



Note de position

SUR LE SMART CHARGING ET LE V2X



Note réalisée avec le concours de Columbus Consulting



Groupe de Travail

« Stockage et smart grids »

Note de position sur le smart charging et le V2X

Liminaire

Ce document a été élaboré sur la base des réflexions du groupe de travail « Stockage et Smart Grids » de l'AVERE France, sur l'année 2019 et le premier semestre 2020. Il constitue une synthèse des positions consensuelles sur les sujets du smart charging et du V2X.

Remerciements

L'AVERE France souhaite remercier pour leur engagement dans la rédaction de cette note et dans le pilotage du groupe de travail Schneider Electric, avec Sébastien Mathiou et Aurélie Jardin, Columbus Consulting au travers de Simon Issard, ainsi que Cécile Goubet, secrétaire générale de l'AVERE France.

Les rédacteurs et pilotes de cette note souhaitent chaleureusement remercier les principaux contributeurs à ce document: EDF, ENEDIS, ENGIE, JEDLIX, RENAULT, RTE, SCHNEIDER ELECTRIC et TOTAL FLEX ainsi que les contributeurs réguliers au groupe de travail: BCTG avocats, Clem-e, ChargePoint, Enel, Freshmile, Nexans, Ormazabal, PSA, le SERCE et Solstyce.

Synthèse

Cette note de position issue du Groupe de Travail « Stockage et Smart Grids » de l'AVERE France traite des conditions à réaliser ainsi que les mesures à prendre pour favoriser l'essor des services énergétiques que peut rendre la mobilité électrique (véhicules et infrastructures de recharge) à ses utilisateurs et au système électrique (via entre autres le pilotage intelligent de la recharge et le Vehicle-to-Grid). Cette note aborde les sujets de réglementation et de conditions d'attractivité économique pour les acteurs participant à la réalisation de ces services (clients, opérateurs, gestionnaires de réseaux...). Ce document ne traite pas des conditions techniques nécessaires pour permettre ces services, ni des offres de marché existantes.

Le véhicule électrique est une formidable opportunité en termes de flexibilité. Tout comme le déplacement de la charge du ballon d'eau chaude a permis de « lisser » la consommation pour optimiser le parc de production à partir des années 70, le véhicule électrique pourrait être un atout considérable pour gérer la variabilité des autres postes de consommation aujourd'hui moins flexibles (par ex. chauffage) et pour gérer la variabilité introduite par la croissance des énergies renouvelables. Si le potentiel de déplacement d'énergie des usages conventionnels dans le résidentiel devrait diminuer du fait de l'efficacité énergétique, le véhicule électrique pourrait prendre le relai et jouer un vrai rôle de « super ballon d'eau chaude ». La taille des batteries et l'autonomie des véhicules électriques augmentant très rapidement, la charge du véhicule électrique pourra être optimisée à une maille hebdomadaire, et les véhicules électriques se rechargeant majoritairement pendant de longues périodes de stationnement, la majeure partie de leur consommation annuelle sera pertinente pour des déplacements de charge. Enfin, un véhicule électrique contient une batterie de plusieurs dizaines de kWh stationnée environ 95% de son temps. En agrégeant toutes ces batteries, on obtiendrait rapidement dans les années à venir un stockage virtuel de capacité nettement supérieur à l'existant, faut-il encore que les véhicules aient la possibilité de réinjecter l'énergie sur le réseau.

Si en volume d'énergie et en fenêtre d'optimisation, le véhicule représente un gisement physique de flexibilité bien plus grand que tous les autres usages électriques, le coût de l'utilisation de cette flexibilité devrait également être compétitif par rapport aux autres usages. Concernant le pilotage de la charge, plusieurs logiques existent à la maille du véhicule, du bâtiment, du réseau de distribution ou du réseau de transport d'électricité, et de même par différents moyens techniques au travers du véhicule, de la borne, de dispositifs de gestion d'énergie dans les bâtiments et de comptage communicants. Le surcoût, pour l'utilisateur, d'un pilotage avancé pour effectuer une optimisation proche du temps réel ou pour participer aux marchés de l'électricité devrait être raisonnable du fait de l'arrivée du véhicule électrique concomitante avec celle du véhicule connecté, et avec le déploiement d'un parc de bornes de recharge nativement communicant, mais aussi le déploiement de dispositif de gestion active de l'énergie de plus en plus courant, ainsi que l'installation du compteur communicant Linky dans tous les foyers français résidentiels.

Des résultats d'études récentes montrent qu'aujourd'hui la charge des véhicules électriques est peu décalée, dans les entreprises comme dans les logements. Cela peut avoir différentes explications possibles, par exemple la non-connaissance de son offre de fourniture d'électricité, les gains économiques limités, un moyen de pilotage non identifié ou bien un temps d'adaptation après l'acquisition du véhicule électrique. Comparativement au décalage

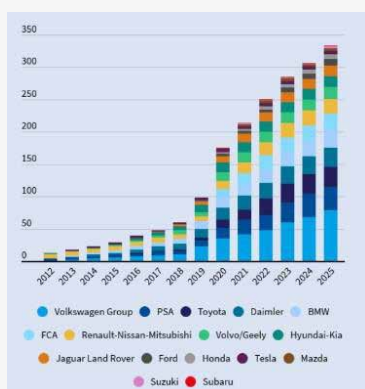
Le groupe de travail propose de traiter ces 14 points dans les instances et textes cibles suivantes :

Proposition	Instances discussion / Textes cibles
a / b / c / i	Discussions sur les articles L. 271 du code de l'énergie et consultations GT Stockage (DGEC - CRE)
d	Consultation CRE sur le TURPE 6
e	TICFE-CSPE (Article 266 quinquies C du code des douanes) et consultations GT Stockage (DGEC - CRE)
f	Transposition de la DIRECTIVE 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité
g	Révision de l'arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale
h	CEC : Transposition de de la DIRECTIVE 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité CER: Transposition de la DIRECTIVE (UE) 2018/2001 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables
j / k / m / n	Discussions de politiques publiques (DGITM, DGEC, DGE) et pour la tarification dynamique: transposition de la DIRECTIVE 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (art. 11)
l	Textes d'application de la LOM et politiques publiques associées

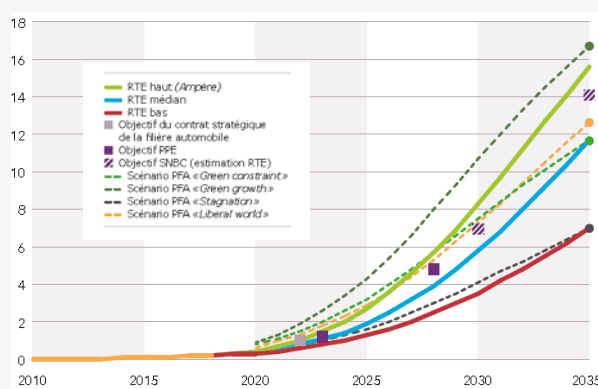
1. Introduction

1.1. Potentiel technico-économique du Smart charging et V2X

1.1.1. L'arrivée massive du véhicule électrique en France et en Europe



Modèles de véhicules électriques disponibles sur le marché européen par constructeur
Transport & Environment via données IHS Juillet 2019

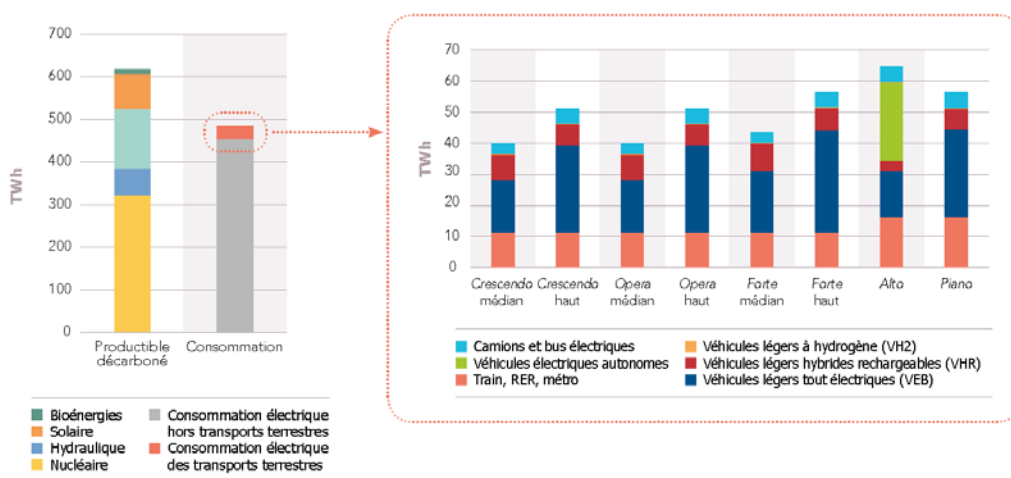


Scénarios d'évolution du parc de véhicules électriques en France
Scénarios RTE et externes – RTE 2019

