

# Mise en œuvre industrielle du concept “*vehicule-to-grid*” (V2G) : participation au réglage de la fréquence du système électrique

**Paul Codani,**

Responsable projet, DREEV

**Marc Petit**

Professeur à CentraleSupélec

## L'indispensable équilibre offre-demande du système électrique

### L'équilibre offre-demande et fréquence, un lien très fort

La stabilité d'un système électrique alternatif repose sur plusieurs critères. Parmi ceux-là il y a le maintien de la fréquence de l'onde de tension à la valeur nominale (50 Hz ou 60 Hz selon les zones). La fréquence du réseau est utilisée – entre autres – comme grandeur de synchronisation de certaines horloges. Une fréquence mal maîtrisée conduit à des avances ou retards de ces horloges. Ce sujet avait donné lieu à des articles dans la presse en mars 2018, à la suite de retards observés de près de six minutes. En Europe, à la fréquence de référence de 50 Hz, une période dure 20 ms ; mais si la fréquence augmente la cadence augmente et les horloges prennent de l'avance. Par ailleurs des équipements électrotechniques tels que les machines synchrones ou transformateurs sont optimisés pour la fréquence nominale.

La fréquence est une grandeur particulière en ce sens où elle est unique sur

**Longtemps considérée comme peu réaliste, l'idée d'utiliser les batteries des véhicules électriques pour un soutien au réseau électrique a fait peu à peu son chemin après une identification des services les plus pertinents. Mais pour passer à une mise en œuvre réelle, encore fallait-il développer une solution technologique industrialisable et certifiée.**

un système électrique (en chaque point du réseau la mesure est la même). Cette fréquence fixe aussi la vitesse de rotation des alternateurs des groupes de production (principe physique d'une machine synchrone). Or en considérant l'ensemble des alternateurs (qui sont des convertisseurs mécanique-électrique) du système électrique, il est possible d'écrire l'équation électromécanique suivante :

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{J \cdot \Omega^2}{2} \right) = P_{méca} - P_{élec} \quad (1)$$

où  $P_{élec}$  est la puissance nette soutirée par le réseau (pertes incluses mais déduction faite de l'apport des productions interfacées par des convertisseurs électroniques),  $P_{méca}$  est la puissance transmise par les turbines aux alternateurs,  $J$  l'inertie apportée par l'ensemble des masses tournantes. Cette équation montre que tout écart sur le terme de droite induit une variation de l'énergie cinétique, donc de la vitesse et donc de la fréquence. Ainsi la fréquence est l'indicateur d'un écart entre l'offre (production turbines) et la demande. L'analyse des données de fréquence <sup>1</sup> montre

que celle-ci varie en permanence (figure 1), mais que les actions de contrôle en temps réel permettent – hors incidents notables – de la contenir dans une bande [49,95 – 50,05] pendant 97 % du temps <sup>2</sup> (l'ENTSOe impose sur une année une durée cumulée inférieure à 15 000 minutes pour un écart supérieur à 50 MHz).

### Comment régler la fréquence du système électrique ?

Il est indispensable de mettre en place des actions de réglage automatique à très court terme (secondes et minutes) pour faire face à tout écart de fréquence. Ces écarts sont dus à la variation naturelle de la demande et de la production variable (principalement éolien ou photovoltaïque), mais il est aussi impératif de faire face à des incidents qui seraient susceptibles de remettre en cause la stabilité du système et de conduire à un black-out partiel ou total (par exemple dû à la perte subite d'unités de production). En Europe, et comme pour toutes les zones du monde, le réglage de la fréquence s'appuie sur trois

<sup>1</sup> RTE, <https://www.services-rte.com/fr/telechargez-les-donnees-publiees-par-rte.html>

