

La recharge intelligente des véhicules électriques



Les technologies de charge intelligente des véhicules électriques sont essentielles pour l'équilibre du système électrique, avec à la clef un gain financier pour les utilisateurs

Résumé

La transition écologique nous impose de décarboner notre économie, comprenant nos transports et nos systèmes de production d'électricité. Une bonne partie du mix électrique futur envisagé en France (et dans le monde) comprend du solaire et l'éolien, qui sont des énergies renouvelables intermittentes, marquées par une forte variation de production (cycle jour-nuit, périodes avec ou sans vent).

L'électrification de notre économie et de nos transports va entraîner une forte augmentation de la demande en électricité, et donc autant de demande potentiellement reportable pour s'adapter à la nouvelle donne de production. Cet article explore dans quelle mesure la recharge des véhicules électriques pourra s'effectuer dans les périodes de forte production, et ainsi alléger les contraintes sur le système électrique.

Nous avons rappelé les évolutions prévisibles de notre mix électrique en 2035 et 2050 ; nous avons condensé les résultats de plusieurs études sur la contribution de la recharge intelligente à l'équilibre offre-demande du réseau, et nous avons restitué les gains financiers correspondants pour le système électrique, ainsi que pour l'utilisateur. Enfin, nous avons sélectionné un ensemble de recommandations pour accompagner la transition énergétique grâce à la recharge intelligente des véhicules électriques :

- **Uniformiser les équipements** est un prérequis technique : obligation **ISO 15118-20** et **label V2X-ready** sur toutes les bornes neuves, standardisation **AC 7–22 kW** pour réduire le **CAPEX**, firmwares certifiés, **HEMS intelligents**, **API ouvertes** et **plateforme de données interopérable** (Linky–borne–VE–agrégateur) dans le respect du **RGPD**.
- **Structurer le cadre réglementaire** : recharge **pilotée par défaut (V1G)** dans 80 % des logements, transmission des signaux tarifaires via **Linky**, **pérennisation des expérimentations tarifaires dans le cadre de la V2G**, création d'un **guichet national d'agrégation**, intégration obligatoire de la **rémunération V2G dans les contrats LOA/LLD**, et **feuille de route intersectorielle** partagée.
- **Rendre le V2X économiquement attractif** : **crédit d'impôt** et **TVA réduite** pour les bornes V1G, **barème €/kW + bonus** pour le V2G, **aides couplées PV + borne**, financement du **surcoût réseau** via fonds publics ou **modulation tarifaire**, et **fonds d'amorçage V2X** pour les PME innovantes.
- **Déployer à grande échelle** : **programme pilote national** (200 000 foyers), priorisation des **flottes captives**, bornes V2X obligatoires sur **axes stratégiques**, soutien au **V2H pour l'autoconsommation**, et **tableau de bord public** trimestriel (indicateurs techniques, économiques, CO₂).

Afin de respecter leurs engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre, les pays européens sont contraints de modifier structurellement leurs modes de production d'énergie. Cela passe par un double mouvement :

1) **D'électrification des usages**, en faisant basculer certains modes de consommation du thermique vers l'électrique. C'est notamment le cas du transport individuel (de la voiture thermique vers la voiture électrique ou d'autres modes de transport) ou du chauffage résidentiel (du fioul vers des pompes à chaleur alimentées en électricité)

2) **D'augmentation de la part des énergies renouvelables et décarbonées** dans la production d'électricité.

Dans ce contexte, le gestionnaire du réseau français RTE a établi un plan d'évolution à 2050 qui planifie les évolutions possibles de la production et de la consommation d'électricité. L'objectif est de présenter différents scénarios, afin d'aider les décideurs dans leurs choix de politique énergétique futurs. La plupart des scénarios élaborés envisagent une augmentation forte de la part du renouvelable en lieu et place du thermique et du nucléaire, avec même un scénario 100% renouvelable envisagé.

Cependant, ces scénarios ne sont envisageables qu'à la condition d'installer, en parallèle d'infrastructures de production renouvelable, des capacités de gestion de flexibilité. En effet, l'intermittence de la production en lien avec les conditions météorologiques rendent nécessaires de décaler temporellement les consommations, ou de stocker l'électricité produite lorsque les conditions sont favorables (vent et soleil) pour la réinjecter lorsque les conditions le sont moins.

Les véhicules électriques représenteront à terme une part non négligeable de notre consommation électrique totale (environ 35TWh des 615TWh consommés en 2035, et 80TWh des 645TWh consommés en 2050) avec de puissants appels de puissance associés. Le **pilotage tarifaire statique de la recharge** (système heures creuses/pleines, puissance maximale à ne pas dépasser sur certains horaires) ne suffira plus à équilibrer un système sous contrainte.

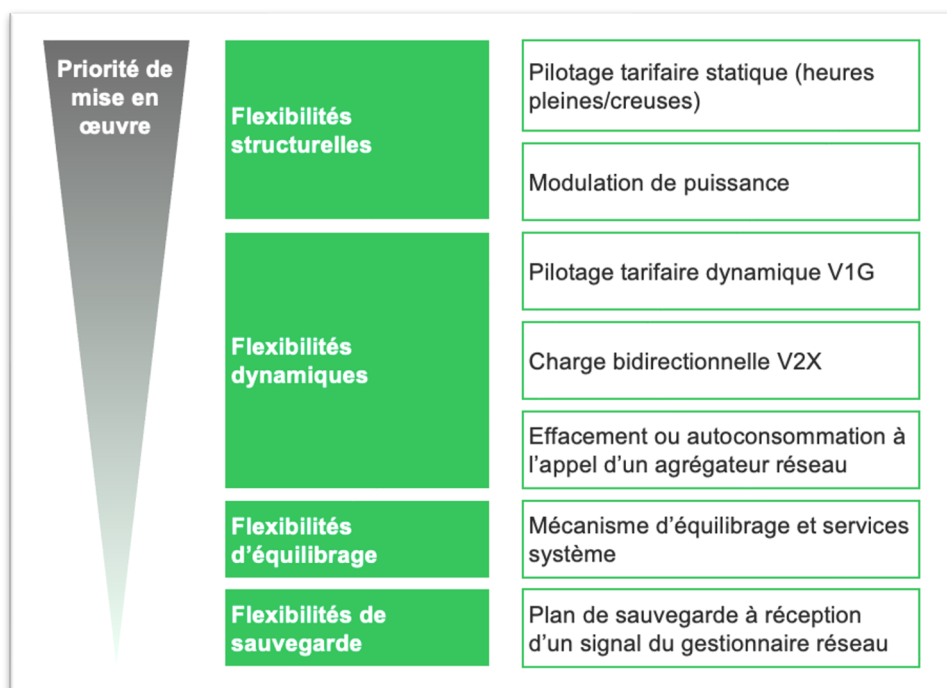
C'est pourquoi les **technologies de recharge intelligente**, font partie des solutions qui peuvent accompagner cette transition :

- Le **V1G (smart charging ou pilotage dynamique)** : le pilotage intelligent de la recharge, qui va au-delà de la charge heures pleines/creuses ou toute autre tarification fixe quelle que soit sa granularité. Le véhicule reçoit un signal prix de l'électricité en temps réel qui lui permet de recharger au meilleur moment pour le système et l'utilisateur.
- Le **V2H/V2B (vehicle to home/building)** : charge bidirectionnelle qui permet d'alimenter localement des équipements, comme sa maison. On achète l'électricité au tarif le plus bas quand le système est en surproduction, et on la stocke pour l'utiliser lors d'un pic de demande.
- Le **V2G (vehicle to grid)** : charge bidirectionnelle qui permet de réinjecter de l'électricité dans le système en la revendant.

