



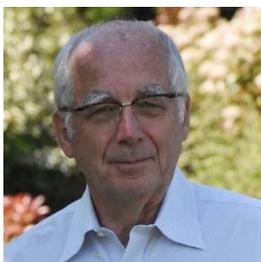
# Les synergies entre véhicule électrique et bâtiment

Comment les exploiter ?

Décembre 2024



## Les auteurs



**Jean-Pierre Hauet**  
Président du Comité  
scientifique



**Servan Lacire**  
Conseiller technique



**Olivier Lagrange**  
Responsable des affaires  
législatives et réglementaires

## Remerciements

Ont contribué au recueil d'informations et aux discussions :

Avere-France

Borne Recharge Service

Colas

Delta Dore

EDF

Enedis

Equans

Patenord Habitat

Renault

RTE

USH

Vinci

Volkswagen Group France

Zeplug

Toutefois, les conclusions de l'étude n'engagent que ses auteurs.



# Les synergies entre véhicule électrique et bâtiment

---

## Comment les exploiter ?

---

Décembre 2024

Pour tout renseignement concernant cette étude, utilisez le formulaire « contact » sur le site de l'association ou contactez Equilibre des Energies :

10 rue Jean-Goujon 75008 Paris

Tél : +33 1 53 20 13 70

[info@equilibredesenergies.org](mailto:info@equilibredesenergies.org)

[www.equilibredesenergies.org](http://www.equilibredesenergies.org)



<b>Sommaire</b>	<b>1</b>
<b>Résumé</b>	<b>5</b>
Le pilotage tarifaire statique	7
Le pilotage dynamique mono-directionnel (V1G)	9
Le pilotage bidirectionnel en V2H ou V2B	11
Le pilotage bidirectionnel en V2G	12
Conclusion	12
<b>Recommandations essentielles</b>	<b>15</b>
Priorité : généraliser le V1G	15
En parallèle : ouvrir la voie au V2H/V2B et préparer le V2G	16
<b>Partie 1</b>	
<b>Comment piloter la recharge des véhicules électriques dans les bâtiments</b>	<b>19</b>
Aperçu général	21
La recharge naturelle	23
<b>Le pilotage tarifaire statique</b>	<b>25</b>
Définition	25
Les enjeux du pilotage tarifaire statique	25
Comment généraliser le pilotage tarifaire statique	26
<b>Le pilotage dynamique (V1G)</b>	<b>27</b>
Définition	27
Les différentes formes de pilotage dynamique	27
Les enjeux du pilotage dynamique	29
Les prérequis du pilotage dynamique	31
<b>La recharge bidirectionnelle en V2H ou V2B</b>	<b>37</b>
Définition	37
Les enjeux du V2H/V2B	37
Les prérequis au développement du V2H et du V2B	38
<b>La recharge bidirectionnelle en V2G</b>	<b>39</b>
Définition	39
Les enjeux du V2G	39
Les prérequis au développement du V2G	41

## Partie 2

<b>Les cas d'usage</b> .....	<b>43</b>
Introduction .....	45
Les hypothèses sur l'évolution des prix et des tarifs de l'électricité .....	46
<b>Cas 1 : Maison individuelle avec emplacement de stationnement</b> .....	<b>48</b>
Variante 1 : Maison chauffée à l'électricité avec usage du véhicule électrique essentiellement pendulaire .....	49
Variante 2 : Pilotage tarifaire avec V2H .....	54
Variante 3 : Usage plus sédentaire.....	55
Variante 4 : Prise en compte d'une production locale photovoltaïque .....	56
Variante 5 : Recours au V2G.....	57
Synthèse du cas 1 .....	58
<b>Cas n° 2 : Bâtiment résidentiel collectif avec parking</b> .....	<b>60</b>
Aperçu général .....	60
Cas d'une IRVE extension du réseau public .....	62
Cas d'une IRVE exploitée par un opérateur privé .....	63
Sous-cas 2.1 : IRVE extension du réseau public .....	66
Sous-cas 2.2 : IRVE exploitée par un opérateur privé .....	68
<b>Cas 3 : Bâtiment tertiaire multi-occupant doté d'un parking</b> .....	<b>72</b>
Aperçu général.....	72
Gestion de l'IRVE.....	72
<b>Cas 4 : Bâtiment à usage tertiaire mono-occupant ou entreprise industrielle</b> .....	<b>78</b>
Aperçu général .....	78
Sous-cas 4.1 : Siège d'entreprise .....	80
Sous-cas 4.2 : Site mixte (industriel et tertiaire) .....	81
Conclusions sur le cas 4 .....	83
<b>Annexe 1</b> .....	<b>87</b>
Application de la tarification dynamique aux consommateurs domestiques dans la région de Stockholm .....	87
<b>Annexe 2</b> .....	<b>91</b>
Scénarios de prix de l'électricité .....	91

# Résumé

Les ventes de véhicules électriques, voitures particulières et véhicules utilitaires légers, se situaient en début d'année 2024 dans la ligne haute des prévisions, avec, pour les véhicules légers 100 % batterie, une part de marché de l'ordre de 20 %. Le nombre de véhicules électrifiés en circulation en France pourrait ainsi évoluer comme suit<sup>1,2</sup>, en cohérence avec la décision prise par les pays de l'UE de mettre fin aux ventes de véhicules thermiques en Europe à compter de 2035 :

- 2023 : 1,59 million (en fin d'année, dont 1,02 million 100 % électriques)
- 2030 : 7,3 millions
- 2035 : 15,6 millions
- 2040 : 24,7 millions
- 2050 : 35,9 millions

En 2050, il est supposé que le parc sera électrifié à 95 %. A ce parc de véhicules légers, s'ajoutera celui des véhicules lourds, pour le transport de passagers ou le transport de marchandises.

Dans le même intervalle de temps, la production d'énergie électrique va continuer à évoluer avec, en parallèle aux parcs nucléaire et hydraulique, le développement massif des énergies renouvelables (EnR), qui seront souvent produites localement, sous forme d'ombrières ou de toits solaires, mais aussi par de grandes infrastructures telles que les fermes photovoltaïques et les parcs éoliens.

Chacun de ces deux mouvements a commencé et leurs incidences vont aller en s'amplifiant. Leur impact sur le système électrique, sur l'équilibre des moyens de production et sur l'aptitude des réseaux à assurer les transferts d'énergie en période de charge maximale, sera majeur. Les prévisions élaborées par RTE montrent qu'on ne pourra pas laisser se déployer massivement le véhicule électrique sans pilotage de la recharge et sans prise en compte des périodes de production décarbonée.

Par ailleurs, il est acquis que la majorité des recharges des véhicules électriques aura lieu à domicile ou sur le lieu de travail. En 2050, la consommation d'électricité des VE (tous usages) excédera probablement celle du secteur résidentiel consacrée au chauffage, au refroidissement des locaux et à la production d'eau chaude sanitaire<sup>3</sup>. Ces deux postes de consommation interpellent directement la vie quotidienne des Français. Aujourd'hui, nos concitoyens adaptent leurs habitudes de chauffage pour minimiser leurs charges et répondre aux impératifs du système énergétique. Demain, ils devront gérer de façon intégrée les dépenses énergétiques de l'ensemble de leur maison ou de leur bâtiment, en tenant compte de l'importance que va prendre le véhicule électrique dans leur consommation d'électricité, mais aussi des potentialités qu'il offre en termes de flexibilité du fait de la capacité de stockage considérable que vont très vite représenter les batteries équipant les véhicules électriques.

Le parc de véhicules électriques en circulation en 2050 (35,9 millions de véhicules selon RTE) représentera une capacité brute de stockage par batterie de 2 150 GWh, en admettant, de façon prudente, une capacité moyenne de 60 kWh par véhicule. En supposant que le dixième de cette capacité puisse être mobilisé de façon effective pour participer à l'équilibre du système électrique – c'est-à-dire à l'ajustement permanent entre la production et la consommation –, on disposerait d'un outil dont la capacité équivaldrait à plus de deux fois celle d'aujourd'hui des stockages par STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) qui est d'environ 100 GWh.

Par ailleurs, la gestion de la recharge des véhicules couplée à celle de la production locale d'électricité d'origine solaire pourra se généraliser, qu'il s'agisse de toitures solaires ou d'ombrières de parkings, en

<sup>1</sup> Source pour 2023 : Avere-France.

<sup>2</sup> Source pour 2030 et au delà : Scénario de référence des Futurs énergétiques 2050 (RTE 2022).

<sup>3</sup> Selon les prévisions 2050 du Scénario de référence des Futurs énergétiques 2050 (RTE 2022) : 67 TWh pour les

véhicules électriques légers et, pour le secteur résidentiel, 33,7 TWh pour le chauffage, 17,7 TWh pour l'eau chaude sanitaire et 13,9 TWh pour la ventilation-climatisation, soit un total de 65,3 TWh.

développant l'autoconsommation afin de limiter la réinjection sur le réseau de quantités croissantes d'électricité lors des périodes de fort ensoleillement<sup>4</sup>.

Pour autant, le véhicule électrique rencontre aujourd'hui quelques turbulences, liées notamment à la réduction de certaines aides et à l'insuffisance de l'équipement des copropriétés en infrastructures de recharge<sup>5</sup> et à des campagnes visant à faire douter le consommateur des performances et des avantages qu'il procure.

Dans ce contexte, Equilibre des Energies a souhaité s'intéresser aux synergies qu'il est possible de développer entre le véhicule électrique et le bâtiment pour permettre de tirer parti de la complémentarité entre ces deux familles de consommateurs/acteurs et pour en évaluer les bénéfices ou les contraintes pour les utilisateurs.

Il est clair que ces synergies ne pourront se matérialiser que si des systèmes de gestion de l'énergie prennent en charge la gestion de la recharge des véhicules électriques, dans un contexte faisant intervenir de nombreux paramètres :

- les besoins à satisfaire, qui peuvent être influencés par différents facteurs. Certains sont exogènes, tels que la météo, d'autres relèvent des comportements : flexibilité dans les usages, recherche de sobriété ;
- la situation du système électrique, qui se traduit normalement par un signal tarifaire ;
- l'existence de moyens locaux de production (panneaux photovoltaïques) ou de stockage (batteries à demeure).

Le problème est d'une grande complexité. De façon à l'aborder de façon pragmatique, nous commençons dans cette étude par un panorama d'ensemble des techniques de pilotage des véhicules électriques en identifiant pour chacune d'elles les enjeux qu'elles présentent, du point de vue de la collectivité, du système électrique, du consommateur et de l'environnement. Les freins à

---

<sup>4</sup> A la fin du premier semestre 2024, Enedis avait raccordé 556 000 sites en autoconsommation individuelle équivalent de 3 GW de puissance installée et recensait plus de 456 opérations d'autoconsommation collective regroupant 5 730 clients et producteurs.

<sup>5</sup> Malgré un taux de croissance rapide, seulement 3,11 % des copropriétés étaient équipées en France en mars 2024

leur développement sont également analysés, la combinaison entre les enjeux et les obstacles à franchir donne une idée de la priorité à donner à chacune des solutions explorées.

Cette première partie s'appuie largement sur les travaux de RTE dans son étude sur « *Les futurs énergétiques 2050* » (2022) et dans celle, menée avec l'Avere-France sur « *Les enjeux du développement de l'électromobilité dans le système électrique* » (2019)<sup>6</sup>.

La recharge pilotée ne représentait, en 2024, que 34 % des actes de recharge pour les particuliers<sup>7</sup>. La pérennisation de la recharge naturelle – c'est à dire non pilotée et consistant pour l'utilisateur à recharger son véhicule électrique de façon spontanée en fonction de ses besoins et des circonstances – n'est pas soutenable. Elle impliquerait que le système électrique fasse alors son affaire de l'appel de puissance induit par la recharge des véhicules électriques qui pourrait se situer entre 15 et 30 GW en 2050.

Quatre types de pilotage sont usuellement identifiés comme pouvant se substituer à la recharge naturelle :

- le pilotage tarifaire statique ;
- le pilotage dynamique mono-directionnel (V1G) ;
- le pilotage bidirectionnel avec réinjection afin de contribuer à la couverture des besoins du bâtiment (V2H ou V2B : Vehicle to Home et Vehicle to Building) ;
- le pilotage bidirectionnel avec réinjection sur le réseau électrique (V2G : Vehicle to Grid).

La partie 1 en explique les principes, les conditions de mise en œuvre et les avantages respectifs, en se plaçant à la fois du point de vue du système électrique et de celui des consommateurs.

Dans la partie 2, par une analyse de cas d'usage, nous identifions les situations où il semble possible, à un horizon plus ou moins lointain, de mobiliser les synergies les plus significatives, en identifiant les

d'une infrastructure de recharge pour véhicules électriques (IRVE) (Source : Avere-France, mai 2024).

<sup>6</sup> Il nous a été indiqué que cette étude était en cours d'actualisation.

<sup>7</sup> Source : Enquête comportementale auprès des utilisateurs de véhicules électriques. Enedis – BVA (juillet 2024).

moyens à mettre en place pour y parvenir. Les avantages qui peuvent en résulter sont évalués pour les consommateurs, particuliers ou entreprises, et/ou pour les opérateurs de recharge en faisant des hypothèses sur l'évolution du cadre tarifaire.

Trois scénarios tarifaires sont considérés :

- un scénario 2024, à titre de référence ;
- un scénario post 2026 dans lequel le prix moyen de l'électricité rendue consommateur reste à son niveau 2024 mais où est testée l'institution possible, voire probable, d'une horo-saisonnalité des heures pleines et des heures creuses, en distinguant notamment, pour le consommateur domestique, un régime d'hiver sur cinq mois et un régime d'été sur sept.
- un scénario de tarification dynamique, post 2026 également, dans lequel serait proposé au consommateur, la veille pour le lendemain, un tarif de fourniture calé sur les cours observés en day-ahead sur les marchés de l'électricité.

Quatre cas d'usage sont distingués :

- Cas 1 : la maison individuelle dotée d'un emplacement de stationnement. Ce cas se subdivise en plusieurs variantes selon les habitudes des occupants, le mode de pilotage de la recharge et l'existence ou non de moyens de production locale par panneaux photovoltaïques ;
- Cas 2 : les bâtiments collectifs à usage résidentiel dotés d'un parking ;
- Cas 3 : les bâtiments à usage tertiaire ou industriel multi-occupants dotés d'un parking ;
- Cas 4 : les bâtiments à usage tertiaire ou industriel mono-occupants.

Nous écartons le cas des recharges occasionnelles, sur autoroute ou en supermarché, car le temps de connexion du véhicule à la borne ne permet pas de développer des stratégies d'optimisation, au-delà de la répartition de la puissance disponible entre les différents points de recharge sollicités à un instant donné.

Les quatre cas retenus sont significativement différents. On y voit intervenir non seulement le point de vue du consommateur, mais aussi celui des autres parties prenantes :

- l'opérateur de recharge, en résidentiel collectif ou en entreprise ;
- l'entreprise et, dans les cas de recharge sur le lieu de travail, ses salariés.

Ces analyses conduisent à un ensemble de conclusions sur l'intérêt respectif des différents modes de pilotage selon les cas de figure considérés, et de recommandations visant à accélérer la matérialisation des synergies entre mobilité électrique et bâtiment.

Le bénéfice tiré de ces synergies sera à répartir entre les parties prenantes, notamment les consommateurs possédant un véhicule électrique dont le coût de possession peut se trouver allégé. Il faudrait cependant tenir compte des effets induits par certaines formes de tarification, essentiellement par la tarification dynamique (faisabilité, planning, coûts) qui n'ont pas été chiffrés à ce stade.

### Le pilotage tarifaire statique

Le pilotage tarifaire statique est la façon la plus simple et la plus efficace de maîtriser la puissance appelée par le parc de véhicules électriques. Comme pour les ballons d'eau chaude, le pilotage tarifaire est un outil de flexibilité journalier conduisant à positionner en heures creuses la recharge des véhicules. Les consommateurs rechargent souvent deux fois par semaine. Mais la capacité de la batterie peut permettre, dans certains cas, de se limiter à une seule recharge pendant le week-end, ce qui fait alors du pilotage tarifaire un outil de flexibilité hebdomadaire.

L'enjeu en termes de flexibilité dépasse très largement celui du pilotage des ballons d'eau chaude qui permet aujourd'hui de décaler environ 4 GW de puissance électrique<sup>8</sup>. **Le pilotage tarifaire statique doit devenir le mode de recharge mis en œuvre par défaut, de façon systématique.** Le pilotage de la recharge peut se faire par programmation à partir du véhicule ou par la borne. Il est hautement souhaitable que les bornes installées aujourd'hui soient reliées au compteur communicant et à l'Internet, et permettent le pilotage de la recharge des véhicules. Le crédit d'impôt, recentré sur les seules bornes pilotables par la loi de finances pour 2024, devrait y contribuer. Mais une mesure réglementaire

<sup>8</sup> Source : RTE – CPSR - Groupe de travail n°7 – Flexibilité (octobre 2020).

imposant le respect des critères de pilotabilité par toutes les bornes mises sur le marché pourrait être envisagée.

Le cas d'usage de la maison individuelle (cas 1) est celui où il est le plus facile pour le consommateur de piloter la recharge du véhicule en fonction des offres tarifaires auxquelles il a accès. L'avantage du pilotage tarifaire par rapport à la recharge naturelle est substantiel. Nous l'évaluons en maison individuelle à 171 €/an (TTC) en conditions 2024 et à 206 €/an(TTC) en conditions post 2026 après horosaisonnalisation des heures creuses (hors surcoût éventuel attaché à la borne). **Les dispositions d'horosaisonnalisation ainsi envisagées seront donc bénéfiques au véhicule électrique, si le pilotage tarifaire est choisi.**

En résidentiel collectif (cas 2), dans le cas d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques (IRVE) installée et exploitée par le gestionnaire de réseau, nous retrouvons des circonstances proches de celles de la maison individuelle, puisque chaque consommateur dispose d'un point de livraison et d'un compteur communicant Linky qui lui sont propres. Cependant, il doit supporter le coût d'un abonnement additionnel, sauf s'il devenait possible de fusionner l'abonnement « parking » avec l'abonnement « appartement ». Le consommateur peut également être tenté de minimiser le coût de l'abonnement en se contentant d'une borne de 3,7 kW. Mais l'étude montre, bien que cela soit relativement contre-intuitif, que le consommateur individuel aura intérêt à opter pour une borne de 7,4 kW plutôt que pour une borne de 3,7 kW, car il faut compter environ 10 h pour recharger 35 kWh à ce dernier niveau de puissance. Avec une horosaisonnalité plus fine, telle qu'envisagée dans le scénario post 2026, il devient alors difficile de positionner une séquence de recharge de cette longueur dans la période des heures creuses. En outre, le niveau des pertes est supérieur dans une recharge à 3,7 kW qu'à 7,4 kW<sup>9</sup>.

En résidentiel collectif (toujours dans le cas 2), lorsque l'IRVE est implantée et gérée par un opérateur de recharge, ce dernier va chercher à tirer le meilleur parti des offres de marché. Le consommateur pourra en tirer également un

avantage par le canal des formules commerciales qui pourront lui être proposées. Il lui revient d'étudier attentivement ces formules qui diffèrent sensiblement d'un opérateur à l'autre

Dans le monde de l'entreprise, si le bâtiment est multi-occupant (cas 3), nous retrouvons des conditions assez similaires à celles du résidentiel collectif dans lequel l'IRVE est gérée par un opérateur privé. Les utilisateurs de l'IRVE sont cependant les entreprises résidentes qui ne disposent généralement pas d'un pouvoir de négociation avec l'opérateur de recharge sur les conditions tarifaires qu'il propose.

Dans le cas 4, le bâtiment est mono-occupant. L'entreprise est maître chez elle et dispose d'une liberté de décision quant au choix du fournisseur d'électricité et de la formule commerciale. Elle peut également décider d'un séquençage approprié des opérations de recharge en fonction des différents types des véhicules et de leurs usages pour l'entreprise, de façon à minimiser la facture globale. Certains véhicules pourront être autorisés à recharger en priorité. D'autres, tels que les véhicules de collaborateurs et les véhicules de fonction, pourront recharger pendant les heures creuses de la journée, si elles existent, de façon à pouvoir être rechargés pour 17 h ou 18 h. D'autres enfin, tels que les véhicules utilitaires, pourront être rechargés pendant les heures creuses de la nuit. Cette programmation de la recharge permet également de minimiser la puissance souscrite et, dans les exemples-types investigués, il ressort que **l'adjonction de la recharge sur le lieu de travail n'accroît pas sensiblement les besoins en puissance électrique de l'immeuble tertiaire mono-occupant, si la puissance y est convenablement gérée.**

Aussi bien dans le cas 3 que dans le cas 4, la recharge sur le lieu de travail est, pour les salariés, moins coûteuse que la recharge à domicile du fait de la possibilité pour les entreprises d'avoir accès à des tarifs avantageux. Mais les entreprises doivent décider de la répercussion éventuelle vers leurs salariés des coûts de la recharge. En règle générale, les coûts fixes sont conservés par l'entreprise ainsi que, assez généralement, les coûts de l'électricité.

<sup>9</sup> Si la recharge est plafonnée à 8 A pour des questions de sécurité (détection par le véhicule d'une prise non sécurisée

- décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017), le rendement peut tomber à 60 %.

Ce dernier point peut évoluer car, dans l'état actuel de la réglementation, la recharge gratuite sur le lieu de travail ne sera plus exonérée des implications fiscales des avantages en nature à compter du 1er janvier 2025. Nous pensons que cette disposition est à reconsidérer :

- elle peut entraîner des frais de comptage et d'administration non négligeables, sauf cas de forfait d'avantage en nature ;
- elle va priver les salariés d'une exonération contribuant à les inciter à passer à la mobilité électrique, surtout s'ils n'ont pas de possibilité de recharge à domicile ;
- la recharge sur le lieu de travail permet de lisser sur la journée les appels de puissance liés à la recharge en évitant qu'ils ne se concentrent en fin d'après midi, lors du retour au domicile.

Il est à noter que le pilotage de la recharge à partir du véhicule offre également un niveau de souplesse élevé. A titre d'exemple, les véhicules des marques du groupe Volkswagen permettent au client de définir des lieux de recharge et pour chacun d'eux des plages horaires de recharge, depuis le système d'info-divertissement de son véhicule ou depuis l'application de la marque sur son smartphone ; ainsi, le client est en capacité de mettre en place le pilotage statique de ses recharges et d'en tirer les bénéfices financiers.

Ce système est indépendant du système de recharge.

## Le pilotage dynamique mono-directionnel (V1G)

Le pilotage dynamique mono-directionnel, ou V1G, consiste à piloter la recharge en fonction de paramètres évolutifs ou d'événements qui peuvent provenir du système électrique, du véhicule, des autres postes de consommation du bâtiment ou de la production locale si elle existe. Ces signaux peuvent être des signaux tarifaires, mais aussi l'expression de besoins et de priorités, l'existence d'un plafond de puissance à ne pas dépasser, des informations météo, etc. Le pilotage dynamique est souvent considéré comme un raffinement du pilotage tarifaire statique, grâce à une optimisation de celui-ci

permettant de dégager une valeur supplémentaire, quand cela est possible.

Le pilotage dynamique peut revêtir différentes formes. En particulier, lorsqu'un opérateur de recharge intervient, il peut décider de souscrire une offre de marché en tarification dynamique pour son approvisionnement en électricité mais, pour ne pas perturber ses clients, décider de la transcrire dans une formule plus compréhensible permettant à chacun de mettre en place un pilotage tarifaire statique.

En France, l'option Tempo, proposée par EDF est considérée comme un tarif dynamique mais elle n'affecte que marginalement les heures creuses et n'a que peu d'incidence sur le pilotage tarifaire statique calé sur les heures creuses.

Le concept de pilotage dynamique peut être étendu au cas où le système électrique se trouve placé dans un contexte de tension, qu'il s'agisse de la production, du réseau de transport ou de distribution, ou d'impératifs environnementaux. En pareil cas, les pouvoirs publics peuvent être amenés à prendre des mesures « hors marché », en incluant les IRVE pilotables dans la palette des outils de flexibilité auquel le système électrique peut faire appel. La mise en œuvre de telles flexibilités ne peut se concevoir que dans le cas d'un parc de véhicules suffisamment important pour qu'une fraction en soit en permanence mobilisable. Le recours à des agrégateurs peut être utile pour en rendre possible la mobilisation au bénéfice des fournisseurs ou des gestionnaires de réseaux concernés. Ce rôle d'agrégateur peut éventuellement être assuré par les fournisseurs. Dans le cas de sauvegarde du réseau, les gestionnaires de réseau peuvent également limiter partiellement ou totalement l'injection des producteurs et la consommation des clients.

Dans cette étude, nous considérons essentiellement deux cas de figure :

- **Le pilotage tarifaire dynamique de l'énergie puisée**, en fonction de données tarifaires variant de façon dynamique, soit en niveau, à un pas de temps donné, soit en périodes mobiles (ce que Linky permet). Dans les pays d'Europe du Nord, la tarification dynamique, avec préavis du jour pour le lendemain et selon un pas de temps horaire, est largement pratiquée. Nous la considérons ici dans

le cas de la maison individuelle, dans une vision post 2026.

- **Le pilotage dynamique de la puissance**, de façon à demeurer dans les limites d'un abonnement souscrit. Ce pilotage de la puissance est celui que l'on retrouve aujourd'hui quasi systématiquement dans les structures collectives, résidentiel ou entreprises, où l'IRVE est gérée par un opérateur privé. Il est également présent nativement en résidentiel individuel, pourvu que la borne soit connectée au compteur Linky ou à un limiteur de courant.

Dans le cas 1 de la maison individuelle, nous avons poussé assez loin l'évaluation de l'avantage qu'un consommateur pourrait retirer d'un pilotage en énergie de la recharge calé sur une tarification dynamique heure par heure, en transposant au cas français les données collectées en Suède pour l'année 2023.

Les calculs résumés en partie 2 montrent qu'un tel pilotage tarifaire dynamique permet d'augmenter l'avantage du pilotage tarifaire statique, en le portant, en conditions post 2026 de 206 €/an à 319 €/an. C'est important mais cela démontre également que le seul pilotage tarifaire statique, associé à une horosaisonnalité d'une granularité suffisamment fine, permet de collecter les deux-tiers de l'avantage intrinsèque attaché au pilotage tarifaire dynamique.

Cet avantage dépend en outre directement de la prime que les fournisseurs d'énergie sont prêts à consentir aux clients qui acceptent de partager avec eux, au travers de la tarification dynamique, les risques liés aux fluctuations des prix de l'énergie. Un tel avantage ne peut pas être analysé en se limitant à la seule consommation du véhicule électrique. Un abonnement en tarification dynamique concernera généralement l'ensemble des consommations de la maison et le consommateur pourra alors y trouver un intérêt plus important mais avec les risques correspondants.

En immeuble collectif, dans l'hypothèse de points de livraison individuels, la solution pourrait se développer via le compteur Linky ou via le véhicule. Dans tous les autres cas de figure, où un opérateur de recharge intervient comme intermédiaire, il ne semble pas que les opérateurs souhaitent pour l'instant proposer à leurs clients un pilotage directement fonction des tarifs dynamiques qu'ils auront pu souscrire.

En outre, l'implémentation du pilotage dynamique suppose qu'un certain nombre de conditions techniques soient réunies. Notamment, la communication bidirectionnelle entre la borne et le véhicule doit être possible et standardisée. **Cela plaide pour l'adoption, tant au niveau de la borne que du véhicule, de la norme ISO 15118**, a minima dans sa version ISO 15118-2 (2014) afin que soit possible l'échange entre la borne et le véhicule des données nécessaires à la gestion des sessions de recharge, en temps quasi-réel, en garantissant la cybersécurité et la qualité de service. **Cela suppose que les acteurs acceptent d'échanger les données nécessaires au pilotage.** L'entrée en application des textes issus du paquet *Fit for 55* (RED III, EPBD et règlement « batteries ») devrait le permettre après que les actes de transposition en droit français auront été publiés.

Le développement du pilotage dynamique nous semble devoir être considéré comme une étape vers la recharge bidirectionnelle en V2H ou V2G, dont l'enjeu intéresse l'ensemble du bâtiment et le réseau électrique, et non plus seulement la seule consommation liée à la recharge du véhicule.

Quant au pilotage en puissance, il peut venir s'ajouter, dans la maison individuelle, au pilotage tarifaire par l'installation d'un limiteur de puissance.

En résidentiel collectif, les IRVE exploitées par un opérateur de recharge présentent l'avantage de pouvoir être gérées en puissance, avec des règles appropriées de répartition de la recharge entre véhicules, généralement sans discrimination entre eux au sein d'un même immeuble, à ce stade du développement du parc de véhicules électriques. La même possibilité se retrouve dans le tertiaire et en entreprise, avec plus de flexibilités, s'il s'agit d'un bâtiment mono-occupant. L'étude de cas conclut à l'intérêt de décaler le début des recharges en début de matinée pour éviter la pointe du matin et aussi de reporter en période de nuit la recharge des véhicules utilitaires qui ne sont pas d'astreinte. Nous avons souligné plus haut qu'une gestion appropriée de la recharge était de nature à permettre d'éviter, dans le tertiaire mono-occupant, un renforcement de la puissance souscrite.

Le pilotage de la recharge à partir du véhicule est une solution alternative au pilotage de la borne. Le groupe Volkswagen a l'intention de proposer à ses clients, d'ici la fin de l'année 2024, un service V1G qui permettra au fournisseur d'électricité de piloter le véhicule pour démarrer et arrêter la charge en fonction des périodes les plus propices en termes de disponibilité et/ou de coût de l'électricité.

Le système pilotant le véhicule et pas la borne, il sera indépendant du système de recharge.

Le client pourra, via l'application du service V1G, définir son horaire de départ et son besoin de niveau de charge (SoC).

Par ailleurs, il se constituera une cagnotte, fonction des kWh « smartchargés ».

## Le pilotage bidirectionnel en V2H ou V2B

La recharge bidirectionnelle en V2H ou V2B consiste à utiliser, à certaines périodes de la journée, l'énergie stockée dans la batterie du véhicule pour satisfaire les besoins du système énergétique local : bâtiment ou maison individuelle. La batterie du véhicule devient à certains moments, comme les panneaux solaires peuvent l'être à d'autres, une source d'énergie alimentant le système énergétique local.

Sur le plan économique, l'avantage qui en résulte pour le consommateur réside dans le fait qu'il peut être intéressant de stocker dans la batterie de l'électricité lorsqu'elle est bon marché sur le réseau ou lorsque la production locale par panneaux solaires est excédentaire, pour utiliser cette électricité aux moments où celle qu'il achète auprès de son fournisseur est plus chère. Ce déstockage peut également être un moyen de limiter à certaines heures la puissance appelée afin de rester dans les limites de l'abonnement souscrit.

**L'enjeu du V2H excède celui du pilotage dynamique de la recharge puisque le véhicule devient alors un acteur du système énergétique local contribuant à son optimisation.**

**Les calculs faits dans le cas 1 (maison individuelle) montrent que le V2H pourrait dégager un avantage économique pour le consommateur substantiel venant pratiquement doubler celui procuré par le seul pilotage tarifaire statique. Il**

doit donc être considéré comme l'une des techniques à prendre considération dans le cadre d'une approche de smart building. C'est aussi l'un des moyens de valoriser la capacité de batterie qui peut être excédentaire pour les usages quotidiens mais dont les consommateurs souhaitent néanmoins disposer pour pouvoir effectuer de temps en temps de plus longs trajets.

**Nous démontrons également que cet avantage peut être accru de 50 % si l'on couple le pilotage de la recharge à celui de panneaux photovoltaïques, la batterie et les panneaux solaires étant deux moyens complémentaires pour répondre aux besoins des maisons concernées.**

Pour que ces échanges bidirectionnels soient possibles, il faut que l'entité responsable de la recharge ait la possibilité de réinjecter l'énergie stockée vers les centres de consommation dans le bâtiment. Ceci exclut pratiquement les cas 2, 3 et 4, avec toutefois, dans ce dernier cas, la possibilité d'associer la recharge des véhicules à une opération d'autoconsommation collective valorisant les productions photovoltaïques locales mais les conditions économiques n'en sont pas aujourd'hui favorables.

Cependant, le V2H ne se développera que si un certain nombre de verrous sont levés, venant en addition à ceux déjà identifiés dans le cas du pilotage tarifaire dynamique et sur lesquels nous recommandons de se focaliser :

- l'implémentation au niveau des bornes de la norme ISO 15118 sous sa version ISO 15118-20 (2020) permettant de gérer les échanges bidirectionnels d'énergie, mais aussi de transférer de façon sûre, les informations nécessaires entre la borne et le véhicule ;
- la définition d'une politique de retrofit des bornes en privilégiant les mises à jour logicielles, lorsqu'elles sont possibles, de façon à éviter une mise au rebut de bornes toujours fonctionnelles ;
- la démonstration que des charges et décharges répétées ne portent pas atteinte à la durée de vie de la batterie, si elles sont contenues dans des limites définies (les enseignements du projet BATTERYMOVE supporté par l'ADEME sont attendus pour 2025) ;

- la définition, par le CONSUEL, en aval des règles de sécurité édictées par Enedis, des règles de certification des installations ;
- l'adoption d'un protocole de communication permettant d'insérer la borne de recharge dans l'écosystème de la maison intelligente. Le projet Matter est aujourd'hui une initiative essentielle dans cette direction<sup>10</sup>.

## Le pilotage bidirectionnel en V2G

La recharge bidirectionnelle en V2G consiste à réinjecter dans le réseau électrique une partie de l'électricité stockée dans la batterie lorsque cet apport d'électricité peut être valorisé. L'idée de base est similaire à celle du V2H/V2B mais avec l'avantage de se libérer de la contrainte liée à la capacité maximale d'absorption du bâtiment. Le V2G est également censé apporter un avantage au réseau du fait d'une moindre puissance appelée, comme le permettent le V1G ou V2H/V2B, mais aussi par une contribution positive à l'équilibrage des réseaux grâce à la possibilité de réinjecter de l'électricité soit pour stabiliser en temps réel la fréquence, soit pour ajuster la production à la consommation.

L'enjeu ne s'ajoute pas à celui du V2H : le V2G est une option qui constitue la deuxième branche de l'alternative de la recharge bidirectionnelle. Les évaluations faites par RTE montrent que le V2G pourrait à terme devenir l'une des composantes utiles à la stabilité des réseaux avec une contribution, en puissance, de l'ordre de 5 à 6 GW en 2050.