<sup>2</sup> Rapport ENTSOe, Load-frequency control, annual report 2018 or 2019

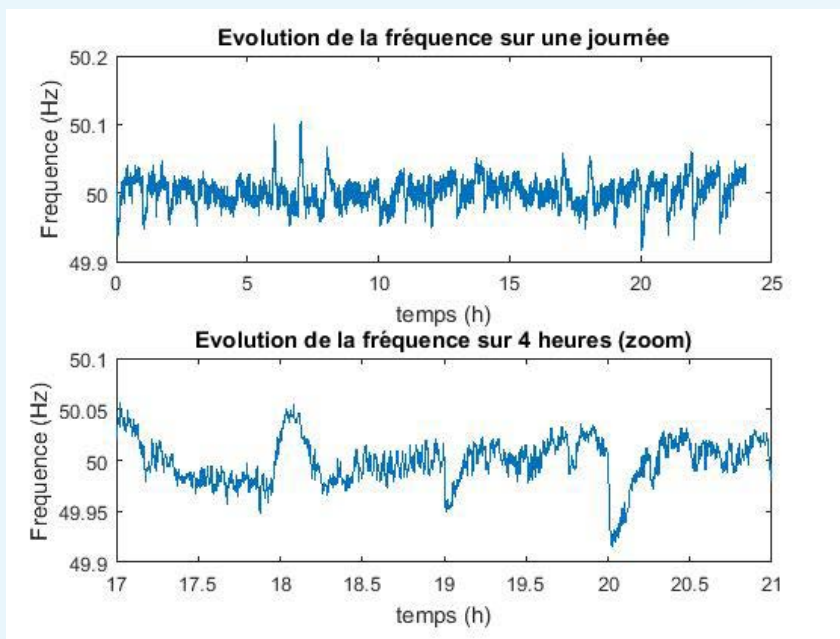


Figure 1 : Exemple d'évolution de la fréquence du système électrique européen (données RTE).

●●● séquences qui en France ont longtemps été dénommées réglages primaire, secondaire et tertiaire. L'intégration européenne a conduit à une nouvelle formulation : *frequency containment reserve* (primaire), *automatic frequency restoration reserve* (secondaire), et *manual frequency restoration reserve* et *replacement reserve* (tertiaire). Les deux premières réserves visent respectivement à contenir la fréquence en cas d'évolution importante à la hausse ou à la baisse, alors que la seconde suivra pour restaurer cette fréquence à la valeur nominale. Le rôle de chacune de ces réserves est clairement illustré sur le site de la commission de régulation de l'énergie (CRE) <sup>3</sup>.

Dans le cadre de cet article, nous allons nous concentrer sur le réglage primaire de fréquence. Usuellement ce réglage était assuré par des groupes de production qui devaient pouvoir moduler leur point de puissance ( $\Delta P_i$ ) autour d'un point de fonctionnement  $P_{i0}$  fixé par le producteur en fonction de son programme fixé par les échanges sur les marchés ou en gré à gré.

Il s'agit d'un réglage en puissance (effort instantané), et ce réglage est de type proportionnel, c'est-à-dire que :

$$\Delta P_i = -K_i \cdot \Delta F \text{ avec } \Delta P_{i \min} < \Delta P_i < \Delta P_{i \max} \quad (2)$$

En cas de baisse de la fréquence ( $\Delta F < 0$ ), le groupe doit pouvoir augmenter sa production, et inversement en cas de hausse. Ce type d'action obéit à des caractéristiques techniques fixées par l'ensemble des gestionnaires de réseau de la zone ENTSOe dont les principales sont : (i) la réserve mise à disposition par une unité doit être symétrique,  $\Delta P_{i \min} = -\Delta P_{i \max}$ , (ii) l'activation doit satisfaire une contrainte de rapidité, à savoir 15 secondes pour libérer la moitié de la réserve, et 30 secondes pour la totalité, et (iii) l'entité doit pouvoir maintenir l'effort maximal jusqu'à 15 minutes en cas de situation critique. Désormais, des unités de consommation (par exemple des électrolyseurs) peuvent aussi participer à ce réglage. Il leur faudra donc consommer moins si la fréquence est trop basse, et l'inverse si la fréquence est trop haute.

Enfin, il faut noter que, sur un horizon de temps suffisamment long, l'écart moyen  $\Delta F$  est quasi nul, ce qui veut dire que le coût énergétique est quasi nul.