L'arrivée massive des véhicules électriques rechargeables est maintenant une certitude avec 2020 / 2021 comme années charnières pour le marché européen, avec plus de 8 % de part de marché pour l'électrique en janvier 2020 contre environ 2 % un an avant. Si au niveau mondial, la chute du coût des batteries lithium ion et l'augmentation de leur performance sont à l'origine du regain d'intérêt pour le véhicule électrique depuis quelques années (la batterie représentant environ 40 % du coût d'un véhicule électrique), en Europe le marché devrait être accéléré à partir du **1er janvier 2020 par la norme CAFE** (Corporate Average Fuel Economy) qui impose aux différents constructeurs automobile une certaine cible d'émissions moyennes de CO₂ dans leurs ventes de véhicules légers dans les États membres (cible autour de 95gCO₂/km en 2020, déclinée selon les constructeurs et baissant de 15 % en 2025). **Le non-respect de cette norme se traduira par des pénalités de 95€ par gCO₂/km en écart par véhicule vendu.** On comprendra donc, vu les volumes vendus par constructeurs, l'enjeu financier que cela représente. À titre d'illustration, Volkswagen, premier constructeur européen, vend 3.6 millions de véhicules en Europe, ce qui représenterait donc 350 millions d'euros de pénalités par gramme d'écart en moyenne par rapport à leur cible. En 2018, un véhicule moyen de Volkswagen émettait 120gCO₂/km, soit 25gCO₂/km au-dessus du seuil 2020. L'atteinte de ces niveaux d'émissions étant impossible sans vendre des véhicules électriques rechargeables (véhicules 100 % électriques et hybrides rechargeables), **les constructeurs ont ainsi électrifié nombre de leurs modèles et pousseront fortement les ventes de ces motorisations auprès des clients à partir de 2020.** L'étude Electric Surge: Carmakers' electric car plans across Europe 2019-2025 de Transport&Environment publiée en juillet 2019 [1] prévoit que les véhicules électriques rechargeables atteindront sous cette contrainte 7 % de la production européenne de véhicules passagers en 2020 (soit une multiplication par plus de 2 des ventes par

rapport à 2019) **et 23 % en 2025**, trajectoire qui devrait amener en France des chiffres cohérents avec le contrat de la filière automobile 2018 (viser une multiplication par cinq d'ici fin 2022 des ventes de véhicules 100 % électrique), la PPE 2023 (1.2 Millions de véhicules électriques en circulation en 2023) et mettant le pays en bonne voie pour atteindre les objectifs de la PPE 2028 (4.8 millions de véhicules électriques en circulation en 2028). Si le nombre de véhicules électriques à 2035 est encore incertain (scénarios de RTE entre 7 et 16 millions de véhicules électriques en circulation à cet horizon [2]), il n'y a maintenant plus de scénarios où les VE/VHR ne représentent pas une part significative du parc français de véhicules légers (39 millions de véhicules légers VP et VUL en 2018).

1.1.2. Le véhicule électrique ne présente aucune menace pour l'équilibre du système électrique dans les 15 prochaines années



Consommation électrique annuelle et productible du parc électrique décarboné français à l'horizon 2035
Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique RTE 2019[2] - Selon orientation PPE

La question souvent amenée par cette projection de croissance est alors la capacité du système électrique à absorber le développement de ce nouvel usage. Les études d'EDF, RTE et ENEDIS sont formelles et concordent sur **le fait qu'il n'y aura pas de menaces pour le système électrique dans les 15 prochaines années**. La première raison est que de par son efficacité énergétique (rendement moteur électrique de 90 % bien supérieur au moteur thermique à 35-40 %), **le véhicule électrique consomme peu d'électricité**. En effet, le véhicule hybride rechargeable et le véhicule 100 % électrique représentent en ordres de grandeur respectivement la consommation d'un petit / gros ballon d'eau chaude sanitaire, **soit 1.5 à 3 MWh/an pour un kilométrage annuel moyen autour des 13 000 km**. Ainsi, dans les différents scénarios de RTE à 2035, la consommation additionnelle amenée par les véhicules électriques **atteint au maximum 40 TWh** (+50 TWh en prenant en compte le transport électrique lourd couplé au cas hypothétique d'une forte pénétration des véhicules autonomes plus consommateurs), ne représentant que 8% de la consommation annuelle française. **Cette consommation additionnelle sera compensée en partie par de l'efficacité énergétique dans les bâtiments et surtout dans les usages domestiques**, notamment les usages « blancs » (réfrigérateur, congélateur, lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle). Dans le même temps, le développement des installations de production solaire et éolienne prévu dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie devrait apporter **une production renouvelable additionnelle de plus de 150 TWh**. En production annuelle donc, il y aura largement assez d'énergie bas carbone pour alimenter toutes nos voitures électriques (voire plus si l'électrification du transport lourd se concrétise également!).

1.1.3. Le véhicule électrique est en fait une opportunité importante pour le système électrique et le consommateur

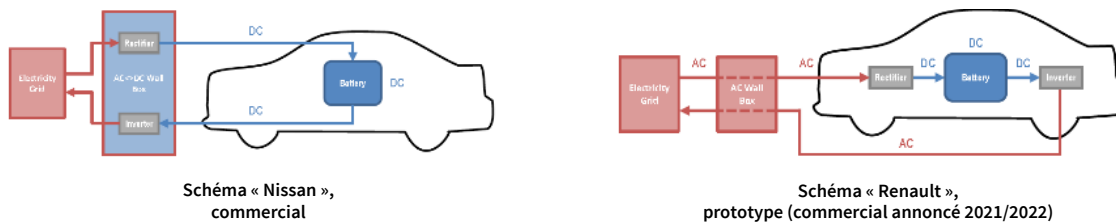
Au contraire d'une menace, **le véhicule électrique est plutôt vu par les énergéticiens comme une formidable opportunité en termes de flexibilité.** Tout comme le déplacement de la charge du ballon d'eau chaude a permis de « lisser » la consommation pour optimiser le parc de production à partir des années 70, le véhicule électrique pourrait être un atout considérable pour gérer la **variabilité des autres postes de consommation aujourd'hui moins flexibles (par ex. chauffage) et pour gérer la variabilité introduite par la croissance des énergies renouvelables.** Le parc de production électrique étant de moins en moins pilotable à mesure de l'insertion des énergies renouvelables intermittentes et de la fermeture des moyens de production conventionnels, la gestion de l'équilibre offre-demande devra basculer en partie sur le pilotage de la demande. Si le potentiel de déplacement d'énergie des usages conventionnels dans le résidentiel devrait diminuer du fait de l'efficacité énergétique, le véhicule électrique pourrait prendre le relai et jouer un vrai rôle de « super ballon d'eau chaude ».

Pourquoi un super ballon d'eau chaude? En premier lieu, la taille des batteries et l'autonomie des véhicules électriques augmentant très rapidement, **un modèle de VE standard autour des 50 kWh en 2020 (Nouvelle Renault Zoé, Peugeot e 208) n'aura besoin d'être rechargé qu'une fois par semaine, pour un usage typique.** Ainsi, contrairement à un ballon d'eau chaude dont la charge ne peut être optimisée qu'à une maille journalière, **la charge du véhicule électrique pourra être optimisée à une maille hebdomadaire,** pour profiter de tarifs avantageux durant le weekend, autoconsommer des excédents de production photovoltaïque au milieu de la journée du dimanche ou bien attendre le milieu de nuit du mardi quand il y aura trop de production éolienne. Les véhicules électriques se rechargeant majoritairement en charge lente (3 à 7 kW) pendant de longues périodes de stationnement, **la majeure partie de leur consommation annuelle sera pertinente pour du déplacement de charge. EDF estime qu'en 2025 plus de 90% de la consommation des véhicules électriques sera pertinente pour du pilotage, ce chiffre est estimé à 85% selon RTE [2] à long terme du fait de l'accroissement des trajets longue distance impliquant une plus forte proportion de la charge rapide sur autoroute (cas de charge non pertinent pour du pilotage).** Ces charges correspondent, à l'horizon 2025 et par ordre d'importance en consommation, **à la charge des véhicules particuliers au domicile** (majoritairement de nuit et en très large majorité en maison individuelle), **des véhicules professionnels en entreprise** (majoritairement de nuit) et **des véhicules salariés en entreprise** (majoritairement en journée). Le pilotage de la charge des véhicules est en général désigné par le terme « Smart charging » ou « V1G » (en lien avec le terme V2G qui désigne l'interaction bidirectionnelle avec le réseau), voir chapitre 3.1.

Enfin, un véhicule électrique, vu d'un énergéticien, est une batterie de plusieurs dizaines de kWh (**on estime à long terme que la capacité moyenne d'un véhicule électrique sera autour de 70 kWh, correspondant à 400 km d'autonomie réelle que souhaite la moyenne des usagers) stationnée environ 95% de son temps.** Un particulier pourrait alimenter sa maison pendant plusieurs jours avec son véhicule. En agrégeant toutes ces batteries, on obtiendrait rapidement dans les années à venir un stockage virtuel de capacité supérieur aux STEP (avec 16 millions de VE en 2035 – scénario haut considéré par RTE [2] – la capacité de stockage serait plus de 10 fois celle des STEP actuelles), faut-il encore que les véhicules aient la possibilité de réinjecter l'énergie sur le réseau. Utiliser le véhicule en stockage pouvant réinjecter de l'énergie en général est désignée par le terme « V2X », décliné en V2H ou V2B dans le cas de la réinjection en aval compteur dans une maison ou un bâtiment et V2G dans le cas de la réinjection sur le réseau.

Les solutions pour le pilotage ne sont pas encore unifiées : environ la moitié des utilisateurs qui décalent leur charge le fait par l’environnement du véhicule (tableau de bord, application) et l’autre moitié par l’infrastructure de charge (via borne, prise, tableau électrique). A noter que la solution utilisant le signal de Linky pour piloter une borne de recharge est quasiment inexistante aujourd’hui. **Si l’offre de solutions devait s’enrichir dans les mois et années à venir,** une action d’amorçage des pouvoirs publics pourrait être nécessaire afin d’augmenter l’incitation économique du pilotage de la charge sur place ou à distance (notamment via la structure du TURPE en cours de réflexion), de permettre l’accès automatisé et standardisé à l’état de charge de la batterie par un acteur tiers avec le consentement de l’utilisateur, et de faciliter les moyens de contrôle de la charge développés ailleurs en Europe.