L'idée est séduisante et doit être encouragée. Mais elle reste à ce stade très peu développée, malgré les tentatives faites au Japon avec le développement du standard CHAdeMO. Elle se heurte encore à de nombreux obstacles : tous les préalables au V2H – notamment l'implémentation de la norme ISO 15118-20 (2020) associée au CCS<sup>11</sup> –, mais aussi à des difficultés additionnelles de natures diverses :

- la réinjection sur le réseau suppose que soient respectés des codes techniques, garantissant notamment la qualité du courant réinjecté et per

- mettant le décompte du service rendu ;
- les services de flexibilité, pour être reconnus et rémunérés par le gestionnaire de réseau, supposent que soient passés avec lui des contrats garantissant la disponibilité du service. Ces contrats sont complexes et accessibles seulement aux professionnels ;
- les dispositions relatives à la sécurité des installations publiées par Enedis doivent être respectées et leur respect certifié par le CONSUEL ;
- des dispositions législatives et fiscales doivent intervenir, notamment pour éviter la taxation au titre de l'accise de l'énergie stockée puis réinjectée.

Ces problèmes ne sont pas insolubles mais un travail d'étude et de mise au point est nécessaire. Il est probable qu'à l'avenir le V2G se développera essentiellement dans le cadre de pools agréant un nombre suffisant d'utilisateurs finaux, aptes à apporter des réponses aux diverses questions qui restent en suspens.

Le groupe Volkswagen propose pour les véhicules basés sur sa plate-forme modulaire électrique (MEB) un accès à des services V2G, avec des bornes spécifiques.

L'annonce, par Renault, d'une option commerciale V2G pouvant être actionnée sur la nouvelle Renault 5 e-tech constitue une autre expérience à suivre. Même si elle repose sur un triptyque spécifique associant le véhicule, la borne et le fournisseur d'électricité, elle apportera des retours d'expérience qui seront précieux pour la poursuite des études sur le V2G.

## Conclusion

La présente étude n'a pas pour ambition de recenser toutes les voies possibles pour développer les synergies entre le véhicule électrique et le bâtiment. Elle montre que ces voies sont nombreuses, assez largement complémentaires les unes des autres, et conduisent in fine à des gains significatifs pour

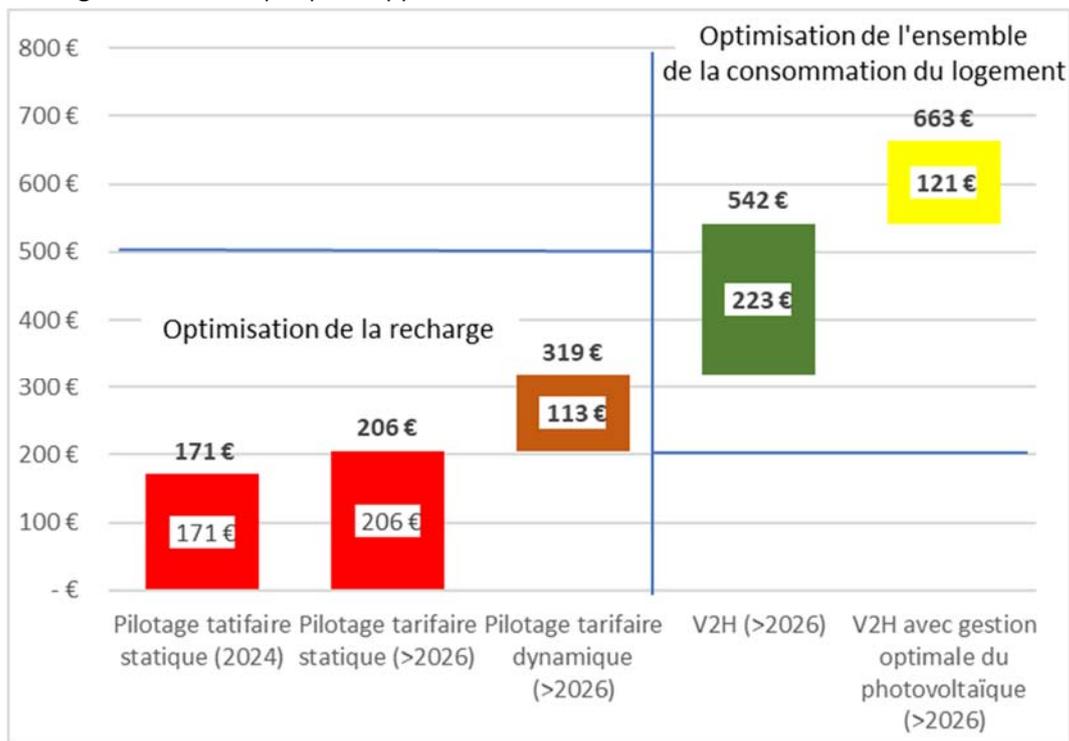
<sup>10</sup> Matter est un protocole de communication, libre de droits, conçu pour le *smart home* et l'IoT, dérivé du protocole Zigbee et élaboré par le consortium Connectivity Standards Alliance (CSA) qui regroupe plus de 550 entreprises de

l'Internet des objets dont Amazon, Apple, Google, Samsung et Schneider Electric.

<sup>11</sup> La technologie de recharge de véhicules électriques CCS (Combined Charging System) est un standard reconnu en Europe par le règlement AFIR 2023/1804.

l'ensemble des parties prenantes. **La généralisation du pilotage tarifaire statique est incontestablement la priorité absolue à retenir. Elle peut se faire en rendant obligatoires les clauses techniques qui, en 2024, ouvrent la possibilité aux bornes dites « pilotables » de bénéficier d'un crédit d'impôt.** C'est une disposition sans regret qui bénéficiera à toutes les parties comme ce fut le cas pour les ballons d'eau chaude. C'est certainement, vu du consommateur, l'un des avantages essentiels que peut apporter le

compteur communicant. Mais ce n'est pas le seul. Nous reproduisons ci-après, dans le cas de la maison individuelle, le graphique de synthèse de l'empilement successif des avantages auxquels conduit dans une vision post-2026, le pilotage tarifaire statique, le pilotage dynamique, le V2H et son extension à la gestion intégrée de la production locale photovoltaïque.



Estimation de l'avantage cumulé apporté par les différentes variantes de pilotage de la recharge envisagées dans le cas d'une maison individuelle chauffée à l'électricité (en €2024).

On voit dans cette figure que le cumul de ces avantages permet, en conditions post 2026, de dégager des synergies atteignant au total, pour le consommateur, 663 €. Un tel avantage permet de compenser presque intégralement le supplément de dépenses en électricité induit par le véhicule électrique en réalisant, pour une maison chauffée à l'électricité et dotées de panneau photovoltaïques, une économie sur les dépenses en énergie de presque 15 %.



# Recommandations essentielles

En 2050, la consommation d'électricité des véhicules électriques excédera probablement celle du secteur résidentiel consacrée au chauffage et au refroidissement des locaux et à la production d'eau chaude sanitaire. Il est donc naturel de s'intéresser à l'optimisation de la recharge des véhicules électriques au même titre que l'on optimise les dépenses de chauffage ou de production d'eau chaude sanitaire. La présente étude a montré que l'enjeu financier pour le consommateur peut être important, surtout lorsque le pilotage de la recharge s'inscrit dans le contexte plus large de la gestion de tous les équipements consommateurs d'énergie du bâtiment et de celle d'éventuels panneaux photovoltaïques. Dans le cas de bâtiments résidentiels collectifs ou de bâtiments à usage tertiaire, cet avantage est à répartir entre les consommateurs, les opérateurs de recharge et les autres parties prenantes.

Les études menées par RTE ont montré que l'enjeu du pilotage de la recharge pour le système électrique était également très important. Le parallèle est

souvent fait avec le rôle joué par les ballons d'eau chaude et il est vrai que les batteries des véhicules électriques en circulation représenteront à brève échéance une capacité de stockage supérieure à celles des ballons électriques. Mais les batteries ont l'avantage de pouvoir restituer de l'électricité, ce qui permet d'envisager, au-delà du pilotage de la recharge proprement dit (le V1G) qui constitue une étape incontournable, une gestion bidirectionnelle des flux d'électricité en V2H et, pour certains clients, en V2G.

Les synergies offertes par une gestion optimisée du véhicule électrique et du bâtiment ne sont pas aujourd'hui suffisamment mobilisées. Une majorité des véhicules électriques se rechargent encore en mode « naturel » et les techniques bidirectionnelles sont à peine émergentes. Il est donc souhaitable de donner à ces synergies une impulsion forte : elles vont dans le sens de l'intérêt général et sont de nature à renforcer, aux yeux des consommateurs, l'intérêt de franchir le pas et de passer à la mobilité électrique.

## Priorité : généraliser le V1G

1. Le pilotage tarifaire statique est de loin la solution la plus simple et la plus efficace pour réduire les dépenses de recharge et contenir les appels en puissance sur le réseau. L'étude montre que, bien conçu, il permet à lui seul de dégager les 2/3 de l'avantage que peut dégager un pilotage dynamique avec un pas de temps horaire. Il doit donc devenir le mode de pilotage par défaut. Les pouvoirs publics doivent lancer, dans le prolongement du plan de sobriété, un plan de *smart charging* (ou V1G), comprenant :
  - une campagne d'information et de sensibilisation des consommateurs ;
  - la transformation en obligation réglementaire du respect des spécifications techniques qui permettent aujourd'hui aux bornes dites pilotables d'ouvrir droit à un crédit d'impôt.
2. L'avantage du pilotage tarifaire se trouvera renforcé significativement par une horo-saisonnalisation plus fine des heures pleines/heures creuses telle que la propose la Commission de régulation de l'énergie. Cette évolution est à soutenir.
3. Une telle horo-saisonnalisation va cependant demander au consommateur un effort de compréhension et d'adaptation de la part du consommateur. Pour y pallier, les bornes devront être dotées d'une connexion directe au compteur communicant. Une telle connexion présente également des avantages en cas d'épisode de tension sur le système électrique. Elles devront également posséder une connexion Internet pour assurer leur évolutivité et ouvrir la voie à de nouveaux services.
4. La recharge sur le lieu de travail est la solution la plus économique pour l'utilisateur, elle évite

l'accumulation des recharges en début de soirée et, dans un bâtiment occupé par une seule entreprise, l'impact sur le réseau de distribution peut être quasi nul. Cette solution est à encourager, d'autant plus qu'elle permet à des utilisateurs qui ne disposent pas de possibilité de recharge à domicile d'opter plus facilement pour la mobilité électrique.

L'exonération des avantages en nature liés à la recharge sur le lieu de travail devra en conséquence être prolongée au-delà du 31 décembre 2024, ce qui évitera en outre des lourdeurs administratives pour les entreprises.

5. Dans le logement collectif, dans le cas d'une IRVE venant en extension du réseau public, le fait que la borne de recharge et le logement ne puissent être regroupés sous un seul abonnement ne permet pas au particulier d'optimiser sa consommation électrique globale. La création d'un abonnement virtuel couvrant les deux points de livraison (appartement et parking individuel) pousserait l'abonné à optimiser sa consommation pour ne pas dépasser la puissance souscrite. Cela rendrait la solution

plus attractive pour le consommateur et pourrait réduire le besoin de renforcement du réseau de distribution au niveau de l'immeuble.

6. L'accès aux données des véhicules, en particulier l'état de la batterie, est nécessaire pour développer des stratégies de recharge optimisées répondant aux besoins des consommateurs. Il est souhaitable que soient clarifiées en droit français les questions de droit d'accès à ces données ainsi que leur droit d'usage, dans le respect des réglementations européennes (directives RED III et EPBD et règlement « batteries »).
7. Au-delà du pilotage tarifaire statique, le pilotage dynamique, associé à une tarification dynamique, peut s'avérer constituer une solution pertinente et devrait être encouragé. Le compteur Linky permet de supporter des tarifications dynamiques (TEMPO ou nouvelles offres). Mais de telles tarifications supposent un partage équitable de l'avantage économique associé au pilotage entre le consommateur, le système électrique et le fournisseur.

## En parallèle : ouvrir la voie au V2H/V2B et préparer le V2G

Fondées sur des échanges bidirectionnels d'électricité, les techniques de V2H/V2B et V2G offrent des possibilités d'optimisation beaucoup plus larges que le V1G puisque le véhicule électrique est alors à même de contribuer soit à l'optimisation du système énergétique du bâtiment dans le cas du V2H/V2B, soit à celle du système électrique dans sa globalité dans le cas du V2G. Elles permettent de tirer parti de ce qui est souvent considéré comme un défaut : le surdimensionnement de la capacité de la

batterie au regard des déplacements quotidiens. L'étude montre en effet que des blocs de 15 kWh échangés sur la journée peuvent créer de la valeur sans porter atteinte à la qualité de service.

Mais bien que le V2H/V2B soit plus simple à mettre en œuvre que le V2G, l'une et l'autre de ces techniques en sont encore à leurs premiers pas et un certain nombre de mesures devraient être prises pour les encourager.

8. Il faut tout d'abord que les échanges bidirectionnels d'électricité soient possibles entre la borne et le véhicule. La norme internationale ISO 15118-20 : 2022 répond à cette nécessité en perfectionnant l'ISO 15118-2 et en renforçant la cybersécurité. Le respect de ses exigences essentielles devrait être promu, voire imposé à un horizon à préciser.
9. Les études relatives à l'impact d'un nombre accru de cycles charge/décharge sur la durée de vie et sur les performances de la batterie devront être

poursuivies afin de parvenir à des conclusions claires. Les constructeurs imposent aujourd'hui des limites au nombre de cycles et de kWh échangés. Les conclusions du projet BATTERYMOVE supporté par l'ADEME sont attendues.

10. Les règles de sécurité prescrites par le distributeur sont essentielles. Elles devront être respectés, le CONSUEL devra définir les règles de certification des installations.

11. Les règles juridiques régissant l'accès aux données du véhicule et leur usage devront être précisées, comme pour le V1G.
12. Dans le cas du V2H, le véhicule devient partie prenante au système électrique local. Il faut qu'il puisse dialoguer avec les systèmes de gestion de l'énergie de la maison ou du bâtiment et donc qu'il devienne l'un des composants de la smart home ou du smart building. Un protocole de communication avec les autres équipements devrait être normalisé. Le protocole Matter, qui fédère les grands acteurs de l'Internet des objets est un candidat à privilégier.
13. La gestion coordonnée de la recharge/décharge du véhicule et de l'autoproduction d'électricité d'origine solaire permet de dégager au niveau du consommateur des synergies additionnelles et simultanément de réduire la pression sur le système électrique. Assez simple à mettre en œuvre en maison individuelle et en tertiaire mono-occupant, elle nécessite de recourir, en tertiaire collectif, à des montages d'autoconsommation collective qui restent complexes et pénalisants. Un effort de simplification devrait être entrepris.
14. Le V2G, si l'on s'écarte d'un cercle fermé associant véhicule, gestionnaire de borne et fournisseur d'électricité, pose des problèmes techniques plus complexes que le V2H. Le gestionnaire de réseaux doit préciser les codes auxquels cette technique sera assujettie.
15. Les règles régissant l'injection sur le réseau d'électricité d'origine photovoltaïque (arrêté du 6 octobre 2021) imposent de « garantir que l'énergie stockée provient exclusivement de l'installation de production ». Dans le cas du V2G, l'électricité réinjectée après avoir été stockée peut provenir d'origines diverses. Il faudra donc s'affranchir de la limitation posée par l'arrêté du 6 octobre 2021 ou définir des modalités d'identification de chacun des flux.
16. En V2G, l'électricité réinjectée provenant du réseau est aujourd'hui assujettie à l'accise sur l'électricité (ex TICFE) bien qu'elle soit finalement renvoyée sur ce réseau. Il conviendrait à l'avenir que l'imposition soit limitée aux consommations finales, notamment à celle due aux pertes dans la batterie. La Direction générale des finances publiques semble disposer à l'admettre mais ceci doit être confirmé.



# Partie 1

## Comment piloter la recharge des véhicules électriques dans les bâtiments



## Aperçu général

Dans cette première partie, nous passons en revue les différentes façons dont le véhicule électrique peut s'intégrer dans le système énergétique local constitué par le bâtiment ou la maison et ses équipements de production et de consommation d'électricité, ainsi que le système électrique général, lorsque la réinjection d'énergie électrique stockée dans la batterie est envisagée.

Cette intégration, sous une forme ou sous une autre, devient nécessaire pour éviter des déséquilibres grandissants dans le système électrique. Dans son Bilan électrique 2023<sup>12</sup>, RTE estime que : la flexibilité de la consommation représente un enjeu primordial dans la gestion d'un système électrique avec une forte part d'énergies renouvelables... La mobilité électrique permet d'adapter, au moins en partie, le profil de consommation à la production bas-carbone, grâce à la possibilité de stockage dans les batteries ce qui permet de décaler dans une certaine mesure la recharge .

L'intégration des véhicules électriques au système électrique peut être plus ou moins poussée. On peut chercher à optimiser la recharge du véhicule électrique en l'asservissant aux périodes pendant lesquelles le prix de l'électricité est le plus bas, à l'instar des ballons d'eau chaude qui ont bénéficié de la tarification heures pleines/heures (HP/HC) introduite en 1965 dans le tarif universel pour la basse tension<sup>13</sup>. On peut également chercher à optimiser le fonctionnement du système énergétique local, smart home ou smart building. On peut enfin chercher à faire du véhicule électrique une des composantes actives de l'équilibrage de l'offre et de la demande : l'asservissement de la recharge aux HP/HC y concourt mais on peut également tirer parti de la capacité de stockage offerte par les batteries.

Sur ce dernier point, il est intéressant de noter la croissance rapide du potentiel de batteries installées en France, en injection sur le réseau (figure 1). Dans ce graphique, on relève une puissance de plus de 800 MW connectées au réseau en 2023, c'est-à-dire l'équivalent de la puissance qu'aurait pu offrir quelque 1 500 000 véhicules électriques (le parc en circulation à fin 2023), en supposant qu'en moyenne l'équivalent d'un 1/10ème soient connectés en

permanence à une borne de 7,4 kW pouvant fonctionner en mode bidirectionnel.

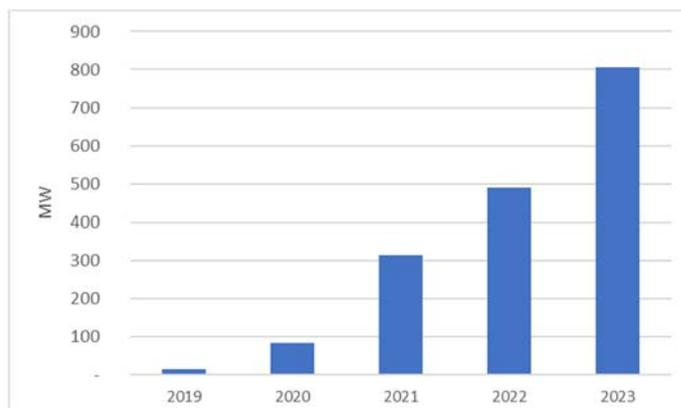


Figure 1 : Evolution la puissance totale des batteries installées en France, en injection – Source : Bilan électrique 2023 RTE.

Ceci conduit à envisager des modes de gestion des véhicules plus ou moins sophistiqués, mais dont la complexité ou le coût peuvent constituer un obstacle à leur déploiement. Cet inventaire des solutions et l'identification des freins à leur mise en œuvre permettent, en Partie 2, leur croisement avec les principaux cas d'usage du véhicule électrique. A chaque cas d'usage du véhicule, peuvent être associés différents modes de pilotage de la recharge, afin de déterminer quelle solution doit être encouragée, à quel horizon et quel avantage il est possible d'en retirer.

Pour la collectivité, cet avantage peut résider dans l'évitement de travaux de renforcement d'un raccordement ou d'une augmentation de capacité d'un transformateur, plus généralement l'évitement de situations génératrices de surcoûts.

Pour chaque solution et dans chaque cas d'usage, la question se pose de la répartition des coûts nécessaires à l'installation de la solution et de la redistribution des avantages et coûts évités entre les différents acteurs de la chaîne, sans oublier l'utilisateur du véhicule qui sera en général le premier décisionnaire dans l'utilisation quotidienne du pilotage. Se pose aussi la question du niveau géographique considéré : local pour le réseau de distribution, régional ou national pour la production. Enfin, il faut apprécier si le schéma de redistribution

<sup>12</sup> Bilan électrique 2023 – Rapport complet (p. 120)

<sup>13</sup> Source : Histoire de l'électricité.

sera suffisant pour obtenir le niveau d'adhésion nécessaire à chaque niveau ou si d'autres mesures de nature incitative, normative ou réglementaire devront être mises en œuvre.

Pour cette analyse, nous nous appuyons sur les données et résultats issus de deux documents de référence qui ont fait l'objet de concertations approfondies avec les acteurs concernés :

- l'étude de mai 2019, réalisée par RTE en collaboration avec l'Avère-France, « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique ». Cette étude est référencée dans la suite du document « RTE 2019 »<sup>14</sup> ;
- l'étude de février 2022, réalisée par RTE, « Les futurs énergétiques 2050 ». Cette étude est

référéncée dans la suite du document : « RTE 2022 ».

Compte tenu de son rythme actuel, on peut considérer que le développement du véhicule électrique suit la trajectoire du scénario Haut décrit dans RTE 2019 conduisant à 15,6 millions de véhicules légers électriques (VLE) circulant en 2035. C'est la vision retenue dans RTE 2022 qui, extrapolée, conduit à 35,9 millions de VLE en 2050.

Dans le présent document, on suppose en conséquence que le développement du véhicule électrique et les consommations d'électricité associées suivront la trajectoire du tableau 1.

	2023	2030	2035	2040	2050
<b>Nombre de véhicules légers électriques en circulation (millions)</b>	1,3	7,3	15,6	24,7	35,9
<b>Kilométrage annuel par véhicule (km)</b>	14 000	13 900	13 800	13 700	13 400
<b>Consommation kilométrique d'électricité des véhicules légers électriques (kWh/100 km)</b>	19,0	17,5	16,3	15	14
<b>Consommation d'électricité des véhicules légers électriques (TWh)</b>	3,5	17,8	35,1	50,8	67,2

Tableau 1 : Rappel des hypothèses considérées comme plausibles concernant le développement des véhicules légers électriques en France – Source : d'après RTE 2019 et RTE 2022.

La consommation prévisionnelle des VLE pourrait ainsi atteindre 67 TWh en 2050, auxquels s'ajouteraient les consommations des bus et autocars électriques (6 TWh), celle des poids lourds de transport des marchandises (8,3 TWh)<sup>15</sup> ainsi que celle des véhicules industriels (chantiers, aéroports...).

En parallèle, la consommation d'électricité du secteur résidentiel, pour le chauffage, la production

d'eau chaude sanitaire, la ventilation et la climatisation, est estimée, en 2050 également, à 65 TWh, pratiquement à égalité avec celle des VLE à cet horizon. Ces deux postes de consommation, qui concernent directement la vie quotidienne des Français, vont peser à égalité dans le bilan électrique de la France. Il est donc essentiel d'examiner comment le bâtiment et le véhicule électrique vont pouvoir être pilotés afin que les deux postes puissent tirer parti de leur complémentarité.

<sup>14</sup> Il nous a été indiqué que cette étude était en cours d'actualisation.

<sup>15</sup> Ces chiffres sont ceux proposés par RTE dans les études citées. D'autres travaux conduisent à des prévisions plus

élevées. Il faudra donc les affiner au fur à mesure que les tendances se préciseront.

## La recharge naturelle

La recharge naturelle, ou non pilotée, consiste, pour l'utilisateur, à recharger son véhicule électrique de façon spontanée, en fonction de ses besoins et des circonstances, sans tenir compte du besoin de flexibilité. C'est la règle aujourd'hui pour la majorité des actes de recharge pour les particuliers<sup>16</sup>. La pérennisation de ce mode de gestion conduirait à une situation non soutenable. Elle implique que le système électrique fasse son affaire de l'appel de puissance induit par la recharge du véhicule électrique. Dans RTE 2019, il était considéré que l'impact sur la pointe du soir d'un million de

véhicules électriques en circulation pourrait atteindre, en l'absence de pilotage, 650 à 870 MW.

Compte tenu des retours d'expérience dont RTE dispose aujourd'hui, il semble que ces estimations soient pessimistes. Les dernières études visant à actualiser RTE 2019 montreraient une grande diversité des habitudes de recharge conduisant à la conclusion que l'appel de puissance additionnelle engendré par la recharge naturelle se situerait plutôt, en moyenne, aux environs de 0,4 kW par véhicule à 19 h, ce qui conduirait en 2050 à un impact de l'ordre de 14,4 GW (figure 2).

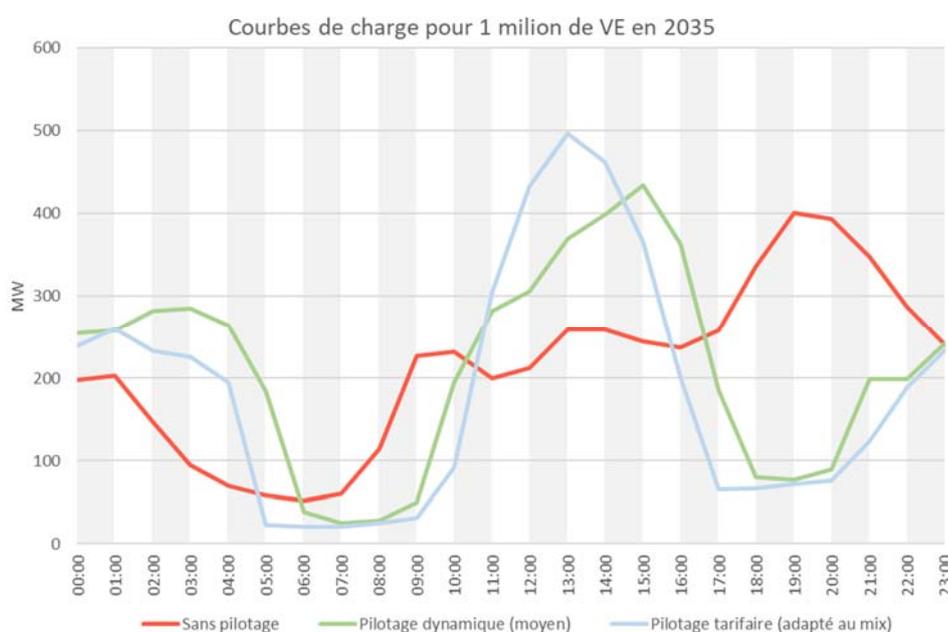


Figure 2 : Courbes de charge pour un million de véhicules électriques (dans le scénario Crescendo médian de RTE 2019) selon le type de pilotage. Source : Actualisation provisoire de RTE 2019 communiquée par RTE.

A contrario, il est également possible, selon Enedis, que le nombre de véhicules en circulation dépasse, dès 2035, 18 millions de véhicules.

Dans ces conditions, dans l'attente de confirmation des évaluations, en cours, nous considérons que l'appel de puissance occasionné à la pointe pourrait évoluer dans les limites de la figure 3.

Cet appel de puissance se situerait entre 6 et 13 GW en 2035 et entre 15 et 30 GW en 2050 (non compris 6

à 7 GW pour les véhicules lourds à cet horizon). Il s'ajouterait à l'appel de puissance lié aux autres usages de l'électricité, que ce soit le matin à l'arrivée sur les lieux de travail ou le soir lors du retour au domicile, avec la relance du chauffage, des appareils de cuisson et des autres appareils électroménager. Pour mémoire, la pointe de puissance aujourd'hui se situe, en période froide, aux alentours de 90 GW.

<sup>16</sup> L'enquête comportementale auprès des utilisateurs de véhicules électriques. Enedis – BVA de juillet 2024 conclut

que la recharge pilotée n'est pratiquée que par 34 % des possesseurs de véhicules électriques.

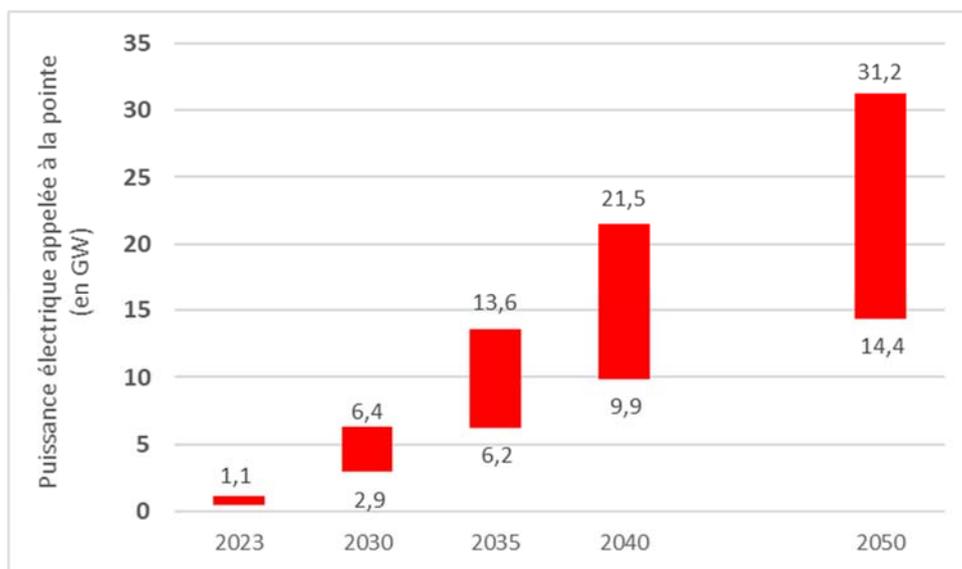


Figure 3 : Puissance électrique appelée par le parc de véhicules électriques légers dans l'hypothèse d'une recharge 100 % naturelle – Source : d'après données RTE.

## Le pilotage tarifaire statique

### Définition

Dans le pilotage tarifaire statique, la recharge est programmée de façon se déclencher au passage des heures pleines vers les heures creuses, selon un horaire prédéfini. Un mécanisme permet dans certains cas de lisser, dans une zone donnée, ce déclenchement afin d'éviter un appel de puissance trop fort. Le modèle est une extension de celui adopté pour les ballons d'eau chaude. Il s'appuie sur un calendrier heures pleines/heures creuses contractuel porté à la connaissance du client.

Le pilotage tarifaire HP/HC peut se faire en connectant la borne de recharge au compteur LINKY (au contact sec ou via la prise TIC : Télé-Info Client) si la borne le permet. Elle peut également se faire en programmant l'horaire de la recharge sur le véhicule ou via une application.

Une connexion via Internet entre la borne (ou le véhicule) et le fournisseur (ou un opérateur de recharge) permet de mettre en œuvre un pilotage sur

la base de grilles tarifaires plus sophistiquées mais qui sont aujourd'hui peu répandues.

Aujourd'hui, en France, les huit heures considérées comme creuses dans le tarif réglementé de l'électricité (TRV), et dans les offres de marché avec heures creuses qui s'alignent sur lui (environ 4,5 millions de clients), sont essentiellement positionnées en période de nuit. Toutefois, pour plus de 4 millions d'abonnés, les heures creuses comportent une tranche en heures méridiennes. Pour assurer la sécurité de l'alimentation en électricité en ajustant la consommation à un niveau temporairement limité, Enedis a été autorisée, pour les hivers 2022/2023 et 2023/2024 et pendant deux heures au maximum, à désactiver pendant la période méridienne (de 11 h à 15 h 30) le contact sec de Linky pilotant le ballon d'eau chaude ou éventuellement le véhicule électrique, en renvoyant son déclenchement vers la période de nuit<sup>17</sup>.

### Les enjeux du pilotage tarifaire statique

Le pilotage tarifaire statique est la façon la plus simple et la plus efficace de maîtriser la puissance appelée par le parc de véhicules électriques. Comme pour les ballons d'eau chaude, le pilotage tarifaire est un outil de flexibilité journalière conduisant à positionner en heures creuses la recharge des véhicules. Les consommateurs rechargent, semble-t-il, généralement une ou deux fois par semaine. Mais la capacité de la batterie peut permettre, dans certains cas, de se limiter à une recharge pendant le week-end, ce qui fait du pilotage tarifaire un outil de flexibilité hebdomadaire.

Son enjeu dépassera très largement celui du pilotage des ballons d'eau chaude qui permet aujourd'hui de décaler environ 4 GW de puissance électrique<sup>18</sup>. Dans un scénario à 11,7 millions de véhicules en 2035 (scénario Crescendo médian de RTE 2019), RTE estime à 6 GW l'écart entre un pilotage tarifaire

simple de la recharge de la totalité des véhicules et une absence de pilotage. Dans le scénario retenu, avec 15,6 millions de véhicules en 2035 (scénario Crescendo haut de RTE 2019), cet écart se trouve porté à 8 voire 10 GW, soit trois fois l'enjeu du pilotage des ballons d'eau chaude et sept fois à l'horizon 2050.

L'enjeu économique du pilotage tarifaire statique pour la collectivité a été évalué par RTE (RTE 2019) à 900 M€ par an pour un parc de 15,6 millions de VLE en 2035, soit approximativement 60 €/véhicule.an) si tous les véhicules étaient ainsi pilotés.

Cet avantage peut être comparé à celui qu'en tire aujourd'hui un consommateur qui recharge, dans 80 % des cas, son véhicule à domicile. Sur la base de 14 000 km parcourus chaque année, la souscription d'un tarif HP/HC et le pilotage tarifaire associé lui

<sup>17</sup> Voir arrêté du 6 septembre 2023. À noter que l'utilisateur pouvait s'il le souhaitait forcer le déclenchement entre 12 h et 14 h et dans ce cas bénéficiait des mêmes conditions financières.

<sup>18</sup> Source : RTE – CPSR - Groupe de travail n°7 – Flexibilité (octobre 2020).

permettent, selon les calculs effectués en Partie 2, d'économiser, en conditions 2024, 91 €/an (TTC), auxquels peut s'ajouter une réduction du coût d'abonnement de 80 €, du fait de ne pas avoir à augmenter la puissance souscrite. Cet avantage est significatif et les calculs effectués concluent à son augmentation dans le scénario post 2026 caractérisé par une horo-saisonnalisation des HP/HC.

Il est clair que, au fur et à mesure que le véhicule électrique se développera, l'absence de pilotage de la recharge se traduirait par un déséquilibre plus important dans la courbe de charge que celui qui peut être ressenti aujourd'hui. et il est probable que l'enjeu économique direct sera plus important que les 900 M€ précités pour l'horizon 2035, si l'on considère l'horizon 2050 et les 36 millions de VE qui s'y profilent.

## ***Comment généraliser le pilotage tarifaire statique***

Ainsi qu'on le verra dans la Partie 2, le pilotage tarifaire statique doit devenir le mode de recharge par défaut, mis en œuvre de façon systématique. Il faut pour cela mettre en œuvre et respecter les conditions nécessaires.

- **Un premier point est de veiller à l'installation de bornes de recharge permettant le pilotage tarifaire.** C'est déjà assez largement le cas. L'aménagement du crédit d'impôt relatif à l'installation des bornes de recharge par les particuliers intervenu en 2024 au seul bénéfice des bornes pilotables aura un effet incitatif. Mais il pourrait être envisagé de transformer en obligation réglementaire le respect des spécifications techniques qui permettent aujourd'hui aux bornes dites pilotables d'ouvrir droit au crédit d'impôt.
- Une deuxième difficulté réside dans le fait que beaucoup d'utilisateurs se rechargent sur des prises classiques ou n'utilisent pas les possibilités de pilotage offertes par la borne quand ils en ont une<sup>19</sup>. Des campagnes de sensibilisation seront nécessaires, en particulier pour convaincre les usagers de ne pas se satisfaire de la recharge sur une prise banalisée de type E.
- Il restera cependant à s'assurer que le différentiel tarifaire heures pleines/heures creuses

est suffisant pour motiver les consommateurs à en tirer parti, compte tenu du supplément de coût de l'abonnement et du remplacement éventuel de la borne. Nous verrons en Partie 2 que les évolutions envisagées sur l'horo-saisonnalité des heures pleines et des heures creuses renforceront l'intérêt pour le consommateur du pilotage tarifaire statique.

