharge présentent chacun un potentiel de flexibilité différent. La recharge à domicile peut être décalée au creux de la nuit ou le week-end, voire servir à lisser la pointe de consommation grâce à la recharge bidirectionnelle. Les bornes sur le lieu de travail peuvent décaler la recharge l'après-midi pour éviter de contribuer à la pointe du matin, tandis que la recharge des flottes d'entreprises peut généralement avoir lieu la nuit,

selon les activités de chaque entreprise qui chercheront également à optimiser leur raccordement. Enfin, la flexibilité sur les points de charge ouverts au public consistera principalement à inciter les usagers à se recharger aux meilleurs moments, mais sera probablement davantage au service du dimensionnement de l'installation qu'au service du réseau.

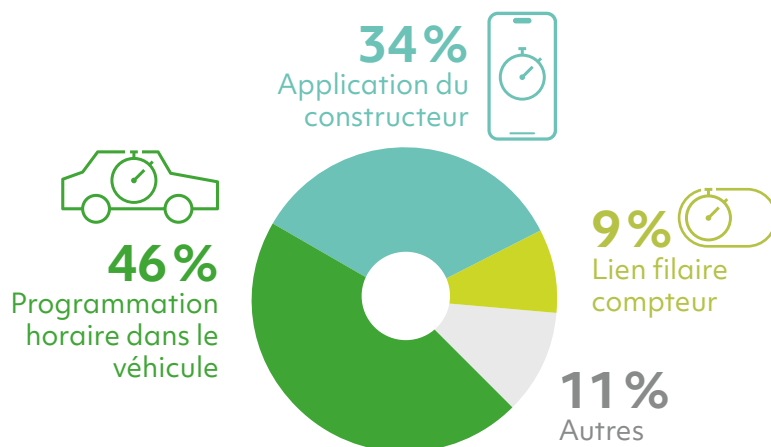
Fig. 15 Enquête comportementale auprès des propriétaires de véhicules électriques (Enedis, septembre 2023)



Type de borne publique généralement utilisée



Dispositif de pilotage utilisé



L'enquête comportementale réalisée par Enedis et l'institut BVA en 2023 apporte des enseignements sur les habitudes de mobilité et de recharge des utilisateurs de véhicules électriques. Il en découle un fort potentiel de flexibilité, compte tenu des faibles distances parcourues quotidiennement au regard de l'autonomie des véhicules, et de la prépondérance de la recharge à domicile.

Pourtant, le taux d'utilisateurs déclarant piloter la recharge de leur véhicule est insatisfaisant et en déclin, à 26 % en 2023. Le pilotage de la recharge ne rencontrant pas d'opposition forte des utilisateurs, compte tenu du très faible niveau de contraintes, il apparaît nécessaire de le faciliter et d'inciter à sa mise en œuvre.

Au vu des enjeux significatifs qu'un pilotage insuffisant de la recharge pourrait représenter, et des statistiques décevantes sur la réalité actuelle de ce pilotage, la CRE considère qu'il est nécessaire de prévoir que la pilotabilité de la recharge soit généralisée, au moyen d'une solution simple et massive, pour les nouveaux dispositifs de recharge résidentielle individuelle (en maison individuelle ou sur un point de recharge isolé en collectif). Le cas du résidentiel collectif via des opérateurs de recharge privés (Zeplug, Waat, Park'n'plug, Bornes recharge service...) pose moins question, dans la mesure où le pilotage de la recharge en fonction de la puissance du site peut être mis en œuvre par l'opérateur en procédant à une optimisation globale des points de recharge de la copropriété.

Une possibilité pourrait être de compléter l'obligation de pilotabilité actuelle prévue par le décret n°2017-26 du 12 janvier 2017, pour prévoir des modalités permettant, sur un volume de client important, la faculté de piloter la recharge sur la base d'un signal simple. Ces modalités devraient viser à obtenir un réel déplacement de la charge aux heures les plus adéquates pour le système électrique, ce que ne font pas la plupart des solutions déployées qui adaptent la puissance de charge du véhicule électrique en fonction de la puissance consommée sur les autres usages du foyer afin de rester dans la limite de la puissance souscrite par le consommateur. En effet, ces solutions sont vertueuses à l'échelle du consommateur, dans le sens où elles préviennent les disjonctions et constituent un confort de gestion, mais elles ne permettent pas réellement de déplacer la consommation, ou d'éviter des pics de consommation liés aux habitudes des utilisateurs, comme une recharge le soir lors du retour au domicile.

S'appuyer sur un pilotage tarifaire Heures Pleines/Heures Creuses (HP/HC) : une première étape efficace et lisible

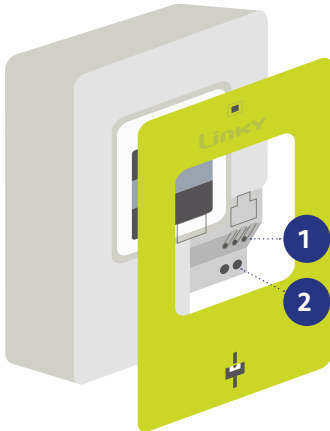
La CRE considère que la large adoption des contrats heures pleines / heures creuses par les clients, et la bonne compréhension de leur fonctionnement, couplé à la faculté de pilotage des usages permis par les compteurs communicants offre une piste prometteuse de solutions de pilotage permettant d'optimiser la recharge individuelle. Le signal HP/HC a fait ses preuves par le passé en ce qui concerne le pilotage des chauffe-eaux électriques, il est largement connu et utilisé par les consommateurs.

Les tarifications heures pleines/creuses permettent en effet aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseaux d'envoyer un signal clair et lisible, bien que simplifié, aux acteurs (que ce soit l'utilisateur ou le fournisseur) sur l'état du système électrique. Le suivi de ce signal permet aux consommateurs de réaliser des gains sur la composante acheminement de leur facture, mais aussi sur la part énergie (les prix nationaux et l'utilisation locale des réseaux étant aujourd'hui souvent corrélés).

Sur les points de charge individuels (à domicile, dans les entreprises...), la programmation simple de la recharge en heures creuses est possible par différents moyens :

- ▶ à l'aide d'une programmation horaire dans la borne ou dans le véhicule ;
- ▶ à l'aide d'un interrupteur programmable dans le tableau électrique, ou d'une prise renforcée programmable ;
- ▶ à l'aide du contact sec du compteur ;
- ▶ par la lecture des informations de la « Télé-information client » des compteurs communicants (notamment contacts virtuels).

Fig. 16 Modes de connexion au compteur et informations disponibles



1. Télé-information client

- Nom du calendrier fournisseur
- Période tarifaire fournisseur en cours
- 10 index fournisseur et 4 index distributeur
- Tension et intensité
- Puissance souscrite
- Puissance instantanée soutirée
- Puissance instantanée injectée
- Points de la courbe de charge
- Signaux de pointe mobile
- État du contact sec et des 7 contacts virtuels
- Messages courts

2. Contact sec

Signal d'asservissement ON/OFF

Un enclenchement simultané de la recharge d'un grand nombre de véhicules électriques conduit à des appels de puissance trop brusques, ce qui peut faire peser des risques sur le système électrique et induit une complexité dans sa gestion opérationnelle. Pour éviter ces risques, le pilotage de la recharge par les compteurs communicants sur la base

d'une offre de fourniture s'appuyant sur les heures creuses du distributeur permet d'étaler l'enclenchement de la recharge, comme c'est le cas pour les ballons d'eau chaude. Cela passe, d'une part, par le placement différencié des plages temporelles et, d'autre part, par un décalage de plus ou moins 10 minutes de l'enclenchement.

Les incitations au pilotage HP/HC

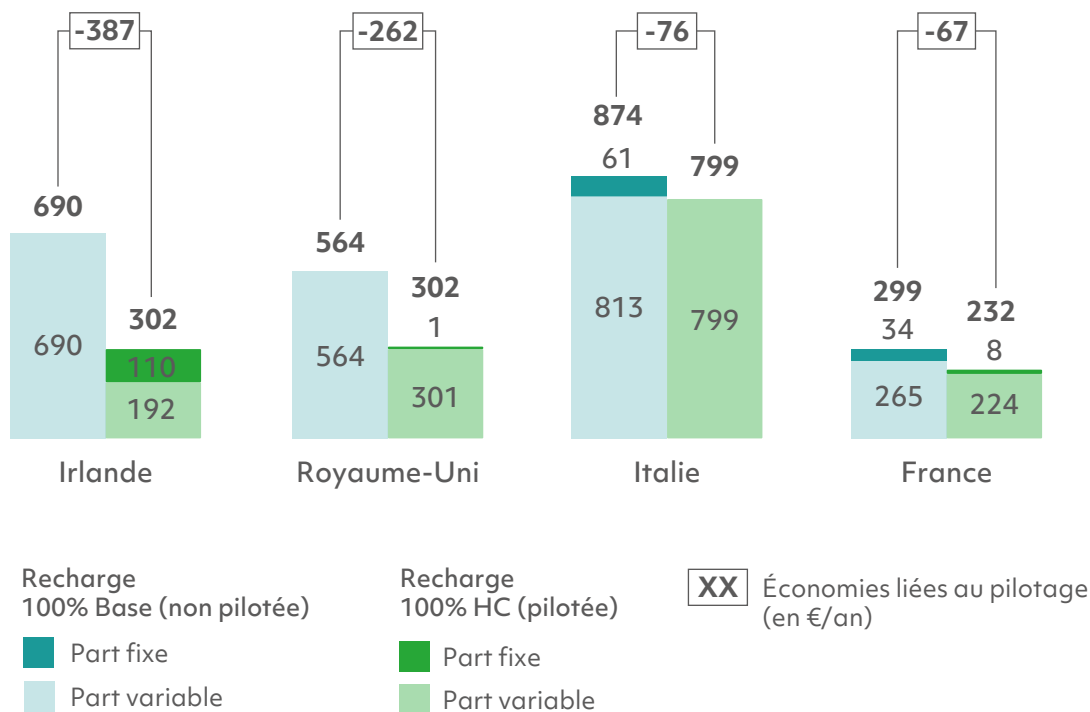
La CRE a commandé en 2022 une étude réalisée par le cabinet E-cube, qui révèle que la différenciation des prix en heures creuses est moins incitative en France que dans d'autres pays européens. Pour une même consommation de référence³⁹, la recharge en heures creuses permettait d'économiser 96 €/an en France par rapport aux heures pleines (30 % du coût TTC) et 62 €/an par rapport à un tarif de base (22 %). Même si la France n'est pas en retard dans le développement de la tarification HP/HC, les économies potentielles sont, pour comparaison, de 564 € (75 %) en Irlande par rapport aux

heures pleines et de 387 €/an (67 %) par rapport à un tarif base. Au Royaume-Uni, l'économie est de 433 €/an (59 %) en rechargeant en heures creuses par rapport au tarif heures pleines, 262 €/an (47 %) par rapport au tarif base. La faible différenciation horaire en France s'explique notamment par des tarifs de l'électricité moins élevés que les pays voisins et par l'effet de l'écrêtement de l'ARENH⁴⁰.

39 Hypothèses : Batterie de 50 kWh, consommation moyenne de 13,3 kWh/100 km, puissance de recharge de 3,7 kW, kilométrage de 14 300 km/an, 80 % de recharge à domicile, prix 2022.

40 Compte tenu des profils de consommation, les consommateurs en option HP/HC bénéficient d'un plus grand volume d'ARENH. L'écrêtement des demandes d'ARENH induit alors pour ces consommateurs un complément d'approvisionnement au marché consécutif à l'écrêtement ARENH représentant une part plus importante de l'énergie consommée. Ce volume, sensible aux cotations de marché sur une courte période, est ainsi plus important que pour l'option base.

Fig. 17 Économies de pilotage de la recharge entre tarif base et tarif HC pour un client particulier, prix 2022, en euros/an TTC



Sources : communication fournisseurs, ARERA, automobile-propre, revue de presse
 Analyse : E-CUBE Strategy Consultants

En plus de cette forte incitation, le Royaume-Uni a introduit l'obligation réglementaire⁴¹ que les nouveaux points de charge privés soient, lors de leur installation, paramétrés par défaut pour ne pas charger en période de forte demande (8h-11h, 16h-22h) et introduire un délai aléatoire de démarrage, tout en laissant la possibilité à l'utilisateur de modifier ce paramétrage.

41 Consultation : <https://www.gov.uk/government/consultations/electric-vehicle-smart-charging>
 Electric Vehicles Regulations 2021 : <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2021/1467/contents/made>

Mesure d'obligation de pilotabilité et de pilotage par défaut au Royaume-Uni

Réglementation La réglementation « Electric Vehicles Regulations 2021 », entrée en vigueur le 30 Juin 2022, établit les obligations relatives à la pilotabilité et au pilotage de toutes les bornes de charge domestiques et professionnelles privées vendues au Royaume-Uni à compter de cette date. Une seconde partie de la réglementation, en cours d'élaboration, précisera le rôle des opérateurs de bornes, des fournisseurs et des agrégateurs dans le pilotage des recharges.