Concernant le V2X, aujourd’hui **seuls les véhicules électriques dotés du standard de charge japonais « ChaDeMo »** (Nissan, Mitsubishi, etc.) **permettent de réinjecter sur le réseau tout en échangeant les données pertinentes pour une optimisation énergétique.** Ces véhicules sont nativement compatibles en utilisant une borne de charge DC (conversion AC/DC dans la borne, normalement prévu pour les charges rapides) rendue bidirectionnelle. L’inconvénient est qu’une borne DC présente un coût plus important qu’une borne de charge lente AC classique sans même considérer la fonction bidirectionnelle. **Les coûts ont néanmoins un potentiel de baisse rapide avec des effets volumes et les applications économiquement pertinentes existent déjà** (cf. Enjeux du développement de l’électromobilité pour le système électrique, RTE, chapitre 5.5 [2]). L’autre schéma possible en test aujourd’hui, chez Renault par exemple, est d’assurer la bidirectionnalité directement dans le chargeur embarqué du véhicule (cas de la charge lente où la conversion AC/DC est effectuée dans le véhicule). Le surcoût matériel pour rendre une borne AC et un véhicule électrique bidirectionnels est alors bien moindre que celui pour une borne DC (on parle d’un facteur 10 entre ces deux solutions techniques), mais **un constructeur automobile devra dans tous les cas arriver à un modèle économique viable, et la décision d’intégrer ces technologies sera difficile sans une vision plus claire de la réglementation associée.** Cette technologie industrialisée permettrait ainsi d’accéder, avec une borne proche des standards actuels mais qui intègre aussi les éléments de la réversibilité, à un stockage à un coût relativement faible. **Les deux technologies DC et AC ne sont pas à opposer.** La question de la dégradation de la batterie est également souvent posée pour le V2X : les constructeurs sont en train d’y répondre en définissant des plages d’optimisation possibles pour les agrégateurs (limitation des états de charge, températures, cyclages complémentaires, etc.). En s’assurant que la capacité de la batterie, qui est garantie par le constructeur, soit impactée de manière contrôlée par des services de V2X, et ce, tant que l’opérateur reste dans la plage définie.

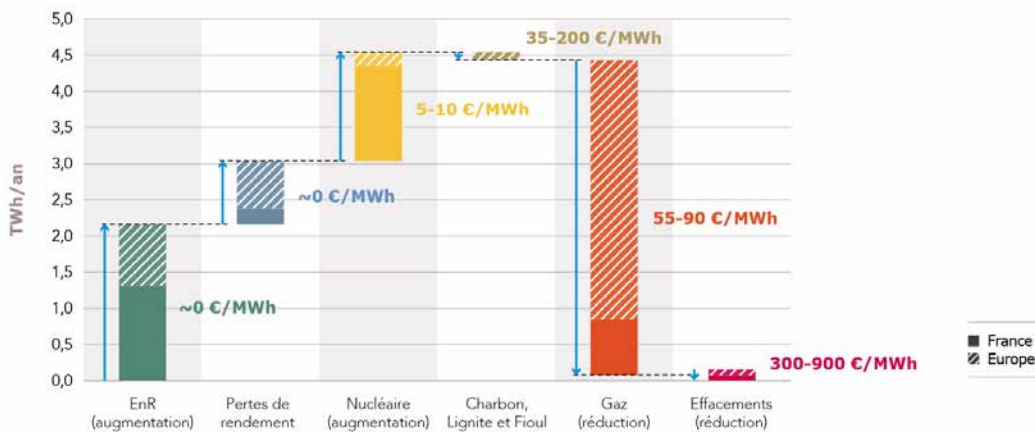


Schémas des deux configurations techniques V2X possibles
 A gauche, le V2X DC avec conversion AC/DC bidirectionnelle dans la borne, à droite conversion AC/DC dans le véhicule en V2X AC

Le Vehicle To X qui fonctionne très bien techniquement n'en est qu'à ses débuts mais pourrait par exemple **être un moyen très compétitif d'atteindre l'objectif PPE ambitieux des 7 GW effacements (verts !) en 2028 via du Vehicle To Home ou Vehicle To Building. Les enjeux de réglementations (notamment pour l'injection dans le réseau de distribution) et de market design sont déterminants pour le succès de cette filière où les acteurs français et européens pourraient se démarquer.**

1.1.4. Les effets des modes de pilotage à long terme

A long terme, le choix des modes de pilotages des véhicules électriques **aura un impact certain en termes économique et environnemental sur le mix de production**, qui peut être assez bien résumé à travers le graphique ci-dessous présentant l'impact sur les bilans de production d'électricité du pilotage généralisé de la charge.



Effets sur les bilans énergétiques du pilotage de la recharge des véhicules électriques à l'horizon 2035
 Enjeu du développement de l'électromobilité pour le système électrique RTE 2019 [2] - Selon différentes variantes - Comparé à une situation sans pilotage

Ces écarts de bilan de production, liés au déplacement de la charge, montrent plusieurs choses :

- Le pilotage de la charge des véhicules en France permet **d'éviter l'utilisation de centrales fossiles** en France et en Europe (via l'effet sur imports/exports) **diminuant les émissions de CO2 et le coût de production élevé de ces centrales.**
- Le pilotage de la charge consomme les excédents d'énergie lors des périodes de demande résiduelle faible (permettant d'éviter l'écrêtement d'ENR ou bien de la modulation nucléaire à coût marginal faible et dont le contenu carbone est nul).

Tous ces résultats restent valables et sont fortement accentués dans le cas du V2X qui permet de déstocker de l'énergie pendant les moments de pointe pour stocker d'éventuels excédents d'énergie fatale durant les heures de faible consommation. Un scénario où le V2X serait poussé aboutirait même à un mix français quasiment sans besoin de centrales gaz en 2035 pour assurer les pointes de consommation. Sur le plan économique **l'enjeu de ces modes de pilotage pour le système électrique français à 2035 est estimé à environ 1,5 Mds€/an par RTE [2]**. Sur le plan environnemental, la gestion de la charge du VE est considérée comme **un levier puissant pour diminuer son empreinte carbone** à côté d'autres paramètres comme le pays de production ou la taille des batteries.

La meilleure intégration économique des énergies renouvelables permettra dans le cadre de la PPE à 2035 de **limiter leurs subventions ce qui aura un impact direct sur la facture des consommateurs**. Dans ses calculs, RTE estime qu'avec le mix électrique de la PPE, en fonction des scénarios de développement de la mobilité, le complément à couvrir par les subventions publiques pour le PV au sol pourrait diminuer de 75 à 90% par rapport à un scénario sans développement de la mobilité électrique (selon les hypothèses sur l'évolution du coût du PV et du pilotage des VE).

La flexibilité des VE permettra d'adresser la forte variabilité de la demande résiduelle à la maille journalière et hebdomadaire (et bien entendu toutes les fluctuations proches du temps réel) mais ne répond en aucun cas **aux variabilités du système électrique à la maille pluri-hebdomadaire** (variabilité qui va être de plus en plus importante notamment du fait de l'éolien qui peut avoir une production forte pendant 15 jours puis ne plus rien produire pendant une semaine) **ou bien annuelle**.

L'utilisation de la flexibilité des véhicules électriques est donc très pertinente pour optimiser les ressources ENR dans le cadre du mix français projeté à l'horizon 2035 au profit du consommateur et de la transition énergétique, et au détriment des moyens de production les plus polluants et onéreux en France et en Europe.

Il en convient donc de libérer ce potentiel, objet de la présente note.

1.2. Objectifs de la note de position

Cette note de position issue du Groupe de Travail « Stockage et Smart Grids » de l'AVERE France reflète la vision consensuelle de ses membres sur **les services énergétiques que peut rendre la mobilité électrique (véhicules et IRVE) à ses utilisateurs et au système électriques**. Ce document vise en particulier les services de smart charging, Vehicle-to-Grid (V2G), Vehicle-to-Building (V2B) à l'échelle d'un bâtiment ou Vehicle-to-Home (V2H) à l'échelle d'un logement et plus généralement Vehicle-to-anything (V2X), voir paragraphe 3.1. Il traite des conditions à réaliser ainsi que des mesures à prendre pour favoriser leur essor.

Il abordera en priorité les sujets de réglementation (évolutions nécessaires), voir chapitre 2, et de conditions d'attractivité économique pour les acteurs participant à la réalisation de ces services (clients, opérateurs, gestionnaire de réseaux...). Il abordera aussi l'attractivité client pour de tels services.

Ce document n'a pas vocation à traiter des conditions techniques (communications, interopérabilité) nécessaires pour permettre ces services ni de discuter des offres de marché existantes.

1.3. Méthodologie d'élaboration

Les positions prises dans ce document ont été élaborées via la **recherche d'un consensus sur les barrières et complexités réglementaires existantes ainsi que les freins à l'attractivité économique qui peuvent en découler. L'attractivité économique ainsi que la faisabilité et la maturité technique qui l'impactent ont aussi été étudiées.**

Le GT a mené une analyse croisée entre les mécanismes de valorisation potentiellement utilisables pour des services énergétiques reposant sur la batterie des véhicules électriques selon différents cas d'usage de recharge. Pour chaque mécanisme, la pertinence d'utiliser des services de smart charging de V2G ou de V2H/V2B a été analysée (cf. 3.1 : Typologie des services énergétiques rendus par les batteries de VE)

La pertinence des modèles de valorisation énergétique des batteries de VE selon différents cas d'usage a été analysée selon trois critères : faisabilité technique actuelle, faisabilité réglementaire actuelle et attractivité économique.

1.4. Règles de diffusion et de partage

Ce document est destiné à l'AVERE France dans ses relations avec les institutions et organismes de politiques publiques, il n'est pas public. Une position publique de l'AVERE France, par exemple un document de communication ou de vulgarisation, pourra venir en complément dans un second temps.

2. Propositions concernant la réglementation et les politiques publiques

2.1. Liste des propositions

Le groupe de travail a listé collaborativement les grands points suivants qui doivent faire l'objet d'une précision, d'une évolution ou d'une révision réglementaire qui sera détaillée dans ce chapitre.