- Il faudra probablement définir les conditions d'étalement de la mise en charge des équipements pilotés par Linky (ballon d'eau chaude et VE essentiellement) afin de limiter la puissance devant être souscrite et d'éviter l'apparition, sur le réseau, d'une pointe lors de l'enclenchement des appareils pilotés.
- Les bornes de recharge doivent permettre a minima le pilotage tarifaire statique. Il est également souhaitable qu'elles puissent permettre de passer le moment venu, par upgrade logiciel, à un pilotage dynamique, plus ou moins sophistiqué, permettant, par exemple, de choisir certains jours plutôt que d'autres pour se recharger la nuit, ou bien certaines heures plutôt que d'autres au sein de la nuit pour bénéficier de tarifs encore plus bas. Les signaux des nouvelles offres fournisseurs le permettent.

---

<sup>19</sup> Selon l'enquête comportementale auprès des utilisateurs de véhicules électriques. Enedis – BVA de juillet 2024, parmi les possesseurs de véhicules électriques qui ne pilotent pas la recharge de leur véhicule, 36 % ne le souhaitent pas, 20 %

trouvent que c'est compliqué et 30 % de savent pas dire pourquoi ils ne pilotent pas la recharge.

## Le pilotage dynamique (V1G)

### Définition

Le pilotage dynamique (ou V1G) consiste à piloter la recharge en fonction de paramètres évolutifs ou d'événements qui peuvent provenir du système électrique, du véhicule, des autres postes de consommation du bâtiment, de la production locale si elle existe. Ces signaux peuvent être des signaux tarifaires, mais aussi l'expression de besoins et de priorités, des puissances maximales à ne pas dépasser, des informations météo, etc.

Le pilotage dynamique est considéré par les acteurs du système électrique comme devant compléter, dans une proportion aujourd'hui non encore définie, le pilotage tarifaire statique par une optimisation de celui-ci permettant de dégager une valeur supplémentaire, quand cela est possible.

Il diffère du pilotage statique par la variabilité à la fois du tarif, mais aussi par celle du calendrier : on ne parle plus d'un tarif heures pleines/heures creuses mais de niveaux de prix qui peuvent varier plusieurs fois dans la même journée en fonction de la météo, de l'heure ou des prix de marché, eux-mêmes

fonction des conditions prévalant à un instant donné dans des pays interconnectés. L'excursion en prix peut dépasser un rapport 10 (cf. exemple suédois décrit en annexe 1) ou plus, entre une journée froide d'hiver, sans soleil ni vent, avec quelques centrales nucléaires en maintenance, ou au contraire, une journée ensoleillée et venteuse de printemps, avec peu de consommation et une large surproduction.

Le pilotage dynamique implique une communication, via le compteur communicant ou via internet, entre la borne de recharge et un agent extérieur (réseau, fournisseur, opérateur, agrégateur...) permettant à cet agent d'envoyer des signaux numériques à la borne lui permettant d'adapter de façon automatique le rythme de recharge du véhicule, à la condition que la borne ait elle-même la possibilité de communiquer avec le véhicule et de déployer ainsi une recharge intelligente (*smart recharging*)<sup>20</sup> ou V1G. La communication avec l'agent extérieur peut également se faire par le canal du véhicule qui est alors l'organe de pilotage.

### Les différentes formes de pilotage dynamique

La recharge dynamique constitue une première étape dans la mise en œuvre de solutions de pilotage

plus sophistiquées (V2H/V2B et V2G) (figure 4) qui seront analysées plus loin.

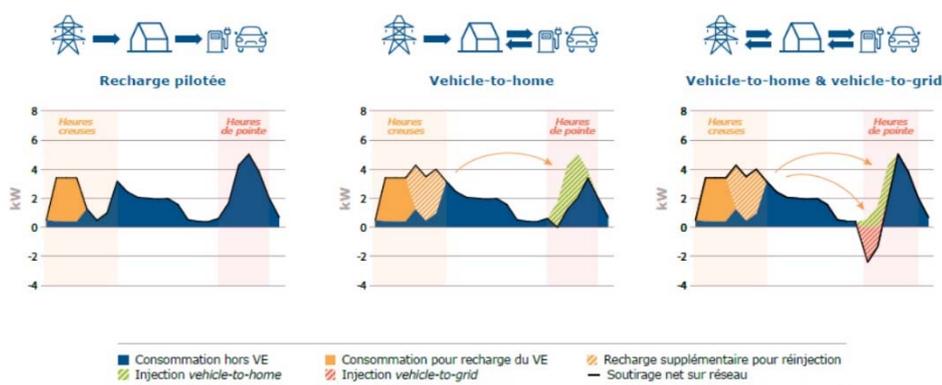


Figure 4 : La recharge pilotée, première étape vers les V2H et le V2G – Source : RTE 2019.

<sup>20</sup> La directive 2023/2413 du 18 octobre 2023 (RED III) définit la recharge intelligente de la façon suivante : « une opération de recharge lors de laquelle l'intensité de l'électricité fournie à la batterie est ajustée de manière dynamique, sur

la base d'informations reçues par voie de communication électronique ».

Il peut en premier lieu s'agir d'un pilotage de la consommation en fonction de données tarifaires variant de façon dynamique, à un pas de temps plus ou moins rapproché. On parlera alors de pilotage tarifaire dynamique. L'option Tempo, proposée par EDF, est considérée comme un tarif dynamique mais elle n'affecte que marginalement les heures creuses. Elle n'impacte donc que faiblement la recharge des VE. Dans certains pays, en Suède par exemple, la tarification dynamique, heure par heure, avec préavis du jour pour le lendemain, est largement pratiquée (voir annexe 1). Les variations de prix pour le consommateur, y compris le consommateur domestique, peuvent être très fortes et celui-ci a tout intérêt à adapter ses consommations aux conditions tarifaires et à éviter ainsi une pénalisation financière. Au lieu d'une adaptation manuelle en temps quasi-réel, un pilotage dynamique peut être envisagé, soit par un système de gestion de l'énergie approprié (BEMS, HEMS)<sup>21</sup>, soit en confiant cette gestion à un tiers qui peut être le fournisseur ou un agrégateur<sup>22</sup>. Ces opérateurs sont susceptibles de bénéficier de conditions d'achat de l'électricité auprès des producteurs plus avantageuses et, éventuellement, de revendre les flexibilités associées au pilotage réseau, en en faisant éventuellement bénéficier leurs clients<sup>23</sup>.

L'adaptation à des conditions tarifaires dynamiques peut se faire en prenant en compte l'ensemble des consommations du bâtiment, de façon à établir des priorités, et en tenant compte également de l'apport prévisionnel des capacités de production locale. **Le pilotage dynamique glisse alors vers l'objectif plus ambitieux consistant à intégrer complètement la gestion de la recharge dans le cadre du pilotage du système énergétique du bâtiment, c'est-à-dire de tous les équipements qui consomment, produisent ou stockent de l'énergie :** véhicules électriques, systèmes de chauffage, ballons d'eau chaude, appareils ménagers, panneaux photovoltaïques, batteries stationnaires... La gestion coordonnée de tous ces équipements, en fonction de paramètres tels que les prix de l'énergie, le niveau de puissance souscrite, la météo, les contraintes de

disponibilité... relève du concept de maison intelligente ou de bâtiment intelligent (*smart home, smart building*). Depuis des années, ce concept donne lieu à beaucoup d'investigations mais n'est pas encore implémenté dans sa généralité même si des solutions offrant un haut niveau de fonctionnalités sont déjà disponibles. C'est le cas, par exemple, de la gamme de bornes EVlink Home Smart de Schneider Electric qui s'interface avec les systèmes de gestion de l'énergie Wiser ou Schneider Home permettant de piloter, par un smartphone, les équipements d'un logement : chauffage, volets-roulants, éclairage, recharge voiture électrique, panneaux solaires...

**Une autre forme de pilotage dynamique peut avoir pour objectif de rester, au niveau du consommateur, dans les limites de la puissance qu'il aura souscrite, de façon à éviter des pénalités, une augmentation de la puissance souscrite (avec potentiellement des coûts de travaux pour renforcer un raccordement) voire des coupures pour les clients résidentiels qui, en règle générale, n'ont pas de dépassement autorisé. On parle alors de pilotage de la puissance.**

Ce pilotage de la puissance gagne à être réalisé de manière globale, c'est-à-dire en intégrant les puissances appelées par les autres usages du bâtiment/logement, comme indiqué précédemment.

Si on se limite à la seule recharge des véhicules électriques, la gestion de la puissance appelée peut se faire au niveau d'une collectivité par un opérateur de recharge : pilotage des bornes de recharge dans les parkings d'entreprise ou d'immeubles résidentiels collectifs. Ces bornes sont alimentées à partir d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques (IRVE), elle-même desservie à partir d'un point d'accès commun aux différentes bornes qui peut être le tableau des parties communes ou un point d'accès spécifique (voir cas d'usage 2 et figures 15 à 17). Un système de gestion permet alors d'assurer la modulation de la puissance prélevée sur le réseau en fonction de la puissance restant disponible si la recharge vient en concurrence avec

<sup>21</sup> BEMS : Building Energy Management System – HEMS : Home Energy Management System.

<sup>22</sup> Ce qui pose toutefois un problème de standardisation des protocoles de communication.

<sup>23</sup> Certains acteurs de flexibilité ne font pas actuellement bénéficier aux clients des plus-values qu'ils dégagent. Cela

est possible pour le chauffage car il n'y a pas de conséquence durable à l'activation d'une flexibilité. Concernant l'utilisation des batteries de VE, ce modèle est plus incertain. Car il faut pouvoir compenser l'utilisation par l'opérateur de flexibilité des batteries des VE ainsi que l'usure correspondante qui reste aujourd'hui mal connue.

d'autres usages et, éventuellement, en fonction des données tarifaires. Le système de gestion permet la répartition de cette puissance entre les différents points de recharge<sup>24</sup>, généralement au prorata des véhicules connectés dans les immeubles résidentiels ou en respectant certaines priorités dans les entreprises ou le tertiaire.

Dans le cas d'un appartement associé à un emplacement individuel de parking doté d'un point de livraison avec compteur Linky, on peut également imaginer une gestion coordonnée de la puissance appelée dans l'appartement et de celle distribuée au niveau de la borne de recharge, afin que la somme des deux reste dans la limite autorisée par un abonnement global (si cette formule commerciale vient à être proposée).

**La pilotage dynamique peut se faire également à l'initiative du système électrique dans un contexte de tension**, qu'il s'agisse de la production, du réseau de transport ou de distribution ou d'impératifs environnementaux résultant d'une limitation des émissions de CO<sub>2</sub>.

Dans le cas d'une flexibilité contractualisée, l'avantage accordé est alors sous-jacent au tarif accepté par le client. L'option TEMPO relève d'un tel système mais n'impacte que marginalement les heures creuses.

Les pouvoirs publics et les opérateurs de réseau peuvent également être amenés à prendre des mesures « hors marché ». Le dispositif ECOWATT ne revêt aujourd'hui qu'un caractère incitatif citoyen mais il est envisageable qu'il évolue, si la nécessité s'en fait sentir, vers un système de pilotage

## ***Les enjeux du pilotage dynamique***

Le pilotage dynamique tarifaire est une extension du pilotage statique tenant compte, dans certains cas en temps réel mais généralement avec un préavis de plusieurs heures, des données susceptibles d'avoir une incidence sur le rythme optimal de recharge. Le pilotage dynamique apporte des avantages additionnels au pilotage statique en fonction des fonctionnalités supportées par le système de pilotage.

---

24 Si la borne est compatible avec le standard OCPP 1.6J minimum.

dynamique prêt à recevoir des ordres émis par le réseau, avec interruption ou limitation des livraisons pendant les heures d'alerte, spécifiquement vers certains usages tels que les IRVE mais à la condition qu'un tel asservissement soit possible.

Plus généralement, la connectivité offerte par les systèmes V1G pourrait permettre au réseau d'inclure l'écosystème des IRVE pilotables dynamiquement dans la palette des outils de flexibilité auquel le système électrique peut faire appel. Outre l'effacement, ou la modération de la recharge sur envoi d'un signal, les IRVE pilotables dynamiquement peuvent, à la condition qu'elles soient administrées de façon ad-hoc, rentrer dans les outils de stabilisation de la fréquence (services système assurés par les réserves primaires et secondaires) voire d'ajustement en énergie (réserve tertiaire), mais sous réserve de pouvoir satisfaire aux règles gouvernant ces services qui sont très exigeantes et d'être compétitives par rapport aux autres dispositifs permettant de répondre aux besoins de flexibilité. La mise en œuvre de ces flexibilités ne peut se concevoir que dans le cas d'un parc de véhicules suffisamment important pour qu'une fraction soit en permanence mobilisable. Le recours à des agrégateurs semble nécessaire pour en rendre possible la mobilisation.

**Ces formes de pilotage dynamique ne sont pas exclusives les unes des autres.** Le pilotage de la puissance peut s'ajouter au pilotage tarifaire statique dès lors que les IRVE sont connectées et pilotables, tout comme on peut à la fois gérer une puissance maximale soutirable et des tarifs variables.

Il est donc difficile de quantifier l'apport spécifique du pilotage dynamique. Dans ses travaux d'actualisation de *RTE 2019*, RTE parvient à une estimation de l'impact du pilotage dynamique, pris dans sa globalité, sur la courbe de charge du véhicule électrique (figure 2). On y voit que le pilotage dynamique permet, pour un jour ouvré de 2035, de ramener pratiquement à zéro l'appel de puissance additionnel lié à la recharge au moment de la pointe du soir. Cependant, cette analyse ne fait pas

apparaître le gain additionnel lié spécifiquement au caractère dynamique du pilotage par rapport au pilotage tarifaire statique. Pour le consommateur, l'intérêt du pilotage dynamique est évalué et discuté dans la Partie 2. On y démontre que le pilotage dynamique peut procurer un avantage additionnel significatif par rapport au pilotage statique mais qu'un pilotage tarifaire statique basé sur une horosaisonnalité suffisamment fine des heures pleines et

des heures creuses, permet à lui seul de dégager les deux tiers de l'avantage sous-jacent à un suivi dynamique des prix de l'électricité sur une base horaire.

Dans *RTE 2022*, RTE explore différents scénarios de pilotage afin d'évaluer leur potentiel en termes de flexibilité à l'horizon 2050. Les résultats de cette analyse sont résumés dans le tableau 2.

Modalité de pilotage		Pilotage tarifaire statique	Pilotage dynamique	Vehicle-to-grid	Pilotage tarifaire statique
Configuration « Flexibilité très basse »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	29%	0%	0%	50%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	24 TWh	0 TWh	0 TWh	9 TWh
	Puissance moyenne effaçable (GW)	3 GW	0 GW	0 GW	1,0 GW
	Puissance maximale effaçable (GW)	7 GW	0 GW	0 GW	3,0 GW
Configuration « Flexibilité prudente »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	22%	23%	2%	60%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	18 TWh	19 TWh	1 TWh	11 TWh
	Puissance moyenne effaçable (GW)	2,1 GW	2,1 GW	1,7 GW	1,2 GW
	Puissance maximale effaçable (GW)	5,3 GW	6,0 GW	2,0 GW	3,6 GW
Configuration « Flexibilité médiane »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	20%	40%	6%	75%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	16 TWh	32 TWh	5 TWh	13 TWh
	Puissance moyenne effaçable (GW)	1,8 GW	3,7 GW	5,8 GW	1,5 GW
	Puissance maximale effaçable (GW)	4,7 GW	10,0 GW	6,5 GW	4,5 GW
Configuration « Flexibilité haute »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	11%	57%	20%	90%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	9 TWh	46 TWh	16 TWh	16 TWh
	Puissance moyenne effaçable (GW)	1,0 GW	5,2 GW	20,2 GW	1,8 GW
	Puissance maximale effaçable (GW)	3 GW	14 GW	23 GW	5,4 GW

Tableau 2 : Flexibilités apportées par le pilotage de la recharge dans différents scénarios à l'horizon 2050 – Source : RTE 2022.

Le périmètre exact du pilotage dynamique retenu n'est pas précisé dans *RTE 2022*. Cependant, on voit que le pilotage dynamique se distingue peu du pilotage statique dans les scénarios de flexibilité très basse ou prudente. Par contre, il peut apporter beaucoup plus que le pilotage statique dans les scénarios de flexibilité médiane et haute. On voit dans le tableau 2, une puissance maximale effaçable pouvant aller jusqu'à 14 GW.

A son impact direct sur le système électrique, s'ajoute l'avantage que peut présenter le pilotage dynamique pour limiter les émissions de gaz à effet de serre. Dans le tableau 2, on note que, dans une configuration de flexibilité médiane, le pilotage de la

recharge permet de moduler ou d'effacer 32 TWh d'électricité. Ces TWh, s'ils sont prélevés, devront être restitués. Si l'on admet que l'économie en émission de CO<sub>2</sub> qui en résulte est, compte tenu de l'interconnexion des réseaux électriques, comprise entre 100 et 200 g de CO<sub>2</sub> par kWh<sup>25</sup>, les émissions évitées au niveau européen ressortent entre 4,8 et 9,6 Mt de CO<sub>2</sub> par an. Admettant une valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> de 500 €/t à horizon 2050 (chiffre proposé par France stratégie pour l'après 2040), ce sont 2 à 4 milliards d'euros qui peuvent ainsi être économisés par la collectivité. Toutefois, ce type de flexibilité vient en concurrence avec d'autres moyens

<sup>25</sup> Estimation de l'évolution possible du contenu carbone moyen du kWh produit en Europe à horizon 2040.

faiblement carbonés plus faciles à mettre en œuvre, tels que l'appel aux ressources hydrauliques.

**En ce qui concerne l'enjeu économique direct** du pilotage dynamique, RTE estime dans *RTE 2019* qu'une valeur supplémentaire de 0,3 Md€ par an peut être apportée en 2035 par des dispositifs de pilotage plus sophistiqués que le seul pilotage tarifaire statique. Comme indiqué à propos du pilotage statique, cette évaluation sera certainement à revoir fortement à la hausse si l'on considère l'horizon 2050. Par ailleurs, d'autres facteurs doivent être pris en considération :

## *Les prérequis du pilotage dynamique*

**1. Quelle que soit la stratégie de pilotage suivie, elle ne doit pas modifier sensiblement le niveau de service attendu par l'utilisateur du véhicule électrique** : celui-ci doit pouvoir disposer du niveau de charge attendu au moment où il en a besoin<sup>26</sup>.

Lorsqu'il est possible d'étaler la recharge sur une période suffisamment longue, le pilotage dynamique doit offrir une prévisibilité suffisante pour pouvoir garantir que le niveau de charge sera atteint au moment opportun : si le véhicule a besoin de deux heures pour atteindre le niveau demandé, il faut que l'outil de pilotage, quel qu'il soit, ait connaissance suffisamment à l'avance des périodes « interdites » pour délivrer le service de recharge attendu. Cela suppose aussi que l'outil ait connaissance de l'état de la batterie et de l'heure attendue de reprise du véhicule. Ce peut être par défaut (18 h ou 7 h du matin), ou résulter d'une programmation. Il peut également s'agir d'un échange entre l'IRVE et le véhicule afin de connaître les habitudes de roulage de l'utilisateur ou bien d'une indication de l'utilisateur au système pour lui indiquer quand il a besoin de rouler et pour quelle distance ou quel est le niveau de batterie souhaité.

Ce type d'interaction nécessite que soit possible, sur le plan technique, juridique et commercial

- l'intérêt du pilotage au niveau des boucles locales, en intégrant différents facteurs d'économie possible (optimisation de l'autoconsommation et du foisonnement) ;
- les avantages environnementaux évoqués ci-dessus ;
- les avantages liés à une approche holistique de la maison ou du bâtiment intelligent consistant à gérer le bâtiment dans sa globalité, y compris les productions locales. Ce point est examiné en Partie 2 dans le cas de la maison individuelle.

l'échange des données nécessaires entre le véhicule et la borne.

**2. En admettant que soient définies et mises en œuvre des solutions techniques permettant la circulation des données nécessaires au pilotage dynamique de la recharge – ou d'une certaine forme de pilotage dynamique –, se pose la question des droits d'accès à ces données et de leurs droits d'usage.**

Les acteurs concernés se déclarent plutôt favorables au partage des données utiles à la recharge intelligente : données relatives aux bâtiments et à leurs équipements, aux véhicules et à leurs batteries, au système électrique. Les acteurs peuvent être les propriétaires, ou les occupants de bon droit des bâtiments, ou des tiers agissant pour leur compte tels que des entreprises de gestion de l'énergie, des fournisseurs de services d'électromobilité ou des participants aux marchés de l'électricité. Il n'est contesté par personne que la mise à disposition de ces données doit se faire de façon non discriminatoire et conformément aux règles applicables en matière de protection des données.

Cependant, malgré ces déclarations d'intention, la situation apparaît relativement figée. L'impossibilité de faire remonter des données sur l'état de la batterie autrement que par un circuit

---

<sup>26</sup> Les services de recharge rapide ne sont pas concernés par le pilotage dynamique, pas plus que par le pilotage statique, car la contrainte temps est primordiale.

assez compliqué, passant par les serveurs en ligne des constructeurs automobiles et ceux des opérateurs de flexibilité, ne tient pas seulement à des questions techniques. Les données sont stratégiques pour beaucoup d'acteurs et la perspective de devoir les échanger, surtout gratuitement, n'est pas encore entrée dans les mœurs.

La situation est appelée à évoluer du fait de trois textes issus du paquet législatif *Fit for 55* :

- la directive 2023/2413 du 18 octobre 2023 (dite RED III), modifiant la directive 2018/2001 sur les énergies renouvelables, impose aux constructeurs automobiles de mettre à la disposition des propriétaires et utilisateurs de véhicules électriques, ainsi que des tiers agissant pour leur compte, des données embarquées relatives à l'état de santé de la batterie, à son état de charge, à son point de consigne et à sa capacité, ainsi que, s'il y a lieu, à l'emplacement des véhicules électriques. Cette mise à disposition doit se faire dans des conditions non discriminatoires et gratuitement. Des obligations similaires s'appliquent aux fabricants de batteries ;
- la nouvelle version de la directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD) pose comme principe que les propriétaires, locataires ou gestionnaires de bâtiments ont un accès direct au système de données du bâtiment, dont font partie les points de recharge. Ces données peuvent être transférées, à la demande des propriétaires, locataires ou gestionnaires, sans charge additionnelle, à des tiers, y compris des agrégateurs, des fournisseurs d'énergie ou de services énergétiques ;
- le nouveau règlement « batteries » 2023/1542 du 12 juillet 2023 stipule que les données relatives à l'état de santé de la batterie doivent être communiquées à la personne physique ou morale ayant acheté la batterie ainsi qu'à tout tiers dans le but de mettre la batterie à la disposition d'agrégateurs ou d'acteurs du marché.
- Des actes de transposition en droit français sont requis pour les dispositions relevant de directives.

### 3. Ne pas porter atteinte ni à la durée de vie ni aux performances de la batterie.

La communication du SOC (*State of Charge*) de la batterie sert à garantir à l'utilisateur son besoin de roulage. Il sert aussi à éviter de faire fonctionner la batterie dans des plages où elle pourrait s'user prématurément. Plus généralement, se pose la question de l'échange d'informations en temps réel entre la borne et la voiture, afin de gérer la session de charge, restreindre si besoin le flux d'électricité distribuée et signaler des dysfonctionnements.

Une usure anticipée de la batterie viendrait annuler immédiatement tous les gains espérés par le pilotage dynamique. On considère aujourd'hui que les batteries ont une durée de vie et une résilience face aux aléas plus élevées qu'on ne l'imaginait il y a quelques années. Cependant la question de l'impact du pilotage dynamique sur la batterie demeure une préoccupation à laquelle il faut apporter une réponse. Les enseignements du projet BATTERYMOVE supporté par l'ADEME sont attendus pour 2025.

### 4. Le pilotage dynamique est aujourd'hui très peu pratiqué. Le premier problème à aborder est celui de l'identification des cas d'usage où un surplus économique significatif peut être dégagé par le pilotage dynamique en complément de ce qu'apporte le pilotage tarifaire statique. Cela suppose que l'on puisse évaluer l'intérêt économique d'un tel pilotage. Or une telle évaluation est difficile pour plusieurs raisons.

- L'avantage économique attaché au pilotage dynamique peut apparaître de différentes façons en rappelant que le but principal du pilotage dynamique est, comme dans tout système de contrôle de procédé, de maintenir le système électrique dans un état stationnaire, en évitant de le laisser dériver vers des situations exceptionnelles qui sont génératrices de surcoûts ou de défauts de service : surcoûts d'investissement ou d'exploitation, coûts de remplacement (importations), coûts de défaillance éventuels. A défaut de mesures correctrices, dont le pilotage dynamique fait partie, ces surcoûts sont normalement répercutés dans les prix qui peuvent alors

connaître des emballements de grande amplitude. Dans un environnement concurrentiel, le gain réalisé sur le prix de l'électricité grâce au pilotage dynamique est une mesure de l'avantage économique marginal apporté par ce pilotage.

Mais cet avantage décroît au fur et à mesure que le recours au pilotage dynamique se généralise. Si l'on se projette par exemple en 2035 et encore plus en 2050, l'absence de pilotage dynamique sur le véhicule électrique pourrait engendrer des

déséquilibres très importants qui se traduiraient par des surcoûts dans le système électrique (point A de la figure 1). Le pilotage dynamique permet de réduire de tels surcoûts et donc de créer de la valeur à hauteur du surcoût évité pour la collectivité. Les surcoûts diminuent au fur et à mesure que le pilotage dynamique est supposé se développer jusqu'à ce que les coûts de mise en œuvre du pilotage dynamique viennent évaluer l'avantage que l'on peut en retirer (point B de la figure 1).

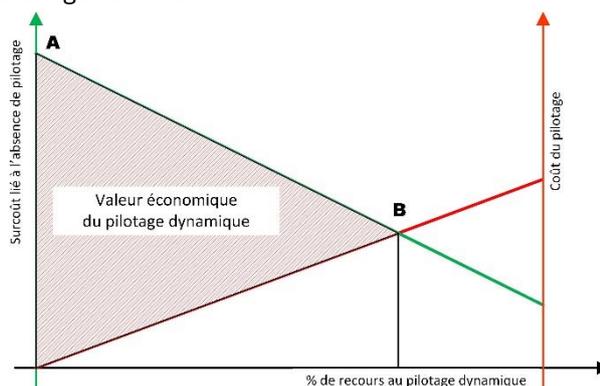


Figure 5 : Résorption des surcoûts sur le système électrique et création de valeur par le pilotage dynamique.

La valeur économique apportée par le pilotage dynamique correspond à l'aire en grisé sur la figure 5. Le problème est que pour la déterminer, il faut connaître le point A, c'est-à-dire qu'il faut pouvoir se projeter, à un horizon donné, dans une situation où le pilotage dynamique n'est pas ou est faiblement implémenté. Compte tenu de la vitesse à laquelle se déploie le VE et du contexte général dans lequel elle viendra s'insérer, la situation du réseau pourrait être très différente en 2035 et en 2050 de la situation actuelle. En fonction de l'effort qui aura été consenti sur les réseaux et de l'impact, plus ou moins profond qu'auront les mesures de sobriété et d'efficacité énergétique, la situation du système électrique, pris dans son ensemble, sera plus ou moins tendue. Évaluer l'intérêt économique du pilotage dynamique en utilisant des références actuelles, techniques ou tarifaires, peut conduire à minimiser l'importance qu'il devrait prendre dans les années à venir. Une minimisation du risque conduit normalement à imaginer et à prendre en compte de telles situations.

- Par ailleurs, la stabilité apportée par les régimes de prix administrés, tels que le TRV, ont pour effet de gommer les excursions de prix qui apparaissent dans un système concurrentiel dès

lors que des déséquilibres apparaissent. Cette stabilisation par voie réglementaire des prix peut profiter, selon les niveaux de prix retenus, aux acteurs du réseau ou aux consommateurs. Mais dans tous les cas, elle empêche de faire apparaître l'intérêt économique du pilotage dynamique à temps de latence court. Le système économique peut alors être sous-optimisé au niveau des moyens de production et de distribution mais il n'est pas optimisé au niveau de l'ensemble production/consommation. En France, l'usage prévalent du TRV, si l'Etat ne lui donne pas la flexibilité suffisante pour refléter sur la base d'échéances courtes la situation du système électrique, peut constituer un obstacle majeur au développement du pilotage dynamique, sauf à imaginer des mécanismes assez complexes de restitution extratarifaire aux consommateurs de l'avantage lié à leur comportement vertueux.

L'enjeu du pilotage dynamique réside dans la diversité de la granularité spatiale et temporelle qu'il est possible d'implémenter. Entre une tarification variant en temps quasi-réel avec un préavis très court et une tarification statique, il y a toutes les étapes intermédiaires, plus ou moins « dynamiques ». A la limite, la tarification

statique est dynamique, mais son temps réel est celui des révisions tarifaires, qui peuvent cependant être suffisantes pour réorienter des choix ou des comportements.

- 5. En admettant que des cas d'usage aient été identifiés comme justifiant certaines formes de mise en œuvre du pilotage dynamique, il faut que les différents acteurs soient motivés pour le mettre en place puis l'utiliser.** La première motivation étant financière, se pose alors la question de la répartition entre acteurs du surplus qu'il permet de dégager et en particulier du retour vers le consommateur de tout ou partie de la valeur créée.

La partie tarifaire du pilotage, relève du rapport entre le consommateur et son fournisseur qui peut proposer des formules associant le pilotage de la recharge et le bénéfice d'une tarification plus avantageuse, ce qui renforcera l'intérêt du véhicule électrique.

La rémunération du consommateur au titre des services de flexibilité est beaucoup plus délicate car les services aujourd'hui reconnus par RTE n'ont pas été conçus pour que de petits consommateurs, nombreux mais dispersés, puissent y participer. Il faut donc imaginer des modèles d'affaires adaptés aux gestionnaires de parcs importants de bornes de recharge ou reposant sur des opérateurs servant d'agrégateurs des services offerts à l'échelle élémentaire par les bornes de recharge.

- 6. La question des dispositions techniques à prévoir pour permettre le pilotage dynamique doit être clarifiée.** En fonction du niveau de sophistication du pilotage dynamique visé, elles se différencient plus ou moins de celles exigées par le pilotage tarifaire statique.

Il est vraisemblable que, si l'objectif est simplement de tirer le meilleur parti d'une grille tarifaire variable, les dispositions à mettre en œuvre ne seront pas fondamentalement différentes de celles requises par le pilotage tarifaire statique. Si tel est le cas, les politiques publiques devraient veiller à ne pas laisser se créer une solution de continuité entre installations aptes à recevoir un pilotage tarifaire statique et celles aptes à être pilotées dynamiquement. A défaut, les installations

pilotées statiquement pourraient se voir cantonnées à ce premier stade de pilotage alors qu'un investissement additionnel mineur, essentiellement logiciel, leur aurait permis d'accéder le moment venu au pilotage dynamique sans dépenses additionnelles notables.

Cependant, dès lors que l'on recherche une optimisation plus poussée, faisant intervenir le réseau et l'ensemble du système énergétique du bâtiment, les données à collecter sont plus nombreuses et plus sophistiquées, l'interconnexion entre équipements est requise et un système de gestion de l'énergie est indispensable.

- 7. Si on se place dans une optique de développement avancé des synergies entre bâtiment et mobilité, se pose le problème de l'intégration du véhicule électrique dans l'ensemble des équipements qui, à l'intérieur d'un bâtiment ou d'une simple maison individuelle, consomment ou produisent de l'énergie.**

Des problèmes de nature différente apparaissent alors :

- vers quelle architecture générale de système est-il souhaitable de s'orienter ? A l'avenir, quel rôle sera dévolu à chacun des principaux équipements communicants constitutifs du système :
  - le véhicule, de plus en plus souvent connecté avec les centres de données du constructeur par l'intermédiaire des applications constructeur et qui possède, de façon native, des capacités de traitement et de stockage de l'information ;
  - le compteur communicant pouvant recevoir du réseau électrique des informations et des signaux et pouvant communiquer avec l'IRVE ou la borne ;
  - l'infrastructure de recharge, pouvant se limiter à une borne, susceptible de communiquer avec le réseau, le véhicule et le système de gestion de l'énergie ;
  - le système de gestion de l'énergie (BEMS ou HEMS), plus ou moins sophistiqué, pouvant

être confié à un opérateur et/ou être décentralisé dans le cloud.

- l'interopérabilité entre les équipements connectés qui dépend de l'adoption de protocoles communs de haut niveau permettant d'assurer la coopération fonctionnelle entre équipements :

- la communication entre le véhicule et l'IRVE est actuellement assurée dans les bornes de recharge en courant alternatif (jusqu'à 22 kW) par un fil pilote, selon la norme IEC 61851-1 (juillet 2019). Ce fil pilote permet la transmission de signaux depuis la borne vers le véhicule pour assurer la sécurité de la recharge mais ne permet pas l'échange de données numériques (telles que l'état de batterie) entre le véhicule et la borne ;
- **les possibilités de dialogue entre le véhicule et la borne se trouvent fortement élargies dans la norme ISO 15118-2 : 2014 qui permet la recharge intelligente (ou smart charging).** Les bornes de recharge rapide en courant continu conformes au standard européen Combined Charging System (CCS) implémentent les fonctionnalités prévues par la norme pour la régulation de puissance de recharge de la batterie. Néanmoins, les services associés à la norme ISO 15118-2 restent peu développés à ce jour y compris dans le cas d'IRVE desservant plusieurs bornes de recharge. Pourtant, l'ISO 15118-2 permet au gestionnaire d'optimiser la puissance souscrite en pilotant les recharges. Un système de gestion de l'énergie peut ainsi répartir dans le temps et moduler les puissances des recharges pour ne pas dépasser la puissance souscrite ou limiter les dépassements, tout en assurant le service souhaité par les utilisateurs.
- la version plus récente de la norme, référencée ISO 15118-20 : 2022, offre des

possibilités additionnelles, en particulier celle de la recharge bidirectionnelle<sup>27</sup> et du contrôle dynamique de la recharge en vue d'adapter le profil de recharge à des contraintes locales d'énergie ou de puissance, non prévues lors du lancement de la recharge. Ce mode dynamique permet au véhicule électrique d'offrir des services réactifs au réseau (fréquence, tension, mécanismes de réserve) que l'on retrouve dans le V2G analysé plus loin (voir l'encadré sur les normes ISO 15118-2 et ISO 15118-20).