## La participation d'une batterie

Si des actifs de consommation peuvent participer à ce réglage primaire de fréquence, il en est de même pour des batteries stationnaires. Ce type d'actif présente deux particularités : un réservoir d'énergie limité, et une capacité à délivrer ou à absorber de la puissance très rapidement (temps de réaction inférieur à 1 seconde). Cette très forte réactivité est un avantage dans le contexte de systèmes électriques qui sont amenés à disposer de moins d'inertie naturelle : l'augmentation de sources de production connectées par des convertisseurs électroniques de puissance et la diminution de celles basées sur des machines tournantes réduisent l'inertie du système (le terme  $J$  dans l'équation (1)), ce qui peut générer une plus forte instabilité de la fréquence. Pour contrebalancer cet effet, il est possible (i) d'appliquer des lois de commande spécifiques sur les convertisseurs électroniques pour apporter de l'inertie virtuelle, ou (ii) disposer de réserve de puissance avec des temps de réaction très courts pour réagir plus vite. Sur ce dernier point les batteries ont un rôle à jouer.

L'observation de la figure 1 montre que ; la fréquence est tantôt au-delà de 50 Hz ( $\Delta F > 0$ ), et tantôt en deçà ( $\Delta F < 0$ ). Ainsi une batterie qui participerait au réglage primaire devrait par exemple se charger si  $\Delta F > 0$ , puis se décharger si  $\Delta F < 0$ . Si ces efforts sont en apparence à énergie nulle, ce n'est pas le cas pour la batterie car les rendements de transformation (le convertisseur électronique de connexion au réseau et les réactions électrochimiques) ne sont pas de 100 %. Avec le temps, ces pertes vont puiser l'énergie de la batterie. Celle-ci étant à réservoir d'énergie limité, une attention spéciale a été apportée par RTE dans la rédaction de la réglementation technique applicable aux batteries <sup>4</sup> avec la définition de réserves d'énergie visant à

<sup>3</sup> CRE, <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>

<sup>4</sup> RTE, Règles de services système fréquence (septembre 2021), et annexe 15 « aptitude au réglage primaire de fréquence Agrégats ou Stockage seul »

être capable de maintenir l'effort maximal (en charge et en décharge) pendant 15 minutes en cas d'état d'alerte ou d'urgence.

### La participation de ressources distribuées

La décarbonation du mix électrique avec une plus forte participation des énergies renouvelables intermittentes (qu'elles soient distribuées ou centralisées) apporte plus de contraintes au système électrique. Pour optimiser les coûts (capex et opex), il s'agit d'exploiter le système au plus proche de ses limites physiques. Cela veut dire exploiter toutes les flexibilités du système : celles de la production, celles de la consommation et celles des équipements de réseau. Une part de ces flexibilités existantes ou nouvelles sont par nature très distribuées (les ballons d'eau chaude, les véhicules électriques, des sites industriels,...). Leur exploitation et valorisation dans le cadre de marchés ou appels d'offre nécessite de les agréger pour atteindre une taille suffisante pour faire des offres sur ces mécanismes de valorisation. Cela amène à se questionner sur la structure des marchés et leur adaptation pour permettre la valorisation de ces nouvelles ressources <sup>5</sup>. Par exemple le marché de la réserve primaire de fréquence impose des offres avec une puissance minimale de 1 MW puis des paliers de 1 MW (un acteur ne peut valoriser que des MW entiers). Avec des batteries, et selon la taille des batteries considérées (stationnaires ou non), cela impose de réaliser une agrégation.

### Petit historique du concept *vehicle-to-grid* (V2G)

#### Les premiers travaux de l'Université du Delaware (US)

L'idée d'utiliser les batteries des véhicules électriques pour contribuer à la stabilisation du réseau a été lancée par W. Kempton

5 C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, R. Hakvoort, (2016) "Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 237-247

**“La première étude partait d'un constat simple : les batteries embarquées dans les véhicules sont souvent stationnaires puisque les véhicules sont stationnés près de 95 % du temps. Dès lors, ne serait-il pas possible de les solliciter pour contribuer à l'équilibre du système électrique ?”**

dans une publication <sup>6</sup> datée de 1997, puis une seconde <sup>7</sup> en 2005.