Dispositions relatives à la pilotabilité **Afin de garantir la pilotabilité des bornes de recharge, les bornes doivent être techniquement capables de :**

- recevoir et communiquer des signaux et informations via des réseaux de communication
- répondre aux signaux reçus en augmentant ou diminuant la puissance de recharge, ou décalant la recharge
- de **reporter de manière aléatoire jusqu'à 30 minutes** les sessions de recharge en dehors des heures de pointe (afin d'éviter une pointe des recharges lors du début de la période creuse)

Dispositions relatives au pilotage Deux cas de figure selon si la borne est vendue avec un contrat de « Demand Side Response » (DSR)

Borne vendue avec un contrat DSR
Le propriétaire de la borne accepte que la borne fournisse des services DSR :
- à partir des signaux et informations reçus, la borne déclenche, arrête ou module en puissance la recharge
- pilotage effectué au bénéfice du système électrique

Borne vendue sans contrat DSR
La borne doit être vendue avec les configurations par défaut suivantes, modifiables par l'utilisateur :
- recharge en dehors des périodes de pointe (8h-11h et 16h-22h)
- décalage aléatoire de la recharge (jusqu'à 10 minutes)

IRVE et segments clients concernés

- La réglementation actuelle concerne les bornes de recharge **résidentielles et professionnelles** situées sur des emplacements privés.
- Elle s'applique aux **bornes de puissance inférieure ou égale à 50 kW**.

Les segments clients concernés sont les **segments privés et professionnels**.

Sources : National Grid (FES 2022), ZapMap, BEIS – Analyse : E-CUBE Strategy Consultants

Recommandations de la CRE pour mettre en œuvre le pilotage de la recharge

La majorité des points de charge résidentiels individuels ne sont aujourd'hui pas pilotés en France, des mesures sont ainsi indispensables pour faciliter et inciter à un pilotage minimal de masse, sans restreindre les solutions plus innovantes. Il est ainsi souhaitable que les nouvelles bornes de recharges individuelles ou prises renforcées dans le secteur résidentiel puissent fonctionner, dès leur installation et sans intervention supplémentaire des utilisateurs, en suivant les signaux de pilotage définis par les fournisseurs : sur la base de ces signaux la recharge aurait lieu durant les heures creuses et non durant les heures pleines (avec possibilité pour l'utilisateur d'y déroger manuellement). Les compteurs communicants sont l'outil naturel pour véhiculer un tel signal : il a fait ses preuves à grande échelle depuis plusieurs décennies avec les ballons d'eau chaude.

Il serait utile de préciser l'obligation de pilotabilité de la recharge prévue par le décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017, en incitant les nouvelles installations de recharge individuelles à suivre les signaux tarifaires. Cela pourrait se faire, par défaut, via la connexion au compteur communicant (lorsque cette solution est techniquement possible et en l'absence d'autre solution équivalente de pilotage tarifaire). Plusieurs modes de connexion au compteur sont possibles (contact sec, contact virtuels, lecture des informations de la Télé-informations Client) en fonction des situations et des préférences des utilisateurs. Sous réserve que ces modes permettent a minima de piloter la recharge sur le signal heures pleines/heures creuses, la CRE n'a pas de préconisation sur le mode à retenir préférentiellement, ce choix reposant notamment sur la configuration et la technologie de la solution de recharge, et pouvant impliquer plus ou moins d'actions de la part du client ou de son fournisseur.

Ces différents modes, leurs prérequis techniques et les conséquences opérationnelles qui en résultent sont décrits succinctement dans l'encadré « Comment piloter la recharge de mon véhicule électrique en fonction de mon tarif grâce à mon compteur électrique communicant » ci-après.

Cette connexion au compteur n'étant pas toujours réalisable de manière économiquement acceptable, une solution alternative devrait être recherchée notamment lorsque le compteur est trop éloigné, en prévoyant que les bornes soient connectées à internet par le biais d'un protocole ouvert garantissant l'interopérabilité et permettant à tout opérateur choisi par l'utilisateur d'envoyer des instructions de modulation de la puissance (ici selon les signaux d'heures creuses).


Enfin, en l'absence d'une connexion internet stable (cas de la prise renforcée ou dédiée loin du compteur), une solution alternative de programmation locale des horaires de recharge des bornes pourrait être envisagée. Cette programmation serait définie par défaut sur la période des heures creuses lors de l'installation et devra pouvoir être adaptée manuellement en cas de modification de ces heures.


Ainsi, il ne s'agit pas d'imposer un mode de pilotage, qui doit rester une liberté du client, mais de rendre une solution par défaut disponible pour tous. Les clients qui pourront recevoir ce signal seront ceux ayant opté pour une offre de type heures pleines/heures creuses et il restera possible, pour les clients qui piloteront leur recharge sur ce signal, de forcer manuellement la recharge. Enfin, les consommateurs peuvent opter pour des options de pilotage alternatives plus intelligentes s'ils le souhaitent.

Comment piloter la recharge de mon véhicule électrique en fonction de mon tarif grâce à mon compteur électrique communicant ?


J'ai choisi :

- ▶ Une prise renforcée dédiée :
 - Je peux faire relier le contact sec du compteur à un contacteur de puissance dans le tableau électrique. Forcer la recharge est alors possible depuis le tableau électrique.
 - Je peux utiliser les « contacts virtuels » du compteur, disponibles depuis la télé-information client (TIC) et convertibles en contacts secs. Le nouveau contact sec créé est relié à un contacteur de puissance dans le tableau électrique. Forcer la recharge est alors possible depuis le tableau électrique.
- ▶ Une borne de recharge dotée d'une entrée contact sec (Wallbox SOBEM par exemple) :
 - Je fais relier de manière filaire le contact sec du compteur à l'entrée contact sec de la borne. La borne doit alors par défaut suivre ce signal : si ce n'est pas le cas, il faudra le paramétrer. Forcer la recharge est possible depuis la borne de recharge.
 - Je peux utiliser les contacts virtuels des compteurs évolués, disponibles depuis la télé-information client (TIC) et convertibles en contacts secs. Le nouveau contact sec créé doit être relié de manière filaire à l'entrée contact sec de la borne. La borne doit alors par défaut suivre ce signal. Forcer la recharge est possible depuis la borne de recharge.

 Si le contact sec est déjà utilisé pour le pilotage du ballon d'eau chaude, il est possible de le dédoubler et de temporiser le signal de manière à reporter la recharge après la période de chauffe du ballon.

 L'utilisation de la TIC nécessite de demander au fournisseur de basculer la TIC du compteur du mode historique au mode standard, par téléopération. La CRE recommande d'utiliser le premier contact virtuel qui est le reflet du contact sec, ou le 5^e contact virtuel, qui a vocation à être associé à la recharge des véhicules électriques.

- ▶ Une borne de recharge dotée d'une prise pour être reliée à la TIC des compteurs (Bornes EVlink de Schneider Electric par exemple) :
 - Si la borne est proche du compteur, je mets en place une liaison filaire entre les deux. La borne doit être paramétrée pour piloter la recharge sur la base des signaux transmis.

 La TIC permet d'accéder aux états des contacts secs et virtuels pour n'activer la recharge qu'en période propice, ainsi que la puissance soutirée instantanée qui permet de moduler la puissance de charge pour ne pas dépasser la puissance souscrite.

- Une borne de recharge vendue avec un Emetteur Radio Local (ERL)⁴² (Borne witty start et TRPS 120 de Hager par exemple).
- Je branche l'ERL dans la prise TIC du compteur. La borne doit être connectée à l'ERL et paramétrée pour piloter la recharge sur la base des signaux transmis.
- ▶ Une borne de recharge connectée à un gestionnaire d'énergie :
 - Je connecte mon gestionnaire d'énergie à un ERL branché dans la prise TIC du compteur. Le gestionnaire d'énergie analysera les signaux de la TIC et transmettra des consignes de recharge à la borne.
- ▶ Une borne de recharge connectée à internet (Wallbox Pulsar Plus, par exemple) :
 - Je branche dans la prise TIC du compteur un ERL connecté à ma box internet. Il transmettra les informations de la TIC à mon opérateur de recharge, qui transmettra à son tour par internet des instructions de pilotage de la recharge.
- ▶ Mon compteur est trop éloigné de mon tableau électrique, de ma borne de recharge et de mon boîtier internet ?
 - Je paramètre manuellement la borne pour qu'elle ne démarre la recharge que durant les périodes d'heures creuses indiquées sur la facture de mon fournisseur.

Concernant les ERL, la CRE avait recommandé dans son rapport de mai 2022⁴³ que soient définis des normes d'interopérabilité permettant à des services et appareils fournis par des acteurs divers de s'y connecter, compte tenu de la prise TIC unique des compteurs.

Une généralisation de la connexion au compteur lors de l'installation évitera le second coût d'intervention nécessaire pour l'utilisateur qui souhaiterait y recourir par la suite, de sorte qu'il n'ait aucun coût supplémentaire de mise en œuvre d'un pilotage. Néanmoins, la mise en œuvre de ce pilotage resterait à la main de l'utilisateur, via son fournisseur ou un tiers autorisé. Cette connexion par défaut n'est par ailleurs pas de nature à empêcher l'utilisation de dispositifs de pilotages *ad hoc* plus optimisés.

La CRE rappelle que l'utilisation de la Télé-information client des compteurs évolués pour le pilotage de la recharge nécessite le passage de la TIC du mode historique (installé par défaut) au mode standard. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de paramétrer les nouveaux compteurs des réseaux électriques auto (points de charges raccordés aux colonnes horizontales) avec le mode standard par défaut, et de mener une concertation sur passage au mode standard des TIC des compteurs évolués.

La CRE demande également aux gestionnaires de réseau de distribution de modifier les paramètres des calendriers « sur étagère » pour prévoir par défaut la programmation des contacts virtuels aujourd'hui absente. **La mise à jour des contacts virtuels sur l'ensemble du parc de compteurs devra avoir lieu lors des mises à jour des heures creuses.**

42 Un Emetteur Radio Local (ERL) est un dispositif pouvant être connecté à la Télé-information client (TIC) des compteurs communicants. Il permet de récupérer les informations du compteur, dont les index, la puissance instantanée et les contacts virtuels pour le pilotage de la consommation.

43 Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents, CRE, mai 2022

Les limites du pilotage HP/HC et l'opportunité d'aller plus loin

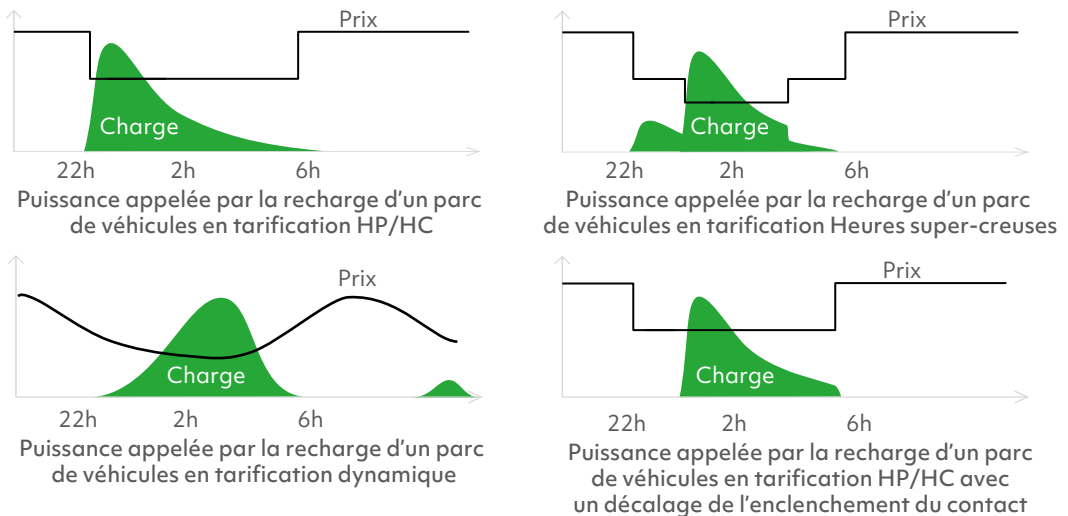
Par ailleurs, même avec un placement optimal des heures creuses et un décalage du pilotage des usages, les contraintes du pilotage de la recharge selon un simple tarif HP/HC en font un pilotage minimal, mais pas suffisant pour atteindre l'optimum du système. Les offres de type « heures super-creuses » permettent par exemple d'inciter à placer les périodes de recharge sur les quelques heures les plus pertinentes, et non au tout début des heures creuses. Certaines offres peuvent également inciter à se recharger durant le week-end. Pour la recharge en entreprise, en l'absence d'heures creuses diurnes, des offres de fourniture pourraient inciter à décaler la recharge l'après-midi lorsque les prix de marché sont bas. Le développement d'offres de fourniture plus élaborées, avec un prix variant à un

pas plus fin et incitant à un placement temporel de la recharge plus précis permettra à la fois aux consommateurs de réaliser des économies plus importantes, et de lisser davantage l'appel de puissance pour le système électrique.

Dans son scénario Crescendo haut (15,6 M de véhicules électriques en 2035), RTE estime que la valeur pour le système d'un pilotage tarifaire (heures super-creuses, week-ends...) serait de l'ordre de 900 M€/an. Un pilotage dynamique y ajouterait de l'ordre de 300 M€/an.

Les graphiques ci-dessous illustrent la puissance appelée par la recharge d'une flotte diffuse de véhicules dont les batteries ont besoin de quantités d'énergies variées.

Fig. 18 Puissance appelée foisonnée par la recharge pilotée suivant le signal tarifaire (illustration CRE)



Le rôle du gestionnaire de réseau

Le pilotage de la recharge est une activité concurrentielle, pouvant s'appuyer sur l'infrastructure de comptage évolué et nécessitant l'accès à différents marchés pour répondre à des besoins de flexibilité.

Les gestionnaires de réseau n'ont pas vocation à piloter directement des bornes de recharge puisqu'ils ne sont pas autorisés à intervenir sur les marchés de l'énergie pour réaliser une valorisation optimale de la flexibilité tenant compte des besoins des utilisateurs. Toutefois, ils peuvent paramétrer de manière optimale les calendriers de pilotage « par défaut », utilisés par de nombreux fournisseurs, comme expliqué précédemment.