Freins et limitations réglementaires

a. Faciliter l'insertion du véhicule électrique dans les **règles de participation aux mécanismes de services systèmes et d'ajustement**, et notamment disposer d'une définition dans ces règles du V1G et V2G, ainsi que de possibilités d'agrégation des VE sur le RPT et le RPD. Ouvrir l'accès au marché à des agrégats ou unités de stockage mobiles dans des ordres de grandeurs nettement inférieurs au niveau de participation minimale (> 1MW), permettant un développement de marché plus important. La granularité de 1MW est un obstacle, elle empêche par exemple d'agréger 1,2 MW de véhicule électrique. La taille des entités d'ajustement (EDA) à 10 MW est très contraignante et rend difficile l'agrégation, nécessitant d'agréger des véhicules avec d'autres assets.

b. **Disposer de règles de contrôle du réalisé adaptées à l'usage VE** pour les effacements (NEBEF)
Illustration des limites des méthodes existantes : La **méthode des doubles rectangles** implique de consommer avant et après un effacement. Dans le cas du Smart Charging, cela impose que le véhicule se charge 1h à 2h avant de réaliser un effacement. Pour un véhicule branché à 18h, ce comportement empêche de pouvoir profiter des revenus du mécanisme de capacité sur la plage 18h-20h. Par ailleurs, pour pouvoir utiliser cette méthode de contrôle du réalisé pour le smart charging, cela implique de déplacer de la charge avant et après l'effacement, à des moments où les véhicules n'avaient pas forcément prévu de consommer. Pour la **méthode par historique**, étant donné que le comptage se fait au niveau du PDL, le comportement thermosensible des foyers rend la méthode de contrôle du réalisé par historique inapplicable pour des applications de smart charging. Pour la **méthode par prévision**, on remarque le même problème de thermosensibilité constaté pour la méthode par historique. Le modèle de prévision étant envoyé en S-1, l'incertitude sur le prévisionnel de température rend la méthode de contrôle biaisée pour des applications de smart charging.

c. Disposer de **règles de qualification** des périmètres d'ajustement ou de réglage constitués avec des VE sur la **base de mesures à une maille plus fine que celle de du point de livraison** (véhicule, borne ou bâtiment).

d. **Adapter le TURPE** dont la structure correspond mal pourrait mieux refléter les coûts du réseau et a des impacts directs sur les gains du V1G et V2G. Deux leviers sont possibles : augmenter la différenciation

temporelle du prix au kWh (HP/HC) et aller vers une puissance souscrite différenciée permettant une puissance supérieure la nuit que le jour. Le groupe de travail soutient les positions de la CRE dans sa feuille de route Stockage [4] sur l'évolution du TURPE. Concernant le net metering, la CRE considère qu'il convient d'étudier cette possibilité; le sujet est plus nuancé au sein du groupe de travail.

e. Disposer d'une **définition de la consommation finale d'électricité**⁴ tenant compte du fait que l'énergie soutirée puis réinjectée sur le réseau par un VE (ou toute autre batterie) ne constitue pas une consommation finale d'électricité, afin **d'éviter la « double taxation » pour le stockage**. La question de la faisabilité technique notamment sur le comptage est à adresser.

f. **Définir le stockage mobile** en lien avec la transposition pour le stockage des dispositions prévues par le Clean Energy Package européen⁵

g. Lever les freins à l'utilisation des **batteries dans le cadre des dispositifs de soutien aux ENR** posés par l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017.

h. Veiller à l'intégration des VE dans les **Communautés d'Energie Renouvelable et Communautés d'Energie Citoyenne**.

Simplifications nécessaires

i. **Simplification des procédures d'agrégation de petites sources de production et soutirage** dans les mécanismes de marché pour le V2G et le V1G, de même les démarches à effectuer par les « clients – utilisateur du VE » de ces agrégations doivent rester simple.

Préconisations de politiques publiques

j. **Pousser la réflexion sur les tarifications dynamiques**⁶ avec des pointes mobiles générant de la valeur pour le client qui met en place un système de gestion d'énergie, dont le pilotage de la charge, tout en respectant bien les principes forts de péréquation tarifaire nationale, principe fédérateur à tous les niveaux.

k. Encourager **la recharge pilotable (bornes, pilotage par le véhicule, etc.)** pour les nouveaux raccordements dans le cadre de la révision du décret IRVE avec des critères de taille de parking.

l. Permettre la **mise à disposition non-discriminatoire de données dynamiques issues des véhicules** (et notamment des données relatives aux batteries), **des réseaux électriques et des bâtiments** auprès de tiers (fournisseurs de services de flexibilité, gestionnaires d'énergie, etc.) sous-réserve du respect des réglementation en matière de données personnelles et **engager des initiatives de standardisation**. Ce cadre standardisé, à préciser, facilitera le partage des « données » de la recharge. Cela supposera de traiter, dans ce cadre, de l'accès aux données mais également de leur format et des modalités de transfert de celles-ci.

4 Cf. préconisation de la CRE dans sa feuille de route « Stockage » [4] et ses conséquences sur la CSPE (à laquelle il convient d'ajouter taxes locales).

5 « stockage d'énergie »: dans le système électrique, le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie;

6 Les usagers auront le droit de demander une tarification dynamique lorsque la nouvelle directive européenne (EU 2019/944 [5]) sera transposée. Voir article 11 de la directive.

m. Promouvoir des solutions **de gestion intelligente de l'énergie au sein des habitations** (maison individuelles, habitats collectifs; ...) permettant une intégration des dispositifs de recharge parmi les autres charges pilotables (eau chaude sanitaire, chauffage, production photovoltaïque).

n. **Lancer en France un dispositif Vehicle To Grid à grande échelle permettant de lancer une filière française et explorer les spécificités du marché français** (grid codes, réglementation, etc.) en imitant la démarche réalisée en 2018 par le Royaume Uni.

2.2. Préconisations d'évolution, de précision ou de révision du cadre réglementaire

2.2.1. La LOM

Art. 25 (extrait) : « 7° Les données relatives aux points de recharge publics pour véhicules électriques ou hybrides rechargeables incluent leur localisation, leur puissance, leur tarification, leurs modalités de paiement, leur accessibilité aux personnes handicapées ou à mobilité réduite, leur disponibilité et les éventuelles restrictions d'accès liées au gabarit du véhicule; »

Les services V1G et V2G sur les points de recharge publics doivent s'inscrire dans le cadre de cet article.

Article 32 (extrait) : « I. – Dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution, le Gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de douze mois à compter de la promulgation de la présente loi, toute mesure relevant du domaine de la loi afin de :

6° Permettre un accès non discriminatoire aux données pertinentes des véhicules pour le développement des services liés au véhicule de réparation, de maintenance et de contrôle technique automobiles, d'assurance et d'expertise automobiles, des services s'appuyant sur la gestion de flottes, des services de distribution de carburants alternatifs tels que définis par la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et des services innovants de mobilité attachée au véhicule; »

Interprétation et préconisations du GT : L'AVERE France souligne que les acteurs concernés par la recharge intelligente et le V2X sont favorables à la mise à disposition non-discriminatoire de données dynamiques issues des véhicules (et notamment des données relatives aux batteries), des réseaux électriques et des bâtiments auprès de tiers (fournisseurs de services de flexibilité, gestionnaires d'énergie, etc.), sous réserve du respect de la réglementation en matière de données personnelles et des spécificités propres à chaque acteur. En effet, les traitements de ces données impliquant des transferts de données personnelles, ceux-ci doivent être conformes aux réglementations applicables.

L'AVERE France soutient également la nécessité d'engager ces acteurs dans une démarche de mise en place d'initiatives de standardisation lorsque cela est pertinent. Ces standards pourraient faciliter le partage des « données » de la recharge. Cela supposerait de traiter, dans ce cadre, de l'accès aux données mais également de leur format et des modalités de transfert de celles-ci.

Pour l'AVERE France des données pertinentes pour les services V1G et V2X pourraient inclure : l'état de charge de la batterie (%) dynamiquement, les caractéristiques batterie (capacité en kWh, Pmax et Pmin en soutirage et en injection), le statut de la connexion électrique du véhicule (sans précision de la nature de la connexion : prise, prise renforcée, borne, ...) dynamiquement, le statut du véhicule (en charge ou non) dynamiquement, l'identifiant du véhicule. D'autres données complémentaires permettront de rendre tous types de services V1G, V2X dans de très nombreuses configurations : la Pmax et ma Pmin en soutirage et en injection, dynamiquement, ainsi que la localisation permettant d'identifier un point de raccordement, dynamiquement.

Les moyens de mise à disposition de données pour les services de V1G / V2X ne se limitent pas aux configurations pour lesquelles la norme ISO 15118 (protocole VE-Borne) est requise, d'autres modalités et technologies d'accès aux données du véhicules peuvent être étudiées plus avant par les acteurs impliqués dans cette mise à disposition.

L'AVERE France souligne que ces services doivent s'inscrire dans un cadre compatible avec la responsabilité liée à la dégradation de la batterie mentionnée au §1-1-3.

2.2.2. Autres textes

TURPE : DÉLIBÉRATION N°2019-138, délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2019 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1er août 2019

Interprétation et préconisations du GT : Cf proposition d. au chapitre 2.1 sur l'adaptation du TURPE dont la structure pourrait mieux refléter les coûts du réseau et a des impacts directs sur les gains du V1G et V2G, en page 12.

Arrêté du 7 juillet 2016 qui définit une installation de stockage : « 2 Une installation de stockage est définie comme un ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité. Les technologies de ces équipements regroupent notamment les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, le stockage par conversion de l'électricité en hydrogène, les batteries électrochimiques et les volants d'inertie. L'installation est raccordée directement à un réseau public d'électricité ou indirectement, par l'intermédiaire d'installations appartenant à un utilisateur de ce réseau. Les moyens de stockage d'énergie non stationnaires, notamment liés aux moyens de transport ne relèvent pas des installations de stockage au titre du présent arrêté ».

Interprétation et préconisations du GT : L'arrêté du 7 juillet apporte une définition du stockage qui n'inclut pas le VE et n'est donc pas suffisante, il semble nécessaire à l'AVERE France d'inclure dans la réglementation une définition du stockage mobile cohérente avec la transposition du CEP. Des

prescriptions techniques pour le stockage stationnaire et mobile qui pourront être définies une fois les définitions citées ci-dessus proprement établies. **La CRE signale, notamment dans ses documents « Les réseaux électriques au service des véhicules électriques » [6] et « Le stockage d'électricité en France » [4] que « Dans la réglementation actuelle, il n'existe ni de prescriptions techniques spécifiques au stockage stationnaire ni de prescriptions techniques spécifiques au stockage mobile ». En l'absence de dispositions réglementaires, Enedis a publié dans sa Documentation technique de référence (DTR) des prescriptions techniques pour le raccordement à ses réseaux des dispositifs de stockage [7]. La CRE considère que « les prescriptions techniques pour le raccordement à un réseau public des installations de stockage doivent prendre en compte les caractéristiques spécifiques de ces installations (stationnaire ou mobile, associée ou non à une installation de production ou de consommation, contracyclique, pilotable, etc.) et les services rendus au système électrique. [...] ».**

La CRE note que le **gestionnaire du réseau public de transport** a engagé avec les acteurs une concertation dans ce sens. **La CRE demande à RTE de lui remettre les conclusions de ces travaux lorsque ceux-ci seront achevés.**

En l'absence de prescriptions techniques applicables au stockage dans la réglementation, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'engager très rapidement une concertation avec les acteurs, afin d'identifier et de simplifier les prescriptions techniques que devront respecter les installations de stockage en fonction de leurs effets sur le système électrique.