Le groupe Renault, par exemple, via sa filiale Mobilize, pousse fortement le déploiement de la recharge bidirectionnelle V2G. Renault s'appuie sur une borne de 7 à 22kW en courant alternatif (AC). Sa nouvelle voiture, lancée fin 2024, la Renault 5, sera équipée de la fonctionnalité V2G en série hors modèle de base. Malgré un partenaire fournisseur d'énergie et un modèle économique à confirmer - notamment en termes de taxation et redevance au réseau - Renault annonce dans ses communications une économie de 50% pour un

utilisateur moyen qui dépense 400€/an pour la recharge de son véhicule, soit 200€ d'économies potentielles.

Les différents types de pilotage de la recharge des VE, par priorité de mise en œuvre



Source : adapté de [Enedis, le pilotage de la charge des véhicules électriques \(2024\)](#)

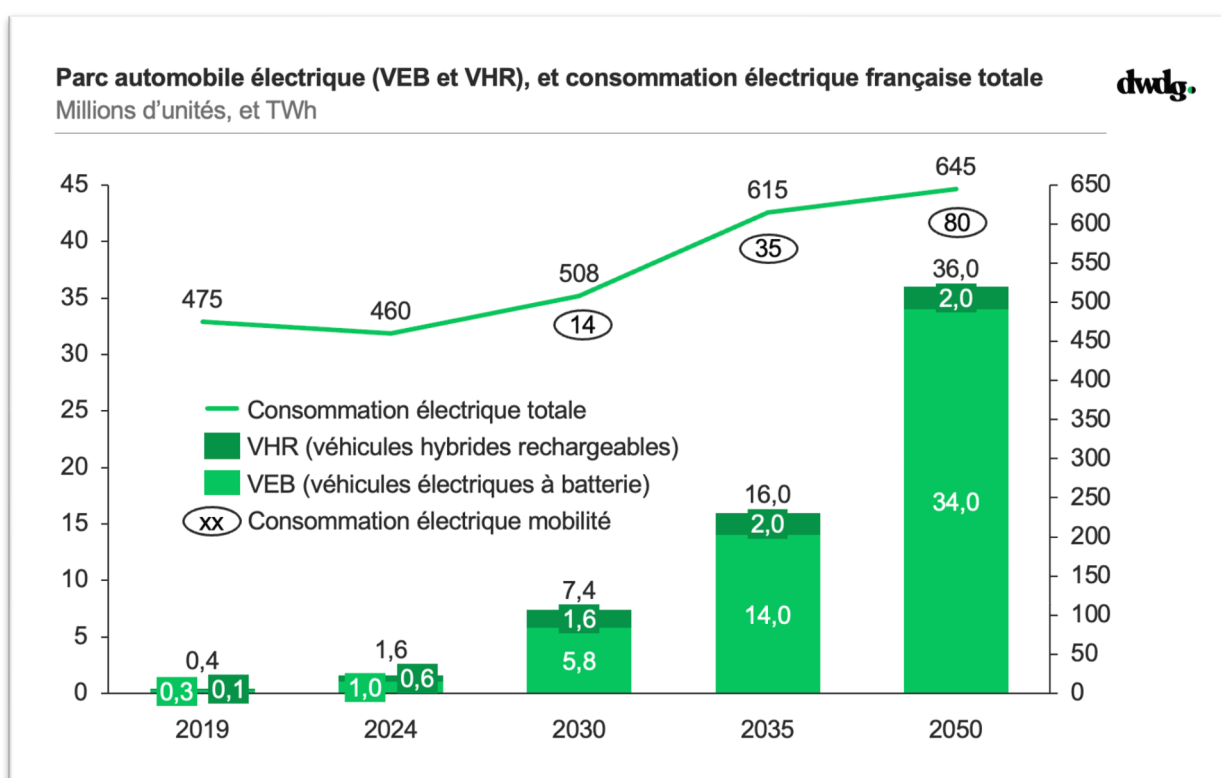
Exemples de déploiement du V2G

Les offres commerciales restent très peu nombreuses. La CRE relaie en décembre 2023 un total de 121 projets dans le monde via la plateforme V2G-hub, dont :

- Projet Flexitanie : en Occitanie, déploiement de 50 bornes V2G et 100 bornes V1G pour 1MW de flexibilités, en partenariat avec la start-up Dreev (co-entreprise entre EDF et la start-up Nuvve)
- Projet aVEnir : à Lyon et en région PACA, ce projet rassemble 12 partenaires, et mesure notamment la synchronisation de l'écosystème ainsi que les comportements utilisateurs
- Projet Kaluza : au UK, avec une flotte de 300 VE Nissan Leaf, ce projet a testé le V2G avec rémunération pendant 3 ans, montrant que les utilisateurs pouvaient économiser jusqu'à £725/an
- Au Japon, Nissan propose depuis 2012 une Nissan Leaf avec V2H, et a vendu 8200 bornes bidirectionnelles
- En Italie, Fiat Chrysler et Engie EPS ont lancé un projet V2G à Turin pour 64 bornes bidirectionnelles DC de 50kW capables de fournir des services système dits *Fast Frequency Reserve* (réserve primaire mobilisable en moins d'1 seconde, sur une durée de 30min)

En 2050, la demande française sera de 645 (± 100) TWh, avec une part d'énergies renouvelables de 73 à 86 % des capacités installées

La consommation totale d'électricité en France devrait passer de 475 TWh en 2019 à 645 (± 100) TWh en 2050 dans le scénario de référence. La consommation d'électricité pour le transport individuel, avec l'électrification du parc, devrait de son côté passer à 80 TWh en 2050, pour un parc de véhicules électriques légers électrifié à 95% soit 36 millions de véhicules électriques rechargeables et hybrides rechargeables¹.



Source : RTE - [Bilan prévisionnel 2023](#) et [ICCT, infrastructure de recharge \(2021\)](#)