La première étude partait d'un constat simple : les batteries embarquées dans les véhicules sont souvent stationnaires puisque les véhicules sont stationnés près de 95 % du temps. Dès lors, ne serait-il pas possible de les solliciter pour contribuer à l'équilibre du système électrique ? Certes, l'incertitude sur la disponibilité d'un véhicule existe, mais en faisant une analyse statistique à l'échelle d'une flotte (plusieurs milliers de véhicules), la prévisibilité est très bonne, ce qui peut donner une meilleure disponibilité que certaines centrales électriques. Une comparaison est aussi faite en termes de puissance électrique qui pourrait être disponible. Par exemple, appliqué au cas français, une flotte de dix millions de véhicules qui injecterait une puissance de 3 kW (valeur limitée par une simple borne monophasée 16 A) donne un potentiel de 30 GW (environ 1/3 de la puissance à la pointe d'hiver). Le concept proposé était aussi mis en regard avec la tendance qui s'amorçait, à savoir le développement attendu de la production distribuée avec des réseaux de distribution plus actifs, afin de réduire les investissements sur le réseau de transport (assez fragile aux Etats-Unis). Ces batteries embarquées pourraient aussi apporter des capacités de stockage pour le

6 W. Kempton, S. Letendre, (1997) "Electric vehicles as a new power source for the electric utilities", *Transportation Research Part D*, vol. 2, no.3, pp. 157-175

7 W. Kempton, J. Tomic, (2005) "Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy", *Journal of Power Sources*, vol. 144, pp280-294

système électrique, en plus des installations hydro-électriques. Une première estimation de la valeur de ce stockage était proposée, même si cela reste très dépendant des réglementations et caractéristiques des systèmes électriques.

La seconde étude propose d'évaluer la valeur qui pourrait être captée en fournissant des services au système électrique. D'abord il est rappelé qu'une flotte de véhicules a des caractéristiques différentes des centrales électriques : pour les véhicules, une puissance disponible importante, mais une durée d'utilisation faible, et un coût de capex par kW plus faible. Mais les centrales électriques ont des durées de vie beaucoup plus importantes. Par ailleurs, il est important de concilier les deux parties prenantes : l'utilisateur du véhicule dont la mission première est la mobilité (avoir suffisamment d'énergie), et l'opérateur du réseau (attend une disponibilité des capacités de production). Pour ce dernier, ce qui compte c'est la disponibilité à l'échelle de la flotte, pas d'un véhicule spécifique. Une gestion intelligente de la flotte doit donc permettre de satisfaire les deux parties.

Très rapidement, l'équipe de W. Kempton a lancé une expérimentation <sup>8</sup> autour d'un service V2G pour le système électrique. Compte-tenu de la rapidité de réponse pour échanger de la puissance et du peu d'énergie embarquée (section 1.3), la régulation de fréquence est rapidement apparue

8 A. Brooks, "Vehicle-to-Grid Demonstration Project: Grid Regulation Ancillary Service with a Battery Electric Vehicle", final report, Dec. 2002

●●● comme un service bien adapté. Les variations de fréquence étant de faible amplitude et alternativement positive ou négative, les échanges ne mettent en jeu que de faibles énergies. Un véhicule test a été conçu avec un convertisseur de puissance bidirectionnel et avec un pilotage à distance pour donner les consignes de puissance en fonction de l'évolution de la fréquence. Une fonction « agrégateur » a été développée pour transmettre au véhicule – avec une période de 4 secondes – la consigne de puissance. L'expérimentation a permis de voir que la réponse du véhicule répondait aux réglementations du gestionnaire de réseau. L'analyse du vieillissement de la batterie ne faisait pas partie du cadre de l'étude, mais une mesure a permis de voir que la capacité de la batterie était améliorée sans doute car la batterie restait active avec des cycles de faibles profondeurs.

## Les premiers travaux en France

Parmi les premiers travaux, il y a eu ceux menés par Supélec en partenariat avec l'entreprise PSA (aujourd'hui Stellantis) dans le cadre de la chaire Armand Peugeot. Ces travaux<sup>9</sup> se sont attachés à évaluer (i) la valeur qui pourrait être captée par des flottes de véhicules électriques (VE) qui participeraient au réglage primaire de fréquence en France, et (ii) en quoi le cadre réglementaire pouvait constituer une barrière à cette participation. La valorisation avait été estimée dans un contexte réglementé (avant 2017) puis dans celui d'une place de marché européenne (*FCR cooperation*). Ces travaux académiques ont aussi permis à PSA de participer au projet Parker avec l'université DTU (Danemark) où deux véhicules avaient été préparés pour tester une participation au réglage de fréquence avec un système unidirectionnel et bidirectionnel.