- **Peu de véhicules électriques et de bornes de recharge implémentent aujourd'hui la norme ISO 15118-2 et a fortiori la norme ISO 15118-20. Certains constructeurs ont annoncé leur intention de mettre en œuvre cette dernière norme à compter de 2024.**
- **Mais, pour un pilotage dynamique intégral, l'IRVE doit s'insérer dans le système du bâtiment constitué de nombre d'autres équipements de nature et d'origine diverses.** Au fil des années, de multiples protocoles se sont accumulés rendant l'interopérabilité entre équipements difficiles. Les couches basses de communication sont souvent standardisées mais multiples (Wi-Fi, ZigBee, Thread, Bluetooth...). Il est possible que la 5G apporte l'universalité espérée mais c'est loin d'être acquis. En tout état de cause, les couches application permettant d'assurer l'interopérabilité fonctionnelle restent souvent propriétaires. L'initiative unificatrice Matter, supportée par plus de 500 constructeurs, pourrait permettre de faciliter cette opérabilité. Cependant, les véhicules électriques et les bornes de recharge ne font pas partie pour l'instant des catégories d'équipements certifiés par la Connectivity Standards Alliance (CSA) qui supporte le protocole Matter. C'est un point auquel il devrait être remédié.

---

<sup>27</sup> Le règlement (UE) 2023/1804 du 13 septembre 2023 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, dit règlement AFIR, définit la recharge bidirectionnelle de la façon suivante : « Une solution de recharge intelligente qui permet d'inverser la direction du

flux d'électricité et de faire circuler l'électricité depuis la batterie du véhicule vers le point de recharge auquel le véhicule est connecté ».

## Aperçu sur la norme ISO 15118

L'ISO 15118 est une série de normes internationales visant à standardiser les communications numériques entre un véhicule électrique (véhicule léger ou véhicule lourd) et une infrastructure de recharge. Les communications ainsi définies sont destinées à remplacer le mécanisme du fil pilote introduit dans la norme IEC 61851-1 (2019) définissant les exigences applicables aux systèmes d'alimentation destinés à la recharge des véhicules routiers électriques. Cette norme définit quatre modes de charge (1 - 2 - 3 et 4), la dernière étant destinée à la recharge rapide en courant continu d'une puissance supérieure à 22 kW : aires d'autoroute, parcs d'hôtel ou centres commerciaux.

**L'ISO 15118 vise à normaliser, simplifier et enrichir le dialogue entre la borne d'un côté et le véhicule de l'autre, tout en veillant à la sécurité des informations.**

La série est un ensemble de dix documents publiés à partir de 2013, qui spécifient les conditions de communication de haut niveau entre un véhicule électrique et l'infrastructure de recharge (IRVE). Ces exigences permettent d'apporter des réponses aux questions d'identification, d'association, de contrôle et d'optimisation de la charge ou de la décharge, de paiement, de nivellement de la charge, de cybersécurité et de respect de la vie privée.

Outre l'ISO 15118-1, qui sert de base aux autres parties de l'ISO 15118 et spécifie les termes et définitions, les exigences générales et les cas d'utilisation, les deux textes essentiels sont l'ISO 15118-2 (2014) et l'ISO 15118-20 (2020). Les deux textes spécifient des protocoles de haut niveau (couches réseaux et application) permettant de prendre en charge le transfert de puissance électrique entre un VE et une IRVE.

L'ISO 15118-2 a notamment introduit deux fonctionnalités essentielles :

- le **plug and charge** qui permet d'identifier automatiquement le contrat de services de l'utilisateur par simple branchement du câble de recharge entre le véhicule et la borne, avec un haut niveau de sécurité informatique et une expérience utilisateur simplifiée ;
- la gestion intelligente de la recharge (**smart recharging**) qui permet de programmer un planning de recharge, négocié entre la borne et le véhicule et optimisé selon leurs contraintes techniques, les besoins et exigences du conducteur et les contraintes électriques du réseau.

L'ISO 15118-20 apporte des fonctionnalités additionnelles à l'ISO 15118-2 et notamment :

- la **bidirectionnalité de la recharge** qui permet de négocier et d'optimiser, via la borne, la réinjection d'électricité stockée dans le véhicule à la maison (V2H), au bâtiment (V2B) ou au réseau (V2G) ;
- **d'autres éléments** tels que la spécification des recharges par induction, la transmission des informations par Wi-Fi et un renforcement de la cybersécurité des données et des transactions.

Les bornes de recharge rapides en courant continu (CC) équipées de chargeurs CCS 2 (Combo Charging System) implémentent certains services de la norme ISO 15118-2 issus de la norme allemande DIN SPEC 70121 qui a servi de base au standard ISO. Le standard CCS Combo 2 a été retenu par L'Europe dans la directive AFID du 22 octobre 2014. Le règlement AFIR du 11 septembre 2023 confirme cette décision.

Il est vraisemblable que les révisions à venir du standard CCS intégreront davantage de fonctionnalités de la norme ISO 15118-20. Les constructeurs automobiles seront amenés à s'y aligner, côté véhicule.

**Mais, s'agissant de l'intégration du véhicule électrique avec le bâtiment, le problème qui reste posé est celui de la définition et de la prise en compte d'un profil des normes ISO 15118-2 et ISO 15118-20 dans les bornes équipant les maisons et les bâtiments, afin notamment de permettre l'échange bidirectionnel de données et d'énergie, dans le respect des exigences de sécurité et de protection des données et de la vie privée.**

## La recharge bidirectionnelle en V2H ou V2B

### Définition

La recharge bidirectionnelle<sup>15</sup> en V2H ou V2B consiste à utiliser, à certaines périodes de la journée, l'énergie stockée dans la batterie du véhicule pour satisfaire les besoins du système énergétique local : bâtiment ou maison individuelle (figure 4).

Si la puissance consommée par le bâtiment est inférieure à celle injectée, l'énergie va sur le réseau mais n'est pas valorisée car personne ne la rachète. L'énergie est valorisée localement seulement et donc, d'un point de vue financier et contractuel, la quantité qui peut être restituée par la batterie est limitée à chaque instant par les besoins à satisfaire.

Le V2H et le V2B sont similaires au pilotage dynamique pris dans son acception large : la batterie du véhicule devient à certains moments, comme les panneaux solaires peuvent l'être à d'autres, une source d'énergie alimentant le système énergétique local.

Sur le plan économique, l'avantage qui en résulte pour le consommateur réside dans le fait qu'il peut être loisible de stocker dans la batterie de l'électricité lorsqu'elle est bon marché sur le réseau ou lorsque la production locale par panneaux solaires est excédentaire, pour utiliser cette électricité aux moments où l'électricité du réseau est plus chère. Ce

déstockage peut également être un moyen de limiter à certaines heures la puissance appelée afin de rester dans les limites de l'abonnement souscrit. Cet avantage peut venir abonder celui apporté par le pilotage dynamique mais il dépend de la courbe de charge du système énergétique local. Son intérêt est également, comme le pilotage dynamique, fortement dépendant des écarts de prix qui peuvent apparaître, pour l'électricité du réseau, entre heures de pointe et heures creuses.

Le consommateur peut également espérer bénéficier, via un agrégateur, comme en V1G, de la rémunération par le système électrique des capacités de réglage de la fréquence par ajustement de la charge sur envoi de signaux émis par le gestionnaire du réseau de transport.

A noter qu'au V2H est associée la fonction V2L (*Vehicle to Load*) permettant d'utiliser la batterie du véhicule comme une source de courant d'appoint permettant d'alimenter un mini-réseau local en AC 230 V (barbecue, camping, travaux, etc.). Cette fonctionnalité est également supportée par l'ISO 15118-20. Il est possible qu'elle constitue un facteur attractif pour les acquéreurs d'un véhicule conforme à l'ISO 15118-20.

### Les enjeux du V2H/V2B

Les enjeux du V2H/V2B sont similaires à ceux d'une maison ou d'un bâtiment intelligent doté d'une batterie stationnaire. Dans le cas d'espèce, la batterie stationnaire est celle du véhicule électrique. Elle ne nécessite pas d'investissement additionnel mais a l'inconvénient de ne pas être disponible en permanence. Toutefois, lorsque le véhicule est raccordé à sa borne, sa capacité de stockage devient mobilisable et l'un des services principaux qui peuvent être rendus est le stockage de l'électricité pendant les périodes où elle est disponible et à faible coût, pour utilisation quelques heures plus tard pendant les périodes où l'électricité est chère. C'est une façon de valoriser la capacité de la batterie qui

peut être excédentaire pour satisfaire les déplacements quotidiens mais que le consommateur aura cependant souhaité acquérir pour lui permettre, de temps en temps, de plus longs trajets.

Il ne semble pas que le stockage d'électricité prélevée en heures creuses sur le réseau soit aujourd'hui réaliste car les heures creuses sont essentiellement positionnées la nuit<sup>28</sup> et la restitution d'énergie le matin viendrait obérer les capacités d'utilisation du véhicule. Ce rôle pourrait être rempli à l'avenir par les batteries de seconde vie devenant 100 % stationnaires. Eventuellement, dans l'hypothèse d'une tarification dynamique heure par

<sup>28</sup> Nous verrons dans les cas d'usage (partie 2) que cette situation peut évoluer et que les heures creuses d'été

peuvent être repositionnées pendant la période de production d'électricité d'origine solaire.

heure, un stockage en heures moyennement chargées à des fins de restitution en heures pleines est possible.

Il paraît surtout possible d'améliorer le taux d'autoconsommation de la production d'électricité d'origine solaire en stockant l'électricité produite pendant la journée, lorsqu'elle excède les besoins locaux à satisfaire au lieu de la réinjecter sur le réseau, et en l'utilisant en soirée.

Nous décrivons ce mode d'utilisation dans les scénarios d'usage étudié en Partie 2. Il peut

s'envisager pour les bâtiments (bureaux, entreprises, commerces, dans la mesure où des véhicules y sont à demeure pendant une période suffisamment longue) et dans les maisons individuelles, lorsque les véhicules sont en stationnement pour la journée ou retournent au domicile pendant la période méridienne.

Les évaluations de RTE (*RTE 2019*) laissent à penser qu'il est ainsi possible d'augmenter de 67 % à 75 % voire 90 % le taux d'autoconsommation des productions locales d'origine solaire.

## Les prérequis au développement du V2H et du V2B

1. Le V2H et le V2B nécessitent la bidirectionnalité de la recharge. La norme d'origine japonaise Chademo le permet. Mais le V2X (V2H, V2B et V2G) ne se généraliseront que si les véhicules déploient largement les fonctionnalités de bidirectionnalité prévues par la norme ISO 15118-20. Il faut donc attendre l'arrivée sur le marché de véhicules dotés de ces fonctionnalités.

Tel est le cas de la R5 E-Tech électrique annoncée pour septembre 2024 qui embarque, pour les versions dotées d'un moteur de 90 ou 110 kW, un chargeur bidirectionnel DC permettant au véhicule de renvoyer de l'énergie soit en V2H/V2B, soit en V2G (figure 6), en courant alternatif, à une puissance maxi de 22 kW. La R5 e-tech sera commercialisée dans certains pays avec l'option V2H et dans d'autres, comme en France, avec l'option V2G.

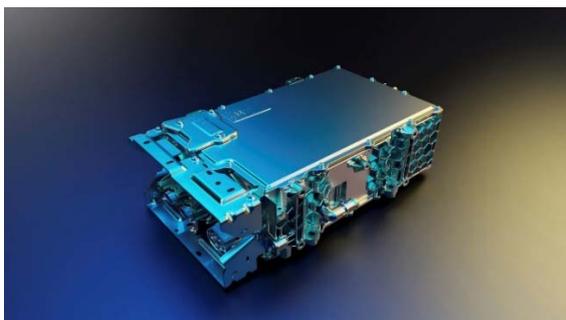


Figure 6 : Chargeur bidirectionnel de la Renault E-Tech – Source : Renault SAS.

Le groupe Volkswagen annonce également que les véhicules de sa plate-forme MEB sont compatibles V2G depuis la version 3.5 du logiciel (2023) avec les bornes DC de ses partenaires constructeurs.

2. **La borne de recharge doit également être conforme à l'ISO 15118-20** pour pouvoir dialoguer avec le véhicule. Renault proposera ainsi les bornes Mobilize Powerbox développées par Software République (Orange, Renault Group, STMicroelectronics et Thales) communiquant avec la voiture et le cloud et pouvant être opérées par une application sur smartphone qui servira de système de gestion de l'énergie

3. **Les questions de sécurité électrique méritent beaucoup d'attention.** Dès lors qu'une source d'énergie est capable de prendre le relais du réseau, se pose la question de l'îlotage, c'est-à-dire de l'aptitude éventuelle de la batterie à continuer d'alimenter le bâtiment même si l'alimentation du réseau électrique externe n'est plus présente. L'îlotage est dangereux pour les personnes qui peuvent ne pas se rendre compte qu'un circuit est toujours sous tension, et il peut empêcher la reconnexion automatique des appareils. Se pose également la question de l'équilibre entre la charge et la production qui peut être violé dans le circuit îloté et entraîner des fréquences et des tensions anormales.

La solution peut consister à interdire l'îlotage (*anti-islanding mode*) ou, au contraire, à le piloter par le système de gestion de l'énergie, en passant en mode *grid-forming* qui stabilise la tension et la fréquence. Les exigences de sécurité devront être précisées par voie réglementaire et leur respect vérifié par le CONSUEL.

4. Comme pour la recharge dynamique, la cybersécurité des communications doit être assurée. La norme ISO 15118-20 renforce les mesures prévues par la norme ISO 15118-2.

## La recharge bidirectionnelle en V2G

### Définition

La recharge bidirectionnelle en V2G consiste à réinjecter dans le réseau électrique une partie de l'électricité stockée dans la batterie lorsque cet apport d'électricité peut être valorisé (figure 7).

Le V2G permet de tirer parti de l'énergie stockée dans la batterie au-delà de ce que permettent les besoins locaux à satisfaire. En restituant cette énergie disponible à son fournisseur, le consommateur peut ainsi dégager une plus-value additionnelle à celles que lui permet le V1G ou le V2H/VEB, notamment la valorisation des excédents d'électricité d'origine solaire, au-delà de la satisfaction de ses propres besoins.

Pour le réseau, l'apport du véhicule électrique est non seulement une moindre puissance appelée, comme le permettent le V1G ou V2H/V2B, mais aussi **une contribution positive à l'équilibrage des réseaux** du fait de la possibilité de réinjecter de

l'électricité soit pour stabiliser en temps réel la fréquence, soit pour ajuster la production à la consommation. Les possesseurs de véhicules électriques V2G pourraient avoir la possibilité de bénéficier de la plus-value ainsi dégagée sous forme d'une rémunération implicite associée aux tarifs dynamiques pratiqués par les fournisseurs, mais aussi en participant, vraisemblablement dans le cadre de pools regroupant un nombre suffisant de véhicules, aux mécanismes de flexibilité ouverts sur le réseau de transport :

- réserves primaire et secondaire pour le maintien de la fréquence ;
- réserve tertiaire, au travers d'offres d'ajustement de la production ou de la consommation d'énergie déposées préalablement auprès du gestionnaire de réseau.

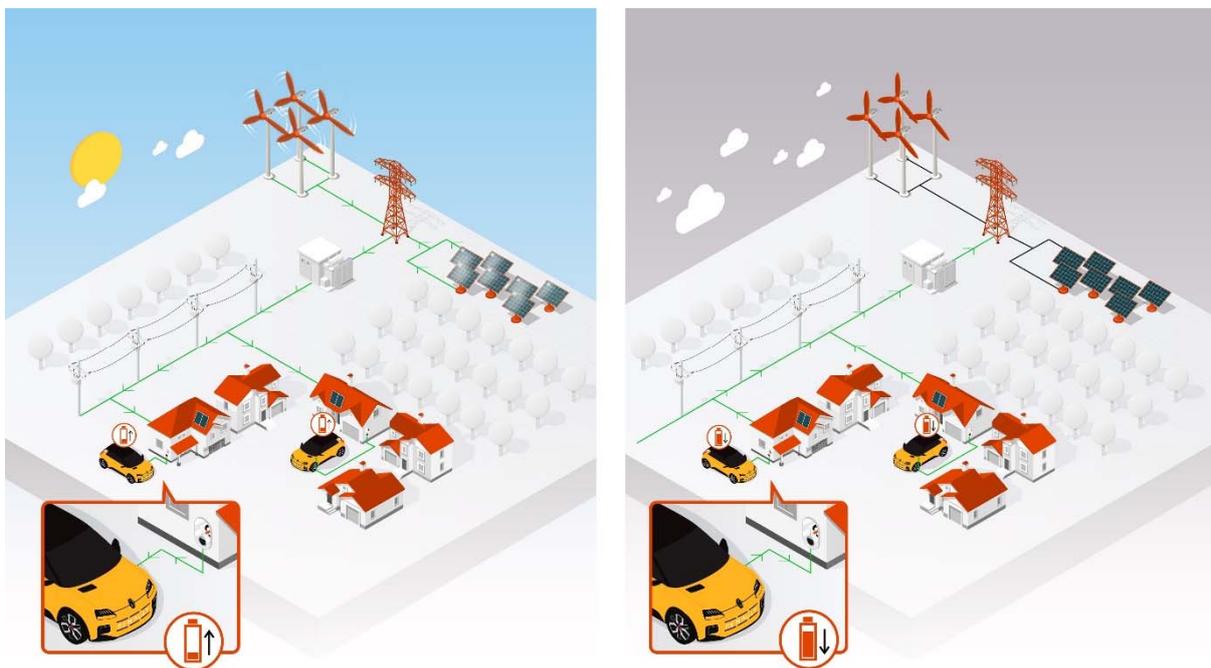


Figure 7 : Schéma de principe du V2G – Source : Renault SAS.

### Les enjeux du V2G

Les conditions d'accès au V2G, explicitées ci-après, seront difficiles à remplir et en feront probablement une filière réservée à des pools de véhicules

suffisamment nombreux pour assurer une disponibilité statistique suffisante de la capacité minimale requise par RTE, en tant que responsable

de l'équilibre offre-demande, répondre aux exigences techniques et supporter les procédures et les frais de gestion associés au V2G.

Les véhicules du groupe Volkswagen basés sur la plateforme MEB sont compatibles V2G depuis la

version 3.5 (2023). Cependant, à l'heure actuelle, le système fonctionne avec deux bornes DC spécifiques (solution propriétaire). Par ailleurs, le groupe Volkswagen est intégré dans le projet EVVE.

### **Le projet EVVE (*Electric Vehicle Virtual Engine*)**

Piloté par EDF, ce projet a été lancé par la Commission européenne dans le but de faire la preuve de l'intérêt du V2G, notamment pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur de l'énergie. Dans ce contexte, un consortium réunissant plusieurs acteurs (constructeurs, loueurs de véhicules, énergéticiens, ...) a été monté pour mener à bien cette évaluation. Le pilote en est EDF et la solution technologique V2G est mise en œuvre de manière exclusive par DREEV (co-entreprise entre EDF et NUVVE).

Pour la première fois en Europe, la technologie V2G sera déployée à grande échelle au travers de la mise en œuvre d'une centrale électrique virtuelle (VPP) utilisant les capacités de stockage d'énergie de quelque 800 véhicules électriques et stations de recharge bidirectionnelles répartis au sein de l'UE, principalement en France et totalisant jusqu'à 8,36 MW. Le projet repose sur un modèle économique innovant, basé sur la gestion intelligente des batteries des véhicules.

Le soutien du Fond d'Innovation de l'UE, sous réserve de l'atteinte des objectifs en matière d'évitement d'émissions de gaz à effet de serre (GES), permettra la conception et la vente d'offres compétitives pour les utilisateurs de VE.

Le projet a été proposé par EDF et DREEV dans le cadre de l'appel à projet « virtuelle (*Small Scale Call*) » lancé par le Fonds d'innovation de la Commission européenne dont il a été lauréat en juillet 2021. La convention de subvention a été signée le 12 décembre 2021.

Une autre approche suivie par Renault dans le cadre de la R5 e-Tech consiste à promouvoir un triptyque associant le véhicule, la borne et le fournisseur d'électricité. La borne est par construction capable de dialoguer avec le véhicule dont elle partage le même profil d'application de la norme ISO 27118-20. Quant au fournisseur d'électricité, il fait son affaire du rachat de l'électricité renvoyée sur le réseau, en faisant bénéficier le consommateur d'une prime fonction du temps pendant laquelle la batterie du véhicule est laissée à la disposition du fournisseur. Ce système apportera des retours d'expérience qui seront extrêmement précieux pour la poursuite des études sur le V2G.

Comme le tableau 2 le montre, un pourcentage relativement faible de véhicules opérés en V2G suffit pour apporter une contribution de flexibilité importante. Dans l'hypothèse de flexibilité « médiane », 6 % des véhicules opérés en V2G en 2050 permettraient l'effacement d'une puissance d'en moyenne 5,8 GW et pouvant aller jusqu'à 6,5 GW. Le faible écart entre les deux chiffres montrent que le V2G peut devenir l'une des composantes

utiles à la stabilité des réseaux, une fois levés les freins de nature technique, économique, normative, réglementaire et fiscale qui conditionnent son développement. Dans l'hypothèse de flexibilité « haute », les mêmes chiffres sont portés à 20,2 GW et 23 GW, ce qui serait considérable.

On peut noter que le parc de véhicules électriques en circulation en 2050 (36,5 millions de véhicules) représentera une capacité de stockage par batteries d'environ 2 100 GWh, en supposant, de façon prudente, une capacité moyenne de 60 kWh par véhicule. En supposant qu'un dixième de cette capacité puisse être mobilisé de façon effective aux fins de participer à la flexibilité du réseau, on aurait ainsi un outil dont la capacité équivaldrait à plus de deux fois celle des stockages par STEP d'aujourd'hui (stations de transfert d'énergie par pompage) qui est d'environ 100 GWh.

Sur le plan environnemental, l'intérêt du V2G se trouve renforcé par rapport au V1G et aux V2H/V2B. RTE estime, dans *RTE 2019*, que l'empreinte carbone des transports pourrait se trouver réduite, **sur le seul territoire national**, de 5 Mt de CO<sub>2</sub> par an,

augmentant d'autant l'impact direct du passage à l'électrique (figure 8).

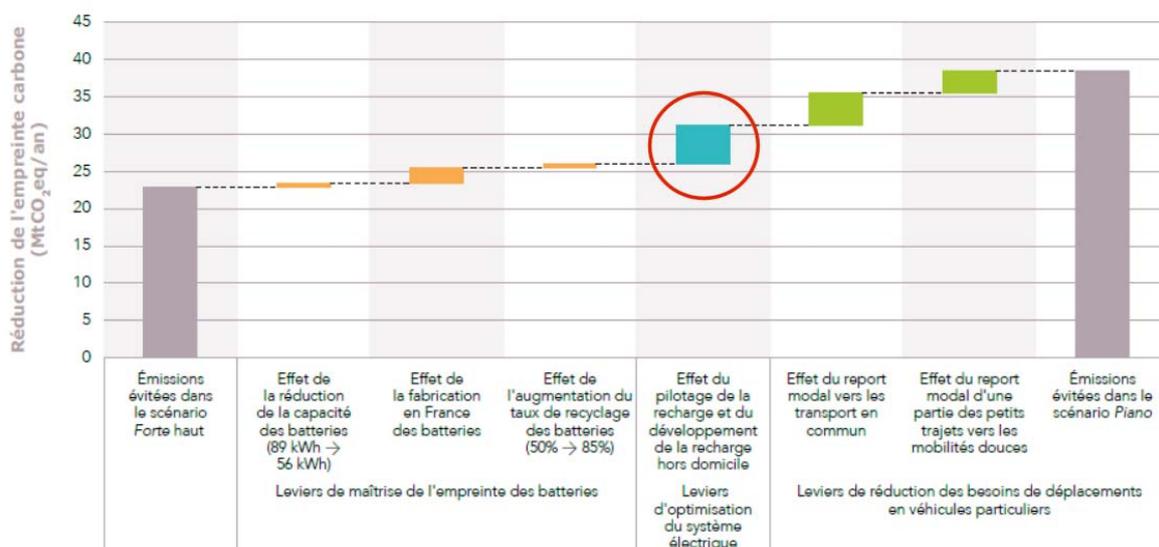


Figure 8 : Leviers de réduction de l'empreinte carbone des transports – Source : RTE 2019

Sur le plan économique l'enjeu du V2G dépend du contexte : **V1G et V2G exploitent pour partie les mêmes synergies et leurs avantages ne sont pas cumulatifs**. Dans *RTE 2019*, RTE évalue l'enjeu de la recharge bidirectionnelle à 0,2 Md€ par an en 2035 si tous les véhicules sont déjà pilotés de façon

dynamique et à 0,6 Md€ si 40 % seulement d'entre eux sont pilotés. Tous ces calculs devront être affinés et projetés à l'horizon 2050. Pour les prochaines années, l'enjeu est avant tout de démontrer la validité du concept

## Les prérequis au développement du V2G

1. Comme déjà indiqué, le développement du V2G suppose que l'application de la norme ISO 15118-20 soit généralisée, tant au niveau du véhicule que de la borne, au moins quant à ses exigences permettant la recharge bidirectionnelle et la reconnaissance automatique du véhicule. L'arrivée en France de la R5 e-Tech, de sa borne et de son application associées est une étape importante. Cependant, si l'on souhaite accélérer la mise en œuvre de la norme ISO 15118-20, il faudra trouver des moyens, incitatifs ou réglementaires, pour promouvoir son adoption et éviter que des écosystèmes propriétaires se développent.
2. L'inventaire des exigences techniques imposées par le V2G au niveau du véhicule et du bâtiment doit être approfondi. Il est possible que celles-ci soient relativement identiques à celles imposées par le V2H/VEB, mais ceci doit être validé. **Il est probable que la qualité du courant réinjecté**

**sur le réseau et la sécurité électrique des installations appelleront des exigences additionnelles.**

3. L'adoption de l'ISO 15118-20 ne suffira pas à tirer parti de l'intégralité des potentialités du concept de V2G.

Les services de flexibilité supposent, pour être reconnus par le gestionnaire de réseau, que soient passés avec lui des contrats qui sont d'une grande complexité. Les conditions actuelles d'éligibilité aux services systèmes sont contraignantes avec notamment une granularité de 1 MW et une disponibilité de 4 heures. Le cadre légal, les mécanismes de comptage et de contrôle du service rendu, en disponibilité et en performance, ne sont pas définis.

A ce niveau peuvent aussi se poser des problèmes techniques liés aux modalités d'agrégation et de pilotage d'entités distribuées.

Ces conditions seront plus faciles à satisfaire dans le cas de parcs importants placés sous l'autorité d'un même gestionnaire que dans celui d'un parc diffus, plus difficile à fédérer et à gérer.

4. Par ailleurs, se pose la question de l'accise (ex TICFE) sur la consommation finale d'électricité qui s'applique aujourd'hui à l'électricité puisée sur le réseau, même si celle-ci est réinjectée après avoir été stockée dans la batterie. Il conviendrait à l'avenir que l'imposition soit limitée aux consommations finales, notamment à celle due aux pertes dans la batterie. La Direction générale des finances publiques semble disposer à l'admettre mais ceci doit être confirmé.
5. Lorsque des panneaux solaires équipent les bâtiments, ce qui sera de plus en plus fréquent, se pose la question de différenciation des productions EnR et V2G qui ne bénéficient pas des mêmes incitations fiscales. En particulier, l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, impose, en son article 6, « pour les installations équipées d'un dispositif de stockage de l'électricité, la mise en place d'un dispositif technique permettant de garantir que l'énergie stockée provient exclusivement de l'installation de production ». La batterie du véhicule ne peut donc être utilisée pour restituer de l'électricité provenant concurremment du réseau et des panneaux solaires. Cette disposition peut constituer un obstacle important au développement du V2G et il convient de trouver des solutions pour y remédier.
6. Dans l'état actuel, la composante annuelle des injections telle que définie dans le TURPE 6 (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), est nulle pour les installations de production raccordées en HTA ou en BT. Afin de disposer d'un cadre stable permettant d'avoir une visibilité suffisante sur l'avenir des tarifs, il conviendrait que le TURPE 7 arrête sur cette question des principes reconductibles sur longue période.
7. Enfin, les freins relatifs à l'accès aux données relatives à la batterie, identifiés à propos de la tarification dynamique, devront bien entendu être levés pour permettre le développement du V2G

# Partie 2

## Les cas d'usage



## Introduction

La Partie 2 de l'étude a pour objet d'identifier et d'analyser certains cas d'usage où sont susceptibles d'être valorisées les complémentarités entre le pilotage des infrastructures de recharge et la gestion des autres installations consommatrices d'énergie dans le bâtiment. L'analyse de ces cas vise à en comprendre les enjeux, les contraintes et les bénéfices potentiels, en 2024 ou à un horizon plus éloigné.

Cette évaluation de ces avantages est faite en se plaçant généralement, sauf précision contraire, du point de vue du consommateur et en faisant certaines hypothèses sur les prix et les tarifs auxquels il peut avoir accès. Deux horizons de temps sont envisagés : l'horizon 2024 en se basant sur les prix et tarifs aujourd'hui connus, et l'horizon post 2026 en supposant qu'à cette date les discussions aujourd'hui d'actualité sur l'évolution du TURPE conduise à une redistribution horo-saisonnalisée des heures pleines et des heures creuses

Ces hypothèses sont fragiles. Elles sont cependant plausibles et les résultats auxquels elles conduisent constituent des éléments d'appréciation qui méritent d'être pris en considération.

Les cas d'usage qu'Equilibre des Energies a retenus sont les suivants :

- Cas 1 : la maison individuelle dotée d'un emplacement de stationnement. Ce cas se subdivise en plusieurs variantes et sous-variantes selon les habitudes des occupants, le mode de pilotage de la recharge et l'existence ou non de moyens de production locale par panneaux photovoltaïques ;
- Cas 2 : les bâtiments collectifs à usage résidentiel dotés d'un parking ;
- Cas 3 : les bâtiments à usage tertiaire multi-occupants dotés d'un parking ;
- Cas 4 : les bâtiments à usage tertiaire mono-occupants et les entreprises industrielles.

Le cas de la recharge auprès de bornes accessibles au public, et plus généralement les cas où les consommateurs ne sont connectés que pendant une brève période à l'infrastructure de recharge, ont été écartés car ils ne peuvent pas donner lieu à l'exploitation de synergies entre les véhicules et le bâtiment.

Avant d'aborder chacun de ces cas, avec plus ou moins de détails selon la profondeur des données qu'il a été possible de rassembler, nous précisons ci-après les hypothèses faites sur l'évolution des prix et des tarifs de l'électricité, sachant que, sauf indication contraire, **toutes les valeurs sont exprimées en euros de l'année 2024 (€2024).**

## Les hypothèses sur l'évolution des prix et des tarifs de l'électricité

Les prix de l'électricité constituent le facteur primordial dans la détermination de la gestion optimale des équipements consommateurs d'électricité, y compris les véhicules électriques. On rappellera que c'est la différenciation temporelle des tarifs, en heures pleines et heures creuses, qui sous-tend, depuis de nombreuses années, le pilotage des ballons d'eau chaude sanitaire.

L'évolution de ces prix, rendus consommateur, est très difficile à prévoir car les prix résultent de l'addition de trois composantes qui obéissent à des logiques différentes :

- le coût de l'énergie ;
- le coût d'acheminement ;
- les taxes.

Nous supposons que les prix de gros de l'électricité évolueront peu en France dans les prochaines années.

Nous supposons que le prix des abonnements augmenteront de 5 % environ compte tenu de la tendance à accroître progressivement le poids de la puissance dans le TURPE.

Nous supposons également que les tarifs connaîtront à partir de 2026 et au-delà une horo-saisonnalité plus marquée que celle que nous connaissons aujourd'hui, compte tenu de la part croissante jouée par les énergies renouvelables et de l'arrivée de nouveaux usages, tout particulièrement la mobilité électrique. Les hypothèses retenues s'inspirent du document de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2024 qui trace les grandes lignes de l'évolution possible du TURPE au cours de la période du TURPE 7.

Nous faisons également l'hypothèse que les consommateurs auront la possibilité de choisir des systèmes de tarification dynamique dans lesquels l'évolution des prix sur les marchés européens détermine en temps quasi-réel les prix pratiqués dans les offres de marché. Ces systèmes de tarification dynamique sont aujourd'hui peu usités en France mais ils sont largement répandus en Europe du Nord.

Nous nous référons pour cela aux prix pratiqués par Fortum à Stockholm (zone SE3 du Nord Pool) pour les consommateurs domestiques et aux fluctuations qu'ils ont connus en 2023 (voir annexe 1). Cette référence n'a valeur que d'exemple et il est possible que la France, qui dispose de conditions climatiques différentes, connaisse à l'avenir des modulations horaires des tarifs de l'électricité qui lui soient propres. Mais l'avantage de l'exemple suédois est d'offrir une référence correspondant à un cas réel avec un mix électrique décarboné assez voisin du mix français<sup>29</sup>.

Ces hypothèses générales nous conduisent à envisager trois scénarios :

### SCÉNARIO TARIFAIRE 1 : SITUATION 2024 (SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE)

Ce scénario de référence est fondé sur le tarif réglementé de vente (TRV), intégrant l'ensemble des trois composantes (énergie, réseaux et taxes), tel qu'il a été arrêté après les hausses du 1<sup>er</sup> février 2024. Le TRV offre le choix entre l'option « base » à tarif unique et l'option « HP/HC » qui, pour les particuliers (< 36 kVA), n'est pas, en 2024, saisonnalisée entre été et hiver.

Lorsque le particulier dispose de panneaux photovoltaïques, il bénéficie des conditions de rachat de sa production par EDF OA Solaire, selon les barèmes fixés par l'administration pour la « revente de la totalité » ou la « revente du surplus ». Cette faculté de rachat est limitée à la production d'électricité d'origine solaire et ne concerne par conséquent pas, en 2024, l'ensemble des kWh pouvant être réinjectés en V2G pour lesquels il n'existe pas de tarif public.

### SCÉNARIO TARIFAIRE 2 : PROJECTION POST 2026

Le scénario 2 est directement dérivé du scénario 2024 en prenant en compte les orientations, résumées précédemment. On suppose que les heures creuses sont repositionnées selon les principes proposés par la CRE dans sa consultation du 14 décembre 2023 et donc que la transition vers ce nouveau positionnement est achevée. Pour le

<sup>29</sup> En 2021 : nucléaire : 43 % ; hydroélectricité : 31 % ; éolien : 16 % ; cogénération : 9 % ; solaire : 1 %

TRV, le scénario 2 se place en niveau moyen au même niveau que le scénario de référence. Son objectif est de tester l'incidence de l'horo-saisonnalité sur les différents scénarios de pilotage du véhicule électrique.