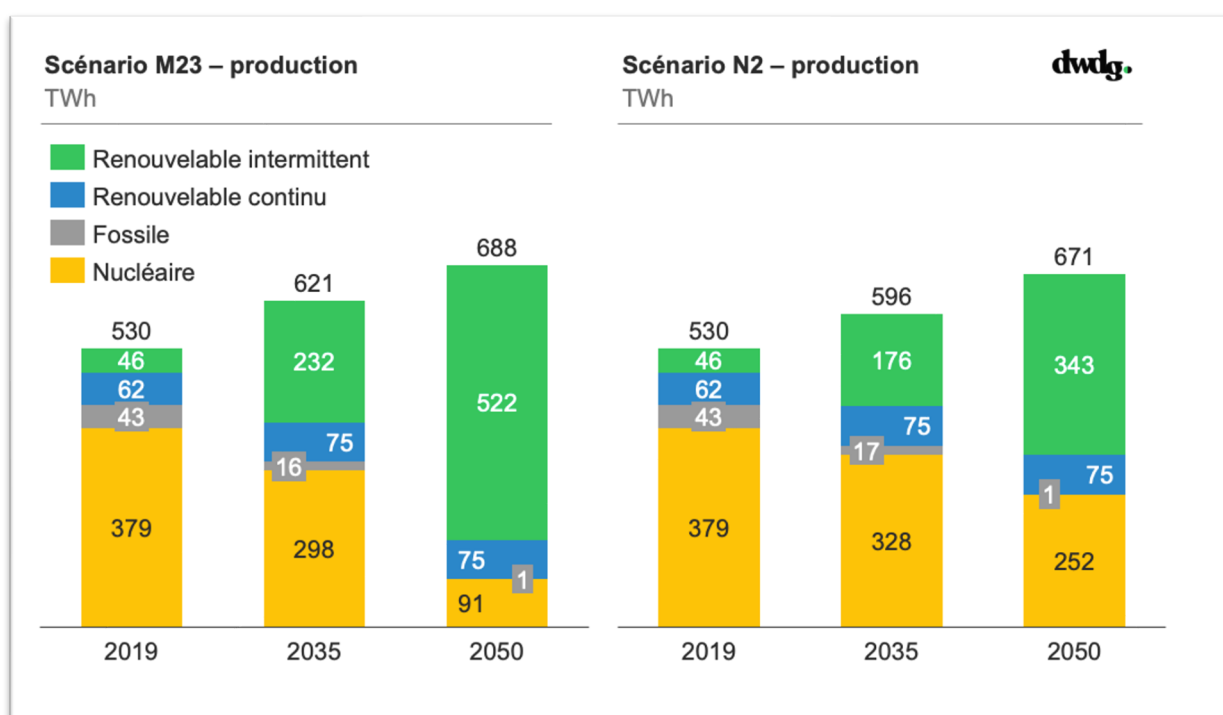
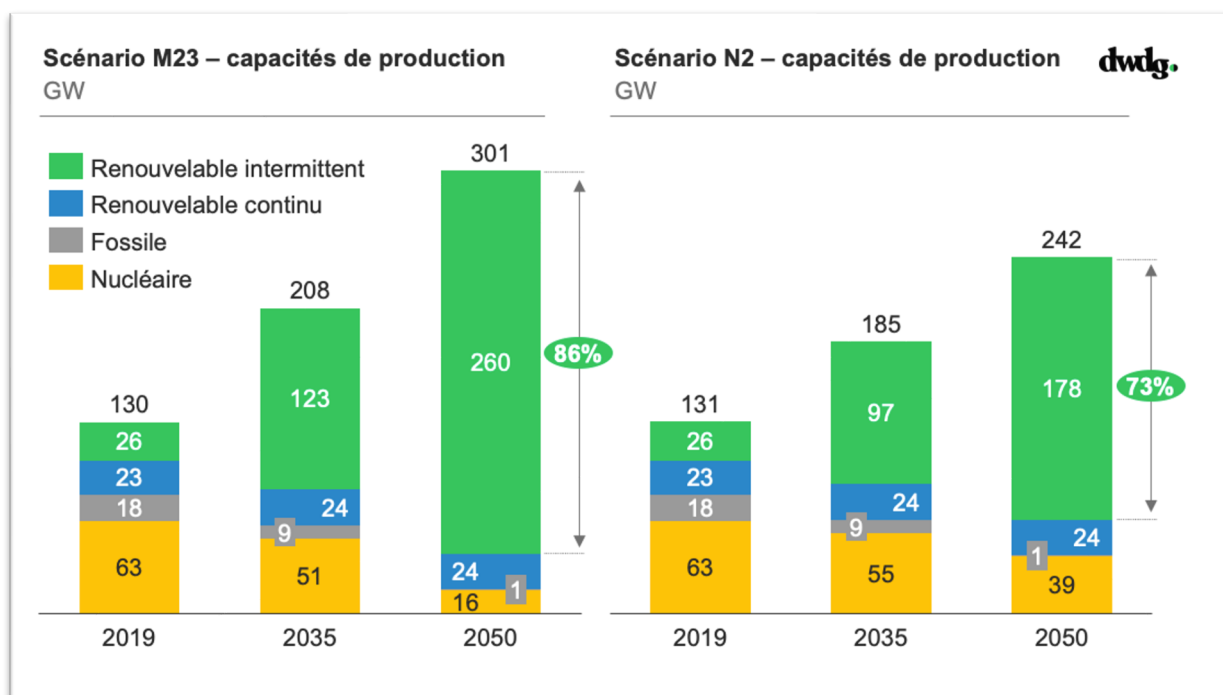
La demande en 2050 fait apparaître une augmentation des besoins due à l'électrification, et par ailleurs un meilleur lissage de celle-ci grâce à sa meilleure répartition et à la flexibilité de la demande. La part de la consommation flexible passera ainsi de 4% en 2019 à 15% en 2050 dans la trajectoire de référence, avec une cyclicité moins marquée mais des niveaux de demande plus élevés tout au long de la journée ainsi que durant la période estivale.²

Nous avons retenu les scénarios RTE M23 et N2 (parmi les 6 scénarios proposés), respectivement avec des capacités de 16GW et 39GW de nucléaire en 2050³.

¹ RTE - [Futurs énergétiques 2050](#), chapitre 3, et [Bilan prévisionnel 2023](#)

² RTE Futurs Énergétiques 2050, chapitre 3.8

³ RTE Futurs Énergétiques 2050, chapitre 5.2



- Le scénario M23 est un scénario 100% nouvelles capacités de renouvelable, avec une sortie du nucléaire progressive,
- Le scénario N2 est un scénario énergies renouvelables + un programme nouveau nucléaire relancé avec une vague de réacteurs EPR2 en sus des 6 réacteurs EPR prévus, similaire à celui annoncé par Emmanuel Macron en 2022.

Les énergies renouvelables ont une production plus faible en proportion par rapport à la puissance installée (la capacité de production) que les énergies fossile et nucléaire. En effet, le facteur de charge de l'éolien ou du solaire est loin de 100% du fait de la nature intermittente de ces énergies, et les barrages hydroélectriques ne produisent pas non plus

en permanence. Le scénario M23, du fait de la plus grande proportion d'EnR intermittentes, entraîne par ailleurs plus de contraintes sur les systèmes de production électrique.

Ces deux scénarios font tous deux fortement augmenter la part du renouvelable intermittent dans la production électrique, ajoutant ainsi des contraintes fortes dans la gestion de l'adéquation offre-demande pour le système. Notamment, pour les scénarios M23 et N2, on peut noter des besoins en modulation selon la nature de l'horizon temporel considéré :

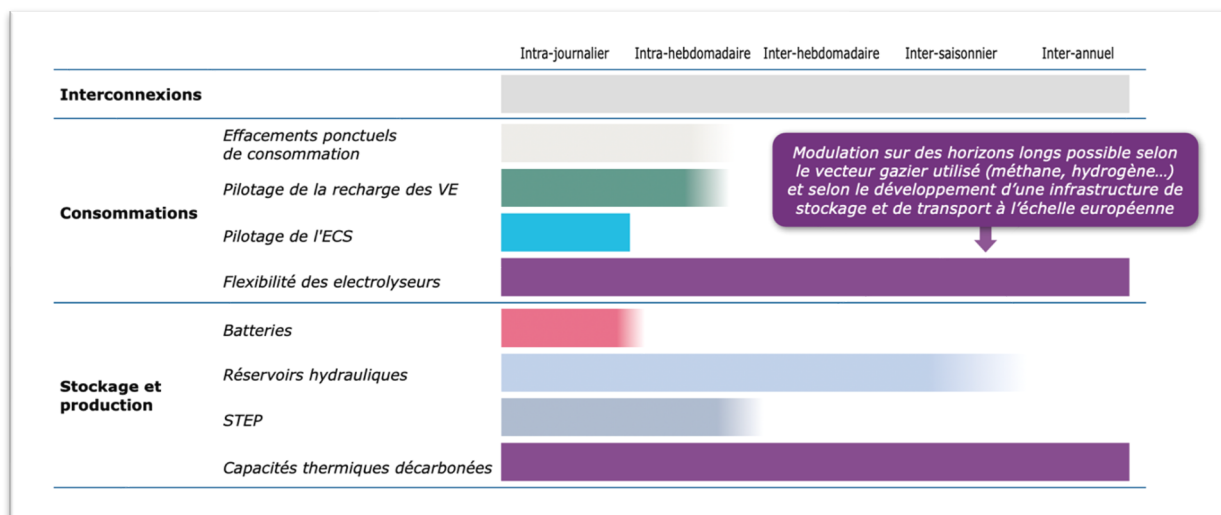
- **Intra-jour** : le besoin de modulation lié à la consommation est de 50GWh/jour en 2022, et sous production solaire, sous l'effet du cycle jour/nuit, augmente en 2050 à 200GWh et 145GWh pour les scénarios M23 et N2, respectivement (voir tableau ci-dessous). Cela multiplie par 3 ou 4 les besoins selon le scénario.
- **Intra-hebdomadaire** : c'est ici principalement l'éolien qui augmente le besoin en modulation, avec des besoins quadruplés dans le scénario M23 et qui font x2,6 dans le scénario N1.
- **Inter-hebdomadaire** : l'alternance de périodes de plusieurs jours sans vent et de périodes avec vent entraîne également une augmentation sensible des besoins.
- **Inter-saisonnier** : ici, le besoin de modulation diminue légèrement, car on a 3 effets combinés contracycliques : (i) l'augmentation de la climatisation en été alors que c'est la période la moins consommatrice aujourd'hui (ii) la baisse de la consommation hivernale avec la rénovation thermique des bâtiments et le déploiement massif des pompes à chaleur et (iii) la production plus importante de l'éolien en hiver.
- **Inter-annuel** : enfin, le besoin de modulation inter-annuel augmente à cause de la variabilité du facteur de charge éolien, qui peut être très différent d'une année sur l'autre (e.g., 21% en 2018 vs. 26% en 2020).