L'augmentation des travaux académiques sur ce sujet a conduit la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à s'y intéresser car les défis tant technologiques que

réglementaires restent nombreux. Dans son rapport<sup>10</sup>, la CRE mentionne 22 recommandations dont 4 concernaient la déclaration et l'installation de bornes de recharge bidirectionnelle qui deviennent ponctuellement des sources. De manière similaire, RTE intègre dans son étude<sup>11</sup> sur le développement de l'électromobilité la possibilité de fonctionner en mode bidirectionnel (V2G), par exemple au travers d'un scénario de flexibilité renforcée avec 80 % de recharge piloté dont 20 % en mode V2G. Aujourd'hui la possibilité d'utiliser les véhicules en mode bidirectionnel pour du soutien au réseau électrique (V2G) ou au bâtiment (V2B ou V2H, *vehicle-to-building* ou *vehicle-to-home*) est considérée comme une option possible même si elle ne sera pas forcément implémentée sur tous les véhicules.

## Vers la construction d'une offre commerciale

Aux Etats-Unis, les travaux de l'équipe de W. Kempton ont conduit à la création en 2010 de la start-up Nuvve dont l'objet est de déployer des solutions technologiques capables d'offrir des services V2G. Pendant plus de dix ans, des projets démonstrateurs ont été initiés sur les cinq continents. En 2019, Nuvve et EDF se sont associées pour créer DREEV qui a vocation à concevoir, développer et commercialiser des solutions de charge (V1G) et charge/décharge (V2G) intelligentes pour véhicules électriques sur cinq pays en Europe<sup>12</sup>. DREEV est spécialisé dans l'agrégation de flexibilités et offre ses services à des agrégateurs « *multi-assets* » tel que AGREGIO, filiale d'EDF. La solution V2G de DREEV est basée sur le standard CHAdeMO de NISSAN<sup>13</sup> ; elle repose sur trois composants principaux :

10 CRE, « Les réseaux électriques au service des véhicules électriques », document de réflexion et de proposition, octobre 2018

11 RTE, « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique », mai 2019

12 France, UK, Belgique, Italie, Allemagne

13 Seul standard de communication borne – VE compatible du V2G à date. La solution DREEV a été conçue pour être facilement évolutive et sera adaptée aux différents protocoles V2G-compatibles (comme le CCS à horizon 2023-2024).

1. un chargeur DC bidirectionnel développé par ABB en collaboration avec DREEV,

2. une plateforme d'agrégation des VE qui contrôle la charge et la décharge des batteries en temps réel,

3. une application logicielle dédiée embarquée dans le chargeur V2G pour assurer les performances du service FCR, et pour anticiper le « *stacking* » du service FCR avec des services complémentaires.

La section suivante apporte quelques précisions pour mieux comprendre le défi technique qui a été relevé jusqu'à la certification par RTE et les perspectives prometteuses qu'il ouvre.

## De la conception d'une solution industrielle à sa mise en œuvre

### La conception d'une borne de charge bidirectionnelle

Pour des questions de coûts, les chargeurs (embarqués ou non) sont usuellement conçus pour un transit de puissance unidirectionnel. La conception d'un chargeur bidirectionnel est donc une étape clé. Le choix a été fait de concevoir un chargeur DC (le convertisseur est donc embarqué dans la borne) pour ne pas être dépendant du chargeur



Figure 2 : Chargeur bidirectionnel DC (standard CHAdeMO).

9 Thèses de doctorat de Paul Codani (2016) puis Olivier Borne (2019)

AC/DC embarqué dans les véhicules à leur production. Malgré tout, le véhicule a besoin d'être compatible, c'est-à-dire que le protocole de charge DC implémenté par le véhicule doit être CHAdeMO, seul protocole de charge compatible des services V2G à date.

Le chargeur qui a été conçu par ABB (figure 2) respecte le cahier des charges défini par DREEV, à savoir :

- être un produit industrialisable, pour cela il a été testé pendant plus d'un an dans les laboratoires d'EDF R&D ;
- fournir une puissance de 11 kW en charge et décharge, pour une large gamme de température ambiante ;
- respecter les différents *grid code* en Europe (c'est-à-dire les règles de raccordement au réseau) ;
- une couche hardware et software sécurisées en particulier en termes de cybersécurité pour des systèmes critiques ;
- une interface utilisateur simple ;
- un usage possible dans tout type d'environnement extérieur (protection IP65), et sans besoin de maintenance ;
- une interopérabilité avec les véhicules bidirectionnels de standard CHAdeMO et avec la plateforme OCPP 1.6-J de DREEV.