### SCENARIO TARIFAIRE 3 : TARIFICATION DYNAMIQUE

Dans ce scénario 3, on suppose que les consommateurs, y compris les particuliers, ont accès, à une date indéterminée, en 2026 et au-delà, à des offres de marché relevant de la tarification dynamique et fondées, pour la composante énergie, sur les prix constatés en *day-ahead* sur les marchés de gros. L'exemple suédois est pris comme référence

en utilisant la chronique des prix constatés heure par heure en 2023, pour la région de Stockholm (zone SE3), sur le Nord Pool qui est la plus grande place d'échange d'Europe pour l'électricité

Il est supposé que le TURPE est celui du scénario 2 et donc que les coûts d'acheminement sont saisonnalisés mais ne sont pas répercutés de façon dynamique, ce qui n'aurait probablement aucune signification économique.

Les hypothèses relatives à ces trois scénarios sont récapitulées en annexe 2.

## Cas 1 : Maison individuelle avec emplacement de stationnement

Le résidentiel individuel doté d'un emplacement de stationnement est important à plusieurs titres : d'une part, il représente l'essentiel des habitations en zone pavillonnaire périurbaines et rurales, d'autre part, c'est l'un des premiers segments de clients à s'équiper d'un véhicule électrique, compte tenu d'une plus grande facilité pour régler le problème de la recharge à domicile et du fait que beaucoup d'occupants de maisons individuelles sont amenés à posséder deux véhicules ou plus.

Plusieurs variantes sont envisagées :

- **Variante 1** : Maison chauffée à l'électricité par radiateurs sans apport de panneaux solaires et sans V2H/V2G, avec un usage du véhicule électrique essentiellement « pendulaire », c'est-à-dire constitué de déplacements que les occupants réalisent quotidiennement pour

rejoindre leur lieu de travail depuis leur lieu de vie le matin puis inversement le soir ;

- **Variante 2** : Mise en œuvre du V2H ;
- **Variante 3** : Variante 1 mais avec un usage plus sédentaire (cas du télétravail à domicile) ;
- **Variante 4** : Prise en compte d'une production locale photovoltaïque ;
- **Variante 5** : Recours au V2G.

Dans ces diverses variantes, des sous-variantes sont distinguées, en fonction notamment du mode de pilotage de la recharge mis en œuvre.

Le tableau 3 récapitule le champ du possible, dans le cas 1 (maison individuelle), dans les différentes variantes et sous-variantes envisagées en illustrant par des couleurs les perspectives qui semblent s'offrir plus ou moins largement à chacune d'elles, compte tenu de l'analyse faite en Partie 1.

Maison individuelle	2024	≥2026	Observations
<b>Variante 1 : Solution de base avec usage pendulaire</b>			
Sous- variante 1.1 : recharge naturelle			Possible
Sous- variante 1.2 : pilotage tarifaire statique			Possible
Sous- variante 1.3 : pilotage tarifaire dynamique			Subordonnée à l'émergence d'offres tarifaires adaptées
<b>Variante 2 : Introduction du V2H</b>			Possible si les difficultés techniques et réglementaires sont levées
<b>Variante 3 : Usage plus sédentaire</b>			Variante 2 avec usage plus sédentaire
<b>Variante 4 : Prise en compte production locale photovoltaïque</b>			Variante du V2H
<b>Variante 5 : V2G</b>			Difficile pour les maisons individuelles sauf participation à un pool ou à un service associant véhicule, borne et fournisseur.

Tableau 3 : Analyse sommaire des situations pouvant être rencontrées dans le cas de la maison individuelle. La couleur de ces schémas illustre les possibilités ou les difficultés de mise en œuvre de chaque solution.

## ***Variante 1 : Maison chauffée à l'électricité avec usage du véhicule électrique essentiellement pendulaire***

### **HYPOTHESES DE BASE**

#### ***Le logement***

On considère dans cette variante – comme dans toutes celles qui suivent – une maison de 114 m<sup>2</sup>, datant du début des années 2000, chauffée par radiateurs électriques et disposant d'un ballon d'eau chaude. Elle est située en zone géographique H2b<sup>30</sup>. Sa consommation annuelle (selon le DPE) est de 13 383 kWh électriques (soit 270 kWh/m<sup>2</sup>) dont 77 % pour le chauffage et 18 % pour l'eau chaude sanitaire. A cette consommation s'ajoutent celles des usages spécifiques de l'électricité (2 200 kWh) et celle du véhicule électrique évaluée plus loin.

La maison émet 9 kg CO<sub>2</sub>/(m<sup>2</sup>.an) et est classée E dans l'échelle du DPE. Elle dispose d'un emplacement de stationnement permettant d'installer une borne de recharge privative. Ce type de logements est fréquent, il représente environ 16 % du parc total.

#### ***Le véhicule électrique et son usage***

Les occupants ont acquis un véhicule électrique doté d'une batterie de 60 kWh avec lequel ils effectuent environ 14 000 km chaque année, dont 10 000 km en régime pendulaire à raison de 40 km/jour ouvré en moyenne, 250 jours par an. Les 4 000 km restants correspondent à de plus grands déplacements correspondant à huit trajets aller et retour de 500 km, c'est-à-dire à une distance moyenne de 250 km.

Lorsque la tarification est statique, la recharge se fait à la maison pour les trajets domicile/travail, à une fréquence d'une recharge par semaine, éventuellement deux, notamment lorsqu'un grand trajet est programmé. Les recharges à la maison couvrent donc des trajets de 12 000 km au total<sup>31</sup>. En admettant une consommation moyenne de 18 kWh/100km, le véhicule induit une consommation d'électricité additionnelle à la maison de 2 160 kWh/an

<sup>30</sup> H2b : zone moyenne dans les réglementations thermiques du bâtiment (RT2012 ou RE2020) centrée sur les Pays de Loire.

<sup>31</sup> Toutes les recharges correspondant aux allers et retours journaliers plus les recharges avant les grands déplacements.

Lorsque le choix du pilotage en fonction d'une tarification dynamique a été fait, on fait l'hypothèse que l'utilisateur branche son véhicule à la borne dès qu'il est de retour à la maison, de façon que le système de pilotage de la recharge puisse le faire bénéficier des tarifs les plus avantageux.

#### ***La borne de recharge***

La borne installée à la maison délivre une puissance de 7,4 kW. Le pilotage tarifaire statique peut se faire par programmation sur le véhicule ou sur la borne. En cas de pilotage par la borne, un surcoût peut être observé aujourd'hui par rapport à l'usage d'une simple ou renforcée, mais il est supposé que l'installation d'une borne deviendra la solution standard. Un surcoût pourra cependant subsister si la borne permet une communication et une recharge bidirectionnelle.

#### ***L'abonnement***

Avant l'achat du véhicule électrique, l'abonnement souscrit était de 9 kVA avec option HP/HC. En cas de recharge naturelle, le véhicule électrique rend nécessaire le passage de 9 à 15 kVA. Un pilotage tarifaire de la borne ou l'adoption d'une tarification dynamique permet de ne pas changer d'abonnement.

#### ***Rythme de vie***

Dans tous les scénarios, l'utilisateur du véhicule électrique est supposé quitter son logement le matin à 7 h 30 et rentrer chez lui, chaque jour de la semaine, à 19 h.

### **SOUS-VARIANTE 1.1 : CAS DE LA RECHARGE NATURELLE**

En mode « recharge naturelle », on suppose que l'utilisateur met son véhicule en charge une ou deux fois dans la semaine en rentrant le soir à 19 h sans se préoccuper du tarif<sup>32</sup>. Ces recharges permettent de compenser la consommation de la semaine soit 36 kWh. En cas d'une seule recharge, elle dure 5 à 6

<sup>32</sup> L'enquête comportementale Enedis/BVA de juillet 2024 semble montrer que la fréquence des recharges à domicile augmente. 60 % des possesseurs de véhicules électriques 100 % batterie rechargent deux ou trois fois par semaine.

heures, compte tenu de la baisse d'intensité qui peut intervenir au-delà d'un certain seuil. Une recharge additionnelle peut être nécessaire le vendredi soir, lorsque l'utilisateur décide de faire un long trajet le week-end, complétée par une autre recharge, au retour, le dimanche soir. On suppose que l'ensemble équivaut à une recharge de 36 kWh.

### Scénario 1 (2024)

En supposant que le déclenchement du tarif HC intervienne à 23 h et que chaque recharge dure au maximum six heures, les deux tiers des recharges (soit 1 440 kWh) se feront en heures pleines sur 4 heures et le tiers (soit 720 kWh) en heures creuses sur 2 heures.

Dans ces conditions, le supplément de dépenses annuelles en électricité induit par le véhicule électrique s'élève, sur la base des prix 2024 (scénario 1) à :

- Supplément d'abonnement : 80 € (TTC)
- Dépenses d'électricité :
  - HP :  $1\,440 \times 0,27 = 389$  € (TTC)
  - HC :  $720 \times 0,2068 = 149$  € (TTC)
  - HP+HC : 538 € (TTC)

**La dépense associée au véhicule électrique ressort au total à 618 € (TTC)**

### Scénario 2 (post 2026)

Dans ce scénario, les prix restent en moyenne inchangé mais la différenciation horo-saisonnière s'accroît. La période hiver est supposée durer cinq mois, de novembre à mars, et la période été sept mois, d'avril à octobre. De plus, on tient compte de l'évolution du positionnement des heures creuses d'été que la CRE propose de retenir. Cette évolution, si elle est confirmée, sera progressive. On se place ici dans le cas d'une maison où elle est effectivement applicable. Ce changement de positionnement a pour effet que la recharge, si elle est lancée à 19 h, se fait intégralement en heures pleines en été, les heures creuses étant supposées démarrer seulement à 2 h 00 du matin.

On suppose également, mais ceci serait à valider, que le positionnement des heures creuses proposé pour

le TURPE sera repris par le TRV, c'est-à-dire que les HC réseau et les HC énergie resteront synchronisées.

La répartition des 2 160 kWh de recharge à la maison, se fait alors de la façon suivante :

- Heures pleines d'hiver : 600 kWh à 0,30 €/kWh (TTC)
- Heures creuses d'hiver : 300 kWh à 0,23 €/kWh (TTC)
- Heures pleines d'été : 1 260 kWh à 0,27€/kWh (TTC)
- Heures creuses d'été : 0 kWh à 0,17€/kWh (TTC)

Le supplément de dépenses d'électricité occasionnées par le véhicule électrique ressort alors à :

- Supplément d'abonnement : 84 € (TTC)
- Dépenses d'électricité : 589 € (TTC)

**La dépense associée au véhicule électrique ressort au total à 753 € (TTC)**

Cette évaluation est en augmentation sensible par rapport à celle du scénario 1 du fait de l'horo-saisonnalité des tarifs plus marquée qui accroît la désoptimisation de la recharge naturelle.

### Scénario 3 (tarification dynamique)

Ce scénario n'a pas de pertinence dans l'hypothèse d'une recharge naturelle.

### SOUS-VARIANTE 1.2 : PILOTAGE TARIFAIRES STATIQUES

Dans cette hypothèse, il est supposé que la borne est pilotée de telle sorte que la recharge du véhicule électrique n'intervient qu'en heures creuses. Ce pilotage peut se faire par connexion directe au compteur communicant (Linky), comme les ballons d'eau chaude<sup>33</sup>, ou par programmation sur le véhicule. Il peut également se faire par un système de gestion de l'énergie (*Home Energy Management system*), local ou distant, connecté à la borne par un réseau local ou par Internet, mais pouvant dans tous les cas recevoir des informations tarifaires de Linky à laquelle la borne peut être connectée également (par exemple par l'émetteur radio sans-fil ERL).

d'interrupteur alors que les bornes sont pilotées via le signal de communication TIC (Télé-Information Client).

<sup>33</sup> Sur le plan physique, les ballons d'eau chaude sont pilotés via le contact sec physique de Linky qui joue le rôle

**La recharge du véhicule électrique se faisant en heures creuses, il est considéré qu'un accroissement de la puissance souscrite (supposée égale à 9 kVA) n'est plus nécessaire.**

### Scénario 1 (2024)

Dans ce scénario, les 2 160 kWh sont délivrés en HC à 0,2068 €/kWh (TTC)

**La dépense associée au véhicule électrique ressort à 447 €. L'avantage par rapport à la recharge naturelle est de 171 €.**

### Scénario 2 (post 2026)

Dans ce scénario, la répartition des 2 160 kWh doit tenir compte du fait que les heures creuses de nuit sont limitées, en été, à la période 12 h - 6 h, ce qui est insuffisant pour recharger 36 kWh. On admet en conséquence que la répartition se fait de la façon suivante :

- Heures creuses d'hiver : 900 kWh à 0.27 €/kWh (TTC) soit 243 €
- Heures creuses d'été : 1 005 kWh à 0.20 €/kWh (TTC) soit 168 €
- Heures pleines d'été : 210 kWh à 0.30 €/kWh soit 126 €

**La dépense associée au véhicule électrique ressort à 467 €. L'avantage par rapport à la recharge naturelle passe à 206 €.**

### Scénario 3 (tarification dynamique)

Ce scénario n'a pas de pertinence dans l'hypothèse d'une recharge naturelle.

## SOUS-VARIANTE 1.3 : PILOTAGE TARIFAIRE DYNAMIQUE (POST 2026)

Dans ce scénario de pilotage dynamique en énergie, nous nous plaçons, à horizon 2026 et au-delà, en faisant l'hypothèse que des offres de tarification dynamique se seront développées sur le marché français, à l'instar des offres existant dans les pays nordiques, en Suède en particulier. Nous supposons que ces offres sont fondées sur les prix heure par heure en *day ahead* constatés sur les places de marché. Leur montant est communiqué aux consommateurs la veille vers 17 h. Les consommateurs adaptent leur consommation en

conséquence, en particulier la recharge de leur véhicule électrique.

Les prix peuvent fluctuer dans des plages très larges, comme l'exemple du 5 janvier 2024 à Stockholm le montre (annexe 1). L'adaptation à ces fluctuations peut se faire en consultant régulièrement les informations transmises en instantané sur les smartphones mais on peut penser que, très vite, si les tarifications dynamiques se développent, les consommateurs auront recours à des modes de pilotage de la recharge plus évolués, notamment par des systèmes de gestion de l'énergie (HEMS) ou en faisant appel à des opérateurs auxquels l'accès à la borne aura été donné. Dans ce cas, il conviendra que la borne soit également connectée au compteur communicant afin que le gestionnaire puisse avoir accès aux informations, tarifaires notamment, nécessaires au pilotage dynamique.

Afin de quantifier de façon précise, l'intérêt économique du pilotage tarifaire dynamique de la recharge, nous avons reconstitué une séquence plausible d'évolution des prix rendus consommateur sur une durée d'un an. Pour cela, nous sommes partis de l'exemple suédois dans la zone d'équilibre SE3 du Nord Pool (Stockholm). Nous avons relevé la chronique des prix de l'énergie heure par heure en 2023 qui se trouvent répercutés aux consommateurs ayant opté pour la tarification dynamique proposée par la société finlandaise Fortum. Nous avons ensuite fait l'hypothèse que, compte tenu du mix électrique de la Suède assez semblable au mix français, les fluctuations du prix de l'énergie dans un système dynamique propre à la France seraient similaires à celles observées en Suède. Cependant, l'électricité est moins chère en Suède qu'en France. Pour tenir compte de ce facteur, nous avons renormalisé la série des prix de l'énergie en Suède de 2023 – qui correspondait à une moyenne annuelle de 50,8 €/MWh – sur la base d'un prévisionnel France 2026 de 85 €/MWh (€ 2024).

A cette série, nous avons ajouté les charges de TURPE, modulées de façon horo-saisonnière, telles qu'esquissées par la CRE dans sa consultation du 14 décembre 2023 pour les soutirages < 36 kVA.

La TVA a été ajoutée ainsi qu'un solde couvrant les diverses taxes (accise) à une hauteur conduisant, en moyenne annuelle, pour la tarification dynamique ainsi simulée, au niveau du prix moyen sur l'année du

tarif Base à prix du kWh constant envisagé dans le scénario 2 pour 2026.

**Nous avons finalement supposé que le fournisseur consentirait un avantage de 10 % aux consommateurs ayant opté pour un tarif dynamique, par rapport à ceux ayant choisi un tarif Base<sup>34</sup>.**

Nous obtenons ainsi un grille heure par heure de 8 760 niveaux de prix, dont la valeur moyenne journalière évolue conformément à la figure 9, mais pour laquelle nous disposons en outre pour chaque jour d'un profil de variation horaire

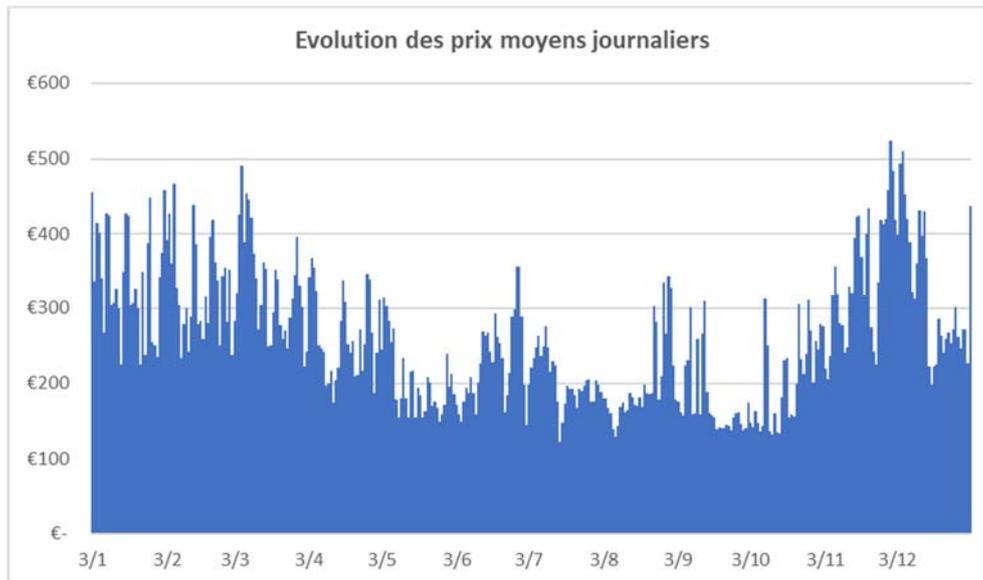


Figure 9 : Evolution des prix moyens journaliers dans le scénario 3 – Prix moyen : 225 €/MWh (année 2026 en €2024).

Nous pouvons alors évaluer si la possibilité de tenir compte, dans la recharge du véhicule de la tarification selon des plages horaires présente, pour le consommateur, un avantage par rapport à un pilotage tarifaire statique fondé sur la grille HP/HC du scénario 2.

Le consommateur n'a pas systématiquement la possibilité de profiter des prix les plus avantageux puisqu'il est absent de son domicile pendant la semaine de 7 h 30 à 19 h. Nous avons retiré ces heures de la semaine des données prises en compte.

Nous avons ensuite supposé que le véhicule serait systématiquement branché à la borne chaque fois qu'il serait au domicile et avons considéré que le dispositif de gestion de la recharge choisirait systématiquement l'heure la plus avantageuse pour déclencher la recharge. Ce faisant nous faisons

l'hypothèse simplificatrice que la recharge journalière ne s'étalera pas sur plus d'une heure, ce qui est légitime puisque la consommation correspondant au trajet journalier moyen de 40 km est de 7,2 kWh et que la puissance distribuée par la borne est de 7,4 kW. Cette hypothèse n'est plus vérifiée pour les retours de grands trajets mais le correctif qui devrait être apporté, huit jours dans l'année, nous a semblé mineur.

La figure 10 reproduit l'évolution, jour par jour, du prix du kWh ainsi mobilisé. Cet histogramme peut être comparé à celui de la figure 9. Il fait apparaître un prix moyen du MWh de 164 €, contre 262 €/MWh si la recharge se faisait systématiquement à 19 h, et 225 € si elle se faisait de façon aléatoire au cours de la journée.

<sup>34</sup> Cette hypothèse est prudente. Dans le cas de la Suède, que nous avons pris comme référence, le prix du kWh (fourniture seule) en tarif dynamique a été en moyenne, en

2023, 20 % inférieur au tarif du kWh à prix fixe sur l'année proposée en février 2024 (ref : Fortum).

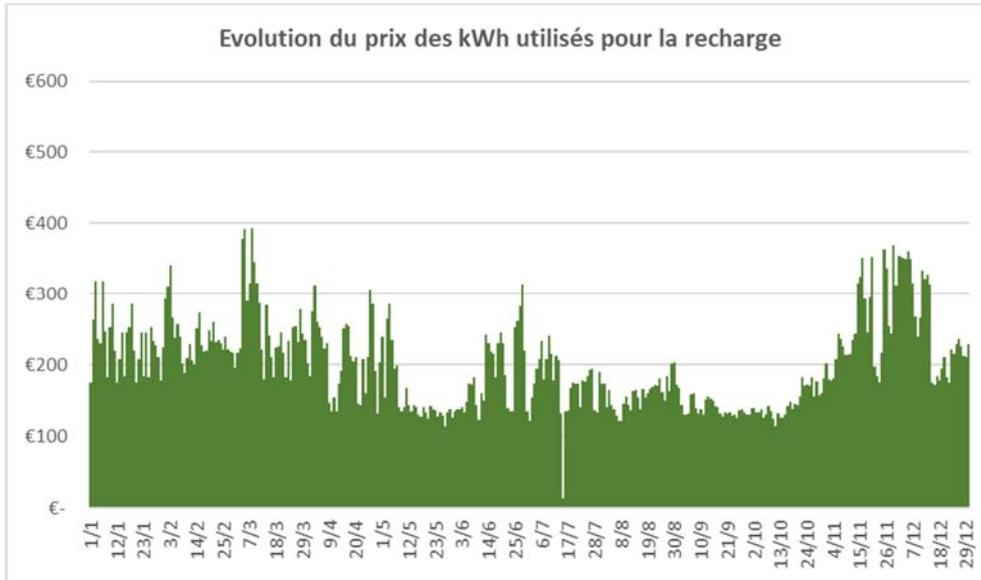


Figure 10 : Evolution journalière du prix des kWh utilisés pour la recharge du véhicule électrique dans le scénario 3 – Prix moyen : 164 €/MWh. (année 2026 en €2024).

**Au final, le prix payé pour la recharge du véhicule électrique ressort à 354 € pour l'année ce qui correspond à un avantage de 319 € par rapport à la recharge naturelle.**

Le prix de 354 € est inférieur de 113 € au prix de 467 € calculé dans le scénario 2 (2026) pour un pilotage tarifaire statique asservi aux HP/HC de ce scénario. Cet avantage est moindre que celui procuré par le pilotage tarifaire statique par rapport à la recharge naturelle (206 €). Ce résultat traduit le fait que le système de tarification statique HP/HC adopté dans le scénario 2 est suffisamment raffiné pour permettre de capter environ les deux tiers de l'avantage intrinsèque lié à une recharge parfaitement modulée en fonction de l'évolution horo-saisonnière du

système électrique. On notera de plus qu'en tarification dynamique à pas horaire, certaines des heures les plus creuses peuvent correspondre à des heures où le consommateur n'est pas à son domicile et ne peut donc pas en profiter alors que le système de tarification fixe HP/HC donne l'assurance de bénéficier d'un tarif donné à un instant donné.

### SYNTHESE DE LA VARIANTE 1

Le tableau 4 récapitule, pour la variante 1, la dépense énergétique additionnelle liée à la recharge du véhicule électrique dans les différents scénarios et dans les différentes hypothèses de pilotage de la recharge.

Variante 1 - En euros 2024	Recharge naturelle (sous-variante 1.1)	Pilotage tarifaire statique (sous-variante 1.2)	Pilotage tarifaire dynamique (sous-variante 1.3)
Scénario 1 (2024)	618 €	447 €	
Scénario 2 (>2026)	673 €	467 €	
Scénario 3 (>2026 – Tarification dynamique)			354 €

Tableau 4 : Bilan des dépenses additionnelles en électricité induites par le véhicule électrique dans différentes hypothèses (cas de la maison individuelle).

**Le pilotage tarifaire statique est clairement la solution à encourager en priorité.** Par rapport à la

solution de référence (recharge naturelle) son avantage passe de 171 €/an en 2024 à 206 €/an en

post- 2026, sans avoir à installer un système de pilotage complexe. On peut en déduire que les aménagements tarifaires proposés par la CRE seront bénéfiques aux utilisateurs qui adopteront le pilotage tarifaire statique. Cependant, le changement de positionnement des heures creuses en été viendra complexifier quelque peu la gestion du pilotage. Il faudra s'assurer, par exemple, que le pilotage à partir de la voiture peut continuer à se faire de façon simple. Cela plaide en faveur de l'installation de bornes pilotables (au sens du crédit d'impôt 2024) ou du recours à un opérateur de pilotage.

**Les résultats relatifs au pilotage dynamique sont significatifs mais pas prépondérants.**

## Variante 2 : Pilotage tarifaire avec V2H

La recharge bidirectionnelle, en V2H comme en V2G, offre d'autres possibilités d'optimisation de la facture d'électricité en tirant parti, au cours de la même journée, des différentiels de prix selon les heures, par stockage puis déstockage à partir de la batterie du véhicule. Un tel scénario est possible si :

- il ne conduit pas, en période de charge de la batterie, à excéder la puissance souscrite, compte tenu des autres besoins à satisfaire (chauffage et eau chaude notamment) ;
- les besoins à satisfaire dans la maison au cours des périodes de restitution permettent

La question clé est en fait de savoir quel avantage les fournisseurs sont prêts à accorder aux clients qui acceptent, au travers de la tarification dynamique, de partager avec eux les risques associés à l'équilibre du système électrique en réduisant leur consommation en période de tension. Plus ce premium est substantiel, plus la tarification dynamique sera attractive<sup>35</sup>. **Il est également très important de noter que la tarification dynamique, si elle s'avère avantageuse pour le consommateur, bénéficiera beaucoup plus aux autres usages de la maison qu'à la recharge à domicile qui, dans l'exemple pris, ne représente qu'environ 12,3 % des consommations totales d'électricité du ménage.**

d'absorber l'énergie que l'on souhaite réinjecter après l'avoir stockée ;

- le véhicule est connecté à la borne.

Ceci nous conduit à tester la stratégie 1 représentée par la figure 11, qui n'a cependant pas l'ambition d'être optimale. Cette stratégie tient compte du fait que le véhicule n'est pas connecté à sa borne pendant la journée, de 7 h 30 à 19 h et du fait que la capacité d'absorption de la puissance restituée par la batterie est moins élevée en été, compte tenu de l'arrêt du chauffage.

**Cette stratégie est testée sur la base du scénario 3 (tarification dynamique >2026).**

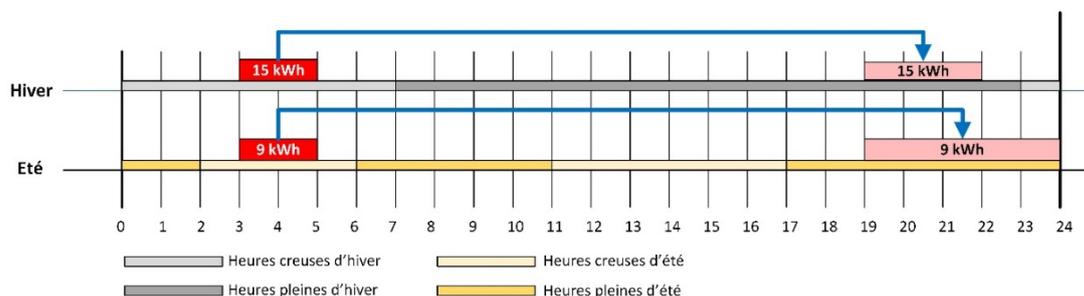


Figure 11 : Stratégie 1 de stockage/déstockage.

Dans cette stratégie, on suppose qu'en hiver un bloc de 15 kWh est stocké dans la batterie en HC de nuit, aux meilleurs moments de la période 0 h – 7 h, puis restitué vers la consommation domestique de la

soirée entre 19 h et 22 h. La consommation de chauffage de la maison permet d'absorber ce transfert.

<sup>35</sup> En supposant un premium de 20 % par rapport au tarif fixe Base, la dépense en électricité pour la recharge passe à 300 € en tarification dynamique (scénario 3).

En été, le chauffage ne fonctionne pas et la capacité d'absorption en autoconsommation de l'énergie restituée est plus faible et le déstockage doit se faire une période plus longue. Le stockage/déstockage est limité à 9 kWh qui sont restitués le soir entre 19 h et 24 h.

Le week-end, lorsque le véhicule est connecté à sa borne, il serait en théorie possible de stocker de l'énergie électrique pendant la journée en été pour la restituer en soirée. Mais cette stratégie n'est pas payante, car les heures creuses de nuit sont moins onéreuses que les heures creuses de jour. Toutefois, cette situation peut évoluer du fait de l'apparition sur le réseau de surplus d'énergie solaire dans la journée.

Dans un premier temps, il n'est pas tenu compte des pertes au stockage/déstockage, ni de l'impact éventuel du stockage/déstockage sur la durée de vie de la batterie.

Le bilan fait apparaître un gain de 300 €/TTC par an, se répartissant comme suit :

- transfert d'heures creuses de la nuit vers heures pleines d'hiver : 214 €
- transfert d'heures creuses de la nuit vers heures pleines d'été : 86 €

Ce gain de 300 € représente environ 45 % du supplément de dépenses en électricité occasionné par le véhicule électrique si la recharge se fait en recharge naturelle et 7,5 % des dépenses totales en

### ***Variante 3 : Usage plus sédentaire***

Il est intéressant de se demander comment évolue l'avantage évalué dans la variante 2 si le véhicule, au lieu d'être éloigné de sa borne, y est au contraire connecté cinq jours sur sept, à l'exception de deux jours que l'on supposera être l'un le mardi et l'autre le dimanche. Cela peut correspondre à un consommateur travaillant pour l'essentiel en télétravail, du fait, par exemple, de la distance entre son domicile et son lieu de travail qui peut être de 100 km voire plus. Ce peut être également le cas d'un consommateur se rendant généralement à son travail en transport en commun.

Un tel scénario ne modifie pas fondamentalement les conditions moyennes d'utilisation du véhicule. L'hypothèse de trajets de 10 000 Km/an au titre des déplacements domicile/travail, complétés par des déplacements loisirs de 4 000 km (dont la moitié

électricité du logement. C'est donc une contribution très appréciable.

**Cependant, les batteries n'ont pas un rendement de 100 %. Si l'on estime que 10 % de l'énergie sont perdus au cours des cycles de stockage/déstockage, l'avantage pour le consommateur se trouve réduit de 77 € et ramené aux environs de 223 €, sans compter l'impact éventuel sur la durée de vie de la batterie, sujet sur lequel des éléments d'information sont attendus.**

Il faut noter qu'un calcul effectué, non pas en tarif dynamique, mais sur la base du tarif HP/HC post 2026 (scénario 2), conduit à des résultats équivalents. **L'avantage associé au V2H n'est donc pas directement associé à la tarification dynamique.**

On pourrait objecter que le prélèvement de 15 kWh, pendant la nuit, ne sera pas toujours possible du fait des trajets effectués dans la journée. C'est une circonstance plausible dans certains cas et tout particulièrement pour les véhicules dotés d'une petite batterie. Mais beaucoup de véhicules ont des batteries surdimensionnées au regard des besoins de l'usage pendulaire qui en est fait. L'usage « *rocking chair* » de la batterie en V2H est un moyen de tirer parti de ce surdimensionnement, en complément de l'avantage de pouvoir effectuer de temps en temps de longs trajets et de pouvoir en temps normal se contenter d'une seule recharge par semaine.

donnent lieu à des recharges hors domicile) est conservée.

Cependant, nous sommes conduits à supposer que, les jours où il doit se rendre à son lieu de travail, l'occupant quitte son domicile à 7 h et rentre après 20 h. Cela conduit à écarter, ces jours là, l'hypothèse d'une restitution de l'électricité en heures pleines du matin.

En été, le chauffage étant arrêté, on limite à 9 kWh le bloc transféré vers les heures pleines de soirée et à 3 kWh le bloc transféré en heures pleines du matin. On peut également tester une option, notée B, de stockage d'électricité pendant les heures creuses de la journée avec restitution en soirée, les 5 jours où le véhicule est connecté. Cela conduit à envisager la stratégie, assez complexe, représentée par la figure 12.

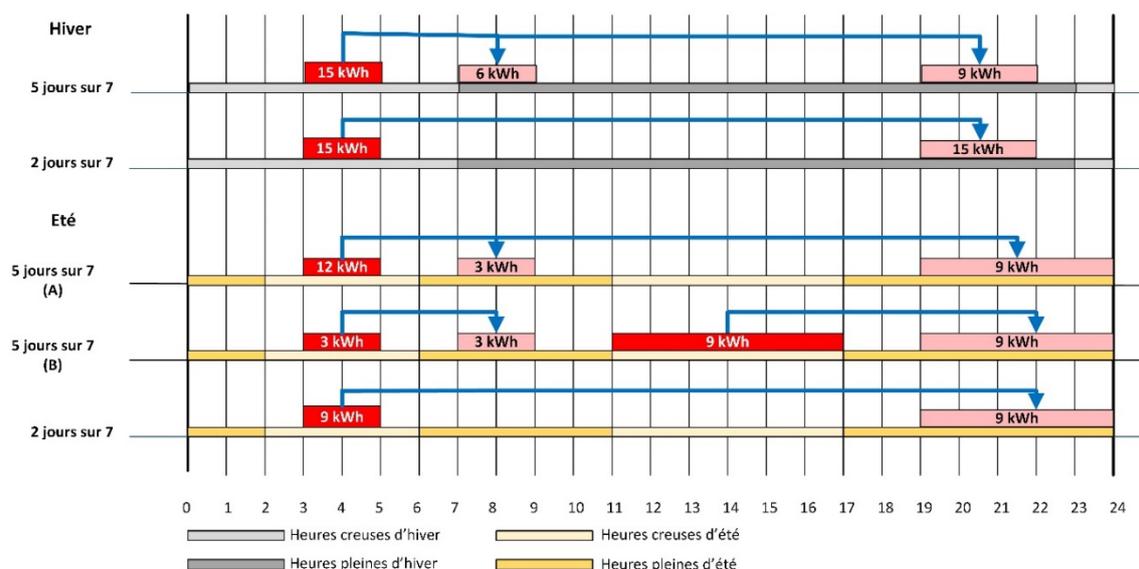


Figure 12 : Stratégie de stockage/déstockage avec une alternative A ou B.

**Les calculs conduisent à éliminer l'option B.** En effet, aucun avantage n'apparaît dans le modèle à déporter des heures creuses d'été de mi-journée vers des heures pleines d'été en soirée. Mais cette conclusion pourrait être remise en cause si le prix des heures creuses d'été vient à chuter pendant la journée du fait du développement des productions photovoltaïques.