Toutefois, l'intervention du gestionnaire de réseau peut s'avérer pertinente en « post-marché », et une interruption ou une limitation de la recharge des véhicules pourrait constituer une alternative préférable à des délestages ou à des limitations temporaires de puissances des compteurs, dans les cas d'incidents réseau ou de risques pour l'équilibre offre-demande.

L'intervention du gestionnaire de réseau doit être strictement limitée au dernier recours.

L'Allemagne⁴⁴ a par exemple souhaité introduire dans les tarifs de réseaux la possibilité de donner le contrôle de certains appareils aux gestionnaires de réseau en contrepartie de réductions tarifaires, et de souscrire à des capacités « interruptibles », à un tarif réduit par rapport à celui des capacités fermes. Les initiatives visant à étendre ou généraliser ce mode de pilotage se sont heurtées à des oppositions de consommateurs jugeant le dispositif intrusif, ainsi qu'au risque de freiner la concurrence et l'innovation sur le pilotage de la recharge.

⁴⁴ Trust, not control: Germany, EVs and the power of consumer choice, Andreas Jahn, Jaap Burger and Jan Rosenow, 7 septembre 2021 : euractiv.com/section/electricity/opinion/trust-not-control-germany-evs-and-the-power-of-consumer-choice/

Maîtriser la puissance souscrite

L'adaptation de la puissance de charge en fonction de la puissance souscrite

La multiplication des points de charge devrait entraîner une augmentation du niveau des puissances souscrites sur le réseau de distribution liée à la fois aux nouveaux raccordements mais également à l'installation de bornes de recharge sur des raccordements déjà existants : résidentiels individuels, résidentiels collectifs, parkings ou flottes d'entreprises, bornes ouvertes au public... Au-delà des enjeux sur les coûts et les délais de raccordement que représente le déploiement massif des VE et pour lequel les solutions ont été présentées précédemment dans ce rapport, ces augmentations de puissances souscrites sont un facteur de coût pour le dimensionnement du réseau. En effet, une augmentation des puissances souscrites pour les raccordements existants pourrait avoir pour conséquence directe d'induire des renforcements et renouvellements anticipés des réseaux existants puisque le gestionnaire de réseau doit pouvoir garantir la qualité et la continuité d'alimentation.

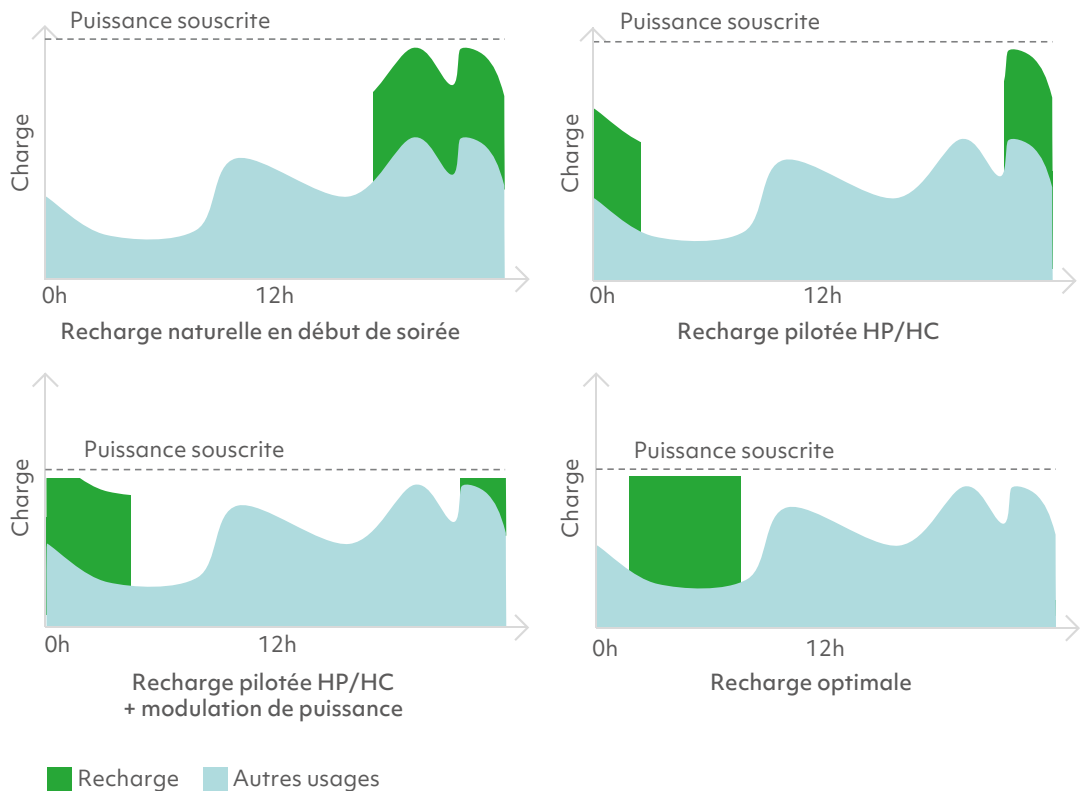
Les premières observations d'Enedis pour les utilisateurs en maison individuelle ayant acheté un VE montrent que cette augmentation de puissance n'a lieu que dans 16 % des cas, mais que ce taux est en augmentation, en particulier pour les petites puissances. La CRE reste prudente face à ces premières analyses et considère qu'au vu des perspectives de déploiement des VE, il est nécessaire d'anticiper dès aujourd'hui les impacts réseaux que cela pourrait générer en mettant en œuvre, lorsqu'il est pertinent, un pilotage de la recharge en fonction de la puissance souscrite des sites.

La mise en œuvre du pilotage de la recharge en fonction de la puissance souscrite permet à l'utilisateur, en lissant la charge, de réduire le besoin d'augmentation de puissance souscrite et donc d'éviter une augmentation de la part abonnement de la facture. Des solutions robustes sont déjà largement disponibles : elles nécessitent l'installation d'un module intégré directement dans la borne ou d'un dispositif complémentaire et un accès à la puissance instantanée du compteur qui est notamment disponible via la TIC⁴⁵. Le recours à ce pilotage, s'il peut être accessible à un coût raisonnable pour l'utilisateur, pourrait permettre d'assurer que le déploiement des bornes de recharge à domicile, même pour des puissances d'IRVE de 7 kVA, se fasse sans augmentation de puissance souscrite et donc en limitant les impacts pour le dimensionnement du réseau. Pour les utilisateurs en monophasé, dont la puissance maximale du logement établie au moment du raccordement est de 12 kVA, ce pilotage peut permettre d'éviter de demander un passage en triphasé.

Il est important de rappeler que ce pilotage fonction de la puissance souscrite doit nécessairement être couplé à un pilotage tarifaire pour garantir que la recharge se fasse lors des périodes les moins chargées pour le système ce que ne permet pas de faire un pilotage à la puissance souscrite. En effet, un pilotage uniquement en fonction de la puissance souscrite pourrait tout de même entraîner une augmentation de la consommation lors des plus fortes périodes de pointes et générer ainsi des besoins de renforcement du réseau qui pourront être importants.

⁴⁵ Dans son rapport du 19 mai 2022 sur les réseaux intelligents, la CRE a recommandé une standardisation des Emetteurs radio locaux pour faciliter leur déploiement et garantir leur interopérabilité avec les différents fournisseurs d'énergie et de services : cre.fr/Actualites/la-cre-tire-le-bilan-des-demonstrateurs-smart-grids

Fig. 19 Illustration des différents modes de pilotage (exemple de courbe de charge non représentative)



Pour les flottes d'entreprises, la solution de pilotage de la puissance souscrite est d'autant plus pertinente à la fois pour les acteurs qui souhaiteraient augmenter le nombre d'installations de recharge desservies par le Point de Livraison (PDL) existant sans devoir modifier les ouvrages de branchement mais également pour limiter leur puissance de raccordement, et les coûts associés, ainsi que pour optimiser leur coût d'acheminement. De nombreux acteurs ont déjà indiqué mettre en place un pilotage par rapport à leur puissance souscrite plus ou moins complexe.

En résidentiel collectif, le pilotage de la recharge en fonction de la puissance du site peut être mis en œuvre par des opérateurs de recharge privés, qui peuvent procéder à une optimisation globale des points de recharge de la copropriété. Cette modulation de la puissance globale est plus complexe à mettre en œuvre dans le cas de la solution publique de colonnes horizontales, puisque chaque point de livraison dispose de sa propre puissance souscrite.

La CRE demande à Enedis de lui proposer et de chiffrer des solutions de pilotage centralisé des points de charge des colonnes horizontales, par exemple dans le cadre d'ORI, avant fin 2024.

Le regroupement de Points De Livraison entre place de stationnement et logement

Dans le résidentiel collectif, un pilotage individuel selon la puissance souscrite pourrait être envisagé grâce à un regroupement de PDL entre le logement et la borne de recharge de l'occupant du logement en question. Ce regroupement virtuel pourrait permettre, dans les copropriétés, que les occupants optimisent leur puissance souscrite globale en rechargeant leurs véhicules lorsqu'ils consomment peu dans leur logement, et limitent ainsi leur impact pour le réseau tout en réalisant des économies de facture. Ce cas de pilotage a fait l'objet d'une expérimentation menée par Enedis et EDF avec quelques clients, dont le retour est positif bien qu'il ait permis d'identifier les éléments d'amélioration nécessaires. Les clients maîtrisant leur puissance totale se sont ainsi vu facturer les composantes de comptage et de gestion des deux PDL, mais seulement la puissance souscrite maximale entre les deux PDL. Lorsque la courbe de charge cumulée dépassait la puissance souscrite maximale entre les deux PDL, la somme des deux puissances souscrites était facturée. L'intérêt économique correspond donc à l'économie de puissance souscrite permise par le foisonnement, naturel ou piloté.

La CRE demande à Enedis d'étudier et de chiffrer les évolutions nécessaires à l'industrialisation de cette prestation, et de lui présenter les résultats de cette étude dans un délai d'un an à compter de la publication du présent rapport.

Le dénivelé de puissance

En France, le TURPE 6 pour les clients raccordés en Basse Tension avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA prévoit un tarif pour une puissance souscrite unique sur l'ensemble des plages temporelles, quelles que soient l'heure et la saison. Pour les autres niveaux de tension, et pour les clients « BT > 36kVA », est donnée la possibilité de souscrire une puissance différenciée pour chaque plage temporelle. Ceci peut permettre à des consommateurs d'augmenter leur puissance souscrite à un coût modéré en dehors des périodes de pointe. Une telle optimisation peut d'ores et déjà être mise en œuvre pour des infrastructures de recharge dont la puissance cumulée dépasse 36 kVA.

Si une telle disposition était étendue au segment « BT ≤ 36 kVA », elle permettrait aux utilisateurs résidentiels de profiter de cette optimisation renforçant l'incitation à recharger les véhicules en heures creuses. Le choix de puissance souscrite par plage temporelle induirait une complexité supplémentaire pour les GRD et les fournisseurs, ces derniers ont ainsi témoigné d'une appétence limitée pour une telle fonctionnalité, lors d'une consultation d'Enedis en 2022. Une disposition simplifiée pourrait être étudiée pour ce segment. Ainsi, il pourrait être envisagé une augmentation de la puissance souscrite en heures creuses, comprise dans le tarif, dès lors que la puissance de raccordement le permet. Les propriétaires de véhicules électriques n'auraient pas besoin d'augmenter leur abonnement dès lors qu'ils pilotent la recharge de leur véhicule.

Le régulateur italien, l'ARERA, expérimente une telle disposition depuis 2021. Les titulaires d'un contrat de fourniture d'une puissance comprise entre 2 et 4,5 kVA et disposant d'un compteur intelligent et d'une borne de recharge peuvent ainsi bénéficier d'une puissance de 6 kVA en heures creuses.

Expérimentation en Italie d'une augmentation de puissance souscrite en heures creuses

Objectif	Inciter les utilisateurs à effectuer les recharges hors des pointes de consommation pour éviter une augmentation des coûts de stabilisation du réseau en cas de pics de consommation
Incitation	L'option standard de raccordement en Italie est de 3,3 kVA. À partir du 1 ^{er} juill. 2021, et jusqu'au 31 déc. 2023, les foyers remplissant les conditions exposées plus bas bénéficient d'une augmentation gratuite de la puissance disponible jusqu'à 6 kVA lors des heures creuses (du lundi au vendredi entre 19h et 8h, les week-ends et les jours fériés).
IRVE et segments clients concernés	Pour bénéficier de ce dispositif, les exigences suivantes doivent être remplies : <ul style="list-style-type: none">- Disposer d'une IRVE non disponible au public (domicile, local professionnel, etc.)- Être titulaire d'un contrat de fourniture d'une puissance comprise entre 2 et 4,5 kVA et un raccordement basse tension- Disposer d'un compteur intelligent de 1^{re} ou 2^{de} génération relié au dispositif de recharge- Le dispositif de recharge qui doit au moins être capable de ① mesurer et enregistrer la puissance de charge active et de transmettre cette mesure à un tiers ; ② recevoir et mettre en œuvre des commandes d'un tiers comme la réduction ou l'augmentation de la puissance de charge maximale
Fonctionnement	Gestion opérationnelle confiée au GSE (Gestionnaire de Services Energétiques) Pour les clients domestiques l'adhésion est gratuite et les clients non domestiques doivent payer une contribution fixe pour couvrir les frais administratifs (25,51 € HT)
Gain économique attendu pour l'utilisateur	En mai 2021, l'ARERA estimait que des économies de 60 à 200 €/an pourraient être réalisées pour un consommateur profitant de cette incitation comparé à un consommateur qui demande à être raccordé à 6kVA

Sources : Site institutionnel GSE, Communiqué de presse de l'ARERA du 3 mai 2021, Note de l'ARERA sur le projet de loi relatif à la protection de l'environnement – Analyse : E-CUBE Strategy Consultants

La CRE demande à Enedis d'étudier les modalités et coûts d'une telle solution.