Ce chargeur présente également toutes les caractéristiques techniques *hardware* et *software* pour assurer un service FCR selon les exigences des gestionnaires de réseau de transport (GRT) européens, à savoir :

- une mesure de fréquence précise et très régulière, une mesure et un contrôle de la puissance précis ;
- une réponse rapide aux déviations de fréquence (réaction en moins de 500 ms et une libération de la puissance maximale en moins de 2 secondes), cette caractéris-

tique étant essentielle pour les futurs systèmes électriques à faible inertie ;

- une compatibilité pour embarquer l'application DREEV.

### Une plateforme d'agrégation et pilotage

La plateforme *cloud* (figure 3) a été conçue pour être évolutive :

- elle est basée sur une architecture micro-services modulaires, événementiels et « *stateless* » ;
- elle dispose d'un très haut taux de disponibilité, la redondance étant complétée par des solutions de déploiement sans arrêt de service (« *zero-downtime deployments* ») ;
- elle est « *scalable* », s'appuie sur le déploiement de conteneurs (« *container deployment* ») avec des capacités d'adaptations automatiques (« *auto-scaling capability* ») ;
- la sécurité de la plateforme est garantie par la mise en place de processus et d'outils à l'état de l'art selon les meilleures pratiques en place dans l'industrie ;

- elle a été conçue et développée dans un environnement professionnel avec une forte culture DevOps, en utilisant les process de « *Infrastructure-as-Code* » pour permettre une observabilité et des livraisons continues.

La plate-forme maintient à tout moment une vision actualisée de l'état du système, en gérant tous les événements pouvant survenir en temps réel :

- connexion et déconnexion des véhicules ;
- changement dans les besoins de mobilité planifiés (énergie minimale requise) ;
- demandes par les utilisateurs de charge immédiate ;
- perte de communication entre les bornes et la plateforme ;
- incidents divers pouvant affecter la disponibilité des chargeurs et véhicules ;
- ...

Grâce à la plateforme et à l'application mobile DREEV, les utilisateurs connaissent l'état de charge de leurs véhicules et ●●●

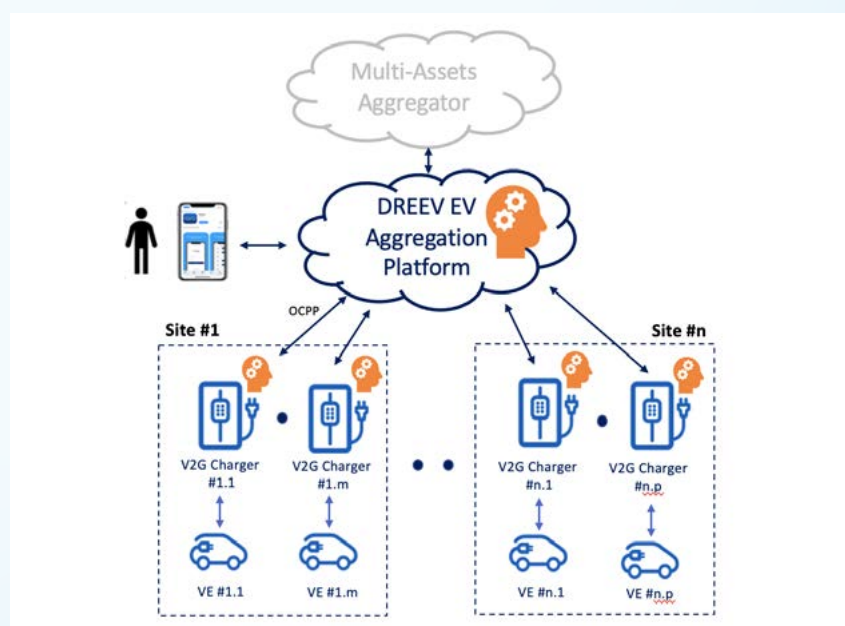


Figure 3 : Plateforme *cloud* d'optimisation.