Quant à l'option A de la stratégie, elle conduit à un gain brut (hors pertes) de 354 € se décomposant comme suit :

- transfert d'heures creuses d'hiver vers les heures pleines d'hiver : 235 €
- transfert d'heures creuses de la nuit vers heures pleines d'été : 119 €

De ce montant brut de 354 €, il faut déduire l'impact des pertes au stockage/déstockage évaluée à 83 €. **L'avantage net est donc de 271 €.**

Le résultat est proche de celui donné auquel conduit la variante 2. L'avantage principal reste focalisé sur le transfert d'électricité d'heures creuses de nuit vers les heures pleines de soirée. Le fait que le véhicule soit raccordé à sa borne en matinée, même si les heures y sont relativement chargées, apporte peu. Ou alors, il faudrait imaginer que le bloc de kWh transféré au cours d'une journée est plus important, ce qui semble difficile au regard de la capacité de la batterie, de la puissance de la borne et des besoins en électricité de la maison.

### ***Variante 4 : Prise en compte d'une production locale photovoltaïque***

En addition à la variante 3, on peut supposer que la maison est équipée de huit panneaux photovoltaïques d'une puissance nominale de 375 Wc, soit 3 kWc pour l'ensemble, occupant 15 m<sup>2</sup> de toiture et délivrant en moyenne 2 700 kWh par an<sup>36</sup>. On notera que cette production est du même ordre de grandeur que la consommation induite par le véhicule électrique mais avec une répartition

fortement modulée dans l'année (figure 13). La production est normalement gérée en autoconsommation : elle est utilisée en priorité pour satisfaire les besoins de la maison, l'excédent éventuel étant cédé à EDF OA Solaire au prix de 0,13 €/kWh en 2024<sup>37</sup>, supposé demeuré inchangé en 2026 et au-delà.

<sup>36</sup> Chiffre considéré comme une moyenne pour une maison en zone H2b.

<sup>37</sup> Pour le 11<sup>e</sup> trimestre tarifaire (1<sup>er</sup> août 2024 au 31 octobre 2024), le prix de rachat par EDF OA du surplus de production

d'origine solaire a été fixé par la CRE à 0,1276 €/kWh pour les installations de moins de 9 kWc.

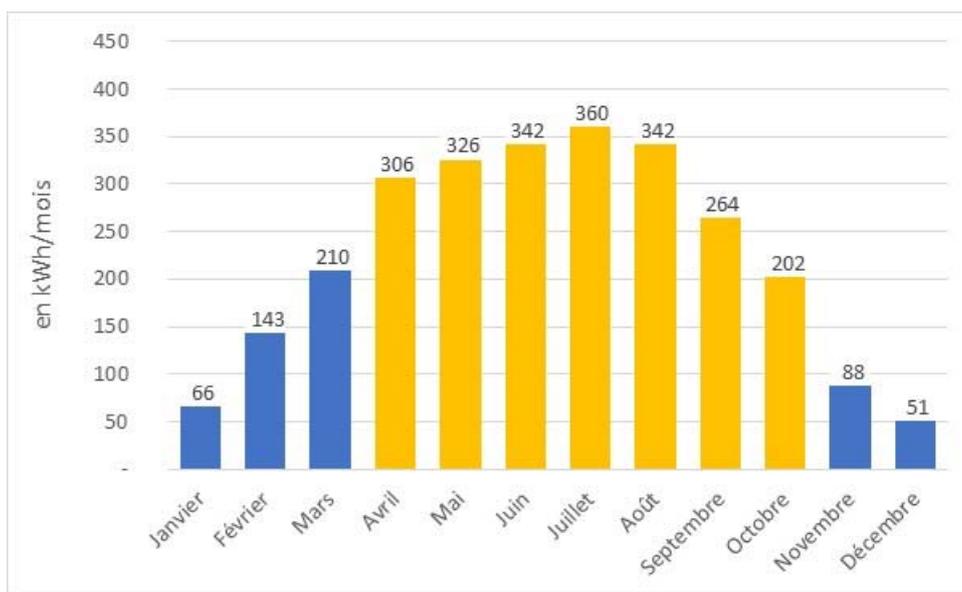


Figure 13 : Répartition dans l'année des 2 700 kWh produits par 3 kWc de panneaux photovoltaïques en zone H2b.

Sur les 2 700 kWh produits, 2 142 kWh sont produits entre avril et octobre. Sur ces 2 142 kWh, 829 kWh sont supposés être autoconsommés pour des usages spécifiques et la ventilation (le chauffage ne fonctionne pas et l'ECS est réglée sur la nuit). L'excédent sur les 7 mois d'été est donc de 1 313 kWh soit 938 kWh sur les 5 jours où le véhicule est connecté.

Ces 938 kWh peuvent être cédés à EDF OA solaire à un prix que l'on suppose toujours fixé à 130 €/MWh. La recette annuelle est en conséquence de 122 €.

Une autre possibilité est de stocker les 938 kWh dans la batterie du véhicule et de les déstocker en soirée pendant les heures pleines. **Le gain annuel brut par rapport à la consommation d'électricité en provenance du réseau est de 209 € et le gain net par rapport à la réinjection au fil de la production est de 121 €.**

**L'association de la batterie du véhicule à la gestion des panneaux photovoltaïque est donc susceptible, sous réserve que les besoins propres de la maison puissent absorber la production photovoltaïque réinjectée en soirée, de majorer l'avantage dégagé par le V2H (variante 2) d'environ 40 % ce qui est substantiel et porterait l'avantage total aux environs de 421 €/an.**

### ***Variante 5 : Recours au V2G***

Le recours à la réinjection sur le réseau, en V2G, pourrait s'envisager si un excédent d'électricité venait

Cet avantage serait accru si le prix de rachat de l'électricité par EDF OA venait à baisser ou à être modulé selon la période de la journée. A contrario, le mouvement de rénovation énergétique des logements aura pour résultat de réduire les consommations d'électricité des logements limitant le nombre de kWh sur lequel il sera possible de jouer.

Il doit être souligné que l'intérêt de cette variante est subordonné à la capacité d'absorption par la maison, pendant les soirées d'été, des kWh stockés pendant les heures creuses de nuit et additionnés aux kWh produits par le photovoltaïque et stockés pendant la journée. A ce stade, la démonstration n'en est pas faite car il nécessiterait de disposer de capacités de modélisation plus précises.

Dans une hypothèse maximaliste, on pourrait être tenté de stocker l'intégralité de la production photovoltaïque produite pendant les heures creuses d'été (et pas seulement l'excédent non autoconsommé pendant ces périodes) pour les utiliser en soirée en heures pleines. Comme indiqué à propos de la variante 3, un tel transfert ne fait pas apparaître d'avantage économique. Mais cette conclusion pourrait évoluer si les prix de l'électricité en heures creuses d'été venaient à chuter sensiblement.

à apparaître après satisfaction des besoins propres de la maison, car il n'y a aucun intérêt économique à

renvoyer sur le réseau de l'électricité plutôt que de la consommer localement. Cela pose, comme exposé au chapitre 1, des difficultés techniques et réglementaires difficiles à surmonter pour un consommateur isolé.

Dans notre cas 1, la maison individuelle retenue n'est pas une maison récente de type RE2020 et est donc assez fortement consommatrice d'électricité. Quelle que soit la stratégie, nous avons supposé que la capacité de transfert offerte par la batterie (un bloc de 15 kWh/jour) pouvait être, sous réserve de certains ajustements introduits en été, valorisée par les besoins propres de la maison sans que des excédents apparaissent. Ce faisant, la marge restant disponible est faible et le recours au V2G ne peut avoir qu'un avantage économique très limité voire inexistant.

Cette conclusion n'est plus valable si l'on considère une maison récente, toujours de 114 m<sup>2</sup> satisfaisant aux normes de la RE2020, présentant un coefficient Cep de 40,5 kWh/(m<sup>2</sup>.an) et dotée d'une pompe à chaleur double service. La consommation annuelle d'électricité de la maison se trouve alors ramenée (hors véhicule électrique et hors électricité spécifique) de 13 383 kWh à 2 007 kWh<sup>38</sup>. La capacité de transfert offerte par le véhicule, toujours supposée être de 15 kWh/jour, excède dans ces conditions

## Synthèse du cas 1

La figure 14 synthétise les résultats obtenus par l'étude des différentes variantes (en négligeant la variante 3 relative à un usage sédentaire du véhicule). Elle récapitule l'avantage que peuvent apporter les différentes méthodes de pilotage de la recharge, par rapport à la recharge naturelle, en commençant par le pilotage tarifaire statique.

Cet avantage est susceptible de passer de 170 €/an en 2024 à 663 €/an, en conditions post 2026, si l'on cumule à cet horizon le pilotage tarifaire dynamique, le V2H et la gestion optimale du photovoltaïque. Ces sommes sont importantes. Elles doivent être rapportées au montant total des dépenses consenties par l'utilisateur (en conditions post 2026) en l'absence de gestion optimisée :

<sup>38</sup> Dont 1070 kWh pour le chauffage et 570 kWh pour l'eau chaude sanitaire.

<sup>39</sup> Le pricing qui sera proposé lors de la commercialisation de la Renault 5 e-Tech sera, à cet égard, intéressant à

largement les besoins propres de la maison, surtout si l'on ajoute les 2 700 kWh pouvant provenir de panneaux photovoltaïques. Le V2G peut alors trouver un intérêt, si des conditions attractives de rachat par le fournisseur de l'électricité excédentaire sont proposées **mais nous ne disposons pas pour l'instant de références tarifaires suffisamment précises pour faire une évaluation chiffrée de cet avantage**<sup>39</sup>.

Il faut également que la maison puisse rentrer dans un pool, géré par le fournisseur ou par un opérateur accrédité par lui, afin que le pilotage du V2G puisse être pris en mains, avec l'accord de l'occupant. Il faut également que l'électricité puisse être réinjectée et valorisée dans une formule commerciale assurant au consommateur un retour suffisamment attractif, le dégageant des contraintes, évoquées en partie 1, associées à la mise en œuvre du V2G.

Nous doutons que cet avantage puisse excéder celui dégagé par le V2H dans l'hypothèse de la variante 3 où la quasi-totalité des kWh susceptibles d'être déplacés est absorbée par les besoins de la maison mais, organisé sur les bases des solutions Renault e-tech ou Volkswagen, le V2G peut constituer un choix alternatif à celui du V2H.

- dépenses liées à la recharge du véhicule électrique (2 160 kWh) : environ 750 € (TTC)
- dépenses totales en électricité (tous usages : 17 743 kWh dont 2 160 kWh pour le véhicule électrique et 2 200 kWh d'électricité spécifique) : environ 4 435 € (TTC).

**Un pilotage dynamique de la recharge du véhicule électrique, associée au V2H et à la production locale par panneaux photovoltaïques, permet quasiment de compenser le supplément de dépenses induit par le véhicule électrique et de réaliser une économie de près de 15 % sur l'ensemble des consommations.**

analyser. Mais il s'agira sans doute d'une ristourne et non d'une rémunération au kWh réinjecté.

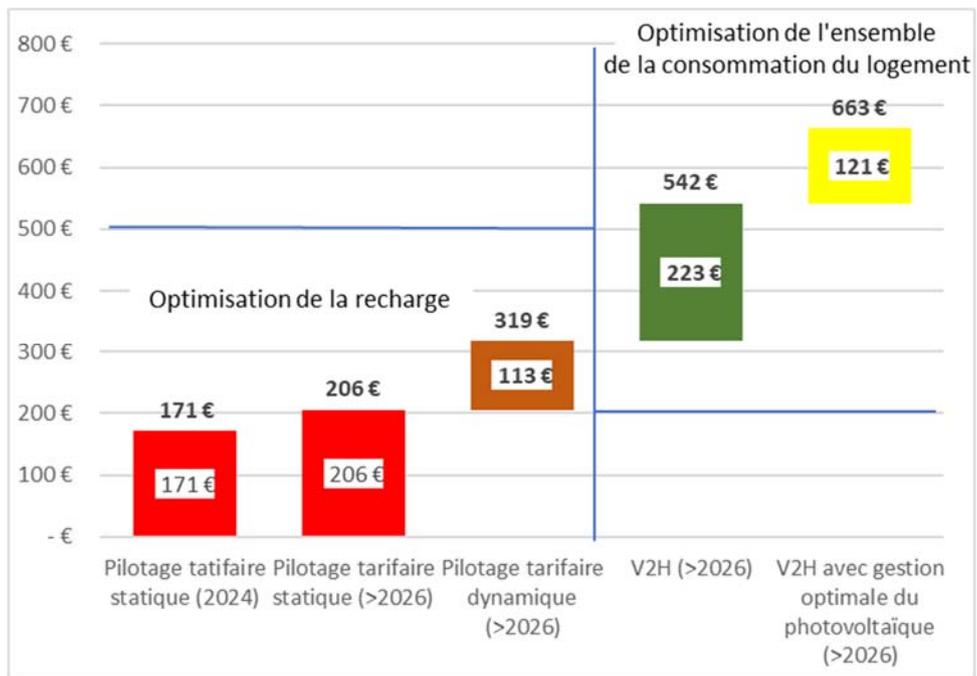


Figure 14 : Estimation de l'avantage cumulé apporté par les différentes variantes de pilotage de la recharge envisagées dans le cas 1 de la maison individuelle chauffée à l'électricité.

## Cas n° 2 : Bâtiment résidentiel collectif avec parking

### Aperçu général

Le résidentiel collectif représente 44 % des logements en France. Il constitue l'essentiel des logements en centre-ville et une part importante des logements en zone périphérique. Ce sont, soit des logements en accès libre, multipropriétaires, soit des logements appartenant à un bailleur social.

Dans un certain nombre de cas, les immeubles disposent d'un parking partagé entre les résidents, avec des places réservées, avec ou sans box individuel, en souterrain ou en aérien. Dans le cas contraire, les véhicules électriques n'ont d'autres solutions que d'être rechargés en entreprise ou sur la voie publique, ce qui ne permet pas de faire apparaître des synergies avec un bâtiment résidentiel.

À la différence de la maison individuelle, où tous les équipements sont rassemblés derrière un compteur unique, différents points de livraison coexistent et sont vus en général comme des entités indépendantes par le distributeur et le fournisseur : chaque logement est indépendant, les parties communes ont leur propre abonnement, voire plusieurs.

Les panneaux photovoltaïques, quand il y en a, injectent leur électricité sur le réseau et leur revenu vient en diminution des charges. Un dispositif législatif et réglementaire permet le montage d'opérations d'autoconsommation collective dans

lesquelles l'électricité produite localement est partagée entre producteurs et consommateurs raccordés au réseau public de distribution, à la condition qu'ils relèvent d'un même périmètre géographique proche. Ce dispositif est encore assez peu répandu en France, puisque l'on dénombre, à la mi-2024, seulement 456 opérations collectives en service de partage d'électricité contre 556 000 installations en autoconsommation individuelle.

En ce qui concerne les infrastructures de recharge de véhicules électriques (les IRVE), deux familles de solutions se dégagent :

- 1. Cas où l'IRVE est une extension du réseau public.** Elle est alors installée et maintenue par le gestionnaire de réseau (en général Enedis) et réalisée en conformité avec la norme NF C14-100. Dans ce cas de figure, chaque consommateur se connecte à l'IRVE et dispose d'un point de livraison individuel (PDL), doté d'un compteur Linky qui lui est propre et qui lui permet d'alimenter sa borne de recharge (figure 15). L'abonnement auprès du fournisseur est souscrit à titre individuel, de façon indépendante du logement. L'IRVE peut être préfinancée par le gestionnaire de réseau et remboursée par chaque utilisateur par un terme additionnel à son abonnement.

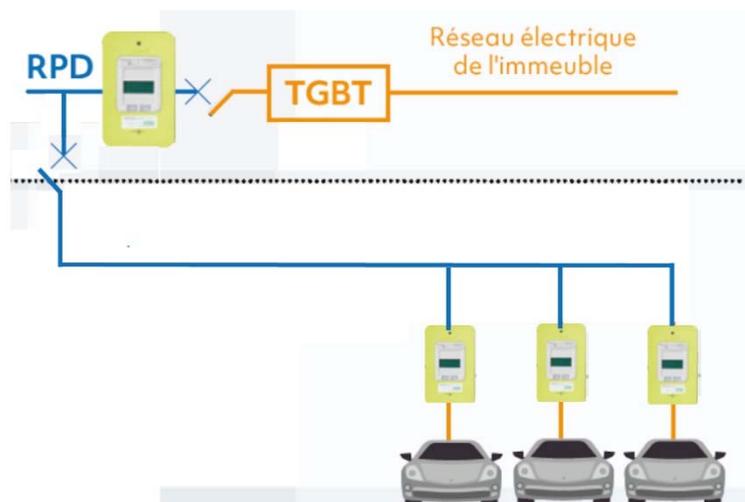


Figure 15 : Schéma d'une IRVE, en immeuble résidentiel collectif, installée et exploitée par le gestionnaire de réseau.

Un regroupement de l'abonnement propre à l'emplacement de stationnement avec celui de l'appartement est à l'étude. Des expérimentations sont en cours mais n'ont pas été, à ce stade, conclusives. Il faut donc pour l'instant considérer la gestion du PDL desservant la borne de recharge comme indépendante du logement.

Un avantage de cette solution est de pouvoir choisir son fournisseur et en changer librement. Si la configuration locale le permet, il est également possible de desservir à partir du PDL d'autres usages

que la seule recharge du véhicule électrique, comme l'éclairage du box si le cas s'y prête.

2. **Le recours à un opérateur privé (Zepug, WAAT, BRS...).** Cet opérateur installe, et éventuellement préfinance, via Logivolt pour les opérateurs référencés, une IRVE de caractère privé, répondant à la norme NF C15-100, dont il assure l'exploitation et la maintenance. En règle générale, l'IRVE est alimentée à partir d'un point de livraison spécifique qui est mutualisé entre les différents utilisateurs, chacun étant doté d'un compteur qui lui est propre (figure 16).

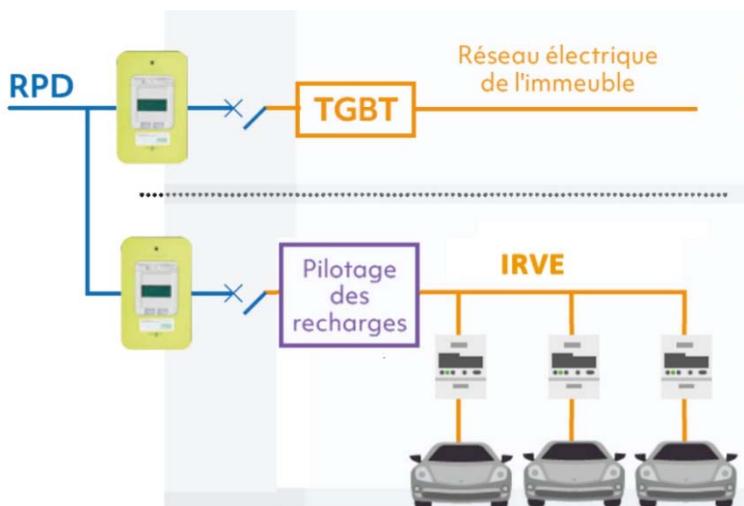


Figure 16 : Schéma d'une IRVE, en immeuble résidentiel collectif, installée et exploitée par un opérateur privé et alimentée à partir d'un point de livraison spécifique.

Dans le cas de petites installations ou en phase transitoire, l'IRVE peut être alimentée à partir des parties communes de l'immeuble (figure 17).

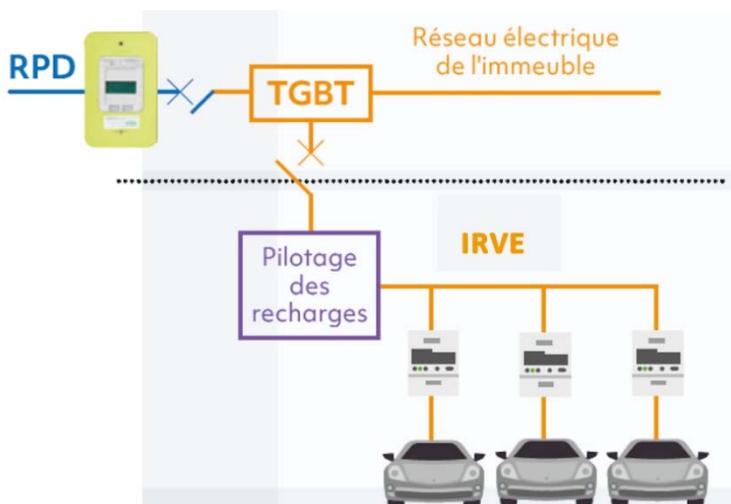


Figure 17 : Schéma d'une IRVE, en immeuble résidentiel collectif, installée et exploitée par un opérateur privé et alimentée à partir du tableau desservant les parties communes de l'immeuble.

Dans tous les cas, la solution utilisée permet de piloter la distribution entre les véhicules mais indépendamment du pilotage des logements et du reste de l'immeuble.

Le fournisseur d'électricité est choisi par l'opérateur de l'IRVE. L'utilisateur n'est pas directement concerné par les prix consentis par ce fournisseur et ne connaît que les conditions contractuelles convenues entre lui et l'opérateur de l'IRVE qui généralement comprennent un terme fixe et une partie variable fonction de l'électricité consommée. Cette partie variable peut être différenciée selon que la consommation a lieu en heures pleines ou en heures creuses.

L'opérateur déploie et gère un système de pilotage de la charge répartissant la puissance disponible entre les différents véhicules connectés à un instant donné. Ce système est plus ou moins sophistiqué selon les investissements que l'opérateur est prêt à consentir mais aussi selon l'appétence des utilisateurs pour des systèmes plus ou moins riches en fonctionnalités.

**La décision d'opter pour l'une ou l'autre des deux solutions est prise en assemblée générale des copropriétaires.** Chaque solution a ses avantages et ses inconvénients. Il est encore trop tôt pour savoir quelle solution l'emportera car, au début de l'année 2024, seules 3 % des copropriétés étaient équipées d'une IRVE<sup>40</sup>. Dans les deux cas, la latitude laissée à l'utilisateur pour valoriser les synergies entre la recharge du véhicule électrique et la gestion des autres postes de consommation du bâtiment est plus limitée que dans le cas de la maison individuelle.

Dans le cas d'un point de livraison individuel, l'utilisateur a la possibilité de choisir son fournisseur

et son abonnement, qui peut être régi par le TRV. Il peut gérer la recharge de son véhicule en toute liberté comme dans la variante 1 du cas 1 de la maison individuelle. Eventuellement, cette gestion peut inclure d'autres usages (congélateur ou cave à vins), s'il s'agit d'un box individuel et si le règlement de copropriété le permet. Par contre, les synergies avec l'appartement ne sont pas, dans l'état actuel, accessibles et aucun opérateur ne gère les synergies au niveau du parking dans son ensemble.

Dans le cas d'une IRVE gérée par un opérateur privé, l'utilisateur doit s'en remettre à la stratégie de gestion adoptée par l'opérateur. Celui-ci n'a pas accès au TRV et aura généralement souscrit une offre de marché qui peut être plus avantageuse, avec une différenciation plus forte entre heures pleines et heures creuses, mais qui reste plus risquée et implique une marge commerciale répercutée sur l'utilisateur. Beaucoup de systèmes actuels pilotent la recharge en heures creuses avec la possibilité pour les utilisateurs de forcer une recharge en heures pleines. Par contre, les opérateurs, en immeuble résidentiel, ne souhaitent généralement pas faire de discrimination entre utilisateurs et répartissent la puissance disponible au prorata du nombre de véhicules connectés.

**Dans ce contexte, si l'on cherche à transposer au cas des immeubles résidentiels collectifs l'analyse des situations identifiées comme possibles dans le cas des maisons individuelles (voir tableau 1), on s'aperçoit que l'éventail des solutions à considérer est plus réduit et qu'il dépend du type d'IRVE choisi. En outre, les analyses sont très différentes selon que l'on se place du point de vue de l'utilisateur ou de celui de l'opérateur auquel l'exploitation de l'IRVE a pu être confiée.**

## ***Cas d'une IRVE extension du réseau public***

### **POINT DE VUE DE L'UTILISATEUR**

L'utilisateur dispose pour la gestion de sa borne de recharge, des mêmes possibilités que s'il était en maison individuelle mais les variantes impliquant la mutualisation d'usages ou de ressources lui sont fermées (tableau 5).

Nota : la variante « usage sédentaire » est possible mais n'apporte pas d'avantage particulier. Dans un souci de simplification, elle a été ôtée du tableau.

<sup>40</sup> Cependant une file d'attente importante s'est formée et les délais de raccordement sont de l'ordre de 190 jours pour

un raccordement  $\leq 36$  kVA (tarif bleu) et de 280 jours pour un raccordement de plus forte puissance (tarif jaune)

Immeuble résidentiel collectif avec IRVE extension du réseau public	2024	≥2026	Observations
<b>Variante 1 : Solution de base</b>			
Sous-variante 1.1 : recharge naturelle			Possible
Sous-variante 1.2 : pilotage tarifaire statique			Possible
Sous-variante 1.3 : pilotage tarifaire dynamique			Subordonné à l'émergence d'offres tarifaires adaptées
<b>Variante 2 : Introduction du V2B</b>			Impossible à titre individuel
<b>Variante 4 : Prise en compte production locale photovoltaïque</b>			Impossible à titre individuel
<b>Variante 5 : V2G</b>			Impossible à titre individuel

Tableau 5 : Analyse sommaire des situations pouvant être rencontrées dans le cas d'un immeuble résidentiel collectif doté d'une IRVE extension du réseau public. Point de vue de l'utilisateur.

## Cas d'une IRVE exploitée par un opérateur privé

### POINT DE VUE DE L'UTILISATEUR

Immeuble résidentiel collectif avec IRVE exploitée par un opérateur privé	2024	≥2026	Observations
<b>Variante 1 : Solution de base</b>			
Sous-variante 1.1 : recharge naturelle			Possible par forçage par l'utilisateur.
Sous-variante 1.2 : pilotage tarifaire statique			Pilotage généralement imposé par défaut par l'opérateur
Sous-variante 1.3 : pilotage tarifaire dynamique			Possible pour l'opérateur mais non accessible au niveau de l'utilisateur
<b>Variante 2 : Introduction du V2B</b>			Impossible à titre individuel
<b>Variante 4 : Prise en compte production locale photovoltaïque</b>			Impossible à titre individuel
<b>Variante 5 : V2G</b>			Adhésion possible à un pool éventuellement proposé par l'opérateur si l'installation est d'une importance suffisante.

Tableau 6 : Analyse sommaire des situations pouvant être rencontrées dans le cas d'un immeuble résidentiel collectif doté d'une IRVE exploitée par un opérateur. Point de vue de l'utilisateur.

Ce tableau 6 est proche du tableau 5, étant rappelé que les tarifs sur lesquels l'utilisateur peut s'aligner sont ceux proposés par l'opérateur. A noter la possibilité éventuelle de rentrer dans un pool

d'utilisateurs agrégés par un opérateur pour offrir en V2G des services de flexibilité (avec une probabilité qui reste faible en résidentiel).

## POINT DE VUE DE L'OPÉRATEUR DE RECHARGE

Immeuble résidentiel collectif avec IRVE exploitée par un opérateur privé	2024	≥2026	Observations
<b>Variante 1 : Solution de base</b>			
Gestion de la puissance			Possible
Offre de tarifs statiques différenciés			Possible
Offre de tarifs dynamiques			Possible, en fonction de l'intérêt financier
<b>Variante 2 : Introduction du V2B</b>			Impossible
<b>Variante 4 : Prise en compte production locale PV</b>			Possible si mandat de gestion en autoconsommation collective
<b>Variante 5 : V2G</b>			Possible éventuellement dans le cadre d'un pool d'une importance suffisante.

Tableau 7 : Analyse sommaire des situations pouvant être rencontrées dans le cas d'un immeuble résidentiel collectif doté d'une IRVE exploitée par un opérateur. Point de vue de l'opérateur de recharge.

Aujourd'hui, les préoccupations principales de l'opérateur de recharge sont :

- d'une part de gérer la puissance appelée par les bornes qu'il opère afin de donner satisfaction aux consommateurs tout en minimisant la puissance totale appelée sur le réseau ;
- d'autre part d'offrir des tarifs attractifs aux consommateurs, ce qui suppose qu'il puisse lui-même négocier de tels tarifs avec ses fournisseurs et gérer le risque.

A terme l'inclusion du photovoltaïque dans son périmètre de gestion et sa participation à des opérations de V2G paraissent possibles mais incertaines. Sur le photovoltaïque, l'obligation de

recourir à une opération d'autoconsommation collective obèrera l'équation économique, car la copropriété aura tendance à choisir l'offre la plus avantageuse pour valoriser la production photovoltaïque.

### HYPOTHESES DE BASE

**Nous considérons un immeuble-type de 69 logements, dont 80 % possèdent un véhicule. Jusqu'en 2040, l'électrification du parc touchera en majorité les véhicules à usage pendulaire. Nous avons supposé que ceux-ci représenteront 60 % des cas d'usage (tableau 8).**

	2025	2030	2035	2040
Taux d'électrification (parc VE national)	6 %	19%	40 %	63 %
Taux d'électrification (moyenne résidentiel collectif)	2 %	8 %	24 %	48 %
Nombre de VE dans le parking	2	5	14	27
Nombre de VE en usage pendulaire	2	4	9	17
Nombre de VE en usage week-end	0	1	5	10

Tableau 8 : Evolution du parc de véhicules électriques dans le parking de l'immeuble-type en résidentiel collectif.

En matière de recours au véhicule électrique, les occupants de logements collectifs sont moins avancés que les occupants de maison individuelle : ils n'ont souvent qu'un seul véhicule et seules 3 % des

copropriétés sont en 2024 équipées d'une infrastructure de recharge. Nous avons donc pris un abattement qui se réduit avec le temps.

Par ailleurs, un certain nombre d'habitants utilisent leurs véhicules tous les jours tandis que d'autres ne s'en servent que le week-end. Pour ces derniers, le taux d'électrification sera plus faible que pour les véhicules utilisés quotidiennement, à la fois parce que l'économie réalisée sur le carburant sera moindre, mais aussi parce que l'autonomie du VE correspondra à un usage moins orienté sur des déplacements importants.

Cette vision synthétique regroupe des situations très différentes et notamment :

- les logements collectifs des petites villes et des zones périurbaines pour lesquelles l'utilisation du véhicule individuel est essentielle, non seulement dans la semaine pour les déplacements pendulaires mais aussi le week-end ;
- les logements collectifs proches des centres de grandes villes, disposant d'une offre de transports en commun riche et pour lesquels le véhicule sert principalement le week-end.

Dans un autre domaine, il faut noter que le niveau d'équipement en véhicules électriques dépend également de la catégorie socio-professionnelle des habitants : les habitants des catégories sociales moins favorisées ne passeront au véhicule électrique que si la disponibilité en véhicules d'occasion à un prix abordable devient suffisante ou si le leasing social vient à se généraliser. Il y aura donc un décalage dans le temps entre l'électrification de ces catégories et celle des catégories les plus favorisées.

Aucune différence n'est cependant faite quant au type de véhicule. Bien que ceci soit à valider, faute d'information, les véhicules électriques sont supposés similaires à ceux des habitants en pavillon, dotés d'une batterie de 60 kWh, avec lequel les usagers effectuent 14 000 km/an dont 10 000 km en régime pendulaire à raison de 40 km/jour en moyenne, 250 jours par an et 2 000 km imputables aux trajets plus importants.

La recharge se fait au domicile pour les trajets domicile/travail et au départ/retour de chaque grand trajet.

En admettant une consommation moyenne de 18 kWh/100 km, le véhicule a une consommation d'électricité quotidienne de 7,2 kWh, hors grands trajets.

### **Rythme de vie**

Dans le scénario de base, l'utilisateur du véhicule électrique est supposé quitter son logement le matin à 7 h 30 et rentrer chez lui, chaque jour de la semaine à 19 h. Les utilisateurs occasionnels, dont le véhicule ne sort que le week-end et pour les congés, se rencontrent également en logements collectifs (cf. supra). Ils ont fait l'objet d'une variante dans le la maison individuelle (cas 1) afin d'examiner si le fait de disposer du véhicule connecté à sa borne pouvait être valorisé dans le chiffrage de la variante V2B. Dans le cas du collectif, cette option de comportement individuel n'a pas de signification.

Le comportement des utilisateurs n'a pas de raison d'être fondamentalement différent de celui des habitants en maison individuelle, soit une recharge de 36 kWh par semaine en moyenne (éventuellement deux), plus une recharge additionnelle de 36 kWh le vendredi soir ou le dimanche soir, lors des longs trajets, soit à peu près huit fois par an.

### **Bornes et infrastructures de recharge**

Les bornes installées en collectif sont des bornes soit de 3,7 kW, soit de 7,4 kW.

- Nous supposons que, dans un souci d'économie (car le coût d'abonnement vient en sus de celui souscrit pour l'appartement), les bornes souscrites à titre individuel dans le cas d'une IRVE installée et maintenue par le gestionnaire de réseau sont de 3,7 kW.
- En ce qui concerne les bornes pilotées par un opérateur de recharge (cf infra), elles sont, dès 2023, à 40 % des bornes de 7,4 kW. Compte tenu de la tendance à installer des bornes de 7,4 kW et du faible nombre de copropriétés installées, il est raisonnable de considérer dans nos calculs qu'il s'agit de bornes exclusivement de 7,4 kW.

Comme exposé précédemment, les infrastructures de recharge peuvent relever de deux régimes différents. Ceci conduit à envisager deux sous-cas.

## Sous-cas 2.1 : IRVE extension du réseau public

Dans ce sous-cas, la copropriété a opté pour une IRVE installée et maintenue par le gestionnaire de réseau.

### CONSIDERATIONS GENERALES

On suppose que l'utilisateur a souscrit un abonnement de 6 kVA. La différence par rapport au tarif Base étant minime (4,92 € TTC /an), on suppose qu'il choisit l'option HP/HC du TRV ce qui correspond à une dépense annuelle de 156,12 € en 2024 (163,93 € en post 2026). En option, nous considérons cependant l'hypothèse où, ayant opté pour une borne de 7,4 kW, il souscrit un abonnement de 9 kVA.

**Nous identifions deux sous-variantes : la recharge naturelle et la recharge pilotée heures pleines/heures creuses.** Nous oublions le scénario de tarification dynamique. Nous avons vu en effet, à

propos de la maison individuelle, que l'avantage qu'il procure est limité s'il est restreint aux seules consommations liées à la recharge du véhicule électrique, ce qui est nécessairement le cas dans le sous-cas 2.1 en immeuble collectif.

### SOUS-VARIANTE 1 : RECHARGE NATURELLE

Compte-tenu de la quantité d'énergie à charger (36 kWh) et de la puissance de la borne (3,7 kW), la recharge dure environ 10 heures et est supposée démarrer à 19 h, ce qui donne la répartition en heures creuses et heures pleines du tableau 9 dans les scénarios 2024 et post 2026.