Besoin de modulation par horizon temporel, en 2050, scénarios M23 et N2 Unités multiples				
dwdg.	2022	2050		
		M23	N2	
Intra-journalier GWh/jour	60	78	79	
		22	7	
	-10	107	59	
	50	207 (x4)	145 (x3)	
Intra-hebdomadaire TWh/semaine	0,26	0,35	0,35	
	0,05	0,89	0,50	
		-0,04	-0,02	
	0,31	1,20 (x4)	0,82 (x2,6)	
Inter-hebdomadaire TWh/saison	18,4	15,3	15,3	
	-1,2	11,2	3,6	
	1,2	2,2	4,2	
	18,4	28,7 (x1,6)	23,1 (x1,3)	
Inter-saisonnier TWh/an	34	26	26	
	-4	-34	-22	
	1	28	19	
	31	20 (x0,6)	22 (x0,7)	
Inter-annuel TWh/an	7	7	7	
	1	-1		
		11	7	
	8	17 (x2)	14 (x1,8)	

Source : adapté de RTE - Futurs énergétiques 2050, chapitre 7.1.4.3

Les besoins de modulation les plus forts sont dès lors sur l'intra-journalier et de l'intra-hebdomadaire. Il s'avère que le pilotage de la recharge est une très bonne flexibilité intra-journalière, et dans une certaine mesure peut s'appliquer au pilotage intra-hebdomadaire pour les usagers non intensifs.

Solutions de flexibilité et horizons temporels associés



Source : RTE - Futurs énergétiques 2050, chapitre 7.1.5

Concernant le pilotage de la recharge des VE, si on charge les véhicules sur une prise domestique, l'effacement de la recharge d'un million de véhicules représente déjà 2GW, soit 2 tranches nucléaires. Sur une borne renforcée 7kW (on peut monter jusqu'à 11kW sur les installations monophasées, qui sont celles de la grande majorité des habitations), cela représente 7GW.

Une incitation tarifaire weekend pourrait capturer les usages non intensifs des véhicules. Et la batterie du VE peut même permettre d'effectuer du V2H/V2B pour réduire sa facture d'électricité.

La recharge intelligente est un moyen de flexibilité incontournable pour le système électrique, et qui permet à l'utilisateur de limiter sa facture

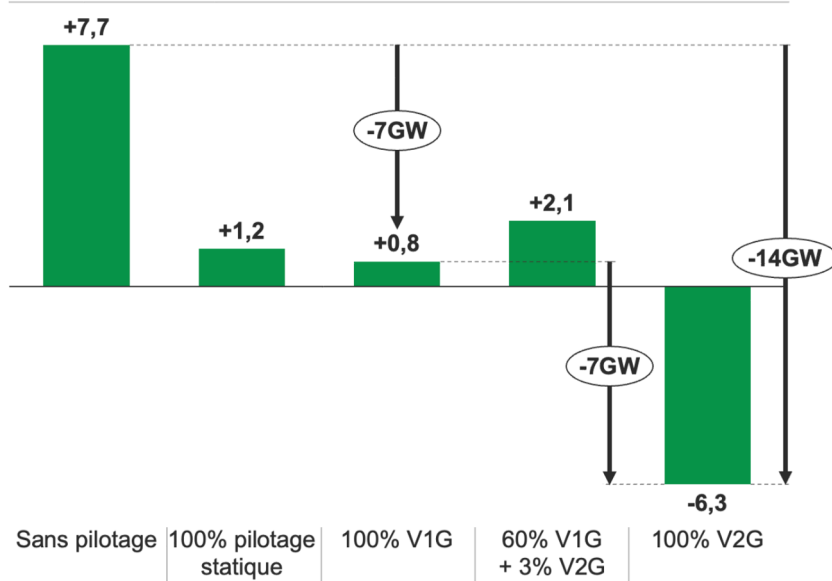
A l'horizon 2035, le gisement de flexibilité atteignable (pour 11,4 millions de véhicules) serait de l'ordre de 7GW pour l'ensemble des véhicules, avec le V1G. Si on généralise par ailleurs le V2G, on obtiendrait 7GW de flexibilités supplémentaires.

En 2050, on estime que ce gisement pourrait être bien supérieur, selon les hypothèses de configuration du parc. Les hypothèses les plus hautes nous montrent que lors des pics, versus une contrainte additionnelle sur le parc de +37GW sans aucun pilotage, une configuration « flexibilité médiane » (20% pilotage statique, 40% pilotage dynamique, 6% V2G, le reste non piloté) nous permettrait d'avoir -21GW de puissance effaçable, quand une configuration « flexibilité haute » (11% pilotage statique, 57% pilotage dynamique, 20% V2G) nous permettrait d'avoir -40GW de puissance effaçable.

Effets de l'électromobilité sur les pics de demande électrique en 2035

GW

dwg.

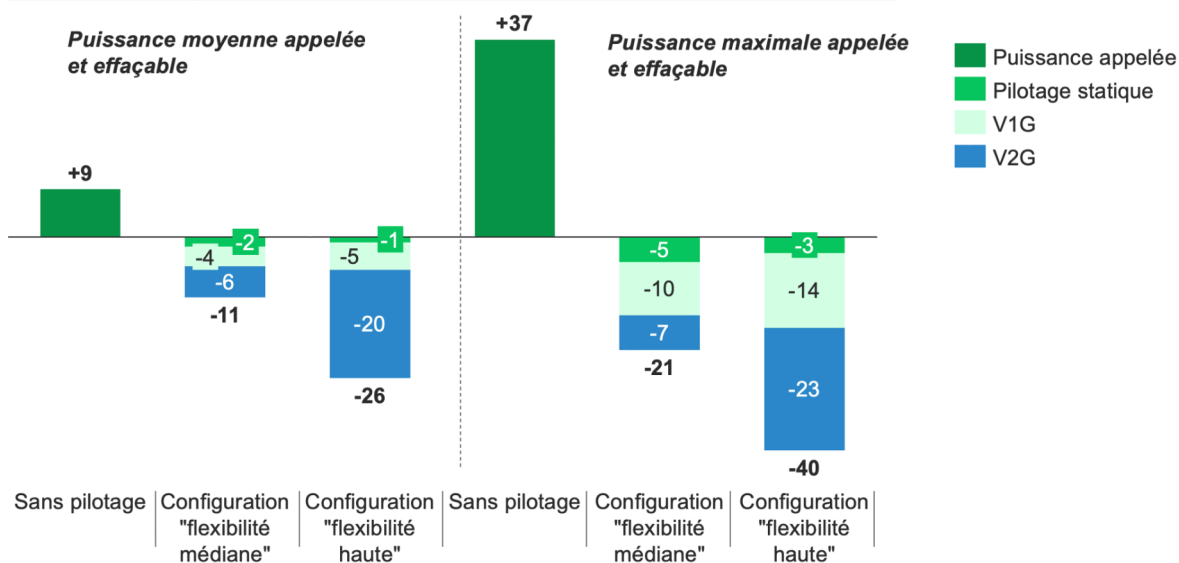


Sachant que sans la recharge des voitures électriques, les pics seraient autour de 80GW en 2024, et autour de 90GW en 2035 et de 100GW en 2050 (pour des pics définis comme ayant 1 chance sur 10 de se produire)

Effets de l'électromobilité sur les pics de demande électrique en 2050

GW

dwg.