« Afin de favoriser le développement du vehicle-to-everything (V2X), la CRE considère que les prescriptions techniques pour le raccordement des bornes de recharge bidirectionnelles à un réseau électrique devraient prendre en considération les caractéristiques spécifiques aux bornes de recharge et à la mobilité du dispositif de stockage (par exemple, celui-ci pouvant être chargé au travail et déchargé au domicile). »

Arrêté tarifaire du 9 mai 2017 : *Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale*

Il autorise le couplage d'une installation de production avec un dispositif de stockage, mais uniquement si la mise en place d'un **dispositif technique permet de garantir que l'énergie stockée provient exclusivement de l'installation de production.**

Interprétation et préconisations du GT : Le dispositif de stockage ne peut être chargé que, par exemple, par une installation photovoltaïque : aucune puissance soutirée du réseau ne doit servir à charger la batterie. Dans ce schéma, le stockage par batteries n'existe pas vu du réseau et ne sert qu'à gérer la consommation de l'autoproduiteur.

Cette condition constitue une limite à l'utilisation des batteries couplées à des panneaux photovoltaïques, des dispositifs de cogénération ou d'autres sources d'énergie.

Nous estimons nécessaire d'ouvrir le marché de l'optimisation de la gestion de la flexibilité des clients autoconsommateurs résidentiels individuels, et donc faire évoluer cet arrêté pour le mettre en cohérence avec la transposition des directives sur le stockage afin de permettre à une batterie d'être exploitée au mieux de son potentiel. Pour cela, les conditions d'accès au tarif à injection partielle (« vente en surplus ») doivent être modifiées de façon à permettre à une batterie d'être chargée à partir du réseau et de réinjecter de l'énergie valorisée aux prix de marché – hors tarifs de rachat photovoltaïque.

Cette disposition augmentera tant les bénéfices de cette solution pour les gestionnaires de réseau que son intérêt économique pour les utilisateurs, en leur offrant la possibilité d'optimiser leur portefeuille de flexibilité (et notamment leur soutirage heures pointes / heures creuses).

Article 199 Flexibilités : *LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte - Article 199 et le décret n° 2016-704 du 30 mai 2016 relatif aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de distribution d'électricité*

Interprétation et préconisations du GT: Les critères des appels d'offres (périmètre géographique, seuil de participation) doivent pouvoir s'adapter à la participation des VE. Cf propositions a. c. i voir chapitre 2.1.

2.2.3. Textes relatifs au code de la construction et de l'habitat

Décret IRVE 2017 [8] : *Définition de la charge intelligente «une charge de véhicule électrique contrôlée par une communication afin de répondre aux besoins des utilisateurs en optimisant les contraintes et les coûts des réseaux et de la production d'énergie au regard des limitations du système et de la fiabilité de l'alimentation électrique;»*

- Obligation d'utiliser des « dispositifs de mesure et de contrôle permettant de piloter la recharge » pour les points ouverts au public
- Obligation pour les installateurs de proposer de tels dispositifs pour les points non ouverts au public
- Obligation pour les constructeurs automobiles d'informer les utilisateurs sur les moyens disponibles à cet effet dans le véhicule

Arrêté du 19 juillet 2018 relatif aux dispositifs permettant de piloter la recharge des véhicules électriques : *Obligation sur les stations ouvertes au public installées ou remplacées après le 1er janvier 2019 d'avoir «un dispositif permettant une modulation temporaire de la puissance électrique appelable, sur réception et interprétation de signaux, dont notamment les signaux transmis par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité»*

Interprétation et préconisations du GT sur ces textes: La réglementation doit encourager un pilotage simple (minimum technique) pour ne pas freiner le déploiement de la mobilité électrique et de manière à éviter l'accroissement des pointes de consommation. Ainsi, des politiques publiques permettront d'encourager le déploiement de solutions plus avancées

permettant d'aller chercher toute la valeur potentielle liée à la charge intelligente (notamment en lien avec les ENR). Cf Propositions de politiques publiques pour permettre et favoriser économiquement le pilotage intelligent de la charge par la borne, propositions k. m chapitre 2.1.

2.3. Propositions de politiques publiques

2.3.1. Permettre et favoriser économiquement le pilotage intelligent de la charge par la borne

Le marché français fait figure d'exception par rapport aux pays européens en avance sur la mobilité électrique qui ont aujourd'hui dans le secteur résidentiel un déploiement à forte croissance de la recharge afin d'accéder à des services connectés **potentiel** pour les services réseaux.

Actuellement, en France, 60% des utilisateurs utilisent des prises normales ou renforcées pour la charge de leur véhicule à domicile. Il y a une tendance au niveau européen, à rendre obligatoire le pilotage pour les utilisateurs résidentiels. **Si la borne de recharge 7 KW devrait rapidement devenir majoritaire en France** du fait de l'augmentation de la capacité des nouveaux véhicules électriques, **le pilotage et la connectivité de ces infrastructures de charge n'est pas assuré**. Pour autant, ces fonctionnalités présentent un surcoût raisonnable à l'échelle de l'ensemble des coûts engagés pour la solution globale de mobilité. La connectivité apporte, en plus d'un certain nombre de services à l'utilisateur (« split billing » pour les frais professionnels, suivi de la consommation domestique, airb'n'b de la recharge, etc.), **la possibilité de pilotage en temps réel possédant une surveillance importante sur les marchés de l'énergie à maille journalière, tout en prenant en compte les contraintes/opportunités locales du bâtiment, que ce pilotage ait lieu par une borne connectée, ou par la voiture, ou une combinaison des deux**.

A l'heure actuelle, la majorité du potentiel pilotable de la charge des véhicules électriques **se trouve dans les maisons individuelles (60% des bâtiments d'habitation en France)**, aussi, s'assurer dès aujourd'hui que le bon choix de matériel est effectué dans ce segment est un enjeu important. Il est à ce titre nécessaire de garantir la présence de **dispositifs de soutien pour les bornes privées et les solutions de pilotage de charge connectées pour les maisons individuelles (de manière équivalente à la « OLEV Grant » au Royaume-Uni)**.

Le groupe de travail propose de conditionner les aides au respect de ces deux critères de pilotabilité sur le segment des maisons individuelles :

- La solution de charge doit être capable de recevoir et traiter des informations, et réagir en ajustant la puissance de charge dynamiquement. Il doit être capable de mesurer et transmettre la consommation d'électricité.

- La solution de charge doit pouvoir communiquer avec le compteur intelligent Linky ou avec un gestionnaire d'énergie et communiquer à distance à travers une technologie de communication au choix (Wifi, GRPS, etc.) et un protocole standard et ouvert du marché. Le point de charge doit assurer les mesures de sécurité au niveau de la communication nécessaire à la prévention des cyber-attaques ou de l'interception des données.

Le logement collectif s'avère être également à moyen terme un gisement important (7,2 millions de places de parking pourraient être équipées dans le collectif) les aides concernant ce segment doivent être maintenues.

L'incitation économique au pilotage de la charge et au V2X devra être également prise en compte dans **les réflexions sur la nouvelle structure du TURPE**, notamment en **accroissant la différenciation tarifaire de la part variable** (différence de coût réseau heures pleines versus heures creuses en respectant bien entendu la péréquation tarifaire). De même le **principe d'une pointe mobile au réseau BT**, pourra faire l'objet de réflexion lors d'un GT ad hoc; en effet, se pose la question de péréquation tarifaire, principe cher à la CRE et aux décideurs français. Au Royaume-Uni, les véhicules électriques font leur preuve de participation en Smart charging et V2X au système des « TRIADS » (pointe mobile du tarif réseau qui est facturée sur la consommation des 3 demi-heure avec le plus de demande dans l'année) pour les entreprises. La différenciation temporelle du tarif réseau de distribution avec la « Red Band » (3 périodes tarifaires journalières du tarif réseau dont période de pointe le soir) incite également plus fortement au décalage et devrait arriver dans le segment résidentiel avec le déploiement des smart meters.

2.3.2. Lancer la filière Vehicle To X en France via un dispositif à grande échelle

Le succès de la technologie Vehicle To X repose sur la mobilisation d'un écosystème complet comprenant les énergéticiens, opérateurs de bornes de charge, constructeurs automobiles et fournisseurs de matériels. **Le groupe de travail propose, au vu des bénéfices prometteurs de cette technologie sur le plan technico-économique, d'imiter la démarche réalisée en 2018 par le Royaume Uni, en lançant en France un dispositif Vehicle To Grid à grande échelle permettant de lancer une filière française et explorer les spécificités du marché français** (grid codes, réglementation, etc.). Une volumétrie de 5000 véhicules/bornes paraît pertinente pour amorcer une première baisse de coût des technologies et avoir la taille suffisante pour participer aux différents mécanismes de marchés.

La démarche aurait plusieurs objectifs :

- Rassembler et faire travailler ensemble **les acteurs de la filière sur cette technologie** (constructeurs automobiles, énergéticiens, opérateurs de charge, fabricants de matériels) pour apprendre et **construire ensemble une expertise française** sur le sujet.
- Démontrer **la pertinence technico-économique de la solution** et la capacité du V2X à répondre aux besoins des différents marchés de l'énergie à un coût compétitif, par la participation à des marchés déjà accessibles ou à travers la mise en place d'expérimentations sur des mécanismes pour le moment difficile d'accès (réserves de fréquence etc.).