Conditionner les aides publiques

L'incitation au pilotage peut également être renforcée en conditionnant les mécanismes de soutien existants à l'installation d'un dispositif de pilotage de la recharge.

En France métropolitaine comme en ZNI, la CRE recommande de modifier les dispositifs de soutien, notamment le crédit d'impôt pour les particuliers à l'installation de bornes de recharge, afin de n'y rendre éligibles que les bornes équipées d'un dispositif de pilotage connecté au compteur communicant (en alternative connectées à internet via un protocole ouvert ou encore programmée par défaut). Les points de recharges ouverts au public et ayant bénéficié de mécanismes de soutien (par l'État, les collectivités, ou les gestionnaires d'autoroutes) pourraient également se voir, en échange, contraints à limiter leur soutirage à 30 % de leur puissance maximale en cas de signal écoWatt⁴⁶ rouge, un contrôle étant réalisé *a posteriori*.

La conditionnalité des aides publiques à la pilotabilité est déjà en vigueur dans les ZNI, pour les professionnels à travers le programme Advenir qui se termine en 2025. Afin d'inciter les particuliers à piloter la recharge de leurs VE, le cadre de compensation des actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) mis en place par la CRE dans plusieurs ZNI⁴⁷ propose une subvention à l'achat d'une borne ou d'une prise renforcée pilotée sur le signal tarifaire HP/HC pour compenser le surcoût par rapport à une borne ou une prise renforcée non connectée. Ce dispositif permettrait donc d'inciter le pilotage de la recharge au domicile, qui est le mode de recharge principal en ZNI mais également le plus difficile à réguler.

Pour s'assurer que ce soutien se concrétise en pilotage effectif, la CRE demande à EDF SEI de réaliser un suivi statistique annuel du pilotage et des périodes de recharge des véhicules électriques dans chaque territoire, en particulier pour les points de charge ayant bénéficié d'une aide à la pilotabilité.

⁴⁶ En ZNI, un signal de type écoWatt a été mis en œuvre par EDF SEI dans plusieurs territoires (eCorsicaWatt en Corse, météo de l'électricité à la Réunion) indiquant les périodes de tension pour le système électrique, pour sensibiliser les consommateurs aux écogestes et au déplacement de leur consommation.

⁴⁷ En Corse et dans l'ensemble des DROM à l'exception de Mayotte.

3. Un pilotage plus intelligent apporterait une valeur supplémentaire

Au-delà d'un simple pilotage tarifaire, une valeur supplémentaire peut être générée en tirant pleinement parti de tout le potentiel de flexibilité de la recharge des véhicules électriques. Ceci implique un dispositif de pilotage

intelligent capable d'optimiser la recharge en fonction de plusieurs signaux et des incitations pour les utilisateurs à adapter leur comportement de recharge en réponse à ces signaux.

Pour le réseau électrique

Les Appels d'Offres de flexibilité locale

La CRE considère que des mécanismes de flexibilités locales (i.e. appels d'offres flexibilités locales) peuvent être une des réponses aux contraintes pouvant être générées par l'intégration des nouveaux usages ainsi que des énergies renouvelables. Le potentiel flexible offert par la recharge doit pouvoir être valorisé sur ces mécanismes. En effet, le maillage des IRVE sur le territoire peut représenter un gisement de flexibilité particulièrement adapté pour répondre à ces besoins. Des premiers appels d'offre expérimentaux ont été organisés depuis 2020 par Enedis. Sur les 11 organisés en 2023, 5 appels d'offres ont été concluants.

Afin de généraliser le recours aux flexibilités locales lorsqu'elles sont opportunes, la CRE a engagé des travaux sur le sujet, en concertation avec les acteurs du secteur, visant à simplifier la mobilisation des flexibilités au service du réseau, d'identifier toutes les opportunités, d'apporter plus de transparence sur les besoins futurs et de faciliter l'accès des actifs tels que les stockages et les véhicules électriques.

La CRE reste attentive aux bonnes pratiques développées dans les autres pays européens, notamment le Royaume-Uni qui recourt largement aux flexibilités locales, et où les véhicules électriques représentent une part notable des actifs participants aux mécanismes. Elle publiera une feuille de route à l'issue de ces travaux.

Pour l'équilibre offre-demande

Tirer profit des variations de prix des marchés de gros et participer aux effacements

Le développement d'offres envoyant des signaux de prix plus différenciés reflétant les périodes de tension du système électrique et/ou les prix de marchés de gros, par exemple à travers une tarification dynamique qui refléterait les variations du prix des horaires journalier des marchés de gros (SPOT), serait un moyen efficace d'inciter à un pilotage optimal de la recharge profitant des variations de prix sur les marchés de gros. Toutefois les offres tarifaires proposent généralement une différenciation temporelle plus faible.

Si une grande partie de la flexibilité apportée par les véhicules électriques peut être captée par une valorisation implicite via un signal tarifaire simplifié, comme expliqué dans la partie précédente, une valorisation complémentaire sur les marchés de gros, via le mécanisme de Notification d'Echanges de Blocs d'Effacement (NEBEF), ou encore sur le mécanisme de capacité présenterait un intérêt pour le système électrique, en permettant de valoriser lors d'épisodes de prix de gros élevés des flexibilités qui n'auraient pas été captées par une valorisation implicite, compte-tenu notamment, de signaux tarifaires ne reflétant pas tous les besoins du système.

La valorisation de la recharge de véhicules électriques via des effacements explicites présente toutefois des défis et pourrait demander une adaptation du cadre actuel, notamment en ce qui concerne le contrôle du réalisé afin de prendre en compte les spécificités de ce type de flexibilités diffuses, et ainsi permettre une meilleure valorisation de ce gisement tout en évitant des gains indus.

La CRE considère que la généralisation de méthodes de contrôle du réalisé adaptées au segment des effacements diffus pourrait faciliter la participation des véhicules électriques aux mécanismes de valorisation des effacements.

Parmi les différentes méthodes applicables à ce segment, la CRE est notamment favorable à l'introduction prochaine dans les règles NEBEF de la méthode des panels, consistant en l'estimation des consommations de référence à partir d'un panel de sites miroir, constitué par le gestionnaire de réseau et de caractéristiques similaires à celles de l'entité effacée. La CRE note que diverses expérimentations de cette méthode par les acteurs sont en cours, et que sa mise en œuvre pour les effacements explicites est à l'ordre du jour du prochain programme de concertation des règles NEBEF de RTE. La CRE souhaite que ce processus de concertation des acteurs soit poursuivi puis mené à son terme.

La CRE poursuivra, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, les travaux visant à identifier et résoudre les contraintes qui limiteraient la participation des véhicules électriques aux mécanismes de valorisation des effacements explicites, afin d'adapter le cadre de régulation existant et d'accompagner l'essor de la filière.

Participer à la fourniture de Services Système

Les règles services système fréquence (ci-après « SSYf ») définissent les modalités de participation au réglage primaire et secondaire de fréquence en France.

Les services système sont programmés et la fourniture de réserve est mesurée au niveau de l'entité de réserve (EDR) qui est un regroupement de sites de production, de soutirage ou de stockage. Une EDR peut être certifiée pour fournir des services système à partir de 0,1 MW de réserve primaire ou secondaire.

La réserve primaire est contractualisée chaque jour pour les 6 pas de 4h du lendemain à l'aide d'un appel d'offres européen et rémunérée au prix marginal de l'enchère. L'offre minimale est de 1 MW et la granularité est de 1 MW. L'énergie de réserve primaire est, quant à elle, activée au prorata des capacités lauréates et rémunérée au prix spot.

La réserve secondaire est aujourd'hui contractualisée par prescription, les acteurs disposant de moyens de production de plus grande puissance étant tenus de réserver une part de cette puissance pour le réglage secondaire de la fréquence. À terme, la réserve secondaire sera cependant contractualisée par le biais d'un appel d'offres national, tenu à 9h en J-1 et ouvert à toute EDR française certifiée. pour la fourniture de ce service La réservation de la capacité sera rémunérée au prix marginal de cet appel d'offres. L'offre minimale sur l'appel d'offres sera de 1 MW et la granularité des offres de 1 MW. La CRE a indiqué son souhait de voir cette évolution majeure mise en œuvre au cours de l'année 2024, sous réserve qu'un nombre suffisant de capacités additionnelles aient été certifiées en amont par l'ensemble des acteurs des services systèmes, afin d'assurer le bon fonctionnement de ce nouveau marché.

Depuis novembre 2023, l'activation en énergie de la réserve secondaire est réalisée par RTE selon un *merit order* établi pour chaque pas de 15 min de la journée, et rémunérée au prix marginal. Cette activation au *merit order* est ouverte à l'ensemble des moyens français certifiés pour la fourniture de réserve secondaire, les capacités n'ayant pas été lauréates de l'appel d'offres capacitaire en J-1 pouvant participer à ce marché par le biais d'offres dites "libres". À terme, la mise en concurrence des énergies de réserve secondaire sera par ailleurs effectuée à l'échelle européenne, par le biais de la plateforme européenne d'activation de la réserve secondaire PICASSO ("*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*") regroupant l'ensemble des GRT européens. La CRE a octroyé à RTE une dérogation portant jusqu'en juillet 2024 pour la connexion à cette plateforme.

Les règles SSYf comportent par ailleurs des dispositions transitoires facilitant la participation des véhicules électriques aux services système :

► **Expérimentation relative à l'observabilité statistique (partie 17.6 des règles SSYf)**

Le responsable de réserve peut mettre en place l'observabilité statistique pour les entités de réserve (EDR) composées de strictement plus de 70 groupes de production dont la puissance maximale de chacun est inférieure à 1 MW, ou sites de soutirage dont la puissance souscrite de chacun est inférieure à 1 MW. L'observabilité statistique permet aux acteurs démontrant que la transmission de l'ensemble des télémesures a un impact économique significatif sur la rentabilité de la participation de son EDR aux services système, de ne pas envoyer l'ensemble des données de télémesure en temps réel mais *a posteriori*. En temps réel, l'acteur envoie une estimation statistique de la télémesure de ses sites. Cette expérimentation est actuellement limitée à 20 MW pour l'ensemble des acteurs. Un retour d'expérience de RTE sur cette expérimentation est attendu dans le courant de l'année 2023 afin d'étudier la possibilité de pérenniser ce dispositif dans les règles services systèmes.

► **Expérimentation relative à l'utilisation de sous-mesures (partie 17.2 des règles SSYf)**

L'expérimentation relative à l'utilisation de sous-mesure pour un site de soutirage ou un site d'injection consiste à ce que la télémesure transmise à RTE ne couvre pas le périmètre intégral du site : celle-ci ne couvre alors que le ou les processus à partir desquels les services système sont fournis.

► **Expérimentation relative à la mesure de fréquence centralisée (partie 17.5 des règles SSYf)**

Cette expérimentation consiste à permettre au responsable de réserve de piloter la réponse de son EDR pour le réglage primaire de fréquence à partir d'une mesure centralisée de la fréquence. La régulation de fréquence est dite centralisée dès lors que l'activation du réglage d'au moins un site n'est pas réalisée à partir d'une mesure de fréquence locale.

► **Expérimentation sur l'évolution de la composition d'une EDR diffuse (partie 17.6 des règles SSYf)**

Dans le cas où il n'y a pas de modification du système de pilotage de l'EDR et du type d'entités techniques pilotées, le responsable de réserve peut ajouter ou retirer des sites de son EDR, sans qu'un nouvel examen de l'aptitude puisse être exigé par RTE, si le nombre total des sites ajoutés et/ou retirés est inférieur à 10 % du nombre de sites initial en cumulé.

Concernant la participation effective de ce type d'acteurs aux marchés de l'équilibrage, la CRE constate que celle-ci est encore embryonnaire à ce stade, mais note que les diverses expérimentations menées se sont avérées concluantes. L'entreprise Dreev a certifié un ensemble de bornes de recharges sur la réserve primaire et propose un pilotage de la charge qui doit permettre de valoriser cette capacité sur le marché de la réserve primaire. L'entreprise Jedlix, qui propose un pilotage de la charge intelligent afin de fournir de la réserve secondaire a débuté en 2021 une expérimentation avec RTE portant sur un parc de l'ordre de 500 véhicules électriques de particuliers. Les premiers résultats indiquent la pleine capacité du parc à fournir la puissance attendue.

Du point de vue technologique, la CRE constate par ailleurs que la recharge monodirectionnelle permet déjà une valorisation importante du potentiel de flexibilité des VE sur une très large majorité des mécanismes. À l'avenir, la solution V2G devrait cependant s'avérer particulièrement adaptée pour permettre aux VE de participer aux services systèmes (meilleure réactivité du pilotage et plus grand potentiel de valorisation).

Du point de vue de l'accès des véhicules électriques aux marchés de l'équilibrage, la CRE travaille conjointement avec RTE à la mise en œuvre de deux évolutions majeures consistant à ouvrir à l'ensemble des actifs certifiés les marchés en capacité et en énergie de la réserve secondaire. L'ouverture de ces deux marchés permettra de fait l'arrivée de nouveaux acteurs, dont les véhicules électriques qui pourront dès lors s'intégrer pleinement dans les différents mécanismes nationaux de réglage de la fréquence, ce qui pourrait constituer une source additionnelle de revenu pour les opérateurs de la recharge intelligente.