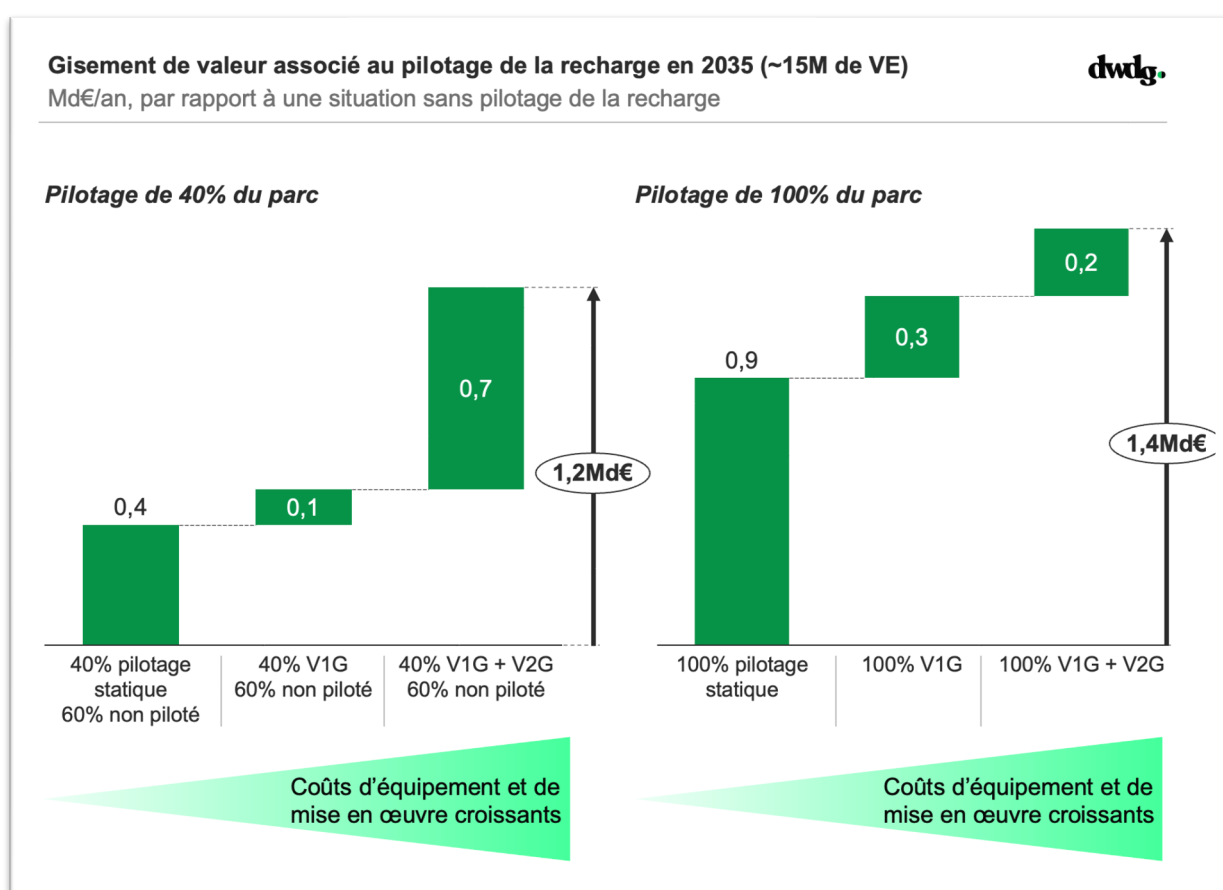


Source : RTE - Futurs énergétiques 2050, chapitres 3.8 et 7.3.2 ; et [RTE - Groupe de travail 7 - Flexibilité](#), ch. 3.2.1

Concernant les gains financiers de ce lissage de pics que permet la recharge intelligente, RTE a tenté de dimensionner un impact dans un scénario à 15 millions de véhicules électriques (VEB et VHR), ce qui correspondrait à l'année 2036 dans notre scénario ici considéré.

Il en ressort que les plus forts gisements de valeur sont associés à deux situations :

- Si l'on pilote uniquement une partie du parc (ici 40%), il faut investir dans le V2G pour pouvoir contrebalancer l'effet sur le système de la recharge non pilotée des autres véhicules
- Si l'on pilote 100% du parc, les gains les plus forts sont associés au pilotage simple de la recharge, et qui peut même être statique uniquement si la grille est suffisamment fine pour ce faire. Si on regarde le total des coûts et des bénéfices, ce sont les options du pilotage simple, ou du pilotage intelligent, qui s'imposent, étant donné les coûts importants d'adaptation au V2G des véhicules et bornes.

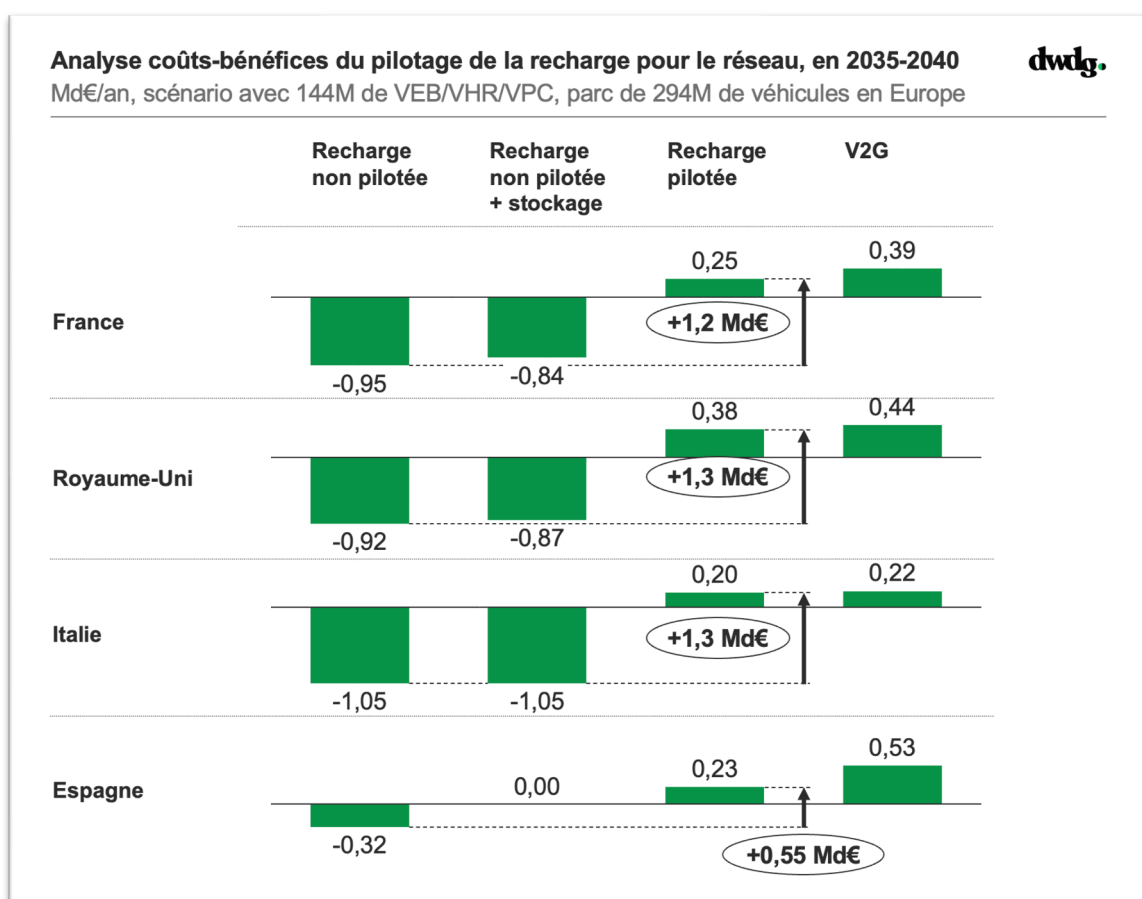


Source : [RTE - Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique](#) (mai 2019) - ch. 5.5

La résultante financière côté utilisateur nous montre qu'un pilotage tarifaire avec gestion de la puissance souscrite nous permet de quasiment diviser par deux la facture énergétique du VE. Des gains additionnels sont à aller chercher sur le V2X, mais restent incrémentalement limités, surtout pour le V2G, qui requiert des investissements supplémentaires portés par l'utilisateur, et qui ne bénéficie pas encore de traitement fiscal spécifique (voir encadré final sur le sujet).