	Scénario 2024		Scénario post 2026	
	Durée de soutirage (h)	kWh chargés	Durée de soutirage (h)	kWh chargés
Heures pleines d'hiver	4	864 kWh	3	360 kWh
Heures pleines d'été			7	882 kWh
Heures creuses d'hiver	7	1 296 kWh	8	540 kWh
Heures creuses d'été			4	378 kWh

Tableau 9 : Répartition en heures pleines et heures creuses dans le cas de la recharge naturelle (sous-variante 1 avec borne de 3,7 kW).

Les prix du kWh sont ceux de l'annexe 1. En ajoutant le prix de l'abonnement (156,12 € en 2024 et supposé égal à 163,93 € en post 2026), le coût total pour l'utilisateur s'établit à 657 €/an en scénario 2024 et à 696 € en scénario post 2026.

Le même calcul fait en prenant des bornes de 7,4 kW et un abonnement de 9 kVA conduit à un coût annuel de 761 € en 2024 et 811 € en post 2026. Le surcoût significatif vient du fait que la totalité de la recharge a lieu en heures pleines l'été et presque la totalité en hiver.

### SOUS-VARIANTE 2 : PILOTAGE TARIFAIRE STATIQUE

On suppose que la borne délivre une puissance de 3,7 kW comme dans la sous-variante 1. Par contre, le pilotage de la borne permet de mieux tirer parti des heures creuses. Cependant, la durée de la recharge (10 à 11 h) ne permet pas de recharger entièrement en heures creuses avec une borne de 3,7 kW (tableau 10).

	Scénario 2024		Scénario post 2026	
	Durée de soutirage (h)	kWh chargés	Durée de soutirage (h)	kWh chargés
Heures pleines d'hiver	3	432 kWh	3	180 kWh
Heures pleines d'été			7	756 kWh
Heures creuses d'hiver	8	1 728kWh	8	720 kWh
Heures creuses d'été			4	504 kWh

Tableau 10 : Répartition en heures pleines et heures creuses dans le cas du pilotage tarifaire statique (sous-variante 1 avec borne de 3,7 kW).

En ajoutant le prix de l'abonnement (151,20 € en 2024 et supposé égal à 158,76 € en post 2026), le coût total pour l'utilisateur s'établit à 625 €/an en scénario 2024 et à 664 € en scénario post 2026.

Si l'utilisateur décide d'installer une borne de 7,4 kW avec un abonnement de 9 kVA, le coût total annuel pour l'utilisateur s'établit à 661 €/an en scénario 2024 et à 646 € en scénario post 2026.

### BILAN POUR L'USAGER

Le tableau 11 récapitule les bilans économiques auxquels on parvient pour l'utilisateur dans les deux hypothèses de pilotage de la recharge et selon que la borne installée offre une puissance de 3,7 kW ou de 7,4 kW. On rappelle que le surcoût d'investissement attaché à une borne de 7,4 kW est supposé négligeable, seul le supplément d'abonnement (9 kVA au lieu de 6 kVA) étant pris en considération.

(en euros 2024)	Recharge naturelle		Pilotage tarifaire statique	
	Borne de 3,7 kW	Borne de 7,4 kW	Borne de 3,7 kW	Borne de 7,4 kW
Scénario 1 (2024)	657 €	761 €	625 €	661 €
Scénario 2 (>2026)	696 €	811 €	664 €	646 €

Tableau 11 : Bilan des dépenses additionnelles en électricité induites par le véhicule électrique dans différentes hypothèses (cas des logements collectifs avec IRVE exploitée par le gestionnaire de réseau).

Ce tableau appelle deux remarques :

- les coûts associés à la recharge du véhicule électrique sont plus importants que ceux afférant au cas 1 (maison individuelle) car il n'y a pas, à ce jour, de possibilité de mutualiser les abonnements entre l'emplacement de stationnement et l'appartement ;
- un abonnement de 3,7 kW ne permet pas de tirer parti de la finesse du découpage entre heures creuses et heures pleines dans le cas d'une recharge pilotée HC/HP car la recharge en 3,7 kW doit s'étaler sur une période d'une dizaine d'heures qui fait en conséquence largement appel aux heures pleines, en été comme en

hiver. Le modeste avantage dégagé en 2024 pour une recharge en pilotage tarifaire statique a tendance à s'évanouir en post 2026 du fait de l'horosaisonnalité plus fine des heures creuses qu'il est prévu d'introduire.

### BILAN POUR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU

Les utilisateurs sont indépendants et ne se concertent pas entre eux, la puissance appelée est proportionnelle au nombre de véhicules qui se chargent. Le dimensionnement de l'installation est de la responsabilité du gestionnaire de réseau qui applique notamment les règles fixées par le décret n° 2022-1249 du 21 septembre 2022 et l'arrêté du 2 juin 2023 relatif à la définition du taux d'équipement à

long terme et de la puissance de référence par point de recharge pour le déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution. Les coûts correspondants sont couverts par la contribution au titre de l'infrastructure collective à verser au gestionnaire du réseau public de distribution (article L. 353-12 du code de l'énergie). On suppose dans la présente étude que ce mécanisme, régulé par les pouvoirs publics, n'engendre pas, pour le consommateur, d'écart notable par rapport au mécanisme alternatif des opérateurs privés. Nous ne prenons donc pas en compte son incidence éventuelle.

En intégrant une majoration de 30 % entre la puissance moyenne appelée et la puissance appelée les jours de pointe – car les recharges étant non concertées, elles ne seront pas uniformément

L'ensemble reste en dessous des 36 kVA, essentiellement parce que les bornes individuelles sont des bornes de 3,7 kW.

**Si les utilisateurs viennent à utiliser des bornes de 7,4 kW, l'appel sur le réseau peut se trouver**

## *Sous-cas 2.2 : IRVE exploitée par un opérateur privé*

**Dans ce sous-cas, la copropriété (ou le bailleur social) a fait appel à un opérateur tiers.**

### CONSIDERATIONS GENERALES

Le comportement des utilisateurs n'est pas très différent de celui du cas précédent. Les consommateurs ne cherchent pas à se coordonner entre eux, mais gèrent les recharges au mieux de leur intérêt : une fois par semaine, ou à la rigueur deux fois, pour les déplacements pendulaires et environ huit fois par an pour les autres déplacements, incluant les véhicules aussi utilisés occasionnellement.

**La notion de pilotage naturel n'a pas de sens pour l'opérateur de recharge. Par contre, celui-ci recherche une double optimisation tarifaire :**

- faire en sorte que la recharge se fasse au moindre coût pour lui, donc préférentiellement en heures creuses ;

<sup>41</sup> Les utilisateurs ne se concertant pas, il y a peu de chances que la puissance appelée soit la même tous les jours. Il apparaît un phénomène de « jours de pointe » pour lesquels, pour des raisons diverses, il y a plus de recharges simultanées que d'habitude. Faute d'information plus

réparties<sup>41</sup> –, on obtient la courbe d'appel de puissance pour le parking de la figure 18.

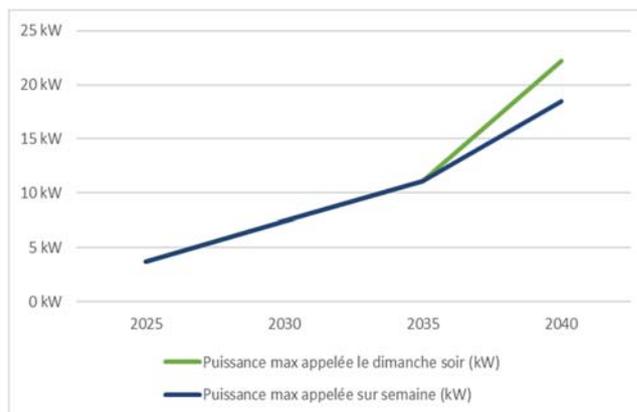


Figure 18 : Puissance appelée par l'IRVE de l'immeuble-type supposée exploitée en recharge naturelle avec bornes indépendantes.

**sensiblement augmenté. Le gestionnaire de réseau pourrait alors avoir intérêt à promouvoir la recherche de synergies entre l'appartement et l'emplacement de stationnement.**

- veiller à ce que la puissance appelée reste inférieure à la puissance souscrite. Les bornes disposent d'un système de pilotage minimal pour limiter la puissance distribuée en dessous du seuil souscrit, au cas où tous se brancheraient en même temps.

### BILAN POUR L'USAGER

La recharge naturelle n'est pas prise en considération dans ce sous-cas. Elle supposerait que, de façon délibérée, le consommateur, chaque fois qu'il se recharge, utilise la possibilité de forçage de la recharge qui peut lui être offerte, ce qui est peu vraisemblable.

De même, le pilotage dynamique n'est pas susceptible d'être mis en œuvre par l'utilisateur.

précise, nous avons supposé que ces jours-là, il y aurait 30 % de plus de recharges que d'habitude. Ce coefficient est observé dans d'autres cas tels que les centres d'appels.

En règle générale, le consommateur s’aligne donc sur le pilotage de la recharge tel que pratiqué par l’opérateur. Le bilan économique pour le consommateur dépend des conditions tarifaires offertes par l’opérateur. Les formules peuvent être des forfaits tout compris, dans certaines limites de consommation cependant, d’autres peuvent comprendre un terme fixe et un terme lié aux kWh consommés. Les tarifs varient également selon que

l’infrastructure est préfinancée ou non par l’opérateur.

## BILAN POUR L’OPERATEUR DE RECHARGE

### Pilotage tarifaire

En retenant le coefficient de 30 % comme écart entre la pointe et la moyenne, pour tenir compte de la non-coordination des intervenants, les appels de puissance sont ceux du tableau 1.

	2025	2030	2035	2040
<b>Nombre de véhicules électriques dans le parking</b>	2	5	14	27
<b>Nombre de véhicules électriques en usage pendulaire</b>	2	4	9	17
<b>Nombre de véhicules électriques week-end</b>	0	1	5	10
<b>Puissance max appelée le dimanche soir (kW)</b>	7	14	21	42
<b>Puissance max appelée en semaine (kW)</b>	7	14	21	35

Tableau 12 : Evolution des appels de puissance occasionnée par l’IRVE exploitée par l’opérateur (immeuble-type du sous-cas 2.2).

Ce tableau montre que la puissance maximale appelée reste en dessous des 36 kVA, dans la plupart des cas. Un pilotage fin des recharges après 2035 permet de rester en dessous de cette limite.

Dans la mesure où l’opérateur de recharge est ici une entreprise privée et que l’abonnement est à son nom, l’accès au TRV ne lui sera pas possible. En revanche, il sera en mesure de négocier avec un énergéticien un

prix de gros pour l’électricité, il récupèrera la TVA et payera les différentes taxes et contribution applicables aux entreprises.

A partir des tarifs moyennés de grandes entreprises multisites accessibles, le coût de l’électricité supporté par l’opérateur a été évalué conformément au tableau 13.

	2025	2030	2035	2040
<b>Nombre de véhicules électriques dans le parking</b>	2	5	14	27
<b>Nombre de véhicules électriques en usage pendulaire</b>	2	4	9	17
<b>Nombre de véhicules électrique week-end</b>	0	1	5	10
<b>Abonnement souscrit (en kW)</b>	9	15	36	36
<b>Coût au kWh (en € HT)</b>	0,23	0,20	0,19	0,17

Tableau 13 : Dépenses d’abonnement et d’électricité supportées par l’opérateur de recharge (immeuble type du sous-cas 2.2).

Ces valeurs sont significativement inférieures à celle payée par l'utilisateur pour une recharge individuelle qui s'établit à 0,24 €/kWh, ce qui montre une marge

## PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

Dans le cas d'un immeuble résidentiel privé, les panneaux photovoltaïques, s'il y en a, appartiennent à la copropriété et la production est, en général, directement réinjectée sur le réseau pour venir en diminution des charges.

Le résidentiel collectif n'offre pas en effet les meilleures possibilités d'utilisation du photovoltaïque pour la recharge des véhicules électriques puisque ceux-ci se rechargent plutôt la nuit. Cependant, dans le cas d'un opérateur de recharge, une utilisation de la production photovoltaïque pour la recharge des véhicules est envisageable si la copropriété accepte de concéder une partie de son toit à l'opérateur qui peut alors installer des panneaux et gérer au mieux l'électricité produite, soit pour recharger les véhicules, soit pour la réinjecter sur le réseau. **Cette mission élargie des opérateurs de recharge**

de manœuvre importante pour l'opérateur de recharge dès lors qu'il aura un effet de volume.

**pourrait accompagner le développement des toits solaires que les pouvoirs publics entendent promouvoir.**

Dans l'habitat social, l'immeuble appartient à un seul propriétaire, la production d'énergie électrique peut plus facilement être utilisée en autoconsommation, que ce soit pour les parties communes ou pour l'alimentation d'une IRVE.

Par exemple, Amsom Habitat, bailleur social d'Amiens, prévoit d'installer dans le cadre de sa stratégie (R)évolution 10 000 m<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques et 100 bornes de recharge, supervisées par la société ZEBORNE.

L'énergie produite par les panneaux photovoltaïques est fournie dans le cadre d'un programme d'autoconsommation collective dont ENEDIS assure la mise en œuvre et le pilotage. Ce dernier assure aussi la mise en œuvre du comptage pour les IRVE

Parmi les programmes déjà équipés :

- la résidence Mac Orlan à Amiens avec 424 m<sup>2</sup> de panneaux, 86 kWc de puissance installée et 75 MWh de production annuelle ;

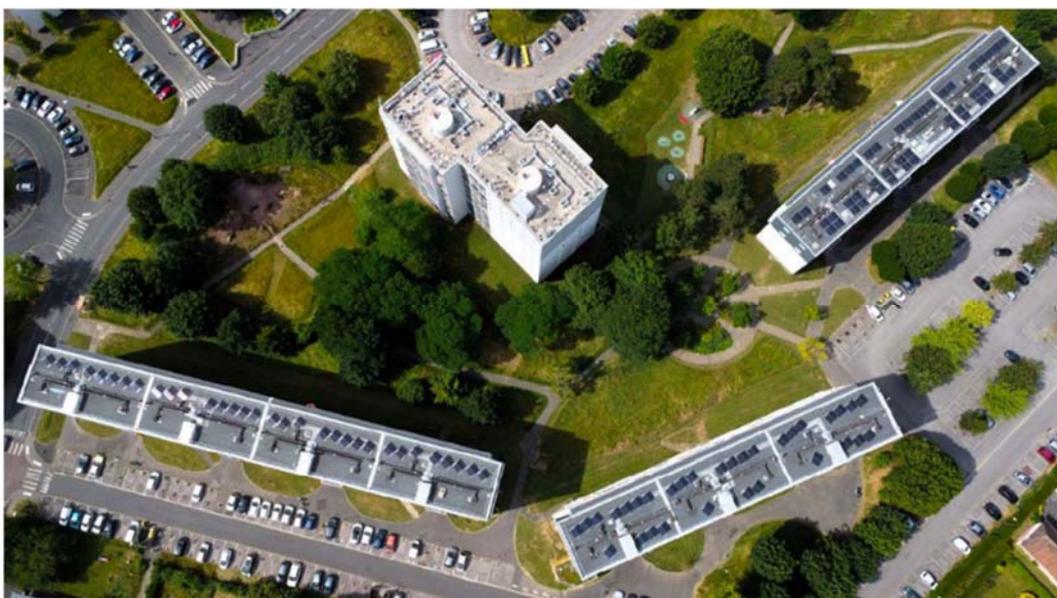


Photo 1 : Résidence Mac Orlan à Amiens. @ Amsom Habitat.

- la halle Chrétien à Amiens, avec 516 m<sup>2</sup> de panneaux, 1 005 kWc et 93 MWh de production annuelle.



Photo 2 : La halle Chrétien à Amiens. @ Amsom Habitat.

## V2B ET V2G

**A la différence du cas de la maison individuelle, les fonctions de V2B (*Vehicle to Building*) sont sans intérêt dans le cas des immeubles résidentiels collectifs** car les différentes consommations et productions sont effectuées par des personnes morales différentes ayant chacune leur compteur et abonnement séparé. La consommation des parties communes est très faible : ascenseurs, pompes de circulation d'eau pour le chauffage avec, là aussi, un

compteur et un abonnement (parfois plusieurs) séparés.

**En revanche, la solution V2G est susceptible d'être mise en œuvre, sous réserve d'un tarif de réinjection suffisamment attractif de la part des énergéticiens. La présence des véhicules utilisés uniquement le week-end permet d'envisager une utilisation de ce service dans la journée.**

## Cas 3 : Bâtiment tertiaire multi-occupant doté d'un parking

La recharge sur les lieux de travail est considérée comme l'alternative principale à la recharge à domicile, avant la recharge sur la voie publique, en particulier pour les possesseurs de véhicules ne disposant pas d'une infrastructure chez eux. Dans cette étude, nous analysons deux cas principaux qui se rencontrent sur le terrain :

- le tertiaire multi-occupant avec un parking attenant, commun dans les centres villes et dans certaines zones tertiaires ;

### Aperçu général

Ce cas est fréquent en centre-ville ou dans des zones périurbaines : l'immeuble appartient à un propriétaire unique et est loué à plusieurs entreprises, chacune ayant ses propres points de livraison électriques.

Le parking est partagé entre les différents occupants qui disposent de places de parking, souvent dédiées, y compris pour ses visiteurs, et en conséquence identifiées.

Le ou les points de livraison desservant les parties communes ne disposent généralement pas d'une puissance électrique suffisante pour la recharge des véhicules électriques dont le nombre va en croissant. Il faut alors créer de toutes pièces une infrastructure de recharge qui doit être reliée au réseau de distribution électrique.

Les véhicules sont présents essentiellement aux horaires de bureau et très peu de véhicules restent la

- le tertiaire, ou l'entreprise industrielle, mono-occupant, dans lequel l'intégralité du site est occupée par une seule entreprise, en centre-ville ou dans des zones industrielles.

### Le cas 3 est consacré aux bâtiments tertiaires multi-occupants dotés d'un parking attenant

nuit ou le week-end, ce qui limite l'utilisation des heures creuses à celles d'été et obère l'intérêt de recourir à des tarifs dynamiques.

Le taux d'équipement en véhicule électrique des employés utilisant les parkings de ce type d'immeuble est similaire à celui de la population générale, voire un peu plus important puisque les utilisateurs sont des personnes ayant besoin de leur véhicule pour aller au travail et disposant d'une facilité de recharge. Il s'agit donc une population privilégiée pour passer à la mobilité électrique.

**Cependant, s'il a la possibilité de se recharger à son domicile, l'utilisateur du VE peut arbitrer pour la solution la moins chère, qui pourra, en fonction des conditions accordées par l'employeur et de l'évolution de la réglementation fiscale applicable à la recharge sur le lieu de travail, être la recharge en entreprise ou la recharge à domicile.**

### Gestion de l'IRVE

Chaque entreprise dispose, dans le parking, d'une ou plusieurs bornes de recharge, chacune étant potentiellement utilisée par plusieurs collaborateurs ou visiteurs.

Jusqu'à la fin 2024, les dépenses d'électricité afférentes à la recharge des véhicules électriques prises en charge à titre gracieux par l'entreprise ne rentrent pas dans le décompte des avantages en

nature consentis aux salariés<sup>42</sup>. Cette situation pourrait être amenée à évoluer et, si ces dépenses viennent à être assujetties aux cotisations dues à l'URSSAF, il faudra soit les refacturer aux employés, soit les compter en avantage en nature. Ceci impliquera la mise en place d'un système de badge et d'un système de refacturation aux collaborateurs. De telles solutions sont d'ores et déjà proposées par les opérateurs de recharge mais sont trop complexes

<sup>42</sup> Article 3bis de l'arrêté du 10 décembre 2002 relatif à l'évaluation des avantages en nature en vue du calcul des cotisations de sécurité sociale.

pour les PME et TPE locataires des tertiaires collectifs.

Il est vraisemblable que la solution majoritaire sera le recours à un opérateur de recharge dès lors que le système dépassera une ou deux bornes.

**Dans la suite du document, on suppose que l'IRVE est effectivement exploitée par un opérateur de**

**recharge.** Cependant, dans certains cas, des investisseurs immobiliers possédant un parc important pourront être intéressés par le développement de leur propre offre de gestion des IRVE à destination de leurs locataires, sans passer par des opérateurs de recharge tiers.

#### POINT DE VUE DES ENTREPRISES UTILISATRICES

Immeuble tertiaire multi-occupant avec IRVE exploitée par un opérateur privé	2024	≥2026	Observations
<b>Variante 1 Solution de base</b>			
Sous-variante 1.1 : recharge naturelle			Possible sous réserve du pilotage imposé par l'opérateur
Sous-variante 1.2 : pilotage tarifaire statique			Si pilotage imposé par défaut par l'opérateur
Sous-variante 1.3 : pilotage tarifaire dynamique			Eventuellement pratiqué par l'opérateur mais non accessible aux entreprises utilisatrices
<b>Variante 2 : Introduction du V2B</b>			Impossible
<b>Variante 4 : Prise en compte production locale photovoltaïque</b>			Impossible
<b>Variante 5 : V2G</b>			Possible éventuellement dans le cadre d'un pool d'une importance suffisante mais sera géré au niveau de l'opérateur et invisible aux entreprises utilisatrices.

Tableau 14 : Analyse sommaire des situations pouvant être rencontrées dans le cas d'un immeuble tertiaire multi occupant doté d'une IRVE exploitée par un opérateur. Point de vue des entreprises utilisatrices.

#### POINT DE VUE DE L'OPERATEUR DE RECHARGE

Immeuble tertiaire multi-occupant avec IRVE exploitée par un opérateur privé	2024	≥2026	Observations
<b>Variante 1 : Solution de base</b>			
Gestion de la puissance			Possible
Offre de tarifs statiques différenciés			Possible
Offre de tarifs dynamiques			Possible, fonction de l'intérêt financier
<b>Variante 2 : Introduction du V2B</b>			Très difficile
<b>Variante 4 : Prise en compte production locale photovoltaïque</b>			Possible si mandat de gestion en autoconsommation collective
<b>Variante 5 : V2G</b>			Possible éventuellement dans le cadre d'un pool d'une importance suffisante.

Tableau 15 : Analyse sommaire des situations pouvant être rencontrées dans le cas d'un immeuble tertiaire multi occupant doté d'une IRVE exploitée par un opérateur. Point de vue de l'opérateur.

**Les préoccupations de l'opérateur de recharge sont celles relevées dans le cas des immeubles collectifs à usage résidentiel (cas 2). À terme, l'inclusion du photovoltaïque dans son périmètre de gestion et sa participation à des opérations de**

**V2G paraissent possibles mais ne représenteront sans doute pas le cas général.**

Il est à noter que le cas 3 fait intervenir trois acteurs : l'opérateur de l'IRVE, les entreprises utilisatrices et les salariés de ces entreprises.

## HYPOTHESES DE BASE

Dans le cas 3, nous considérons un immeuble de 6 000 m<sup>2</sup>, correspondant à 600 bureaux et 250 places de parking.

Il est supposé que le taux d'équipement en véhicule électrique des salariés travaillant dans cet immeuble

est identique à la moyenne nationale. Parmi eux, le ratio de véhicules se chargeant sur le lieu de travail est supposé égal à 60 %, en incluant à la fois les véhicules de fonction ou de service et les collaborateurs ne disposant pas d'installation de recharge à domicile (tableau 16).

	2025	2030	2035	2040
Taux d'électrification (= parc VE national)	6 %	19 %	40 %	63 %
Nombre de VE dans le parking	16	47	100	157
Nombre de VE se chargeant sur le lieu de travail	10	28	60	95

Tableau 16 : Evolution du parc de véhicules électriques dans le parking de l'immeuble-type en tertiaire collectif.

Les véhicules électriques sont supposés similaires à ceux des habitants en pavillon, dotés d'une batterie de 60 kWh, avec lequel ils effectuent 10 000 km en régime pendulaire à raison de 40 km/jour en moyenne, 250 jours par an, plus les longs trajets, mais dont on considère qu'ils se rechargent sur une autre infrastructure.

En admettant une consommation moyenne de 18 kWh/100 km, le véhicule a une consommation d'électricité quotidienne de 7,2 kWh.

### Rythme de vie

Les salariés sont supposés arriver entre 8 h et 9 h au bureau le matin pour en repartir entre 17 h et 18 h, voire un peu plus tard. Cependant, dans tous les cas, ils s'attendent à ce que leur véhicule soit chargé vers 17 h au plus tard.

Pour limiter les pics d'appel de puissance, la recharge est étalée par l'automate exploité par l'opérateur. En effet, elle ne s'effectuera pas intégralement en heures creuses de la journée

(supposées positionnées de 11 h à 17 h, d'avril à octobre, dans le scénario post 2026). En prenant comme hypothèse un début de charge à 10 h du matin et une fin de charge à 17 h, cela correspond peu ou prou à une puissance moyenne par utilisateur de 1 kW.

Que la recharge soit effectuée véhicule après véhicule, avec 7,4 kW de puissance appelée, ou tous les véhicules ensemble avec 1 kW distribué à chacun, les deux hypothèses conduisent au même résultat quant à la puissance appelée.

### Bornes et infrastructures de recharge

Les bornes installées sont supposées être des bornes de 7,4 kW. Les installateurs indiquent cependant qu'ils installent également des bornes de 22 kW. Toutes ces bornes font l'objet d'un pilotage visant à limiter la puissance appelée au niveau de l'abonnement souscrit. Les 7,4 kW et a fortiori les 22 kW ne seront donc pas disponibles en permanence pour tous les véhicules.

## BILAN POUR L'OPERATEUR DE RECHARGE

L'opérateur doit assurer la fourniture de la puissance et de l'énergie requises par les utilisateurs. Sur la

base des hypothèses retenues, ces quantités sont celles indiquées dans le tableau 17.

	2025	2030	2035	2040
<b>Nombre de VE se chargeant sur le lieu de travail</b>	10	28	60	95
<b>Quantité d'énergie chargée quotidiennement</b>	69 kWh	203 kWh	433 kWh	686 kWh
<b>Puissance moyenne appelée (de 9 h à 16 h)</b>	10 kW	29 kW	62 kW	98 kW

Tableau 17 : Evolution de la recharge dans le parking de l'immeuble-type en tertiaire collectif.

Cette valeur est à rapprocher de la puissance maximale appelée par des bâtiments similaires dont les données nous étaient accessibles : un bâtiment tertiaire de 2003, dont la puissance maximale appelée atteint 290 kW, et un bâtiment basse consommation de 2011 dont la puissance maximale appelée est de l'ordre de 150 kW, hors recharge de véhicules électriques. **On voit ainsi que l'impact des véhicules électriques dont la recharge est pilotée reste modéré sur le système électrique des bâtiments tertiaires.**

L'opérateur va optimiser ses conditions d'approvisionnement, en faisant jouer la concurrence et en tirant le meilleur parti des offres de marché, et gérer en conséquence la recharge des véhicules. Nous ne disposons pas des éléments permettant de comparer diverses stratégies. Il semble cependant que le premier niveau d'optimisation porte sur la puissance afin de limiter autant que faire se peut les coûts d'abonnement. Dans cette démarche, il peut être amené à tenir compte de la priorité qui sera demandée par l'entreprise au profit de certaines catégories de véhicules

## PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

Le cas de la gestion concomitante de panneaux photovoltaïques mérite attention. La configuration des immeubles fait que la possibilité d'installation de panneaux photovoltaïques reste souvent cantonnée à la toiture où elle vient en concurrence avec d'autres éléments : sommet de la cage d'ascenseur, échangeurs de la climatisation, toitures végétalisées recommandées pour lutter contre les îlots de chaleur...

Si des panneaux peuvent être installés, leurs heures de production coïncident en gros avec la présence de véhicules électriques, au moins sur semaine. Mais ces panneaux photovoltaïques, s'ils existent, appartiennent normalement au propriétaire du bâtiment qui peut décider d'injecter l'électricité produite sur le réseau et d'être rémunéré en conséquence. Le propriétaire du bâtiment peut également mettre l'électricité à disposition des occupants via une offre d'autoconsommation collective. Mais celle-ci n'est pas a priori dirigée vers les IRVE, mais vers les usages de base (climatisation, chauffage...). La production reste donc généralement en dessous du talon de consommation du bâtiment, sauf éventuellement pendant les week-ends d'été et il n'existe alors pas de surplus disponible pour alimenter la recharge de véhicules électriques.

Dans l'hypothèse où le propriétaire décide de mettre à disposition de l'opérateur de l'IRVE l'électricité qu'il produit et d'injecter sur le réseau le surplus, le propriétaire perçoit du gestionnaire de l'obligation d'achat un revenu par kWh injecté inférieur à celui qu'il percevrait en injectant la totalité produite (0,078 €/kWh contre 0,1178 €/kWh en 2024). Pour préserver son revenu, il est amené à vendre les kWh cédés au gestionnaire de l'IRVE à un prix minimal compensant cet écart. Ce prix dépend de la proportion relative entre les kWh cédés au gestionnaire et les kWh réinjectés et donc du nombre de véhicules à desservir. En nous basant sur une toiture équipée de 280 m<sup>2</sup> de PV, ce prix de cession minimal apparaît à la ligne « Prix de vente d'équilibre à l'opérateur d'IRVE hors TURPE et hors taxes » du tableau 18. Ce prix n'évolue pas après 2030 car, à partir de cette date, tout ce qui est produit, hors week-ends et jours fériés, est autoconsommé.

Mais le propriétaire des IRVE se voit imposé d'un TURPE spécifique à la part autoconsommée et d'un TURPE également spécifique à la part alloconsommée – c'est-à-dire achetée au réseau –, ce dernier étant supérieur au premier. De plus, l'électricité autoconsommée et le TURPE sont soumis à l'accise sur l'électricité et à la TVA.

	2025	2030	2035	2040
Prix de vente d'équilibre à l'opérateur d'IRVE, hors TURPE et hors taxes (en € HT/kWh)	0,22	0,13	0,13	0,13
TURPE moyen (€ HT/kWh)	0,095	0,078	0,107	0,110
Accise (estimation pour 2025 en €/kWh)	0,026	0,026	0,026	0,026
Coût d'achat de l'électricité par l'opérateur d'IRVE hors TVA (€/kWh)	0,34	0,23	0,26	0,27
Coût d'achat de l'électricité par l'opérateur d'IRVE TTC (€/kWh)	0,41	0,28	0,32	0,32

Tableau 18 : Prix d'achat minimal par le gestionnaire de l'IRVE du kWh produit par panneaux photovoltaïques installés sur le bâtiment.

Finalement, l'opérateur de l'IRVE devra supporter un coût total d'approvisionnement qui apparaît dans le tableau 18.

**Ce tableau montre que l'équation économique de l'autoconsommation collective n'est, dans les hypothèses actuelles, facile à équilibrer car elle ne conduit pas à un tarif attractif pour l'opérateur d'IRVE.**

Cependant, il est prévu que les installations photovoltaïques se développent fortement dans les années à venir au point de créer, notamment localement, des excédents non valorisables sur le marché et posant un problème d'évacuation par les réseaux de distribution. **Dans ces conditions, on**

### BILAN POUR LES ENTREPRISES UTILISATRICES

L'utilisateur présente en fait deux facettes : l'entreprise qui met les bornes à la disposition de ses salariés et les salariés qui les utilisent. L'équilibre entre ces deux parties prenantes dépend de la politique de l'entreprise quant à la refacturation des coûts qu'elle supporte et des dispositions fiscales relatives à l'avantage en nature.

**Nous supposons que les entreprises conservent pour elles les coûts fixes liés à l'abonnement et à la gestion des bornes mais répercutent sur leurs salariés les coûts proportionnels de fourniture d'électricité.**

### POINT DE VUE DES ENTREPRISES UTILISATRICES

Les opérateurs de recharge proposent aux entreprises utilisatrices des prix du service à la borne incluant la gestion de la borne et la ventilation des

**peut penser que se développeront de nouveaux modèles d'affaires dans lesquels l'opérateur d'IRVE étendra son domaine de compétences, sous un mandat donné par le propriétaire de l'immeuble, à la gestion de la production photovoltaïque.**

Il peut en résulter un avantage économique pour les diverses parties prenantes, y compris le réseau de distribution. Nous ne disposons pas aujourd'hui des données permettant de modéliser un tel scénario, mais il est possible qu'il se développe dans les années à venir malgré l'écart économique actuellement constaté.

consommations entre les différents véhicules se rechargeant. Un opérateur indique un tarif mensuel à partir de 11,00 € HT/borne, tandis qu'un autre propose un prix à partir de 19,90 € HT/borne, mais les informations dont nous disposons ne permettent pas d'établir une comparaison entre les services fournis.

Nous avons considéré deux scénarios de prix pour les entreprises utilisatrices : un scénario de référence basé sur le tarif réglementé (cf. scénarios de prix de l'annexe 2) – à titre de référence indicative car les entreprises utilisatrices n'y ont pas accès – et un scénario basé sur les tarifs réels payés par l'opérateur de recharge dont on suppose qu'il dispose d'un contrat global avec un fournisseur.

En €/kWh	2024	2025	2030	2035	2040
Scénario de référence du TRV	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Tarifs d'entreprise	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23

Tableau 19 : Coût au kWh de la recharge d'un véhicule électrique dans le parking de l'immeuble-type en tertiaire collectif, TTC.

Ce tableau appelle plusieurs remarques :

- un approvisionnement aux conditions du TRV serait défavorable car l'opérateur de recharge peut avoir accès à un tarif d'achat plus avantageux ;
- la variation entre 2030 et 2035 du prix de l'électricité est due au franchissement du seuil de 36 kVA pour le raccordement du parking : certaines composantes du TURPE croissent alors significativement ;
- il ne s'agit là que d'une évaluation du coût de l'électricité pour l'opérateur de recharge. Pour

l'entreprise, le prix à payer dépendra largement du résultat de la négociation entre l'opérateur de recharge et le fournisseur, et de la marge commerciale que l'opérateur de recharge appliquera au prix de l'électricité.

- Sur le coût de l'électricité elle-même, les heures creuses d'été après 2026 sont favorables aux utilisateurs puisque sur une recharge démarrant à 9 h et se terminant vers 16 h, cinq heures seront prises en heures creuses et deux en heures pleines.

## POINT DE VUE DES UTILISATEURS

Il est intéressant également de se poser la question de l'avantage relatif d'une recharge à la maison comparée à une recharge sur le lieu de travail pour les salariés des entreprises.

Pour l'utilisateur, il s'agit d'une question de prix de l'électricité puisque, dans l'entreprise, les frais fixes d'infrastructure sont supposés ne pas être répercutés, alors que, pour la recharge à domicile, l'utilisateur doit, soit être équipé d'une borne de recharge s'il en a la possibilité<sup>43</sup>, soit se recharger sur la voie publique lorsqu'il ne pourra pas se charger en entreprise.

S'il recharge dans l'entreprise, le coût sera, en été, majoritairement celui de l'électricité pendant les heures creuses de mi-journée, mais avec l'avantage éventuellement attaché à une production photovoltaïque. S'il recharge à son domicile, le coût

sera celui d'un mix entre heures pleines et heures creuses. L'écart n'est pas considérable mais peut aller en se creusant. Il devient plus important si l'entreprise ne répercute pas les dépenses en électricité ou si la pénalisation liée à l'avantage en nature reste modérée.