Afin de faciliter davantage l'accès de la participation active de la demande à ces marchés, la CRE souligne également que les travaux européens en cours visent à abaisser à 0,1 MW la granularité des offres remises par les acteurs, comme le préconisent les *Framework Guidelines on Demand Response*, lignes directrices non légalement contraignantes remises par l'ACER (Agence de Coopération des Régulateurs Européens) à la Commission européenne en décembre 2022. Une granularité plus fine des offres facilitera de fait la participation de la recharge des véhicules électriques aux différents marchés de l'équilibrage.

À terme, la CRE considère que des travaux additionnels sur ces marchés pourraient être menés, notamment sur la dissymétrisation des capacités de réserve, afin d'offrir davantage de flexibilité aux différents types d'acteurs. Pour la réserve primaire une telle évolution ne pourra cependant être menée qu'en coopération avec l'ensemble des GRT et régulateurs impliqués dans la coopération européenne.

Enfin, la CRE souligne que les différentes expérimentations actuellement menées dans le cadre des règles services systèmes visent pour nombre d'entre elles à faciliter la participation des EDR du type de ceux qui seront constitués via l'agrégation de véhicules électriques. La CRE considère cependant que les travaux allant dans le sens d'un processus de certification plus spécifiquement adapté à ce type d'actif auront vocation à se poursuivre dans les années à venir, afin d'accompagner une éventuelle massification des volumes certifiés.

Le nécessaire développement d'offres partageant la valeur avec l'utilisateur

Les offres de fourniture valorisant la flexibilité doivent être attractives

Les utilisateurs n'accepteront de rendre un service au réseau et de modifier leurs habitudes de recharge que s'ils peuvent être rémunérés en dédommagement et si l'impact sur leur confort est limité. L'étude "Electric Nation"⁴⁸ menée au Royaume-Uni révèle que les usagers acceptent facilement que la recharge soit pilotée par un acteur extérieur et qu'ils sont prêts à répondre à une incitation économique. En France, Enedis mène une étude similaire dans le cadre du projet « aVEnir »⁴⁹.

Le montant des gains financiers attendus est un élément clef de l'acceptabilité des consommateurs. Pour une consommation de référence (14 300 km/an et consommation de 13,3 kWh/100 km)⁵⁰, une offre HP/HC permettait d'économiser 62 €/an en France en 2022 par rapport à un tarif de base (soit 22 % d'économies). Le développement d'offres plus adaptées aux véhicules électriques, c'est-à-dire envoyant des signaux avec une plus grande différenciation temporelle, devrait permettre d'accroître les gains pour les consommateurs pilotant la recharge. Parce qu'il est nécessaire de proposer aux utilisateurs le meilleur compromis entre l'optimisation économique et leurs besoins de mobilité, la prise en compte des besoins dans la détermination des périodes de recharge optimale doit être centrale afin d'assurer au consommateur qu'il pourra utiliser son véhicule au moment désiré.

Les offres de fourniture innovantes incitant à la flexibilité des consommateurs résidentiels, notamment des véhicules électriques, sont aujourd'hui faiblement développées en France. L'étude du cabinet E-cube, réalisée pour la CRE, sur le pilotage de la recharge dans plusieurs pays européens, a relevé un nombre plus faible d'offres pour les véhicules électriques en France, que dans d'autres pays comme le Royaume-Uni ou la Norvège. Sur le périmètre d'Enedis, en avril 2023, seul 0,2 % des points de livraison résidentiels étaient dotés d'une grille tarifaire différant des offres Base, EJP ou HP/HC et ses dérivés (Tempo, différenciation saisonnière ou week-end).

La CRE encourage les fournisseurs à développer des offres permettant la valorisation de la flexibilité des consommateurs afin d'accompagner le développement progressif du parc de véhicules électriques. À travers la reconstitution des flux sur la base des courbes de charge, il est également possible pour le fournisseur de valoriser le pilotage de la recharge sur les marchés et d'en faire profiter le consommateur, tout en maintenant une option tarifaire simple pour le contrat de fourniture.

48 Site internet : electricnation.org.uk

49 Site internet : avenir-emobility.org

50 Étude e-cube 2022 pour la CRE. Hypothèses : batterie de 50 kWh, consommation moyenne de 13,3 kWh/100 km, puissance de recharge de 3,7 kW, kilométrage de 14 300 km/an, 80 % de recharge à domicile, prix 2022.

La tarification des bornes publiques ouvertes au public

Les bornes de recharge ouvertes au public ne présentent généralement qu'un faible potentiel de pilotage, compte tenu des enjeux de durée de recharge et de disponibilité des bornes, mais la flexibilité des utilisateurs est un levier d'optimisation des coûts, notamment en maximisant le taux d'utilisation des bornes et en optimisant le dimensionnement. En plus des gains sur les coûts d'infrastructure et de raccordement, cette flexibilité peut simultanément être utile au système électrique, en évitant les pics de consommation ou en valorisant les surplus d'énergie renouvelable. Cela peut se concrétiser par un stationnement plus long que la durée de recharge nécessaire ou bien par la capacité à planifier et décaler son besoin de recharge.

Pour être incitative et récompenser les bons comportements, la tarification s'appliquant aux bornes ouvertes au public doit pouvoir être différenciée selon les périodes pour refléter les coûts et la fréquentation des infrastructures. Des rapports du Regulatory Assistance Project⁵¹, ainsi que de la Commission européenne⁵², considèrent que la proposition de tarifs différenciés sur les bornes publiques est également un enjeu d'équité pour les propriétaires de véhicules électriques qui n'ont pas l'opportunité de se recharger à domicile. Leur permettre de bénéficier de tarifs moins élevés à certaines heures contribuera à réduire le coût de la recharge pour cette population et à ne pas freiner sa conversion à l'électromobilité⁵³.

Cette tarification différenciée des bornes de recharge est déjà mise en œuvre localement. À Paris, par exemple, l'offre Belib prévoit une tarification suivant la puissance de la borne et selon 3 plages temporelles (8h-20h, 20h-23h, 23h-8h). En Allemagne, un projet expérimente une tarification dynamique sur les bornes de recharge rapides⁵⁴.

Dans les zones non interconnectées, le tarif Transition Énergétique, calculé sur la base des coûts du système électrique, pourrait devenir l'unique tarif proposé aux IRVE accessibles au public, tout en laissant les opérateurs de bornes choisir la manière de le refléter dans leur politique tarifaire.

Pour que ces initiatives se développent, les pouvoirs publics et les concessionnaires doivent veiller à ne pas contraindre la tarification des bornes (par les cahiers des charges des appels d'offres). Ils doivent également s'assurer que l'installation de bornes de charges puisse se faire de manière concurrentielle, afin de maximiser la qualité de service et minimiser les prix pour les usagers, en évitant les abus de position de monopoles locaux. La CRE salue à ce titre l'auto-saisine de l'Autorité de la concurrence et son travail d'analyse du fonctionnement concurrentiel du secteur des IRVE⁵⁵, dont les résultats sont attendus pour 2024.

Le partage des données de tarification des bornes aux applications et services de mobilité permettra d'en simplifier la perception par les usagers et d'améliorer l'expérience utilisateur, en plus d'assurer une bonne information et une concurrence effective entre opérateurs de recharge.

51 The time is now: smart charging of electric vehicles, J. Burger, J. Hildermeier, A. Jahn, J. Rosenow, avril 2022

52 Competition analysis of the electric vehicle recharging market across the EU27 + the UK, 4.6.2. Pricing Structures, Commission Européenne, avril 2023

53 The time is now: smart charging of electric vehicles, J. Burger, J. Hildermeier, A. Jahn, J. Rosenow, avril 2022

54 E.ON Innovation and LEW launch fast charging stations with dynamic pricing model, 27 January 2022 : eon.com/en/innovation/innovation-frontline/innovation-news/eon-innovation-and-lew-launch-fast-charging-stations.html

55 autoritedelaconcurrence.fr/fr/communiqués-de-presse/electromobilite-lautorite-sautosaisit-pour-avis-en-vue-danalyser-le

La recharge bidirectionnelle : une opportunité au cas par cas

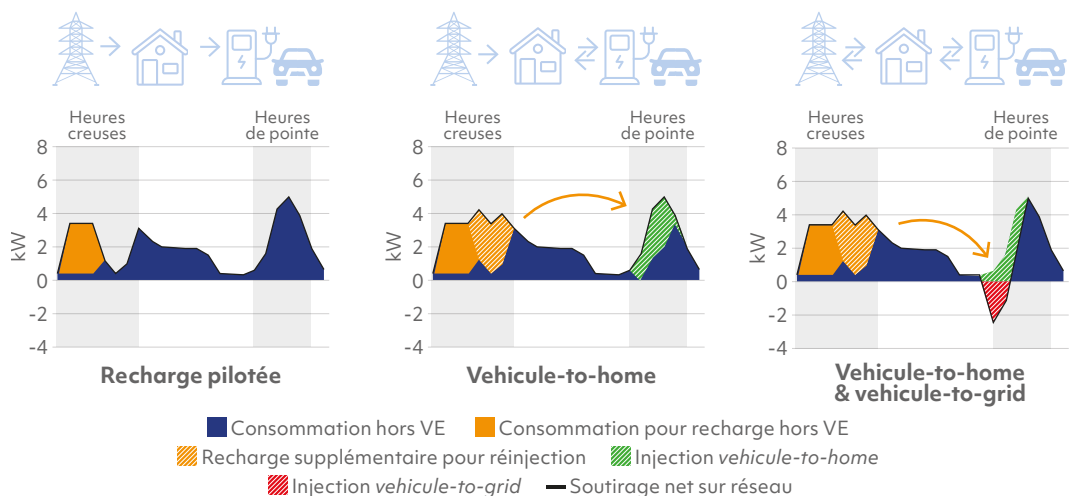
La recharge bidirectionnelle, ou réversible, constitue un niveau de pilotage supplémentaire en permettant au véhicule de restituer une partie de l'énergie stockée dans la batterie. Concrètement cette restitution peut prendre deux formes principalement :

- ▶ elle peut être destinée à couvrir tout ou partie de la consommation des autres usages du foyer pendant les périodes où le tarif est plus élevé (*peak-shaving*), sans injection nette sur le réseau public d'électricité, on parle alors de *vehicle-to-home* (V2H). La détention d'un véhicule électrique revient alors, pour un foyer, à disposer d'une solution de stockage interne, qui peut être mise au service d'une meilleure gestion de la consommation du foyer. On retrouve des cas d'usage similaires chez les professionnels

avec par exemple une flotte de véhicules électriques à l'arrêt sur un site industriel ou au niveau d'un bâtiment où la recharge des véhicules est modulée en fonction des autres usages du site (chauffage, ventilation, process industriels, etc.) pour permettre une optimisation de l'offre tarifaire. On parle alors de *vehicle-to-building* (V2B) ;

- ▶ elle peut être réinjectée sur le réseau public d'électricité, on parle alors de *vehicle-to-grid* (V2G). Chaque véhicule agit alors comme une petite batterie connectée au réseau et qui, mutualisée avec d'autres par un agrégateur, permet de fournir des services aux réseaux (services systèmes fréquence, arbitrage d'énergie, résolution de congestion, etc.)

Fig. 20 Illustration du principe du *vehicle-to-home* et du *vehicle-to-grid*, enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, mai 2019, RTE



D'un point de vue du système électrique, le recours au V2G présente un intérêt économique très variable selon le degré de pilotage de la flotte restante (i.e. les véhicules ne faisant pas de V2G), chiffré

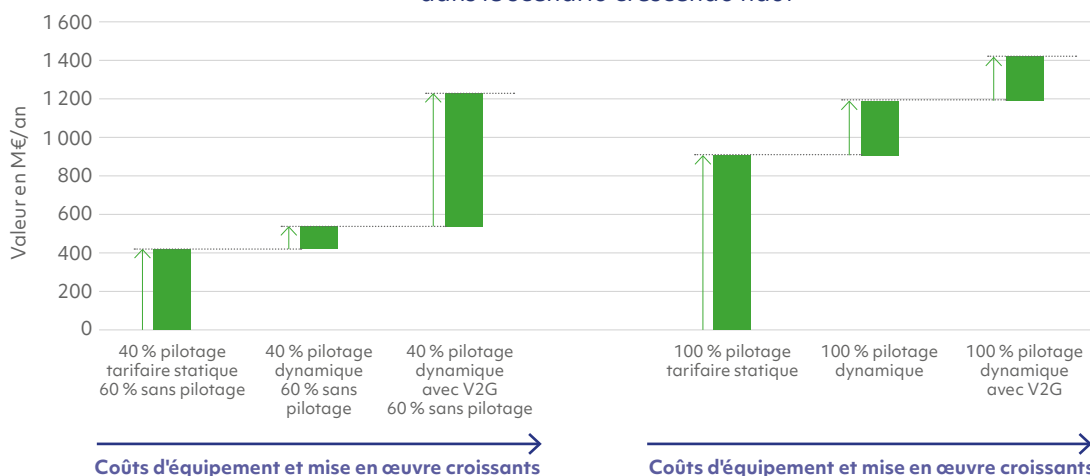
par RTE entre 0,2 M€ et 0,6 M€ par an⁵⁶. Si l'utilisation du V2G pour répondre à des services systèmes peut permettre des gains économiques pour le système (jusqu'à 900 €/an/véhicules selon RTE),

56 Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, mai 2019, RTE. Valeurs estimées à horizon 2035 pour 15,6 M de véhicules électriques.

cette valeur chute avec le nombre de véhicules participants mais aussi avec l'essor des autres types de flexibilités et en particulier les batteries stationnaires. Ces résultats sont illustrés par la figure 21 : le gain marginal pour le système d'un pilotage bidirectionnel de 100 % des véhicules est moindre (0,2 M€/an) par rapport à la valeur déjà apportée par un pilotage dynamique unidirectionnel (1,2 M€/an). En revanche, dans le cas où 60 % des recharges ne seraient pas du tout pilotées, le pilotage bidirectionnel de 40 % de la flotte apporte davantage de valeur (près de 0,7 M€/an pour la bidirectionnalité). Ces valeurs restent le fruit d'un travail de modélisation et de prospective fait par RTE en 2019, elles permettent avant tout de saisir les ordres

de grandeur en jeu et de comparer à l'intérieur de scénarios des hypothèses entre elles. Ainsi, dans son bilan *Futurs énergétiques 2050*, quel que soit le scénario, RTE projette un recours à la flexibilité offerte par le V2G à seulement 1,7 GW de puissance moyenne effaçable alors que la flexibilité de la demande est estimée entre 13 et 17 GW, et 1 à 26 GW de batteries. Ce service serait fourni par 1,1 million de véhicules, soit 3 % de la flotte envisagée à cet horizon. Ce très faible niveau de participation des véhicules électriques au V2G est dû au choix de RTE de choisir une approche « prudente » afin, entre autres, de « ne pas faire reposer le réalisme des scénarios sur des hypothèses d'acceptation par les consommateurs ».