●●● peuvent modifier leurs besoins de mobilité en temps réel. Cette plateforme intègre un module d'optimisation qui définit en temps réel les véhicules à charger/décharger en fonction de l'état actuel du système électrique et de ses évolutions prévues. L'optimisation se fait avec une fonction multi-objectifs :

- respecter les besoins de mobilité de chaque utilisateur ;
- minimiser la facture électrique du client et les émissions de CO<sub>2</sub> (recharge du véhicule quand les prix et/ou l'intensité carbone sont faibles, et décharger quand ils sont élevés) ;
- fournir des services au système électrique (réserve FCR) par agrégation des VE.

L'optimisation doit également satisfaire les contraintes suivantes :

- le respect des puissances minimale/maximale du chargeur et/ou du véhicule en fonction de l'état de charge du véhicule ;
- la minimisation des pertes de conversion (AC/DC et DC/AC) ;
- le respect de la puissance maximale admissible par phase et au sein de chaque installation (nécessaire en cas d'installation de plusieurs chargeurs au sein d'un même site) ;
- le respect de la puissance souscrite de chaque site ;
- le respect de la réglementation des GRT sur la gestion du stock d'énergie en cas d'état d'alerte ou d'urgence ;
- la prise en compte des exigences techniques pour préserver la durée de vie des batteries.

Ainsi, plusieurs contraintes couplées sont prises en compte par le module d'optimisation :

## “ Grâce à la plateforme et à l'application mobile DREEV, les utilisateurs connaissent l'état de charge de leurs véhicules et peuvent modifier leurs besoins de mobilité en temps réel. ”

- au niveau de chaque site (par exemple respect des contraintes locales) ;
- au niveau de la flotte entière (par exemple fourniture de la puissance FCR cohérente avec les offres acceptées sur le marché).

Ce module d'optimisation est au cœur de la solution développée, et bénéficie de la grande expérience du département d'optimisation d'EDF R&D.

### L'application DREEV embarquée

L'application DREEV embarquée dans le chargeur dispose de caractéristiques fondamentales pour fournir un service FCR selon les exigences techniques des GRT :

- elle met en œuvre un algorithme de régulation rapide qui, en s'appuyant sur des courbes puissance-fréquence régulièrement communiquées par la plateforme d'agrégation pour chaque chargeur, contrôle en temps réel l'électronique de puissance du chargeur et fournit une réponse de puissance rapide aux écarts de fréquence du réseau ;
- elle permet de garantir une continuité de service, même dans des situations de déconnexion du chargeur à la plateforme.

L'architecture hybride de la solution DREEV, combinant une plateforme *cloud* et une application embarquée, garantit la performance et l'évolutivité de la solution. Ainsi, la possibilité de faire évoluer la solution pour adresser des services réseaux complémentaires (aFRR, effacement, etc.) est facilitée.

L'interface entre l'application embarquée DREEV et le logiciel du fabricant du chargeur a été définie et documentée ; l'application DREEV peut donc facilement être embarquée dans d'autres chargeurs V2G que celui produit par ABB.

### Une solution conforme aux exigences FCR

La solution DREEV a été conçue pour garantir les niveaux de performances requis pour fournir le service de FCR :

- elle réagit très vite aux écarts de fréquence du réseau, et est prête à faire face aux évolutions prévisibles des systèmes électriques (diminution de leur inertie synthétique due à l'intégration massive des énergies renouvelables) ;
- elle est résiliente aux différents événements pouvant survenir en cours d'exploitation comme les départs de véhicules, les pertes de communication, les demandes de charge instantanée des utilisateurs, les incidents sur l'alimentation électrique des chargeurs, etc. ;
- de par sa nature distribuée (les bornes V2G sont réparties sur de nombreux sites), elle fournit une réserve de puissance FCR agrégée très fiable (bien supérieure aux autres actifs en termes de fiabilité).

### Un cadre réglementaire à adapter

Le raccordement d'un dispositif au réseau électrique requiert une compatibilité avec la réglementation en vigueur. Entre autres, celle imposée par les normes pour tout ce qui touche à la sécurité du

public. Une borne bidirectionnelle est un nouvel objet qui est à la fois un élément de consommation et de production. Il faut donc satisfaire la réglementation afférente aux sources (comme pour une installation solaire personnelle). Un des points mentionnés par le CRE concerne la protection de découplage en cas d'isolement du réseau suite à un défaut sur le réseau. Le véhicule doit alors se déconnecter pour ne pas engendrer un risque électrique humain.