- Identifier plus finement **en pratique les différentes barrières à la technologie** et travailler sur l'évolution de la réglementation nécessaire à la juste valorisation et intégration de cette technologie dans le système électrique et les différents marchés de l'énergie.
- Amorcer **une baisse de coût**, notamment des infrastructures de recharge bidirectionnelles, qui dépendent au premier ordre du volume de production comme tout produit électronique.
- **Valider l'acceptabilité de cette technologie par les différentes typologies de clients.**

Ces 5000 bornes/véhicules bidirectionnels, représentant entre 35 et 55 MW de réinjection possible (en V2H/V2B) pourront participer à différents mécanismes de marché et notamment à l'appel d'offre effacements à un coût compétitif tout en procurant des bénéfices financiers à des utilisateurs de véhicules électriques ayant une démarche vertueuse pour le système électrique.

Le retour sur expérience de cet appel d'offre permettrait de tirer les conclusions quant à la pertinence d'inclure la technologie Vehicle To X dans la prochaine Programmation Pluriannuelle de l'Énergie en 2023, qui présente un énorme potentiel par la suite notamment pour atteindre l'objectif de 7 GW d'effacements « verts » à un coût raisonnable en 2028.

Les différents membres du GT sont à disposition des pouvoirs publics pour avancer sur ce sujet et définir plus précisément les contours d'un futur dispositif.

3. Analyse de potentiel de valorisation des services énergétiques rendus par les batteries de VE

3.1. Typologie des services énergétiques rendus par les batteries de VE

Ces définitions ont été construites sur la base des définitions CRE dans le document d'octobre 2018 « Les réseaux électriques au service des véhicules électriques » [6].

3.1.1. Smart charging ou V1G

Le smart charging ou pilotage intelligent de la recharge est l'interaction unidirectionnelle du véhicule avec un réseau d'énergie électrique permettant de rendre des services en utilisant les capacités de son système énergétique. L'AVERE France distingue notamment plusieurs niveaux de pilotage, du plus simple au plus perfectionné :

- la recharge décalée, qui consiste à décaler l'heure de début de la recharge, en réponse à un signal (le plus souvent tarifaire) ;
- la recharge intermittente, qui consiste à activer / désactiver la recharge
- la recharge avec modulation de puissance, qui consiste à moduler la puissance de recharge
- la recharge partielle qui consiste à limiter la quantité d'énergie rechargée (arrêter la charge avant d'avoir atteint 100% de la capacité)

3.1.2. Vehicle-to-grid ou V2G

Le vehicle-to-grid est une interaction bidirectionnelle du véhicule avec un réseau d'énergie électrique permettant de rendre des services en utilisant les capacités de son système énergétique comme celle de son stockage et de son électronique de puissance en réinjectant de l'électricité sur le réseau public.

3.1.3. V2H et V2B

Le vehicle-to-home (V2H) ou vehicle-to-building (V2B) est une interaction bidirectionnelle du véhicule avec un réseau d'énergie électrique local permettant de rendre des services en utilisant les capacités de son système énergétique comme celle de son stockage en réinjectant de l'électricité sur le réseau électrique du logement par exemple dans une logique d'arbitrage tarifaire, d'autoconsommation (autoconsommation individuelle en maison, ou collective pour un ou plusieurs immeubles, ou de limitation de puissance souscrite) ou de service de secours électrique au bâtiment/à la maison.

3.2. Principaux cas d'usage étudiés et leurs spécificités

Les principaux cas d'usage de recharge étudiés ont été classifiés en trois types à domicile, en bâtiment tertiaire, en voirie) et sont listés dans les paragraphes ci-dessous. Ces cas d'usage décrivent un contexte de recharge.

3.2.1. En résidentiel

On distingue quatre cas d'usage :

- **Habitat individuel sans production électrique** : Recharge dans une habitation individuelle sans disposition particulière de production d'énergie ;
- **Habitat individuel avec production électrique** : Recharge dans une habitation individuelle disposant d'une capacité de production locale (PV, cogénération, ...) ;
- **Habitat collectif sans production électrique** : Recharge en habitat collectif avec des IRVE privées et un bâtiment sans disposition particulière de production d'énergie ;
- **Habitat collectif avec production électrique collective** : Recharge en habitat collectif avec des IRVE privées et un bâtiment disposant d'une capacité de production locale (PV, cogénération).

3.2.2. Au travail / en bâtiment tertiaire

On distingue six cas d'usage :

Bâtiment tertiaire avec une flotte de service électrique connectée à des IRVE privées : Recharge sur un point de recharge affecté exclusivement à la recharge des véhicules de service au sein d'une même entité et installé dans une enceinte dépendant de cette entité. Cette recharge peut concerner des véhicules lourds (bus, camions...). Ces véhicules de services ont une activité très prévisible dans le temps.

- Ainsi qu'une **version de ce cas d'usage disposant d'une production locale** : Cf. ci-dessus, le site disposant en sus d'une capacité de production locale (PV, cogénération, ...).

Bâtiment tertiaire avec une flotte de fonction connectée à des IRVE privées : Recharge dans une enceinte dépendant d'une entité (entreprise ou autre) et sur un point de recharge affecté exclusivement à la recharge des véhicules de fonction au sein de cette entité. Ces véhicules appartiennent à cette entité mais leur activité dépend de leur utilisateur (usage privé comme professionnel).

- Ainsi qu'une **version de ce cas d'usage disposant d'une production locale** : Cf. ci-dessus, le site disposant en sus d'une capacité de production locale (PV, cogénération, ...).

Bâtiment tertiaire avec une flotte privée (employés, clients...) connectée à des IRVE privées : Recharge dans une enceinte dépendant d'une entité (entreprise ou autre) et sur un point de recharge affecté exclusivement à la recharge des véhicules du personnel, des collaborateurs ou des clients de cette même entité. Les véhicules

ont une activité qui dépend de leur utilisateur (usage privé comme professionnel), l'entité ne contrôle pas la nature du parc de véhicule.

- Ainsi qu'une **version de ce cas d'usage disposant d'une production locale**: Cf. ci-dessus, le site disposant en sus d'une capacité de production locale (PV, cogénération).

3.2.3. En voirie

On distingue six cas d'usage :

- **Aire d'autoroute ou de voie rapide**: Recharge sur une infrastructure d'aire d'autoroute exploitée par un opérateur public ou privé, à laquelle les utilisateurs ont accès de façon non discriminatoire (ce qui n'interdit pas d'imposer certaines conditions en termes d'autorisation, d'authentification, d'utilisation et de paiement).

- Ainsi qu'une **version de ce cas d'usage avec production locale**: Cf. ci-dessus, le site disposant en sus d'une capacité de production locale (PV, cogénération).

- **Parking d'accès public**: Recharge sur une infrastructure de parking exploitée par un opérateur public ou privé, à laquelle les utilisateurs ont accès de façon non discriminatoire (ce qui n'interdit pas d'imposer certaines conditions en termes d'autorisation, d'authentification, d'utilisation et de paiement).

- Ainsi qu'une **version de ce cas d'usage avec production locale**: Cf. ci-dessus, le site disposant en sus d'une capacité de production locale (PV, cogénération).

- **En voirie**: Recharge sur une infrastructure en voirie exploitée par un opérateur public ou privé, à laquelle les utilisateurs ont accès de façon non discriminatoire (ce qui n'interdit pas d'imposer certaines conditions en termes d'autorisation, d'authentification, d'utilisation et de paiement) ;

- **En voirie sur éclairage public**: Recharge sur une infrastructure basée sur un éclairage public exploitée par un opérateur public ou privé, à laquelle les utilisateurs ont accès de façon non discriminatoire (ce qui n'interdit pas d'imposer certaines conditions en termes d'autorisation, d'authentification, d'utilisation et de paiement).

En voirie, il faut séparer charge diurne et charge nocturne et il est essentiel de connaître la durée de parking. Si elle est supérieure à la durée de recharge, il y a un potentiel de flexibilité et donc de smart charging et ou de V2X.

3.3. Analyse des marchés et mécanismes de valorisation ciblés pour les VE

Cette section décrit les mécanismes de valorisation. Certains peuvent être combinés partiellement/totalement (ex: autoconsommation et limitation de la puissance souscrite).

3.3.1. Offres de pilotage énergétique lié au marché de détail

Optimisation tarifaire de la Puissance Souscrite (part fixe de la facture d'électricité)

Ce mécanisme repose sur l'optimisation de la puissance nécessaire à la consommation électrique en lissant (décalage et/ou modulation) la charge du véhicule ou en réinjectant de l'énergie. Il est applicable à l'ensemble des cas d'usage.

Pour les cas d'usage « à domicile », le développement des chargeurs 7 et 11kVA pour la recharge à domicile devrait encourager à accroître ce taux d'optimisation des puissances souscrites.

Ce cas d'usage est fortement lié au développement de chargeur plus puissants (7kW en monophasé, 11, 22kW en triphasé) – car il permet de limiter l'augmentation de puissance souscrite et par exemple éviter le passage en triphasé. Ce mécanisme peut être complexe à mettre en place techniquement dans les cas d'usage de l'habitat collectif du fait des stratégies de raccordement en résidentiel collectif mais des solutions existent (cf. Rapport ENEDIS Partenaire de la mobilité électrique [9])

Pour les cas d'usage « bâtiment tertiaire » et « en voirie » **il existe un potentiel économique d'optimisation de la puissance souscrite**. La structure du TURPE, et la disponibilité de bornes smart charging sont des leviers d'accroissement de la valeur économique de ce mécanisme.

De même, en ce qui concerne le raccordement, une optimisation est possible pour en limiter les coûts, avec des offres similaires aux « offres de raccordement intelligent » disponibles pour les EnR.

Optimisation tarifaire de la part variable de la facture d'électricité

Ce mécanisme repose sur l'optimisation du coût du kWh consommé pour la recharge en décalant et/ou modulant la charge. Il est applicable à l'ensemble des cas d'usage. Ce mécanisme utilise principalement le service V1G.

Pour les cas d'usage « en voirie » et notamment sur autoroute et voies rapides il n'y a pas de valeur économique évidente à retarder une charge à forte valeur économique, conduisant à une expérience client dégradée, pour rechercher une optimisation du coût de l'énergie. Pour les charges plus lentes en voirie et parking publics, la valeur économique à rendre au client pour le convaincre d'accepter une optimisation et donc un compromis sur sa recharge (plus longue, moins d'énergie...) doit être importante – les prix de marchés actuels ne le permettent pas. Une modification de la structure du TURPE pour en accroître la différenciation temporelle, les tarifications dynamiques et la disponibilité de bornes « smart charging » sont des leviers d'accroissement de la valeur économique de ce mécanisme.