Fig. 21 Illustration par RTE de valeur apportée par les types de pilotage de la recharge dans le scénario crescendo haut



Du point de vue du consommateur, le développement de la recharge bidirectionnelle nécessite des équipements spécifiques (au sein du véhicule ou dans la borne) pour assurer la conversion en courant alternatif de l'énergie de la batterie (produite en courant continu), dont la rentabilité économique n'est pas assurée à ce jour.

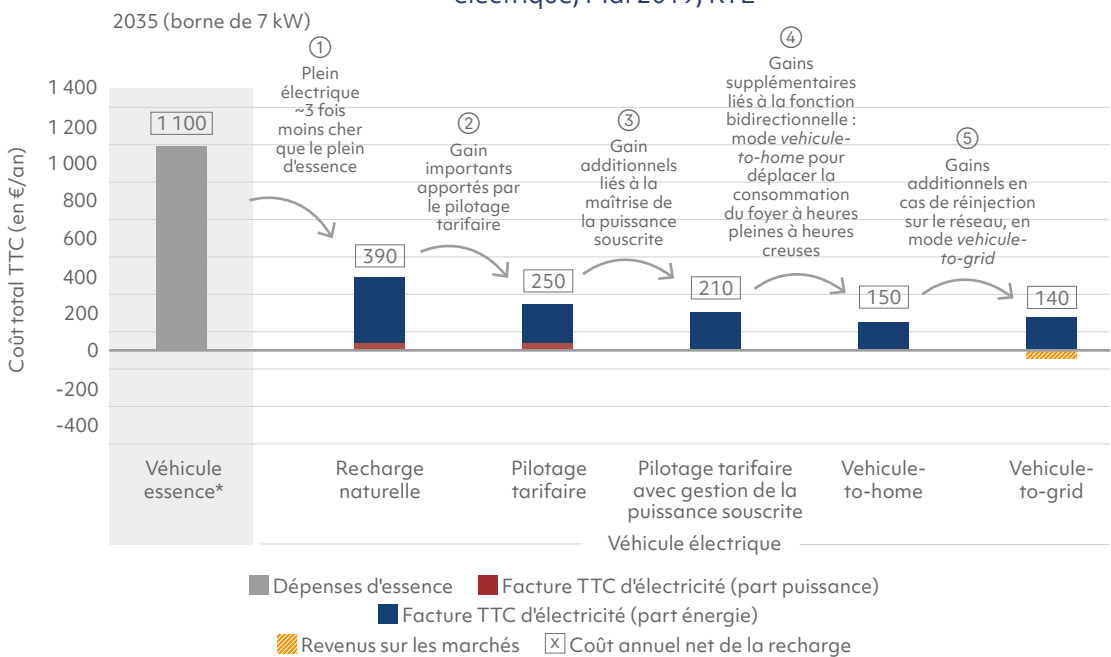
Enedis estime que le V2H/V2B/V2G pourrait permettre des gains économiques additionnels sur la facture (par rapport à un pilotage unidirectionnel) entre 10 et 70 € par an et par véhicule⁵⁷.

57 Pilotage de la recharge de véhicules électriques, décembre 2020, Enedis

Dans son étude *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, RTE estime lui des gains de l'ordre de 100 € par an et par véhicule à l'horizon 2035 (cf figure ci-dessous) pour le V2H et V2G par rapport un pilotage tarifaire simple. Il est intéressant de noter que

les gains supplémentaires entre le V2H et le V2G restent assez faibles (moins de 10 % d'économies supplémentaires par an et par véhicule). Ce résultat peut s'expliquer en partie par le fait que V2G implique davantage de coûts pour les réseaux, contrairement au V2H qui valorise l'énergie en aval du compteur.

Fig. 22 Coût du plein⁵⁸ annuel pour un automobiliste (actif réalisant un aller-retour vers le lieu de travail sur la journée et réalisant 14 000 km par an) selon le mode de pilotage de la recharge, d'après *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, Mai 2019, RTE



Les offres commerciales pour la recharge bidirectionnelle, V2G ou V2H, sont très peu nombreuses dans le monde aujourd'hui. Il s'agit en majorité encore de projets pilotes et d'expérimentations mais pouvant atteindre des échelles quasi commerciales en impliquant plusieurs centaines de bornes de recharge. L'objectif de ces expérimentations,

tant pour les fournisseurs de solutions que pour les gestionnaires de réseaux, est d'acquérir des données et valider les cas d'usage avant un déploiement commercial de ces offres. La plateforme V2G-hub⁵⁹ dénombre 121 projets et expérimentations dans le monde, à travers 27 pays et comptabilisant au total plus de 6 600 bornes de recharge. La maturité des

58 Hypothèse du scénario "Crescendo" : coût complet moyen de production de l'électricité utilisée pour la recharge en 2035 de 35 €/MWh

59 V2G-hub, plateforme d'informations et de mise en valeur du V2G : v2g-hub.com/

projets répertoriés s'étale du statut de pilotes expérimentaux à celle d'offre commerciale établie, néanmoins ces dernières ne représentent que 7,5 % des projets contre 56,6 % pour les premiers, confirmant le constat mentionné ci-dessus. Le V2G/V2H, comme déjà expliqué plus haut, permet de fournir de nombreux services. L'analyse de la base de données de V2G-hub met en lumière ceux qui sont les plus expérimentés : le report de consommation (*peak/time shifting*) avec 70 projets incluant ce service, puis la fourniture de services système fréquence (avec 46 projets), de services pour le GRD (38) et enfin l'arbitrage et l'alimentation de secours (avec 21 projets chacun).

Au Japon, Nissan propose depuis 2012 une offre commerciale de V2H aux propriétaires de son modèle LEAF et a vendu quelques 8 200 bornes de recharges bidirectionnelles à la date de mars 2020. En Italie, Fiat Chrysler Automobiles et Engie EPS ont lancé un projet V2G à Turin comprenant 64 bornes de recharge bidirectionnelles de 50 kW. Ce projet a été sélectionné dans le cadre de l'appel d'offre pour la *Fast Frequency Reserve*⁶⁰ pour fournir 25 MW au prix moyen de 29 k€/MW/an.

En France, la solution V2G développée par la start-up Dreev a été certifiée par RTE en février 2022 pour la fourniture de services système. L'offre proposée par Dreev s'adresse aujourd'hui uniquement aux flottes d'entreprises et est testée notamment dans le cadre du programme Flexitanie impliquant une flotte de 100 voitures électriques Nissan LEAF 100 % électriques réparties entre une dizaine d'industriels de la région et qui fourniront 1 MW de flexibilité. Dreev mène également le projet EVVE prévoyant le pilotage bidirectionnel de 800 bornes de recharge. Le groupe Renault a de son côté annoncé que la future Renault 5 électrique sera dotée

d'un chargeur embarqué bidirectionnel, valorisable au travers du service Mobilize V2G.

Concernant l'impact de la recharge bidirectionnelle sur la durée de vie et l'efficacité des batteries, alors qu'une étude réalisée par l'université d'Hawaï en 2017 a pu démontrer qu'une utilisation à outrance du V2G pouvait conduire à une perte de capacité de la batterie de l'ordre de 20 % au bout de 5 à 6 ans d'utilisation quotidienne, un rapport de l'Université de Warwick estime que sa durée de vie pourrait être allongée si le V2G était correctement piloté. Un nombre réduit de cycles charge-décharge et une profondeur réduite permettraient de rendre des services au réseau sans endommager outre mesure la batterie.

À l'inverse des solutions de pilotage de la recharge unidirectionnelle (statique ou dynamique) qui apparaissent comme des solutions simples, peu onéreuses et donc sans regret à déployer, le V2G et le V2H nécessitent aujourd'hui des investissements plus conséquents au niveau des infrastructures de recharge et les gains associés dépendront fortement du déploiement d'autres solutions de flexibilité comme les batteries stationnaires ou la flexibilité de la demande. Néanmoins, la CRE considère que le V2G et le V2H peuvent rendre des services supplémentaires et pourraient s'avérer économiquement intéressants dans un certain nombre de cas. À date, la CRE n'identifie pas de barrières à son développement mais reste vigilante sur ce point. Elle souhaite que cette solution puisse se développer librement en tant qu'activité concurrentielle sans mériter de soutien particulier, grâce à sa valorisation sur les différents marchés de la flexibilité.

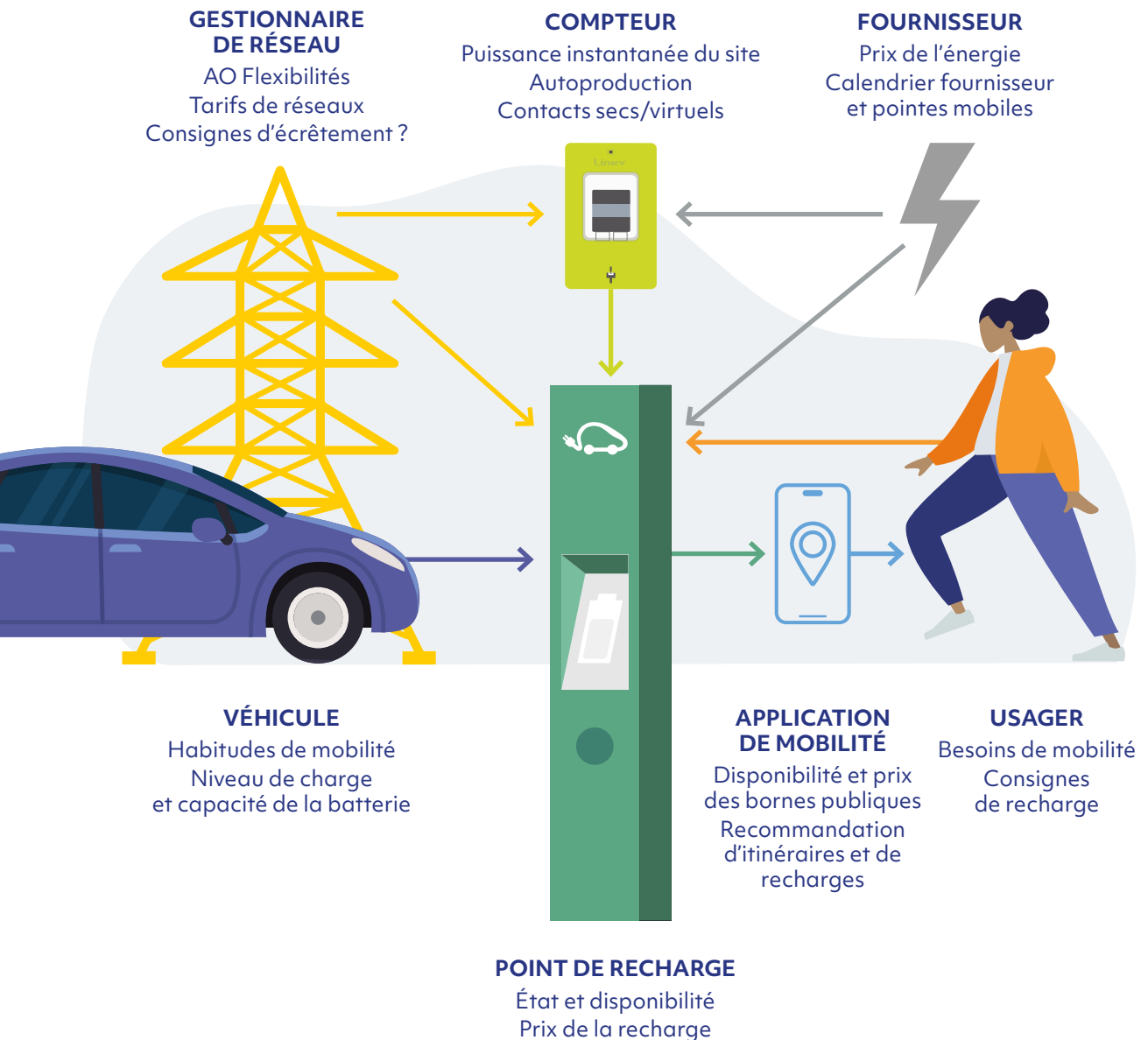
⁶⁰ Le produit *Fast Frequency Reserve* a été créé en 2020 est très adapté aux batteries, offrant un revenu annuel au MW (pay as bid) sur la période 2023-2027 en échange d'une disponibilité sur une plage horaire limitée (1 000 h/an), d'un temps de réponse très court (<1 s) et avec de faibles contraintes d'endurance (30 min)

Les données au cœur du service de recharge

Les données des marchés sont aujourd'hui facilement accessibles. Toutefois, les données liées aux tarifs de fourniture, bien qu'elles soient connues

par le client, ne sont pas aujourd'hui facilement accessibles aux tiers autorisés.