**On peut donc conclure que, sauf exception, la recharge en entreprise est plus avantageuse que la recharge à domicile pour l'usager.**

**Pour la collectivité, et pour le système électrique en particulier, la recharge diurne sur le lieu de travail mérite également d'être encouragée.** Elle permet de lisser la courbe de charge et contribue à valoriser sur place la production d'électricité d'origine photovoltaïque, évitant la surcharge des réseaux ou l'apparition d'excédents locaux.

<sup>43</sup> Peut-être pourra-t-il se contenter d'une borne de plus faible puissance tant qu'il peut recharger sur le lieu de travail.

## Cas 4 : Bâtiment à usage tertiaire mono-occupant ou entreprise industrielle

### Aperçu général

Le tertiaire mono-occupant correspond aux bâtiments occupés par une seule entreprise et disposant d'un parking attenant. Ce cas regroupe des situations très variées :

- le petit tertiaire en centre-ville ;
- les entreprises de taille modeste dans les zones industrielles, en centre-ville, dans le campus d'un grand groupe en zone périurbaine ou dans un grand site industriel ;
- les sièges des grandes entreprises, tertiaires ou industrielles, disposant de parkings extérieurs couverts éventuellement de panneaux photovoltaïques ;
- les sites industriels ;
- de nouveaux quartiers gérés selon de nouveaux principes<sup>44</sup>.

Chaque site fait l'objet d'un point de livraison unique, ce qui permet un pilotage complet des consommations électriques, y compris pour les parkings. La production photovoltaïque pourra être aussi autoconsommée sur le site et participer à l'économie globale.

La puissance maximale appelée, en dehors de la recharge des IRVE, tourne, dans le bâtiment-type retenu, autour de 290 kW, correspondant à un immeuble récent (2003) et climatisé.

Les véhicules présents sur le site comprennent plusieurs catégories :

- les véhicules de fonction, présents aux horaires de bureau et pour lesquels la recharge est prise en charge par l'entreprise ;
- les véhicules particuliers des autres collaborateurs, également présents aux horaires de bureau ;
- les véhicules de service et les véhicules utilitaires, présents la nuit et le week-end. Leur nombre est inférieur à celui des autres véhicules.

Une partie des véhicules de service et des véhicules utilitaires se rechargent chez les collaborateurs, en fonction de leur lieu d'intervention le lendemain.

Ces différents types de véhicules assurent un soutirage à la fois dans la journée et la nuit, mais les populations restent indépendantes : tous les véhicules de service arrivent en fin d'après midi et doivent être rechargés pour le lendemain matin alors que les véhicules de collaborateurs doivent normalement être rechargés le soir.

Le positionnement en aval du compteur de l'ensemble du parc du véhicule électrique permet à la fois d'envisager la valorisation des productions photovoltaïques et l'utilisation des batteries de véhicules électrique dans des fonctions de V2B, dans le cas de tarifs dynamiques d'électricité notamment.

Le taux d'équipement en véhicules électriques des employés utilisant les parkings est similaire à celui du tertiaire collectif. Là encore il s'agit d'une population privilégiée pour l'équipement en véhicules électriques.

La présence de véhicules de service ou de véhicules utilitaires dépend de l'entreprise ou du type d'établissement. Il y en a très peu dans un siège social mais ils sont largement représentés dans un établissement technique. Leur électrification dépend de la politique de déploiement des véhicules électriques et de leur loi de roulage : tous les cas d'usage ne sont pas adaptés à l'autonomie actuelle des véhicules électriques.

Comme pour le tertiaire collectif, s'il a la possibilité de se recharger à son domicile, l'utilisateur du VE arbitrera pour la solution la moins chère entre la recharge en entreprise ou la recharge à domicile.

---

<sup>44</sup> Dans les nouveaux quartiers, une offre spécifique de mixité d'usage des parkings est parfois développée par les opérateurs immobiliers. L'idée est de partager le coût de construction de la place de parking entre les bureaux et les habitants d'un quartier, puisqu'ils sont présents à des moments différents et que le coût d'une place de parking souterraine n'est pas négligeable en regard du coût du logement lui-même.

Cette solution rencontre un certain succès mais reste cantonnée aux très grands programmes de réaménagement d'un quartier complet. Elle est potentiellement très intéressante sur le plan gestion des IRVE, puisqu'elle conduit à une occupation 24/24 des parkings, mais reste trop faible en volume pour avoir été retenue dans cette étude.

## RYTHME DE VIE

Les véhicules électriques des collaborateurs sont supposés similaires à ceux des habitants en pavillon, dotés d'une batterie de 60 kWh, avec lesquels ils effectuent des trajets en régime pendulaire à raison de 40 km/jour en moyenne, 5 jours par semaine 10 mois par an, avec 1 mois d'absence l'été et 1 mois l'hiver.

En admettant une consommation moyenne de 18 kWh/100km, le véhicule a une consommation d'électricité quotidienne de 7,2 kWh.

Les salariés sont supposés arriver entre 8 h et 9 h au bureau le matin pour en repartir entre 17 h et 18 h, voire un peu plus tard. Cependant, dans tous les cas, ils s'attendent à ce que leur véhicule soit chargé vers 17 h au plus tard.

Il est admis que les salariés ne quittent pas leur poste de travail pendant la journée simplement pour

déplacer leur véhicule. Il y a donc à peu près une borne par véhicule électrique

## GESTION DE L'IRVE

Comme pour le tertiaire collectif (cas 3), l'entreprise est amenée mettre en place un système d'imputation aux collaborateurs du coût de la recharge. Cette fonction est aussi utilisée pour les véhicules de service et les véhicules utilitaires qui utilisent en partie les mêmes bornes.

Selon la dimension de l'entreprise, la fonction de gestion des bornes est gérée en interne ou sous-traitée à un opérateur de recharge ou à un opérateur de mobilité spécialisé dans les grandes entreprises.

Cependant, comme l'ensemble de l'installation est en aval du compteur, les coûts de l'électricité et les bénéfices éventuels d'une gestion pilotée, voire du V2B ou du V2G seront directement perçus par l'entreprise.

## POINT DE VUE DE L'ENTREPRISE

Immeuble tertiaire multi-occupant avec IRVE exploitée par un opérateur privé	2024	≥2026	Observations
<b>Variante 1 : Solution de base</b>			
Gestion de la puissance			Possible
Offre de tarifs statiques différenciés			Possible
Offre de tarifs dynamiques			Possible, fonction de l'intérêt financier
<b>Variante 2 : Introduction du V2B</b>			Possible
<b>Variante 4 : Prise en compte production locale photovoltaïque</b>			Possible
<b>Variante 5 : V2G</b>			Possible éventuellement dans le cadre d'un pool d'une importance suffisante.

Tableau 20 : Analyse sommaire des situations pouvant être rencontrées dans le cas d'un immeuble tertiaire ou industriel mono occupant doté d'une IRVE. Point de vue de l'entreprise.

A la différence du tertiaire collectif, le fait que les IRVE soient installés en aval du compteur permet une mutualisation des appels de puissance grâce à un pilotage intelligent de la recharge. De plus, les véhicules de service, rechargés uniquement la nuit, n'auront aucun impact sur la puissance de raccordement.

L'inclusion du photovoltaïque dans la stratégie de gestion est naturelle et se fera d'autant plus

automatiquement que ce sera déjà le cas pour l'autoconsommation au niveau du bâtiment. Dans la majorité des cas, le talon de consommation de celui-ci sera supérieur à la production photovoltaïque, hors week-ends et périodes de vacances.

Des opérations de V2G seront possibles au fur et à mesure du déploiement de la technologie et aussi de l'intérêt financier qu'elles pourront présenter.

## HYPOTHESES DE BASE

Nous avons étudié deux variantes : un immeuble de type siège d'entreprise, identique à celui du tertiaire collectif du cas 3 en termes de nombre d'employés et de taux d'électrification, et un immeuble de type

mixte, identique au précédent mais abritant également des véhicules de service et des véhicules utilitaires.

### Sous-cas 4.1 : Siège d'entreprise

	2025	2030	2035	2040
Taux d'électrification (= parc VE national)	6 %	19 %	40 %	63 %
Nombre de VE collaborateurs dans le parking	16	47	100	157
Nombre de VE collaborateurs se chargeant sur le lieu de travail	10	28	60	95

Tableau 21 : Évolution du parc de véhicules électriques dans le parking de l'immeuble-type en tertiaire individuel (du type siège d'entreprise).

## BORNES ET INFRASTRUCTURES DE RECHARGE

Les bornes installées sont des bornes à 7,4 kW pour leur majorité avec éventuellement quelques bornes en AC à 22 kW. Toutes font l'objet d'un pilotage pour éviter un appel de puissance excessif.

ne s'effectue pas intégralement en heures creuses de mi-journée (supposées positionnées de 11 h à 17 h, d'avril à octobre, dans le scénario post 2026). En prenant comme hypothèse un début de charge à 9 h du matin et une fin de charge à 16 h, cela correspond, peu ou prou, à une puissance moyenne par utilisateur de 1 kW.

## CONSOMMATIONS D'ELECTRICITE

Pour limiter les pics d'appel de puissance, la recharge est étalée par l'automate exploité par l'opérateur. Elle

	2025	2030	2035	2040
Nombre de VE collaborateurs se chargeant au bureau	10	28	60	95
Quantité d'énergie chargée quotidiennement (kWh)	69	203	433	686
Puissance moyenne appelée par l'IRVE (de 9 h à 16 h)	10	29	62	98
Durée des recharges (heures)	7	7	7	7
Energie appelée en heures pleines d'hiver (kWh)	6 011	17 552	37 507	59 387
Energie appelée en heures creuses d'hiver (kWh)	0	0	0	0
Energie appelée en heures pleines d'été (kWh)	2 576	7 522	16 075	25 451
Energie appelée en heures creuses d'été (kWh)	6 440	18 805	40 186	63 629

Tableau 22 : Quantité d'électricité consommée par an par l'IRVE (siège d'entreprise).

## PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

Les remarques sur le tertiaire collectif et le photovoltaïque restent valables, avec une réelle synergie entre la production photovoltaïque et la consommation du bâtiment dans son ensemble. Le taux d'équipement des bâtiments tertiaires mono-occupant sera sans doute supérieur à celui du tertiaire collectif, en particulier pour les bâtiments en zone périphérique qui disposent de plus de surface utilisable, y compris des parkings extérieurs.

## BILAN POUR LES UTILISATEURS

L'ensemble des coûts liés au TURPE ont été alloués comme des coûts incrémentaux par rapport au

	Tarif de référence TRV	Véhicule collaborateur	Véhicule de fonction
Coût au kWh	0,25 €	0,23 €	0,19 €

Tableau 23 : Coût de la recharge au kWh dans en tertiaire individuel type siège d'entreprise.

**Ces résultats confirment qu'il y a pour l'utilisateur un réel intérêt à se recharger sur le lieu de travail, surtout si cela lui permet de n'installer qu'une borne de petite capacité.**

## Sous-cas 4.2 : Site mixte (industriel et tertiaire)

### RYTHME DE VIE

Dans de nombreux cas, les sites industriels ou techniques des grandes entreprises vont regrouper des véhicules de collaborateurs, des véhicules de service et des véhicules utilitaires.

Les trajets quotidiens des véhicules de service et utilitaires sont supposés être un peu plus importants que ceux des véhicules des collaborateurs, de l'ordre de 60 km quotidiens, sur semaine.

### CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ

La consommation au 100 km est supposée inchangée, ce qui est vrai pour les véhicules de service mais moins vrai pour les véhicules utilitaires.

TURPE lié au bâtiment : la composante comptage et la composante annuelle de gestion sont supposées déjà payées par le bâtiment et seul les surcoûts liés à l'augmentation de la puissance de raccordement ont été pris en compte dans le calcul de la composante annuelle de soutirage.

De même dans le coût de référence TRV, la part abonnement est supposée pris en charge par le bâtiment.

Pour faciliter la comparaison avec les autres cas, nous avons ramené le coût de l'électricité au kWh fourni (tableau 23).

Les collaborateurs auront le même comportement que dans le sous-cas 4.1, mais les véhicules de service et les véhicules utilitaires sont supposés se recharger la nuit. Dans la mesure où, le soir venu, le reste des consommations aura largement diminué, les bornes de recharge pourront délivrer la puissance requise pour charger les véhicules de service. Avec 7,4 kW de disponible, la durée de la recharge tiendra largement dans les 4 heures creuses de nuit d'été et, a fortiori, dans les heures creuses d'hiver. La recharge des véhicules de service ou utilitaires ne nécessitera pas d'augmenter de la puissance souscrite auprès du gestionnaire de réseau. Si augmentation il y a, celle-ci sera due à la recharge des véhicules électriques dans la journée.

	2025	2030	2035	2040
Nombre de VE collaborateurs se chargeant dans l'entreprise	10	28	60	95
Nombre de VE de service ou utilitaires se chargeant dans l'entreprise	10	15	20	20
Quantité d'énergie chargée quotidiennement dans la journée (kWh)	69	203	433	686
Quantité d'énergie chargée quotidiennement pendant la nuit (kWh)	108	162	216	216
Puissance moyenne appelée par l'IRVE de 9 h à 16 h	10	29	62	98
Puissance moyenne appelée par l'IRVE de 2 h à 6 h	27	41	54	54
Energie appelée en heures pleines d'hiver (kWh)	6 011	17 552	37 507	59 387
Energie appelée en heures creuses d'hiver (kWh)	9 353	14 029	18 706	18 706
Energie appelée en heures pleines d'été (kWh)	2 576	7 522	16 075	25 451
Energie appelée en heures creuses d'été (kWh)	20 469	39 849	68 245	91 687
Quantité totale d'électricité consommée pour les recharges	38 409	78 952	140 532	195 231

Tableau 24 : Quantités d'électricité consommées par tranche horaire (site mixte, industriel et tertiaire).

**On voit, dans le tableau 24, l'impact des véhicules de service sur les infrastructures est nul et que ces véhicules ne consomment que sur les heures creuses. Ils bénéficient d'une infrastructure dimensionnée pour les véhicules collaborateurs et suffisante pour couvrir leurs besoins.**

## BILAN POUR LES UTILISATEURS

Le tableau 25 résume les coûts du kWh dans les cas 3 et 4, en scénario post 2026, avec référence au TRV. **Il montre que la recharge sur le lieu de travail est de**

**loin la plus intéressante, si l'entreprise conserve à sa charge les coûts fixes d'investissement et les coûts fixes récurrents.**

	Référence	Cas 3	Cas 4		
	TRV	Véhicule collaborateur Tertiaire collectif	Véhicule collaborateur Siège (4.1)	Véhicule collaborateur Site industriel (4.2)	Véhicule de service Site industriel (4.2)
Coût du kWh	0,25 €	0,22 € <sup>(1)</sup>	0,23 €	0,22 €	0,16 €

Tableau 25 : Prix de revient du kWh livré dans les cas 3 et 4, comparés au TRV.

<sup>(1)</sup> Cette valeur dépend de la politique commerciale de l'opérateur de recharge choisi

Le faible coût de la recharge des véhicules de service vient à la fois de la récupération de la TVA mais aussi du fait qu'ils bénéficient des infrastructures de

recharge installées pour les véhicules des collaborateurs qui leur offrent une possibilité de recharge intégrale en heures creuses

## IMPACT SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION

Les données collectées sur le terrain pour le cas type d'un bâtiment tertiaire de la région lyonnaise de 6 000 m<sup>2</sup> montrent que la puissance appelée n'atteint son maximum qu'un seul mois par an. Plus précisément, cette puissance maximale est appelée sur une seule semaine, la consommation étant inférieure sur les autres semaines (figure 19).

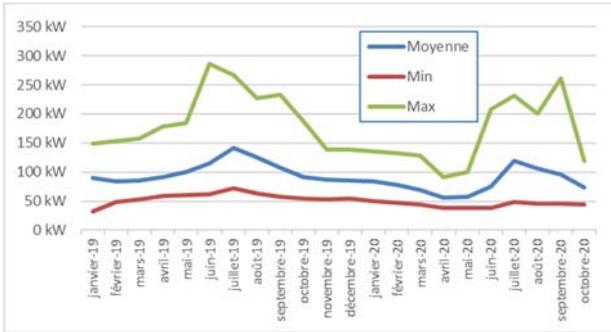


Figure 19 : Puissance appelée hors véhicules électriques pour un bâtiment tertiaire de 6 000 m<sup>2</sup> de 2003.

La répartition horaire de la puissance appelée sur les deux jours où la consommation est la plus importante est plutôt répartie sur l'après-midi, confirmant le poids de la climatisation.

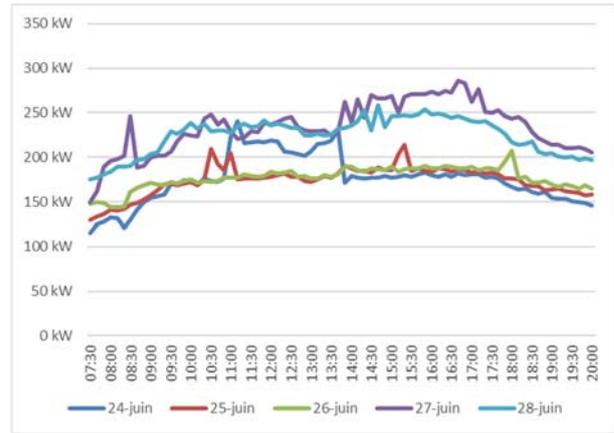


Figure 20 : Puissance appelée par pas de 10 minutes pendant quatre journées du mois de juin.

Le graphique de la figure 20 montre que, pendant une semaine clé, la consommation est importante sur seulement trois jours, les deux autres, les 25 et 26 juin, ne présentant pas de problème vis-à-vis de la recharge de véhicules électriques.

Sur la plage horaire retenue (9 h -16 h), la quantité d'énergie disponible pour la recharge des véhicules électriques, sans augmenter la puissance souscrite, est donnée par le tableau 26.

kWh	24 juin	25 juin	26 juin	27 juin	28 juin
Quantité d'énergie disponible	806	866	873	373	436

Tableau 26 : Quantité d'énergie disponible pour la recharge des véhicules électriques les jours de pointe.

En comparant ces données à la quantité d'énergie nécessaire pour la recharge des véhicules électriques (433 kWh en 2035 et 636 kWh en 2040), on voit, qu'à part quelques journées par an, la puissance souscrite permettra de satisfaire à la fois les besoins du bâtiment et ceux des utilisateurs de VE.

### Conclusions sur le cas 4

Quelles que soient les configurations – il a été souligné en introduction à ce chapitre, qu'elles pouvaient être très diverses – la recharge sur le lieu de travail s'avère sur le plan financier profitable aux collaborateurs. C'est également une mesure qui leur permet de disposer d'une possibilité de recharge, dans l'attente que leur immeuble de résidence soit équipé en IRVE ou lorsqu'ils ne disposent pas d'un emplacement de parking à domicile. C'est donc un levier important pour toucher une partie de la population qui mettra autrement du temps à s'équiper.

### L'impact de la recharge des véhicules électriques sur le lieu de travail sur le réseau de distribution restera très faible, au moins dans notre exemple

La recharge dans les bâtiments mono-occupants à usage tertiaire ou industriel a un impact faible sur le réseau de distribution, à la différence du tertiaire collectif, car l'IRVE étant située en aval du compteur, il est possible de piloter la recharge des véhicules des collaborateurs, notamment de décaler le début des recharges le matin pour ne pas accroître la pointe de consommation du bâtiment en début de matinée. Les véhicules de service peuvent quant à eux être rechargés pendant la nuit.



# ANNEXES



# Annexe 1

## Application de la tarification dynamique aux consommateurs domestiques dans la région de Stockholm

Les consommateurs domestiques ayant souscrit un contrat avec tarification dynamique auprès de Fortum Sweden ont accès sur leur smartphone aux informations rassemblées sur la copie d'écran ci-dessous. Ces informations sont mises à la

disposition de chaque usager la veille pour le lendemain à partir de 17 h. Elles leur permettent de programmer leurs consommations (figures 21 et 22).

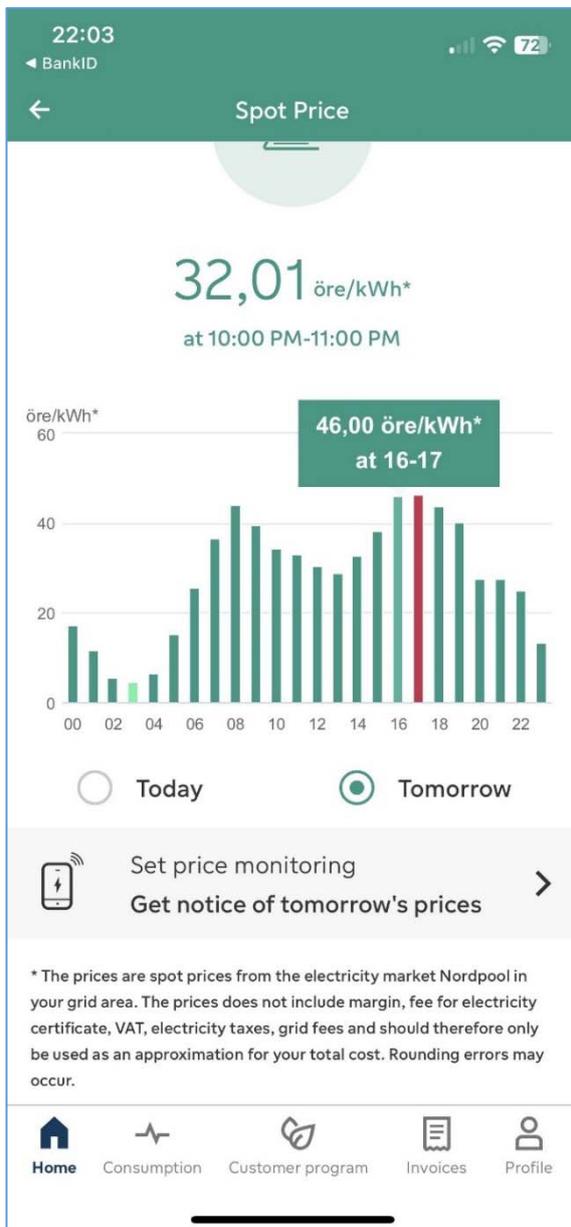


Figure 21 : Le 21 décembre 2023

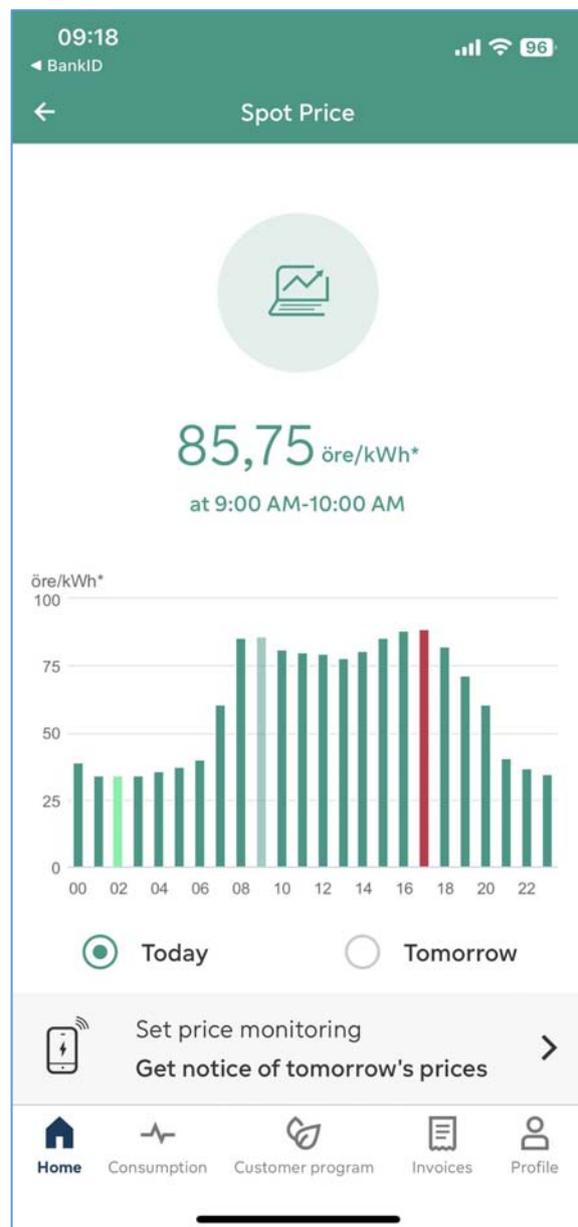


Figure 22 : Le 27 décembre 2023

L'histogramme donne heure par heure le tarif de fourniture de l'électricité (part énergie seulement) qui sera appliqué, pour chaque heure de la journée, le jour même et le lendemain. Ce tarif correspond au prix spot pratiqués sur le marché du Nord Pool pour la zone considérée. Le tarif pratiqué à l'heure de la consultation est rappelé en tête de graphique.

Le 21 décembre, entre 10 :00 et 11 :00 PM, il était donc de 32,01 öre/kWh<sup>45</sup>. Sur le graphique de la figure 21, on voit que les tarifs annoncés pour le 22 décembre ont oscillé entre 4 et 46 öre/kWh c'est-à-dire entre 3,6 et 41,7 €/MWh.

Le 27 décembre, les prix étaient sensiblement plus élevés.

Comme indiqué sur ces vues d'écran, les prix ne constituent que la base « énergie » du prix payé par le consommateur. Il faut leur ajouter l'abonnement « énergie » mensuel (typiquement 3 €/mois), la TVA (25 %), éventuellement les certificats (certificat d'origine par exemple), les

coûts réseaux et la taxe sur l'électricité. Les coûts réseaux et la taxe sur l'électricité sont facturés séparément par la société de distribution (par exemple Ellevio à Stockholm). La part variable est de l'ordre de 50 €/MWh environ (TTC). Mais la part fixe est plus importante qu'en France. La taxe sur l'électricité ressort à 44 €/MWh.

Lorsque le prix spot de l'énergie oscille autour de 60 öre/kWh, le consommateur domestique paie le MWh en moyenne aux alentours 155 €/MWh (hors abonnement), ce qui est un bon prix comparé au TRV applicable en France (227 €/MWh). C'est pourquoi beaucoup de Suédois ont choisi ce système de tarification dynamique, les abonnements à prix garantis étant beaucoup plus élevés. Ils en étaient satisfaits jusqu'à la crise de l'an dernier.

Mais l'an dernier, sur le Nord Pool, les prix se sont envolés. Pour le mercredi 14 décembre 2022, on pouvait par exemple dresser l'histogramme de la figure 23 pour la journée pour la région de Stockholm (SE3).

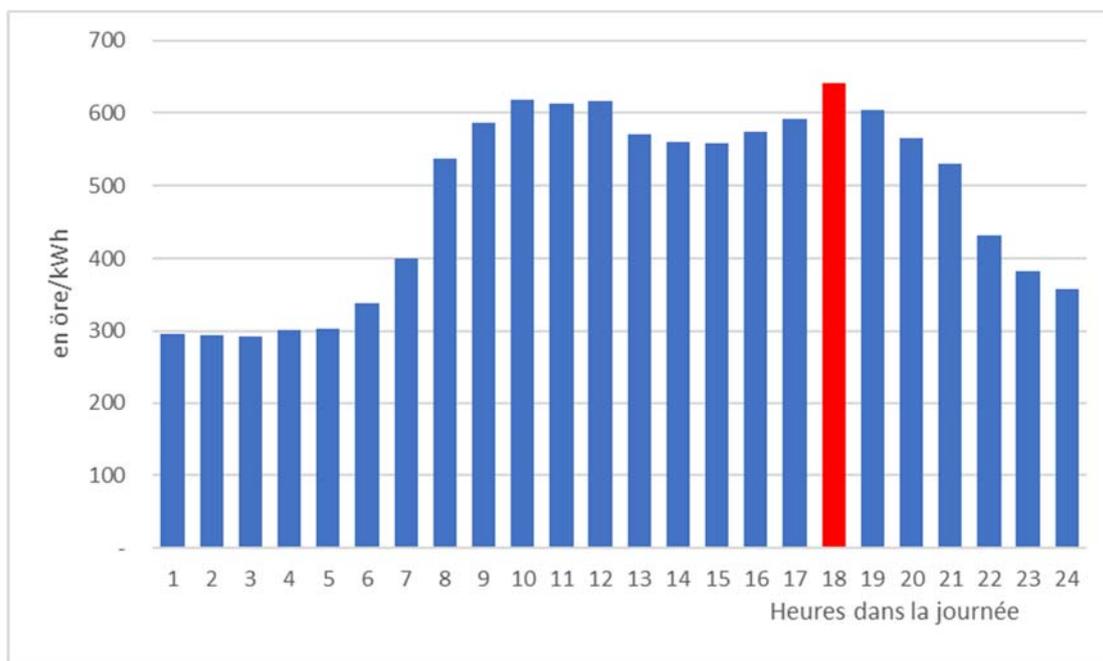


Figure 23 : Prix spot *Day Ahead* sur le Nord Pool le 14 décembre 2022.

Le prix moyen pour la journée ressortait ainsi à 481.90 öre/kWh avec un pic à 18 h à 619 öre/kWh soit près de 10 fois le prix moyen sur l'année 2021.

Rendu consommateur, nous n'avons pas les informations permettant de savoir si les coûts de réseau ont varié. Mais pendant la période de crise,

<sup>45</sup> Un öre est le centième de la couronne suédoise – 32 öre/kWh au cours de change du 22 décembre correspondent 29 €/MWh.

des augmentations de prix par un facteur 8 à ont été rapportées pour les prix rendus consommateur. Beaucoup de ménages et d'artisans se sont trouvés dans une situation très critique, alors que l'Etat n'apportait aucune aide et n'avait mis en place aucun bouclier tarifaire.

Cette situation ne doit pas être considérée comme exceptionnelle et liée à la situation de crise

rencontrée en 2022, en Suède comme ailleurs en Europe, sur les marchés du gaz et de l'électricité.

Au début de l'année 2024, une vague de froid a traversé la Scandinavie et les prix spot sur le marché du Nord Pool ont connu une nouvelle envolée (figure 24).

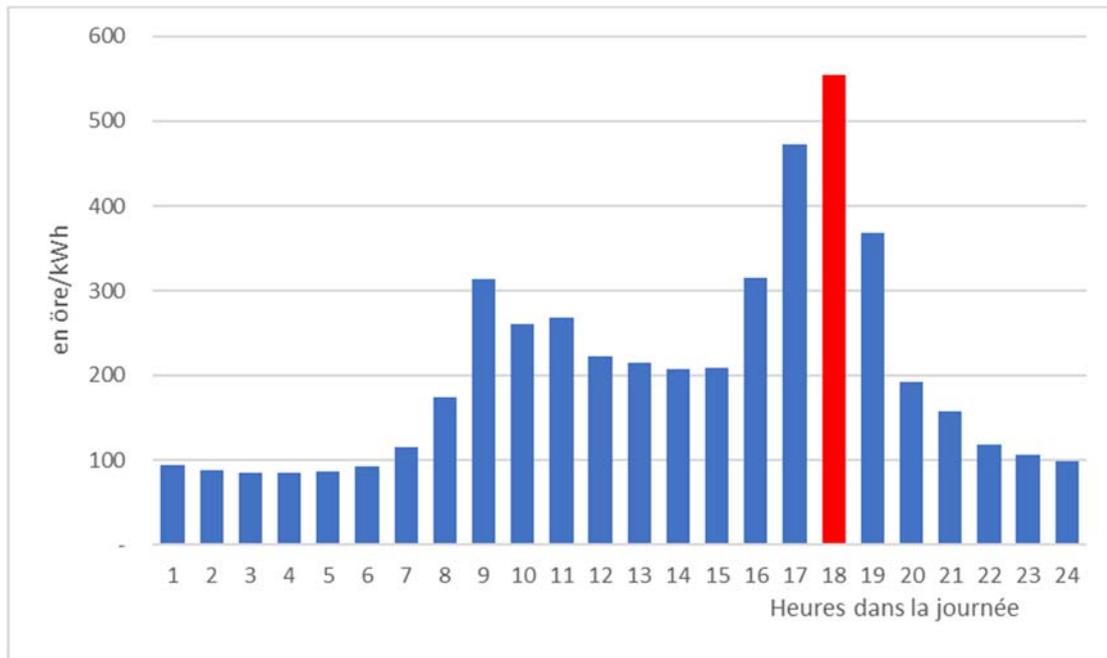


Figure 24 : Prix spot *day ahead* sur le Nord Pool le 5 janvier 2024 en öre :kWh.



# Annexe 2

## Scénarios de prix de l'électricité

En euros 2024	Scénario 1 (référence 2024)	Scénario 2 (post 2026)		Scénario 3 (tarification dynamique)
<b>Placement des HP et des HC</b>				
Heures pleines d'hiver	7:00 à 23:00	Nov à mars	7:00 à 23:00	n.a.
Heures creuses d'hiver	23:00 à 7:00	Nov à mars	23:00 à 7:00	n.a.
Heures pleines d'été	7:00 à 23:00	Avril à octobre	6:00 à 11:00 et 17:00 à 2:00	n.a.
Heures creuses d'été	23:00 à 7:00	Avril à octobre	2:00 à 6:00 et 11:00 à 17:00	n.a.
<b>Tarifs abonnements (TRV &lt; 36 kVA)</b>				
Base 6 kVA	151,20 €	158,76 €		Idem scénario 2
Base 9 kVA	189,48 €	208,40 €		Idem scénario 2
Base 12 kVA	228,48 €	239,90 €		Idem scénario 2
Base 15 kVA	264,84 €	278,08 €		Idem scénario 2
HP/HC 6 kVA	156,12 €	163,93 €		Idem scénario 2
HP/HC 9 kVA	200,40 €	210,42 €		Idem scénario 2
HP/HC 12 kVA	241,56 €	253,64 €		Idem scénario 2
HP/HC 15 kVA	280,80 €	294,84 €		Idem scénario 2
<b>Tarifs kWh (TRV &lt;36 kVA) en €/kWh</b>				
Base	0,2516 €	0,25 €		<b>Prix de la partie énergie</b> : sur base horaire, aligné sur le marché day-ahead, diffusé la veille. <b>Acheminement</b> : tarifs envisagés pour TURPE >2026
Heures pleines d'hiver	0,2700 €	0,30 €		
Heures creuses d'hiver	0,2068 €	0,23 €		
Heures pleines d'été	0,2700 €	0,27 €		
Heures creuses d'été	0,2068 €	0,17 €		
<b>Tarifs de revente à EDF OS Solaire (&lt; 3 kWc) en €/kWh</b>				
En revente totale	0,17 €	0,17 €		
En autoconsommation	0,13 €	0,13 €		







Association loi de 1901 Équilibre des Énergies  
10, rue Jean Goujon - 75008 Paris - France  
T. +33 (0)1 53 20 13 70  
info@equilibredesenergies.org

**[equilibredesenergies.org](http://equilibredesenergies.org)**