Optimisation de la production locale

Ce mécanisme consiste à **maximiser l'utilisation de l'énergie produite sur le site (ex : PV, cogénération) pour minimiser l'injection d'énergie produite localement sur le réseau de distribution** et pour ce faire, d'utiliser la recharge du véhicule électrique (part locale de l'énergie injectée dans le VE) en pilotant la charge. Le bénéfice client n'est pas forcément un bénéfice pour la collectivité. Si le RPD n'est pas contraint, alors cette optimisation porte sur la fiscalité et le financement du réseau.

On peut aussi chercher à **maximiser la revente (réinjection) de l'énergie produite sur le site en utilisant** le véhicule pour stocker de l'énergie produite localement qui seraient écartée pour la réinjecter plus tard.

Ce mécanisme est applicable uniquement aux cas d'usage bénéficiant d'une production locale. Il peut être utilisé avec du V1G : chargé préférentiellement avec sa production locale, ou en V2G : stocker de la production locale pour la réinjecter ensuite si la réinjection était limitée par le RPD à un instant donné, on peut ainsi décaler cette réinjection pour bénéficier du tarif de rachat.

Peu de freins réglementaires ont été identifiés dans l'utilisation de ce mécanisme et cela quel que soit le cas d'usage de recharge, à l'exception peut être l'arrêté du 9 mai 2017 qui limite l'utilisation des batteries dans ce cas (la batterie ne peut « communiquer » qu'avec les panneaux PV et non avec le réseau). En V2G, il existe un frein économique liée à la taxation de l'énergie soutirée même quand elle est restituée au réseau plus tard.

Une analyse fiscale est à réaliser pour identifier si des freins ou des désoptimisations existent dans l'utilisation de l'autoconsommation d'un bâtiment pour recharger une flotte de véhicules (de service, de fonction ou privée) qui y est connectée.

L'autoconsommation n'est pas limitée au cas d'usage en aval PDL et prend en compte l'utilisation de batteries dans le cadre des dispositifs ENR ou dans les Communautés d'Energie Renouvelable et Communautés d'Energie Citoyenne. Ceci reste à expliciter et clarifier. Les textes français devront être conformes aux directives européennes⁷ qui doivent être transposées en droit national⁸. Le cas des échanges d'énergie pair à pair n'est pas considéré dans ce document.

Il existe en revanche une inadéquation entre les besoins de recharge d'un utilisateur sur voie rapide, voire en voirie (recharger vite et donc à forte puissance) et la recherche d'une optimisation d'une production locale non continue. D'une manière plus générale, le pilotage intelligent de l'énergie accumulée dans la batterie (qu'elle soit unidirectionnelle ou bidirectionnelle, adossée à la gestion locale ou non) est peu adapté à des infrastructures de recharge rapide car la durée de connexion des véhicules est réduite et l'exploitation très contrainte par les besoins de mobilité de l'utilisateur (se recharger le plus vite possible donc à puissance maximale).

7 Directive 2019/944 [5] concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (voir en particulier les articles 7; 13; 15; 16; 17 23; 31; 32) et à la DIRECTIVE (UE) 2018/2001 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (voir notamment article 22)

8 Potentiellement par voie d'ordonnance, voir LOI n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 39).

3.3.2. Services système et mécanismes liés à la gestion directe du réseau

Réerves Primaire, Secondaire de la fréquence et Mécanisme d'ajustement

La réserve primaire, comme la réserve secondaire, sont des mécanismes activés automatiquement pour contenir la déviation de fréquence, rétablir la fréquence à 50 Hz et ramener à leur valeur prévue les échanges d'énergie aux frontières. Elles sont activées de manière décentralisées au niveau de chaque groupe de production et interviennent en 15 à 30 secondes pour la réserve primaire et 400 secondes pour la réserve secondaire⁹ (300 secondes à partir de décembre 2024). Depuis juillet 2019, la réserve primaire est constituée en France par un appel d'offres quotidien en J-2 pour des produits journaliers qui va passer à un appel d'offres tous les jours en J-1 pour des produits 4 heures en Juillet 2020. Cet appel d'offres est mené conjointement par RTE et ses homologues allemands, autrichien, belge, néerlandais et suisse. La réserve secondaire constituée en France est comprise entre 500 MW et 1 180 MW. Tous les producteurs opérant des groupes de production de plus de 120 MW en France ont l'obligation d'y participer, avec l'objectif de passer en appel d'offres en 2021 pour la réserve secondaire.

L'activation de la réserve tertiaire se fait par RTE en sollicitant les producteurs et les consommateurs connectés au réseau pour qu'ils mettent en œuvre les offres d'ajustement de leur production ou de leur consommation, à la hausse ou à la baisse, qu'ils auront déposé auprès de RTE au préalable. Tout acteur qui dépose une offre sur le mécanisme d'ajustement a le libre choix du prix d'activation de l'offre. **Ces mécanismes nécessitent le service V2G pour la réserve primaire car les services asymétriques n'y sont pas autorisés actuellement¹⁰. La réserve secondaire et le Mécanisme d'Ajustement sont accessibles au V1G. Le marché secondaire est actuellement fermé à la concurrence.**

Quel que soit le cas d'usage, le dispositif technique à mettre en place pour ces mécanismes reste complexe mais la technologie existe et est en cours d'expérimentation (Cf. expérimentations aux Pays Bas sur le réseau TenneT) : La fréquence peut être mesurée partout sur le réseau, la recharge pourra être pilotée partout où les besoins de flexibilité sont identifiés, qu'il s'agisse d'une maille locale, régionale ou nationale ; les véhicules et bornes V2X seront bientôt disponibles de série (2022-2023 pour le V1G et à partir 2025 pour le V2X cf. Roadmap Grid Integration Levels de CharIN [10]) ; des signaux de pilotage et des dispositifs de contrôle du réalisé peu coûteux sont expérimentés aux Pays-Bas (hors dispositif de comptage préconisés par RTE). **Le VE est techniquement adapté à ces mécanismes car en capacité de mobiliser sa puissance rapidement.**

En revanche les conditions actuelles d'éligibilité à ces mécanismes pour des ressources distribuées, tels que les VE, sont jugées trop contraignantes :

- **minimum d'1 MW et disponibilité pour 24 heures et 4 heures à partir de juillet 2020 pour la réserve primaire**
- **absence de cadre légal pour l'octroi de permis (conditions et durée) de la part du gestionnaire de réseau de distribution.**

⁹ <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>

¹⁰ Il est possible de faire du dissymétrique sur un site par contre, il faut proposer un service symétrique : Il est possible de compléter un site modulé à la baisse avec un site modulé à la hausse. Par ailleurs, il est possible de faire des services symétriques avec des véhicules en V1G, même si la puissance offerte est plus faible.

A cela s'ajoute des contraintes qui compromettent donc les modèles économiques afférents tels que des grid codes locaux, des définitions dans les règles de marché du V1G et V2G inexistantes, l'absence de définition du stockage mobile, et des mécanismes de comptage et contrôle du réalisé non adaptés.

De plus, des enjeux techniques existent pour la réalisation de services au réseau :

- L'agrégation et pilotage de sources de production distribuées (complexité de la gestion d'un agrégat: disponibilité de la réserve, gestion de l'état de charge, dynamique de réponse...)
- Le contrôle de la disponibilité et de la performance du service
- La fiabilité dans la fourniture du service au regard des enjeux de sécurité du système électrique (notamment pour la cybersécurité)

Pour les cas d'usage « bâtiments tertiaires avec flotte de service », le modèle captif de la flotte de service rend la ressource moins distribuée et est donc plus facilement utilisable sur ce type de mécanisme, à condition que la flotte soit de taille suffisante.

Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité relève d'une logique assurantielle et repose sur l'obligation faite aux fournisseurs de disposer d'un montant de garanties de capacité permettant de couvrir leur consommation électrique ou celle de leurs clients pendant les périodes de forte consommation. Ces garanties peuvent être acquises auprès des producteurs et des opérateurs d'effacement, qui auront fait certifier par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité RTE leurs capacités d'effacement ou de production. Les véhicules électriques peuvent, au travers de leur charge, proposer et valoriser ce type de garanties au travers de services énergétiques d'effacement (V1G) ou de production (V2G). Ce mécanisme est applicable à l'ensemble des cas d'usage.

Pour les cas d'usage « en voirie » et notamment sur autoroute et voies rapides il n'y a pas de valeur économique évidente à retarder une charge à forte valeur économique comme sur d'autres mécanismes.

Il n'y a pas de freins réglementaires identifiés à la valorisation d'une énergie non consommée pour de la charge (effacement V1G) ou à la valorisation de capacité de production (réinjection V2G) mais les règles à suivre sont complexes pour le véhicule :

- agrégations complexes de petites sources de production,
- méthodes de contrôle du réalisé (cf. Proposition b. chapitre 2.1)
- des définitions dans les règles de marché du V1G et V2G inexistantes,
- une mise à disposition de données issues des véhicules complexes,
- l'absence de définition du stockage mobile,
- des mécanismes de comptage et contrôle du réalisé non adaptés.

Services de flexibilité locale et d'amélioration de la qualité de l'énergie

Ce mécanisme repose sur la valorisation V1G ou V2G de la recharge au travers d'un service de flexibilité locale qui a pour objet d'optimiser localement la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité. Ce mécanisme vise à réduire les besoins d'investissements ou les coûts de gestion du réseau public de distribution de l'électricité concerné tout en assurant un bénéfice pour le système électrique.

Il est a priori applicable à l'ensemble des cas d'usage en V1G et en V2G, mais ne dispose pas encore d'un cadre réglementaire fixé ou d'un marché pour ces services pour le GRD (seulement un cadre d'expérimentation).

La question de l'addition des mécanismes « locaux » et « systèmes » et du besoin de coordination qui en découle doit être travaillée, ainsi que les exigences techniques qui en découlent (comptage, contrôle du réalisé, localisation sur le réseau de distribution...)