Fig. 23 Schéma des flux de données potentiels pour une recharge intelligente (hors facturation)



La CRE considère que serait certainement utile la mise en œuvre d'une plateforme commune permettant de mettre à disposition de manière standardisée aux tiers autorisés les informations suivantes de chaque PDL : fournisseur et offre de fourniture, calendrier fournisseur, calendrier distributeur, plages d'activation des contacts secs et virtuels et tarifs de fourniture associés à chaque plage temporelle.

Des plateformes permettent également la mise à disposition des données des bornes de recharge ouvertes au public. Le projet de règlement européen sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (AFIR) prévoit notamment une obligation de mise à disposition de données de localisation, de puissance, de prix et de disponibilité des points de charge ouverts au public.

Pour que des offres de fourniture innovantes se développent pour valoriser la flexibilité de la recharge, il est également nécessaire que les gestionnaires de réseaux puissent garantir un accès aux données fines de consommation telles que les courbes de charges. Ces données sont indispensables pour la reconstitution des flux des offres non-profilées. Leur disponibilité et leur qualité sont donc primordiales. La CRE continue d'être vigilante à la performance des gestionnaires de réseaux sur ce point et souhaite notamment introduire un indicateur sur la qualité des courbes de charge dans le cadre de la régulation incitative d'Enedis.

En revanche, les données concernant la capacité et l'état de charge de la batterie restent souvent à l'usage exclusif des constructeurs automobiles ou de leurs partenaires. Or, pour optimiser la recharge d'un véhicule, il est nécessaire de connaître la quantité totale d'énergie nécessaire, afin de démarrer les périodes de recharge aux meilleurs moments pour le système électrique, tout en garantissant une recharge satisfaisante pour l'utilisateur. L'absence de visibilité sur le niveau de charge des batteries est également un handicap pour la participation aux services de flexibilité.

La CRE considère que les données relatives à l'état de charge des batteries des véhicules sont des données de consommation et peuvent donc être considérées comme des données à caractère personnel, et qu'elles sont à ce titre la propriété des utilisateurs des véhicules qui doivent pouvoir les partager avec les tiers de leur choix. La CRE recommande d'encadrer réglementairement l'obligation de mise à disposition de ces données par les constructeurs automobiles, sous forme d'API standardisées, aux tiers autorisés par l'utilisateur du véhicule. Cet accès à la donnée est en effet essentiel au développement concurrentiel du pilotage de la recharge, au libre choix du consommateur et au développement de services innovants.

4. Le développement de la recharge en décompte

L'article L. 353-8 du code de l'énergie dispose que les IRVE peuvent être raccordées indirectement au réseau public de distribution d'électricité. Elles sont à ce titre éligibles à la prestation de décompte des gestionnaires de réseau de distribution, prestation encadrée par la CRE et impliquant l'installation d'un second compteur par le GRD. Ce compteur permet la souscription d'un contrat de fourniture différent du contrat de l'hébergeur. La prestation de décompte du GRD permet de corriger la consommation de l'hébergeur qui ne se voit facturer que la différence entre l'énergie comptée par le compteur de tête et celle du compteur en décompte (ce qui implique la collecte de la courbe de charge du décomptant). La composante de soutirage du TURPE est quant à elle entièrement facturée à l'hébergeur raccordé directement au réseau de distribution, qui est libre de la refacturer à l'hébergé. Cette gestion différenciée de la part acheminement et de la part approvisionnement nécessite une bonne prise en compte par les systèmes des fournisseurs.

Cette possibilité permet :

- ▶ d'optimiser le raccordement de bornes de recharge ouvertes au public, en mutualisant un branchement déjà existant ;
- ▶ à certains acteurs de proposer des offres de fourniture d'énergie dédiées aux VE ;
- ▶ de séparer la facturation entre des personnes différentes, par exemple dans le cas d'un employeur souhaitant prendre en charge les frais de déplacement d'un employé. (Il est également possible de prévoir un remboursement sur la base d'un compteur dans la borne ou dans le véhicule sans passer par une prestation de décompte.)



Le cabinet Frontier Economics a réalisé début 2023 pour la CRE un benchmark européen sur les solutions de raccordement indirect, afin d'étudier la manière dont la problématique du décompte est traitée dans les autres pays européens. Il en est ressorti que l'Allemagne permet déjà l'utilisation du décompte pour de nombreux cas d'usages, mais très peu de demandes concernent les bornes de recharge. Aux Pays-Bas, où le comptage n'est pas un monopole du gestionnaire de réseau, le décompte peut être réalisé sur la base des compteurs intégrés aux équipements, certifiés par le GRT.

Le cadre actuel prévoit que le décompte ne puisse être réalisé qu'à partir des données fournies par un compteur installé par le GRD. Il est donc contraignant car le GRD doit installer un second compteur, ce qui représente pour les acteurs des coûts et des délais supplémentaires. Le développement d'offres innovantes pourrait être facilité si le décompte était réalisé au moyen du compteur de la borne de recharge ou, peut-être un jour, du compteur embarqué dans le véhicule.

La CRE ne remet pas en cause le monopole essentiel du comptage par le GRD à la frontière du réseau public. En revanche, les données de compteurs tiers certifiés pourraient être utilisées pour répartir les flux d'énergie derrière le premier compteur, entre des acteurs consentants, sans risque de préjudice pour la collectivité.

Un point d'attention est à porter sur l'utilisation de compteurs embarqués dans les véhicules, pour la recharge en itinérance : le décompte ne doit être réalisé que lorsque le véhicule est connecté au réseau privé du compteur hôte, afin d'éviter une mauvaise allocation des flux de consommation.

La CRE salue l'expérimentation de décompte par compteurs tiers en préparation par Enedis et Plüm dans le cadre du bac à sable réglementaire, et espère qu'elle sera autorisée par le Ministère de la transition énergétique.

La CRE rappelle que si l'expérimentation est concluante, il sera nécessaire de modifier la loi pour permettre le décompte sur la base de compteur tiers. La CRE va poursuivre les travaux d'analyse de la prestation de décompte avec Enedis, et va engager des travaux de concertation spécifiques. Elle demande notamment à Enedis d'évaluer d'ici fin 2024 les éventuels coûts d'adaptation de ses systèmes d'information qui seraient nécessaires à une prestation de décompte sur la base de compteurs tiers.

Conclusion

La conversion du transport routier à l'électricité est un enjeu majeur pour la décarbonation, et s'accompagne d'autres externalités positives comme la réduction des pollutions sonores et atmosphériques. L'électrification de la mobilité légère nécessitera une augmentation de la production d'électricité mais ne devrait pas avoir d'effet négatif sur les marges et l'équilibrage du système, à condition que soit mise à profit la flexibilité particulièrement importante de ce nouvel usage.

Minimiser les coûts et les impacts sur le système électrique est un enjeu majeur pour le déploiement rapide et l'attractivité économique des solutions de recharge, ainsi que pour maîtriser l'effet de la transition écologique sur la facture de l'ensemble des consommateurs d'électricité. À cette fin, la CRE identifie deux enjeux majeurs :

- ▶ l'optimisation de la localisation et de la puissance de raccordement des IRVE, en profitant notamment du foisonnement avec d'autres usages, productions et stockages stationnaires si pertinent ;
- ▶ le pilotage de la recharge, simplifié ou intelligent, pour réduire les coûts de réseau et de production, ainsi que la facture du consommateur.

Ce rapport a partagé les différents leviers, à la main des opérateurs de recharge, des fournisseurs, des gestionnaires de réseaux et des pouvoirs publics, permettant de répondre à ces enjeux.

La CRE insiste sur l'opportunité d'associer les gestionnaires de réseau à l'élaboration des schémas directeurs de développement des IRVE et d'étendre les offres de raccordement intelligentes aux consommateurs. Les acteurs doivent se saisir des opportunités d'optimisation des raccordements, notamment via le couplage des IRVE avec de la production en autoconsommation. La réfaction des coûts de raccordement doit être limitée dans le temps et en puissance, pour apporter un soutien à la recharge sans désinciter l'optimisation des raccordements pouvant conduire à des surdimensionnements.

Afin de permettre la nécessaire généralisation d'un pilotage simple de la recharge à destination de l'ensemble des utilisateurs, la CRE appelle les pouvoirs publics à encourager un fonctionnement de la recharge selon les signaux tarifaires de type heures pleines / heures creuses. À cet effet, la CRE juge opportun de promouvoir la connexion au compteur communicant (par les informations de la TIC, le contact sec ou le contact virtuel n°5), lorsque cette solution est techniquement possible et en l'absence d'autre solution équivalente de pilotage tarifaire. Ceci facilitera la mise en œuvre d'un pilotage minimal sans exclure d'autres solutions. À défaut, la connexion à internet via un protocole ouvert ou un paramétrage de l'équipement de recharge sont des solutions de repli. Par ailleurs, l'incitation au pilotage effectif doit être renforcée à travers des offres de marché innovantes avec des différenciations temporelles plus importantes. Le V2G doit pouvoir se développer librement en tant qu'activité concurrentielle, grâce aux différents marchés de la flexibilité, sans rencontrer de barrières et sans mériter de soutien particulier.

Le guide à l'attention des collectivités et établissements publics sur les Schémas directeurs IRVE⁶¹ pourrait quant à lui intégrer davantage d'informations sur les enjeux de concurrence, de dimensionnement, d'optimisation des raccordements et de tarification, afin que les acteurs territoriaux aient toutes les clés en main pour permettre un développement vertueux de la recharge sur leur territoire.

Les principaux messages du rapport sont synthétisés dans le tableau de la page suivante.

La CRE est à l'écoute des acteurs du secteur et reste pleinement mobilisée pour que la mobilité électrique tienne toutes ses promesses pour les consommateurs, le système électrique et la transition énergétique. Elle considère important de poursuivre le suivi des impacts de la recharge sur le système et souhaite disposer des informations nécessaires pour une analyse quantitative des effets de la recharge et de sa contribution aux différents besoins de flexibilité. En particulier, l'étude par Enedis des impacts sur le système de l'électrification de la mobilité lourde, attendue rapidement, doit être un prérequis à la priorisation des politiques publiques en sa faveur.

61 Schémas directeurs pour les infrastructures de recharges pour véhicules électriques, mai 2021 : <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2021%20-%20Guide%20sch%C3%A9ma%20directeur%20IRVE.pdf>

Recommandations

Optimisation des raccordements

Il est opportun d'associer les gestionnaires de réseaux à l'élaboration des schémas directeurs de développement des IRVE, afin de définir des emplacements techniquement et économiquement pertinents.

Dans le secteur résidentiel individuel, les puissances de raccordement existantes sont suffisantes pour l'installation d'un point de charge. Il n'est pas pertinent d'inciter les usagers à demander une augmentation de cette puissance.

Le couplage de la recharge ouverte au public avec la production renouvelable sur un même point de livraison doit permettre une optimisation du raccordement et réduire les coûts de réseaux.

Pilotage de la recharge

Un pilotage simple type heures pleines / heures creuses de la recharge doit être généralisé, ce qui nécessite la mise en œuvre de solutions de pilotage mais aussi des offres tarifaires attractives.

Les fournisseurs doivent développer des offres envoyant des signaux avec une plus grande différenciation temporelle.

Il serait utile de mettre en œuvre une plateforme commune permettant la mise à disposition de manière standardisée aux tiers autorisés les informations du contrat de fourniture et les tarifs associés.

Le V2G, qui pourrait s'avérer économiquement intéressant dans certains cas, doit pouvoir se développer librement en tant qu'activité concurrentielle, grâce aux différents marchés de la flexibilité, sans rencontrer de barrières et sans mériter de soutien particulier.

Demandes aux gestionnaires de réseaux

Faire évoluer les outils permettant de simuler les raccordements pour intégrer les contraintes des réseaux amonts et simuler des raccordements multiples.

En présence de plusieurs demandes concomitantes, proposer sans attendre une mutualisation des raccordements lorsqu'elle est possible.

Suivre annuellement l'évolution des impacts de la mobilité électrique, y compris à la maille locale, en actualisant les scénarii et en intégrant la mobilité lourde.

Paramétrer les calendriers fournisseurs « sur étagère » pour prévoir par défaut la programmation des contacts virtuels sur la base du contact sec.

Enedis doit étudier et chiffrer les évolutions nécessaires au déploiement de la prestation de regroupement de PDL au sein de l'immeuble.

EDF SEI doit réaliser un suivi statistique annuel du pilotage et des périodes de recharge des véhicules électriques dans chaque territoire.

Enedis doit évaluer les éventuels coûts d'adaptation de ses systèmes d'information qui seraient nécessaires à une prestation de décompte sur la base de compteurs tiers.

Les gestionnaires de réseaux doivent généraliser des méthodes de contrôle du réalisé adaptées au segment diffus pour faciliter la participation des véhicules électriques aux mécanismes de valorisation des effacements.

Appels aux pouvoirs publics

Étendre les offres de raccordement intelligentes (permettant un raccordement moins cher et plus rapide en échange de limitations ponctuelles de puissance) aux consommateurs, en particulier aux IRVE.

La réfaction des coûts de raccordement doit être limitée dans le temps et en puissance, pour apporter un soutien au maillage sans soutenir le développement d'infrastructures surdimensionnées. Les mécanismes de soutien ne doivent pas réduire l'incitation à l'optimisation des raccordements.