Une autre analyse, menée par Transport & Environment⁴, estime les gains en France à 1,9Md€ en 2030 et 4,4Md€ en 2040, dans un scénario combinant V1G et V2X sur les voitures et les véhicules lourds.

Element Energy avait par ailleurs réalisé une étude⁵ prenant en compte les CapEx, OpEx, le coût du stockage, la capacité à absorber les pics, et le coût de l'infrastructure V2G, et aboutissait à des conclusions similaires : la plupart des bénéfices sont obtenus en passant à la recharge intelligente. Leurs calculs ont été effectués au niveau européen, pour un parc de 144 millions de VEB/VHR/VPC sur un parc total de 294 millions de véhicules en Europe.



Source : [Element Energy - Batteries on wheels](#) (juin 2019)

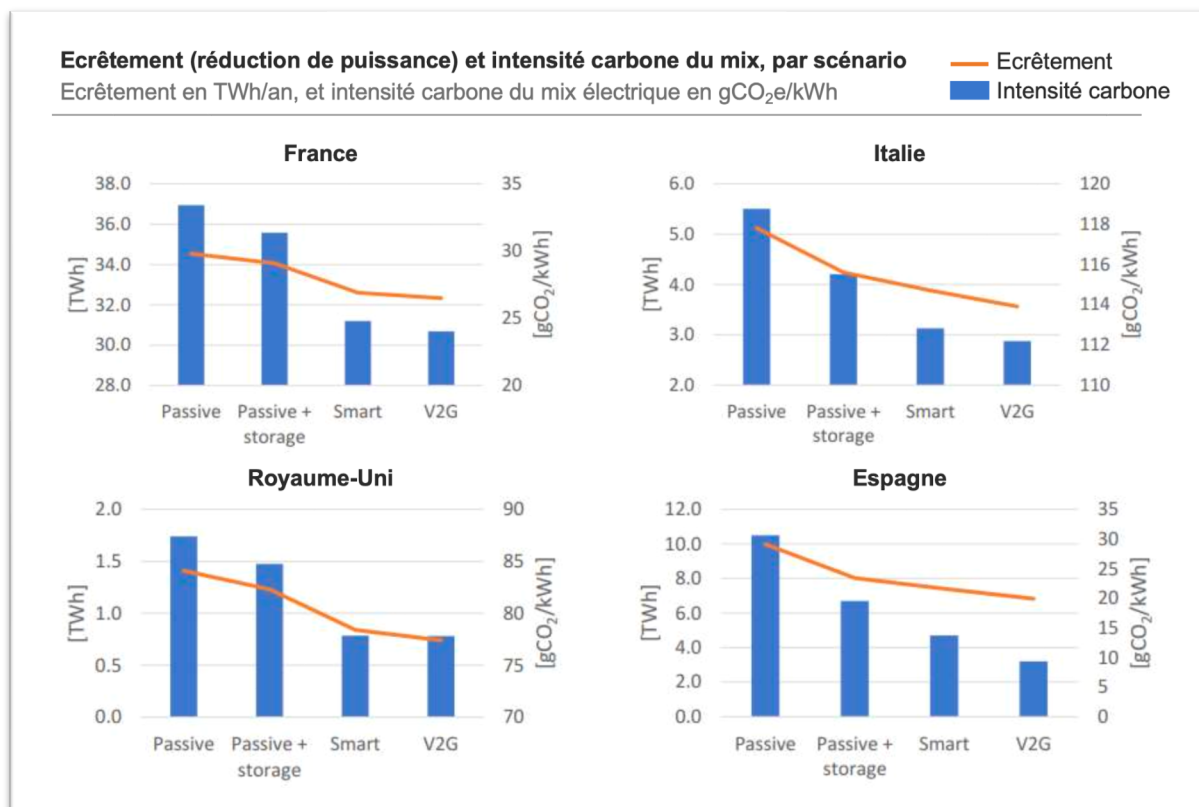
Les gains financiers pour le système complet en rythme annuel pourraient être supérieurs à 1,2Md€ pour la France, le Royaume-Uni et l'Italie, dans une situation où la recharge est pilotée, par rapport à une situation en recharge non pilotée. La majeure partie des gains s'effectue grâce au pilotage de la recharge, les gains apportés par le V2G sont marginaux. En Espagne, la situation est légèrement différente : à cause d'un déploiement plus massif du solaire, il y a plus de périodes de réduction de production d'énergie renouvelable/écrêtement, et le stockage permet d'en éviter une grande partie.

⁴ Transport & Environment, [Potential of a full EV-power-system integration in Europe & how to realise it](#) (2024)

⁵ Element Energy (racheté par ERM) - [Batteries on wheels](#) – (juin 2019)

Transport & Environment prévoit d'ailleurs des économies encore plus importantes, à 8,4Md€ en Allemagne en 2040, 3,6Md€ en Italie et 2,7Md€ au Royaume-Uni.

Concernant l'écèlement justement, tous ces scénarios le limitent fortement, et on peut mesurer une réduction de l'empreinte carbone du mix électrique comme reporté sur le graphique suivant. Au Royaume-Uni, par exemple, avec la recharge pilotée des VE on modélise une intensité carbone qui passe de 87 à 78gCO₂e/kWh, et un écèlement réduit de 60%.