Le potentiel économique de ce marché reste à définir entre autres via les potentiels besoins qui seront publiés par ENEDIS sur 2019/2020. Enedis a lancé fin 2019 un recensement d'intérêt aux acteurs susceptibles d'offrir des flexibilités au réseau sur 6 zones. Par ailleurs, Enedis a publié sa feuille de route sur les flexibilités locales [11]. Les travaux continuent en 2020 avec le potentiel apporté par le véhicule électrique quant à l'optimisation de la maille locale. Ces travaux sont principalement adressés dans le cadre du démonstrateur aVEnir.

Des règles de participation à des marchés locaux de flexibilités seront à définir tout comme des adaptations du TURPE.

3.3.3. Marchés de l'énergie

Arbitrage sur les marchés

Ce mécanisme repose sur l'achat et la revente de blocs d'énergie sur les marchés correspondant au soutirage et à la réinjection d'énergie sur le réseau électrique depuis la batterie de véhicules électriques. Ce mécanisme utilise les services V1G et V2G.

Il est applicable à l'ensemble des cas d'usage à l'exception des cas sur autoroute et en voirie, où il n'y a pas de valeur économique évidente à retarder une charge à forte valeur économique pour l'opérateur pour rechercher une valorisation dans un service qui contraint l'expérience client.

Pour les cas d'usage en voirie, la valeur économique à rendre au client pour le convaincre d'accepter une optimisation et donc un compromis sur sa recharge (plus longue, moins d'énergie) doit être importante; les prix de marchés actuels ne le permettent pas.

La double taxation de la consommation finale d'électricité (CSPE) et la structure du TURPE sont des facteurs limitant la rentabilité de ce mécanisme car pénalisant le stockage destiné à la revente (Cf. Chapitre 2)

Minimisation du coût des écarts (Responsable d'Equilibre)

Ce mécanisme repose sur la minimisation du coût des écarts (positif ou négatif) et / ou le coût de sourcing du responsable d'équilibre. Ce mécanisme peut utiliser à la fois des services énergétiques d'effacement (V1G) ou de production (V2G).

Il est applicable à l'ensemble des cas d'usage à l'exception des cas sur autoroute et en voirie, où il n'y a pas de valeur économique évidente à retarder une charge à forte valeur économique pour l'opérateur pour rechercher une valorisation dans un service qui contraint l'expérience client.

Il n'y a pas de freins réglementaires identifiés à la valorisation sur les marchés de l'électricité d'une énergie non consommée pour la charge ou d'une énergie réinjectée, mais il existe peu de valeur économique du fait de « spreads » (i.e. coûts des écarts) faibles sur les marchés de l'énergie.

NEBEF

Ce dispositif permet aux acteurs de valoriser des effacements directement sur les marchés journaliers et intra-journalier de l'énergie, en notifiant à RTE les effacements qu'ils activeront le lendemain. Il permettrait de valoriser des effacements V1G de recharge.

Il est applicable à l'ensemble des cas d'usage à l'exception des cas sur autoroute et en voirie, où il n'y a pas de valeur économique évidente à retarder une charge à forte valeur économique pour l'opérateur pour rechercher une valorisation dans un service qui contraint l'expérience client.

Il n'y a pas de freins réglementaires identifiés à la valorisation d'une énergie non consommée pour la charge (effacement en V1G), mais les **règles à suivre sont complexes** pour le véhicule :

- l'établissement de la courbe de référence via la méthode complexe de « rectangle à double référence corrigée » (la seule qui permet aux agrégats de VE derrière des PDL profilés à effectuer de l'effacement sur NEBEF),
- le contrôle du réalisé (les contraintes de double rectangle avec obligation de charger avant et après),
- le comptage (au niveau point de livraison du domicile qui inclut le « bruit » des autres charges du domicile. Les règles MA et NEBEF permettent l'utilisation de données à la maille de l'usage dans certains cas. Par ailleurs RTE concerte actuellement pour expérimenter cette possibilité de façon généralisée.).

La non uniformité des règles entre NEBEF et MA est un frein (en termes de règles d'éligibilité minimale ou de foisonnement entre production et soutirage notamment).

Pour les cas d'usage en voirie, sur des charges lentes, la valeur économique à rendre au client pour le convaincre d'accepter une optimisation et donc un compromis sur sa recharge (plus longue, moins d'énergie,) doit être importante; les prix de marchés actuels ne le permettent pas. Le cas des charges rapides est quant à lui incompatible avec de l'effacement.

3.3.4. Autres mécanismes de valorisation : CO2, remplacement, ...

Optimisation sur signal CO2 avec ou sans valorisation financière

Ce mécanisme repose sur l'optimisation de l'empreinte carbone de la consommation d'énergie pour la recharge en utilisant des signaux sur la composante CO2 du mix électrique pendant la recharge. Il peut être envisagé de valoriser la diminution de l'empreinte carbone de la consommation énergétique sur les marchés carbone sous la forme d'un effacement CO2. Ce mécanisme utilise le service V1G.

Il est applicable à l'ensemble des cas d'usage à l'exception des cas sur autoroute et en voirie, où il n'y a pas de valeur évidente à retarder une charge et à contraindre l'expérience client.

En métropole, il n'existe actuellement pas de cadre réglementaire pour ce type de services et de marchés, et la valorisation économique du CO2 est indirectement pris en compte par le prix du CO2 de l'EU ETS. Dans ce sens, nous avons intérêt à avoir le prix le plus haut possible pour que l'optimisation économique corresponde bien à une optimisation CO2. Des contraintes réglementaires existent pour encourager ce mécanisme en ZNI¹¹ / Zone insulaire.

Valorisation en source de remplacement

Le VE dans le cadre d'un service de V2X peut offrir une solution de remplacement d'alimentation électrique principale, complémentaire ou en remplacement de tout ou partie d'une source existante en cas de discontinuité ou de non qualité de la fourniture d'électricité. Ce mécanisme utilise le service V2H et/ou V2B.

Il est applicable aux cas d'usage « à domicile » ou « au travail » et beaucoup moins sur les cas en voirie où une source de remplacement n'est pas forcément attendue. Il nécessite de disposer d'une installation électrique en aval PDL permettant l'utilisation d'une source de remplacement. Ce mécanisme est particulièrement intéressant en ZNI ou en zone « mal desservie ».

11 Zone Non Interconnectée: Réseau électrique de distribution isolé et non connecté à un réseau « continental », par exemple réseau insulaire.

Valorisation pour l'amélioration de la qualité de l'énergie en aval compteur

Ce mécanisme valorise un service de V2B / V2G pour améliorer la qualité de l'électricité en aval d'un PDL dégradée par des installations industrielles ou l'énergie réactive réinjectée sur le RPD par des installations industrielles. Ce mécanisme utilise le service V2B.

Par exemple, le TURPE comprend une composante d'énergie réactive (uniquement pour les clients en abonnement > 36 kVA). La tarification prévoit de facturer l'énergie réactive soutirée pendant les mois de novembre à mars, de 6 h à 22 h, du lundi au samedi, les jours ouvrables, pour la partie qui dépasse 40 % de l'énergie active consommée pendant la même période. Par exception, la facturation s'applique aux heures de pointe et aux heures pleines de novembre à mars pour les tarifs à différenciation temporelle. A titre d'illustration sur le mois de décembre 2019, sur un département français, une vingtaine de clients (gros consommateurs) ont payé un montant de ~20 k€ (1,94 c d'€ /kvar.h injectés ou soutirés).

Ce mécanisme s'applique aux cas d'usage « au travail » dans un contexte particulier de présence d'installations industrielles ayant un impact fort sur la qualité locale de l'électricité. Des infrastructures de recharge spécifiques devront aussi être envisagées.

4. Références

- [1] Electric Surge: Carmarkers' electric car plans across Europe 2019-2025 de Transport&Environment publiée en juillet 2019
- [2] RTE – MAI 2019 - Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique
- [3] Rapport « La normalisation, un des outils stratégiques pour la recharge intelligente du véhicule électrique » du groupe de travail AFNOR « Intégration des véhicules rechargeables dans les réseaux électriques » Décembre 2016
- [4] CRE - DOCUMENT DE RÉFLEXION ET DE PROPOSITION – SEPTEMBRE 2019- Le stockage d'électricité en France
- [5] DIRECTIVE 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 : articles 2 ; 15.5 ; 16 ; 17 et 32 en particulier
- [6] CRE - DOCUMENT DE RÉFLEXION ET DE PROPOSITION - OCTOBRE 2018 - Les réseaux électriques au service des véhicules électriques
- [7] Enedis, documentation technique de référence (DTR) des prescriptions techniques pour le raccordement à ses réseaux des dispositifs de stockage - référence Enedis-PRO-RES_78E, version 1
- [8] Décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures de transposition de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs
- [9] ENEDIS – NOVEMBRE 2019 - ENEDIS_Partenaire de la mobilité électrique
- [10] CharIN, Grid Integration Levels, 2020-02-18 Version 5.1, https://www.charinev.org/fileadmin/Downloads/Papers_and_Regulations/CharIN_Levels__Grid_Integration_v5.1.pdf
- [11] ENEDIS – OCTOBRE 2019 - Les flexibilités au service de la transition énergétique et la performance du réseau de distribution

5. Termes & abréviations

BT – Basse Tension
CEP – Clean Energy Package
CRE – Commission de Régulation de l’Energie
ENR – Energies Renouvelables
GRD – Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRT – Gestionnaire de Réseau de Transport
GT- Groupe de Travail
HP / HC – Heures Pleines / Heures Creuses
IRVE – Infrastructure de Recharge de Véhicules Electriques
NEBEF – Notification de Bloc d’Effacement
PDL – Point de Livraison
PPE – Politique Pluriannuelle de l’Energie
PV - PhotoVoltaïque
RPD – Réseau Public de Distribution
RPT – Réseau Public de Transport
STEP – Solution de Transfert d’Energie par Pompage
TURPE – Tarif d’Utilisation des Réseaux Publics d’Electricité
VE - Véhicules Electriques
VHR – Véhicule Hybride Rechargeable
VP – Véhicule Particulier
VUL – Véhicule Utilitaire Léger
V1G – Smart Charging
V2B – Vehicle-to-Building
V2G – Vehicle-to-Grid
V2H - Vehicle-to-Home
V2X- Vehicle-to-anything