Promouvoir la pilotabilité des nouvelles bornes de recharge privées (ou prises renforcées), en prévoyant le suivi des signaux tarifaires de type HP/HC.

Promouvoir l'accès systématique à un premier niveau de pilotage des bornes de recharge (ou prises renforcées) individuelles en résidentiel, en prévoyant le suivi des signaux tarifaires de type HP/HC.

Conditionner les dispositifs de soutien sur les bornes de recharge ouvertes au public à une obligation de limitation de la puissance à 30 % de la puissance maximale en cas de signal écoWatt rouge, et prévoir un contrôle a posteriori.

Encadrer réglementairement l'obligation de mise à disposition des données, notamment de charge, par les constructeurs automobiles aux tiers autorisés par l'utilisateur du véhicule.

Assouplir le cadre législatif pour permettre le décompte de la consommation électrique sur la base de compteurs non installés par le GRD.

Références

- Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, RTE, Mai 2019
- Rapport sur l'intégration de la mobilité électrique dans le réseau public de distribution d'électricité*, Enedis, novembre 2019
- Les besoins électriques de la mobilité longue distance sur autoroute*, RTE et Enedis, Juillet 2021
- Plan de développement de réseau – Document préliminaire 2023*, Enedis, mars 2023
- Enquête comportementale auprès des utilisateurs de véhicules électriques*, Enedis, septembre 2023
- The time is now: smart charging of electric vehicles*, Regulatory Assistance Project, Jaap Burger, Julia Hildermeier, Andreas Jahn and Jan Rosenow, Avril 2022
- Energie photovoltaïque et mobilité électrique : quelles synergies pour la transition énergétique ?*, Enerplan, Avere-France, Wavestone, mai 2021
- Competition analysis of the electric vehicle recharging market across the EU27 + the UK*, Commission Européenne, 2023
- A Review of Tariffs and Services for Smart Charging of Electric Vehicles in Europe*, Julia Hildermeier et al., Novembre 2022
- Paper on Alternative Connection Agreements*, CEER, 30 mai 2023
- Report on Electric Vehicles : Network management and consumer protection*, CEER, 8 août 2023

Annexe 1

SUIVI DES RECOMMANDATIONS DU RAPPORT DE 2018

Recommandation	Mise en œuvre	Commentaire
1. Quel que soit le lieu où se situe l'installation (habitat individuel, habitat collectif, espaces ouverts au public, etc.), une diversité de modes de raccordement doit être rendue possible. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution de les mettre en œuvre sans discrimination.	Partielle	Les copropriétés peuvent demander au GRD de développer une colonne horizontale préfinancée par le TURPE, ou à un opérateur de recharge de construire l'infrastructure de recharge, sans aucun coût supplémentaire pour la copropriété. Dans le premier cas, les copropriétaires paient une quote-part unique lorsqu'ils demandent le raccordement. Dans le deuxième cas, les copropriétaires paient un abonnement mensuel à l'opérateur pour utiliser l'infrastructure. La performance dans le raccordement n'est toutefois pas uniforme.
2. La CRE demande à tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'intégrer la prestation de décompte, qui est nécessaire pour la mise en œuvre de certains schémas de raccordement, à leur catalogue, quitte à adopter dans un premier temps des modalités transitoires afin d'être en mesure de répondre dès à présent à toutes les demandes de décompte, dès lors qu'elles respectent les critères d'éligibilité.	Oui	La prestation F370 a été intégrée au catalogue de prestation d'Enedis. Le décompte est actuellement peu développé et rencontre encore des difficultés. Enedis travaille avec la CRE pour lever les contraintes techniques ou juridiques.
3. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution, pour faciliter le raccordement dans l'habitat collectif, de mener sans délai les éventuels travaux nécessaires de rénovation des colonnes montantes dans les copropriétés qui sollicitent un raccordement d'IRVE.	Partielle	La rénovation des colonnes est réalisée de manière personnalisée, en fonction des demandes de raccordement pour les colonnes montantes. Cependant, dans la plupart des cas, en raison de contraintes techniques et économiques, le GRD met en place un raccordement indépendant de la colonne montante pour les IRVE.
4. La CRE recommande aux syndicats de copropriété de s'opposer systématiquement au schéma de raccordement consistant à desservir, depuis le tableau électrique du logement, les places de stationnement attribuées à ce logement.	Partielle	Il n'y a pas de possibilité de quantifier l'application ou non de cette recommandation.
5. La CRE recommande au législateur de faire évoluer le droit à la prise, afin d'accélérer et sécuriser le processus. Pour réduire les délais, il pourrait être envisagé de supprimer le droit d'opposition pendant 6 mois et d'introduire à la place l'obligation d'inscrire la demande à l'ordre du jour d'une assemblée générale devant se tenir dans un délai de 4 mois après réception. L'assemblée générale se devra alors de proposer une solution de raccordement, à défaut la solution retenue par le demandeur s'imposera.	Partielle	Le Décret n°2020-1720 du 24 décembre 2020 réduit le délai d'opposition et étend le dispositif à tous les stationnements et non seulement lorsqu'il y a un parc de stationnement bâti clos et couvert. Désormais l'AG dispose d'un délai de 3 mois pour s'opposer aux travaux et saisir le tribunal compétent (art. R113-8 du CCHT).

<p>6. La CRE recommande au législateur de faire évoluer le cadre des concessions autoroutières pour le rendre favorable au développement d'infrastructures de recharge sur autoroute, en s'interrogeant notamment sur l'opportunité d'adapter les contrats de concessions et sur la question de la répartition des coûts de raccordement entre les différents acteurs.</p>	Oui	<p>Le décret n°2021-1177 du 10 septembre 2021 prévoit la possibilité pour les sociétés concessionnaires n'ayant pas la qualité de pouvoir adjudicateur de sélectionner les titulaires des contrats d'exploitation portant exclusivement sur l'installation et l'exploitation d'IRVE au terme d'une procédure de publicité et mise en concurrence adaptée.</p>
<p>7. Il est plus que jamais indispensable que le statut juridique de la recharge soit clarifié afin d'apporter la visibilité nécessaire au développement du marché. La CRE renouvelle sa recommandation au législateur d'une qualification juridique de contrat de prestation de service.</p>	Oui	<p>Art. L. 334-4. du code de l'énergie, créé par la loi n°2019-1428 du 24 décembre 2019 - art. 64 (V)</p>
<p>8. La CRE recommande au législateur que l'augmentation du taux de réfaction pour le raccordement d'infrastructures de recharge ouvertes au public, si elle devait être mise en œuvre, revête un caractère temporaire et que le taux de réfaction puisse être modulé en fonction des caractéristiques des bornes et/ou des « zones blanches ».</p>	Oui	<p>Un nouvel arrêté a été publié, augmentant la réfaction à 75 % pour les infrastructures de recharge de véhicules électriques accessibles au public. Cette réfaction s'applique aux IRVE inscrites dans le SDIRVE et dont la puissance ne dépasse pas 250 kVA.</p>
<p>9. La CRE demande à Enedis et RTE d'approfondir les études sur les impacts réseaux du développement de la mobilité électrique, notamment en incluant le développement des véhicules électriques plus lourds (utilitaires et bus par exemple) ou plus légers (moto), et en étudiant l'impact sur les réseaux HTB du développement des bornes forte puissance sur autoroute.</p>	Non	<p>Une étude est en cours pour répondre à cette demande.</p>
<p>10. Afin de faciliter le pilotage de la recharge dans l'habitat individuel, la CRE réitère sa recommandation d'utiliser l'association par défaut des contacts secs virtuels des compteurs Linky aux usages telle que définie dans sa délibération du 8 décembre 2016 (l'usage du VE serait associé au contact virtuel n°5). La CRE recommande que cette association type soit inscrite dans le référentiel clientèle des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ayant adopté un système de comptage évolué de type Linky.</p>	Partielle	<p>L'application de ces recommandations est difficile à quantifier. Le contact virtuel n°5 est <i>a priori</i> très peu utilisé. La recharge, lorsqu'elle est pilotée, l'est souvent par un dispositif ad hoc.</p>
<p>11. Pour que cette association par défaut soit mise en œuvre, la CRE recommande de sensibiliser la filière des électriciens pour qu'ils asservissent systématiquement les usages aux contacts secs virtuels dédiés (comme ils le faisaient déjà pour l'eau chaude sanitaire avec le contact sec physique) et d'inciter les fournisseurs à respecter cette association lorsqu'ils établiront leurs offres de fourniture.</p>	Non	

Recommandation	Mise en œuvre	Commentaire
<p>12. Pour s'assurer de la pilotabilité de la recharge dans le tertiaire et l'habitat collectif, la CRE recommande au Gouvernement d'étendre les dispositions du décret du 12 janvier 2017 en indiquant que, non seulement les points de recharge ouverts au public, mais aussi l'infrastructure en amont de l'ensemble des points de recharge à usage privé situés dans le tertiaire ou l'habitat collectif doivent être équipés d'un système permettant de piloter la recharge.</p>	Oui	Décret n°2021-546 du 4 mai 2021
<p>13. La CRE demande à Enedis d'étudier la possibilité de différencier davantage les régimes d'heures creuses au sein d'une même poche de réseau, afin d'éviter les pointes locales.</p>	Oui	L'algorithme d'affectation des HC réalise un tirage aléatoire parmi les régimes d'HC appropriés pour la commune au regard des postes sources. Un chantier doit s'ouvrir pour mettre à jour le stock d'heure creuses, et éventuellement différencier le placement l'été et l'hiver.
<p>14. La CRE recommande dans les ZNI (i) d'étudier par territoire l'impact de la recharge rapide et de déterminer en conséquence une tarification, pour ce type de recharge, reflétant les coûts engendrés et (ii) de prévoir, par voie réglementaire, que l'ensemble des bornes de recharge répondent à un signal tarifaire reflétant les coûts et les contraintes sur le système électrique afin de limiter les recharges aux heures de tension.</p>	Partielle	Les spécifications définies pour l'obtention de la subvention advenir pourraient être réemployées dans la définition d'une contrainte réglementaire.
<p>15. La CRE demande à Enedis de lui remettre avant fin 2018 un rapport sur le potentiel de flexibilité offert par les flottes d'entreprises, y compris les dépôts de bus et les flottes d'utilitaires électriques, qu'il sera essentiel d'exploiter.</p>	Partielle	Ce cas d'usage a été abordé dans le rapport d'Enedis de décembre 2020 sur le pilotage de la recharge. Il n'évoque en revanche pas l'impact de cette recharge sur le système ou le volume potentiel de flexibilité attendu de cet usage.
<p>16. La CRE demande aux GRD d'engager très rapidement une concertation avec les acteurs, afin d'identifier et de simplifier les prescriptions techniques que devront respecter les bornes de recharge bidirectionnelles en fonction des services rendus au système électrique.</p>	En attente	Des discussions sont en cours entre l'ACER, les régulateurs, les gestionnaires de réseau et les constructeurs de véhicules dans le cadre de l'amendement des codes de réseau RfG et DC relatifs au raccordement afin d'inclure les véhicules électriques et les bornes de recharge dans le champ d'application de ces codes et de définir les prescriptions techniques applicables.
<p>17. La CRE demande à Enedis d'étudier si les infrastructures de recharge bidirectionnelles, dont les protections de découplage sont conformes à la pré-norme DIN VDE 0126-1-1 ou à une autre norme reconnue, pourraient ne pas avoir à être équipées d'une protection de découplage supplémentaire.</p>	Oui	Si une installation respecte cette norme alors elle n'a pas besoin d'éléments de protection supplémentaires.

18. La CRE demande aux GRD d'étudier, en concertation avec les autres gestionnaires de réseaux européens, la problématique de la localisation de la protection de découplage d'une infrastructure de recharge pour VE. En particulier, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'étudier la faisabilité de la solution qui consiste à équiper le point de livraison de la protection de découplage.	Oui	Le découplage est plus pertinent dans la borne ou au niveau du véhicule
19. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution de mettre en place des fonctionnalités permettant de dématérialiser la déclaration des bornes de recharge bidirectionnelles.	Oui	La prestation PRO-RES_78E, qui concerne les installations susceptibles d'injecter et de soutirer, prévoit la déclaration dématérialisée
20. La CRE demande à Enedis de tester la mise en œuvre d'offres de raccordement intelligentes pour le raccordement d'IRVE dès 2019.	Non	Cette demande a été réitérée à plusieurs reprises par la CRE. A date, aucune IRVE ne bénéficie d'une ORI.
21. La CRE demande à Enedis de mener en 2019 une ou plusieurs expérimentations permettant de tester le raccordement groupé d'IRVE.	Oui	Le barème de raccordement prévoit la possibilité de demander des raccordements groupés pour les consommateurs et producteurs, il n'est plus nécessaire de demander des expérimentations.
22. La CRE demande à Enedis d'engager une concertation avec les acteurs sur le sujet du regroupement de points de livraison, entre l'habitation et le garage dans l'habitat collectif, pour évaluer si cette question répond à une attente réelle et de mener une expérimentation afin de déterminer sous quelles conditions un tel regroupement pourrait être mis en œuvre.	Partielle	Enedis a mené une expérimentation sur quelques points de livraisons.

Le présent document a pour seule vocation d'informer le public des activités de la CRE. Seules les délibérations de la CRE font foi.

Ce document est téléchargeable sur le site Internet de la CRE : cre.fr

Vous pouvez suivre l'actualité de la CRE sur
X @cre_energie
in Commission de régulation de l'énergie

**Direction de la communication
et des relations institutionnelles de la CRE**

Conception graphique et réalisation
Diagramme * studio

Impression
Imprimerie Groupe PPA-èsPRINT

www.cre.fr