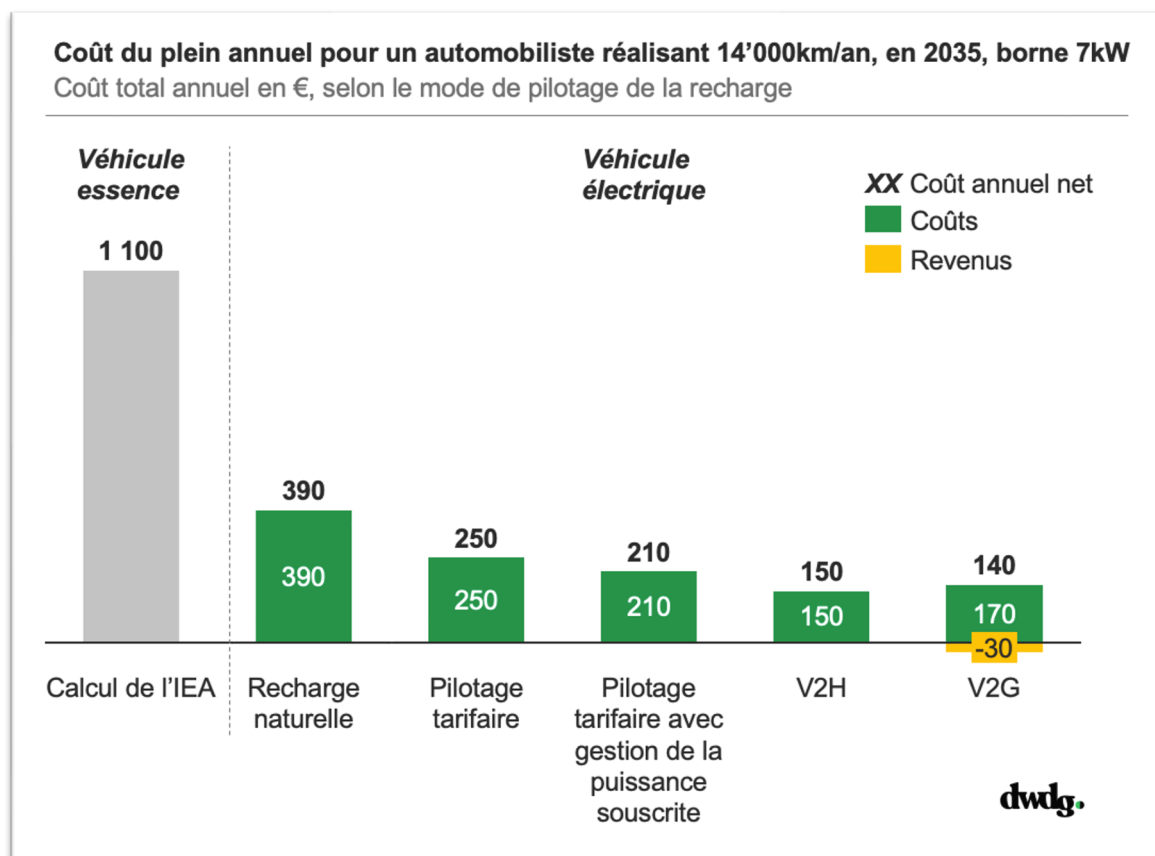


Source : Element Energy - Batteries on wheels (juin 2019)

Des analyses de sensibilité sur ces scénarios ont été faites, montrant notamment que si des investissements supplémentaires en solaire sont réalisés en Italie, la capacité réseau sera augmentée pour limiter l'écèlement sur la production solaire, et donc moins d'économies sur les CapEx et OpEx réseau seraient à observer en cas de charge pilotée. En Espagne, si le comportement utilisateur sur la recharge est modifié, et que plus de recharges sont effectuées en milieu de journée (quand le solaire est à son maximum de production), alors les bénéfices de la charge pilotée seraient également plus limités, de manière assez évidente.

D'autre part, si l'on regarde d'un point de vue utilisateur, pour un automobiliste moyen, le gain sur la facture peut être très conséquent, et rejoindre les conclusions des calculs de Renault qui promet de diviser la facture d'électricité par deux. Le coût du plein annuel est autour de 390€, et en passant au pilotage tarifaire avec gestion de la puissance, on peut faire descendre la facture à 210€. Le passage au V2H permet même d'économiser 60€ supplémentaires, pour une facture annuelle de 150€.

En revanche, et en l'état actuel de la réglementation fiscale, il n'est pas vraiment intéressant de passer au V2G, et en tout pas assez pour amortir les coûts d'investissement (voir encadré final sur le V2X, la taxation et le TURPE). En effet, l'électricité achetée puis revendue au système, est taxée à l'aller et au retour, de même que la redevance d'utilisation du réseau est payée à deux reprises.



Source : RTE - Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique (mai 2019) - ch. 6.3

Enfin, concernant l'éventuelle fourniture de services système en V2G, le système a besoin réserves automatiques qui contribuent à l'équilibrage du système électrique en temps réel et maintenir la fréquence, et qui demandent des temps de réaction allant de quelques secondes (réserve primaire) à quelques minutes (réserve secondaire). Les besoins en réserves d'équilibrage sont cependant très limités (inférieurs à 2% de la puissance maximale du parc). On parle d'un bénéfice annuel global inférieur à 100M€ en 2035, et donc avec une valeur pour rémunérer l'utilisateur V2G de l'ordre de 900€/an pour 100'000 véhicules participants, qui décroît rapidement avec le nombre de véhicules impliqués.⁶

⁶ RTE - Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique (mai 2019) - ch. 5.6

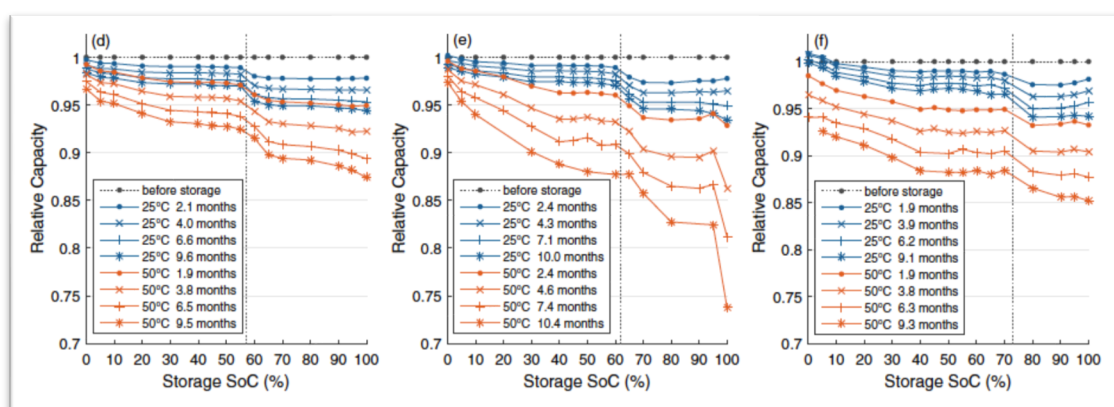
Focus sur l'usure de la batterie en V2X

Une crainte exprimée par les utilisateurs est que l'augmentation du nombre de cycles de charge/décharge lors du V2X pourrait entraîner une dégradation de la batterie accélérée. Cependant, les tests constructeurs et plusieurs études⁷ ont montré que pour les batteries lithium-ion (LIB) à chimie NCA, LFP, et NMC, les résultats de vieillissement de la batterie en conditions réelles dépendaient moins du nombre de cycles que d'autres facteurs, ici du plus important au moins important :

- i. **L'état de charge (SoC, state of charge)** : il faut éviter un haut niveau de charge (supérieur à 60%)
- ii. **La température de stockage** : pas de température trop haute
- iii. **Le courant de charge (C-rate, courant exprimé en fonction de la capacité batterie : 1C est un courant qui charge la batterie en 1 heure, et donc 2C en une demi-heure, etc.)** : le limiter à de faibles puissances de charge
- iv. **La profondeur de décharge (DoD, depth of discharge)** : à limiter, mais son effet est très lié au SoC
- v. **Le courant total cumulé de charge et décharge**, fonction du nombre de cycles
- vi. **Le vieillissement calendaire (calendar ageing)**, très lié à la température de stockage de la batterie.

En optimisant la profondeur d'utilisation de la batterie pour rester dans l'état de charge optimal, en contrôlant la température batterie, et en limitant la vitesse de charge, on dégrade finalement peu la batterie, et on obtient des durées de vie à 80% de capacité batterie initiale bien supérieures aux spécifications à la fin des 8 ans de garantie (hormis les toutes premières batteries du début des années 2010). En deuxième vie batterie (pour des capacités stationnaires), on peut aller jusqu'à 20-30 ans avant de les recycler. Dans ce cadre, la recharge intelligente peut même être un facteur de maîtrise du vieillissement de la batterie, notamment grâce au pilotage fin du SoC et du C-rate.

Capacité relative de la batterie, durant un stockage à différents SoCs, différentes températures, et différentes durées de stockage



Source : [Peter Keil et al., Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries \(2016\)](#) via [Wiljan Vermeer et al., A Comprehensive Review on the Characteristics and Modeling of Lithium-Ion Battery Aging \(2022\)](#)

⁷ [Wiljan Vermeer et al., A Comprehensive Review on the Characteristics and Modeling of Lithium-Ion Battery Aging \(2022\)](#)

Le déploiement de la recharge intelligente est prioritaire pour accompagner la transition énergétique

Un changement structurel s'opère en recourant massivement à la recharge intelligente : l'utilisateur accepte d'adapter ses comportements de consommation, et porte d'éventuels investissements. Il ou elle est rémunéré.e pour le service rendu au système, soit par une réduction de sa facture d'électricité, soit par la revente d'électricité au système.

Avere France⁸, Enedis⁹, et la Commission de régulation de l'énergie¹⁰ (CRE) ont émis plusieurs recommandations pour le déploiement de la mobilité électrique et de sa charge. Nous avons sélectionné une partie de ces recommandations, afin que les intérêts de l'ensemble du système électrique soient alignés.

Il est notamment question de poser sans attendre les bases d'un déploiement coordonné du V2X, en agissant de manière simultanée sur les volets technique, réglementaire, économique et opérationnel.

Sur le plan technique, il s'agit de garantir la compatibilité des équipements via une standardisation de la recharge AC lente, l'adoption généralisée du label V2X-ready, et la mise en place de protocoles ouverts permettant l'échange sécurisé des données entre véhicules, bornes, bâtiments et réseaux.

Sur le plan réglementaire, la priorité est de rendre systématique le pilotage de la recharge dans le résidentiel, où s'effectue l'essentiel des usages, en s'appuyant sur le compteur Linky et en levant les freins fiscaux qui pèsent encore sur le développement du V2G.

Côté économique, il convient de structurer un cadre incitatif clair, avec des aides à l'équipement, une tarification lisible, et un soutien aux surcoûts réseau dans les zones stratégiques.

Et enfin, sur le plan opérationnel, il est nécessaire de déployer à grande échelle des pilotes représentatifs, de cibler les usages prioritaires, et d'organiser un suivi public régulier pour ancrer la stratégie dans la durée.

1. Technique – Assurer la compatibilité, la fiabilité et l'interopérabilité des équipements

- Obligation ISO 15118-20 & label V2X-ready sur toutes nouvelles bornes publiques et résidentielles.
- Standardisation AC 7–22 kW pour limiter les coûts d'installation (CAPEX) côté utilisateurs et réseau.
- Optimisation de la puissance de raccordement en fonction des usages (notamment recharge lente à domicile).
- Développement des API standardisées pour interconnexion de Linky (compteur), borne, VE, EMS.
- Intégration de HEMS intelligents (type gridX/XENON) pour pilotage temps réel, PV + VE.

⁸ [Avere France - Pilotage de la recharge et Vehicle-to-Everything](#) (novembre 2023)

⁹ [Enedis, le pilotage de la charge des véhicules électriques](#) (avril 2024)

¹⁰ [CRE - Recommandations pour le déploiement de la mobilité électrique](#) (décembre 2023)

- Certification des firmwares (VE, bornes, agrégateurs) pour cybersécurité et qualité de service.
- Connexion des bornes via un protocole de communication ouvert et interopérable sur la chaîne de valeur (DSO, TSO).
- Plateforme commune de données dynamiques partagées (batterie, flexibilité, usage) dans le respect du RGPD.
- Coordination avec les constructeurs pour prise en charge ou compensation du surcoût V2X (~300 €/véhicule).

2. Réglementaire – Définir un cadre clair pour lever les freins et structurer le marché

- Obligation **V1G par défaut** : comportement de recharge pilotée pour 80 % des stations résidentielles et collectives.
- Utilisation du compteur **Linky** pour transmettre les signaux tarifaires (heures pleines/creuses, dynamique).
- Régime fiscal dédié **V2G** : pérenniser et approfondir les expérimentations tarifaires dans le cadre de la V2G
- Création d'un **guichet national d'agrégation** : accès simplifié pour agrégateurs sur marchés de flexibilité (R1/R2...).
- Obligation pour abonnements **LOA/LLD** : intégration de la rémunération V2G afin de répartir le coût usager.
- Réflexion sur l'**évolution du TURPE** : tarification différenciée selon les plages horaires et le service rendu.
- **Alignement intersectoriel** : fédérer États, énergéticiens, constructeurs, fabricants de bornes et opérateurs autour d'une feuille de route commune.

3. Économique – Rendre économiquement accessible et attractif l'équipement et l'usage du V2X

- **Incitation** fiscale à l'équipement en **bornes V1G intelligentes** (crédit d'impôt, TVA réduite).
- **Barème tarifaire V2G** : rémunération €/kW restitué + bonus pour performance (temps de réponse, fiabilité).
- Aides à l'achat couplé **PV + borne bidirectionnelle** via CEE / MaPrimeRénov'.
- Financement du **surcoût réseau V2G** (zones stratégiques) via fonds public ou modulation tarifaire.
- Intégration de la **rémunération V2G** dans les modèles économiques LOA/LLD pour lisser le coût utilisateur.
- **Fonds d'amorçage V2X PME** pour soutenir l'innovation (subventions, prêts, garanties).

4. Opérationnel – Déployer massivement et de manière coordonnée les solutions V2X

- **Programme pilote national** (200 000 foyers) : déploiement V1G/V2G/V2H, suivi impact technique, économique, social.
- **Priorisation des flottes captives** (collectivités, entreprises, autopartage) comme vecteur initial de massification

- Bornes **V2X obligatoires** sur infrastructures stratégiques : autoroutes, parkings publics, flottes logistiques.
- Favoriser **V2H/V2B pour l'autoconsommation solaire**, notamment en résidentiel.
- **Tableau de bord public trimestriel V2X** : indicateurs clés (bornes, capacité, kWh, revenus, CO₂ évités).

La question est ensuite de savoir quand les acteurs de la chaîne de valeur – états, producteurs et distributeurs d'énergie, gestionnaires réseau, fabricants automobiles, gestionnaires de charge – seront capables de s'accorder sur une direction commune, et sur des standards de communication pour pouvoir exploiter la recharge intelligente quelle que soit le mode retenu : V1G, V2H/V2B, ou V2G. Des discussions entre Enedis, RTE, les constructeurs automobiles, les fabricants de bornes et l'État français permettraient de réaliser cette ambition.

Glossaire

AC / DC : *alternative current / direct current*, courant alternatif / courant continu

DSO / TSO : *distribution / transmission system operator*, en France ce sont respectivement Enedis (96% du marché) et RTE

Écrêtement : réduction de la production électrique en période de surproduction non absorbable par le système. Ces pertes limitent la rentabilité des investissements et augmentent l'intensité carbone du mix électrique.

EnR : énergies renouvelables

Facturation nette : système de comptage de l'électricité qui soustrait l'électricité réinjectée dans le réseau de l'électricité soutirée

Flexibilité système : moyen d'équilibrer en puissance l'équilibre offre-demande sur le système électrique. Ce peut être un moyen de production, de stockage, ou une baisse de consommation.

LIB : *lithium-ion battery*, batterie lithium-ion

LFP / NMC / NCA : types de chimie de batterie lithium-ion

LOA / LLD : location avec option d'achat / location longue durée

Réserve primaire / secondaire / tertiaire : réserve de puissance à activation rapide pour palier à un déséquilibre du système, et restituer la fréquence à 50Hz. Les services système fréquence (à activation automatique) sont la réserve primaire, qui est la première à être mobilisée (activation <30s), puis la secondaire (activation entre 30s et 15min). La réserve tertiaire est appelée quand la secondaire est épuisée ; c'est un mécanisme d'ajustement activé manuellement, pour reconstituer durablement la puissance manquante.

Pilotage statique : pilotage de la recharge sur un système fixe heures pleines / heures creuses, ou toute autre grille horaire plus fine

TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

V1G : pilotage dynamique (ou intelligent) de la recharge, avec gestion de la puissance

V2G : vehicle to grid, charge bidirectionnelle avec réinjection du courant dans le système

V2H / V2B : vehicle to home / to building, charge bidirectionnelle avec réinjection du courant dans le logement individuel ou collectif

V2X : vehicle to everything, inclut le V2G / V2B / V2H, mais aussi le V2L (vehicle-to-load) qui est un cas d'usage non abordé dans ce document car plus minoritaire

VEB / VHR / VPC : véhicules électriques à batterie, véhicules hybrides rechargeables, véhicules à pile à combustible

Auteurs :

Pierre Supau (chef de projet), Clément le Guyader (consultant senior), Yuxi Lin (analyste)