Un autre volet du cadre réglementaire est celui qui peut faciliter (ou pas) les démarches administratives pour raccorder une borne bidirectionnelle. De même il y a toute la réglementation qui peut faciliter ou bloquer l'accès de ces nouvelles ressources aux mécanismes de valorisation. Les enjeux peuvent concerner l'adaptation des designs de marchés et/ou les caractéristiques techniques à satisfaire.

### Le passage par la certification

La certification est une étape importante car RTE a besoin de disposer de réserves fiables afin de garantir la sûreté du système électrique. RTE évalue la capacité d'une *entité de réserve* (EDR) à satisfaire aux exigences techniques du

service FCR à travers les 3 étapes suivantes qui constituent le processus de certification :

- une description fine de la solution implémentée, et en particulier des éléments qui démontrent la conformité de la solution aux exigences RTE ;
- la réalisation de scénarios de simulations qui permettent notamment de mettre en évidence le comportement de l'EDR lors d'évènements réseaux exceptionnels (par exemple entrée en état d'alerte ou en état d'urgence) ;
- La réalisation de tests réels avec l'ensemble des éléments qui constituent l'EDR, pour la puissance de réglage pour laquelle l'EDR se fait certifier. Cette étape repose sur l'injection d'un signal de fréquence fictif en entrée de l'EDR pour suivre le process de test défini par RTE. Ce process permet à RTE de vérifier les caractéristiques techniques du réglage FCR de l'EDR, notamment en termes de temps de réponse et de précision du contrôle de puissance.

Concernant l'EDR V2G, la complexité de mise en œuvre des tests de certification réside dans le caractère distribué de l'EDR (les véhicules et les



Figure 4 : Evolution de la puissance échangée lors d'une séquence de variation de fréquence.

### Les auteurs

**Paul Codani** est titulaire d'un diplôme d'ingénieur de l'École Supérieure d'Electricité (CentraleSupélec) et d'un doctorat en génie électrique de l'Université Paris-Saclay sur l'intégration des véhicules électriques dans les réseaux. Paul a travaillé entre 2013 et 2018 pour le Groupe PSA en tant que chef de projet *smart grids*, contribuant à la prédisposition des futurs véhicules électriques PSA d'un point de vue technique (spécifications et validation incluant la normalisation) et travaillant sur les services associés à destination des clients du groupe. Il rejoint DREEV en 2019, en tant que responsable des projets de recharge intelligente en France. Il a contribué depuis 2014 à de nombreuses publications scientifiques dans des revues et conférences internationales.

**Marc Petit** est Professeur des universités à CentraleSupélec et membre émérite de la SEE. Il mène ses travaux de recherche sur les *smart grids* au sein du laboratoire GeePs où il est responsable de l'équipe « réseaux électriques ». Depuis 2012, il est co-titulaire de la chaire Armand Peugeot sur l'électromobilité avec des travaux sur l'intégration des véhicules électriques dans les *smart grids*.

bornes V2G sont réparties sur un grand nombre de sites).

### Exemple de mise en œuvre

La certification a ainsi été obtenue en décembre 2021 après plusieurs années d'efforts méthodiques pour développer une solution de bout en bout qui respecte toutes les exigences



Figure 5 : Véhicule d'une flotte pouvant participer au réglage de la fréquence.

## “ Une centaine de bornes V2G ont été déployées en France, majoritairement chez des clients professionnels qui utilisent les bornes V2G pour recharger les véhicules électriques de leur flotte d'entreprise. ”

- dont les plus contraignantes qui visent à préparer une intégration massive des énergies renouvelables, par exemple un temps de réaction de l'EDR inférieur à 500 ms.

Une centaine de bornes V2G ont été déployées en France, majoritairement chez des clients professionnels qui utilisent les bornes V2G pour recharger les véhicules électriques de leur flotte d'entreprise. Ainsi, les véhicules électriques sont principalement utilisés pendant la journée, et restent branchés aux bornes V2G la nuit en semaine et toute la journée le week-end. Cela donne une disponibilité avec une bonne prévisibilité.

Une offre commerciale à destination des clients professionnels a été conçue et lancée sur le marché français. Elle est portée par Izivia (opérateur de point

de charge du groupe EDF)<sup>14</sup>. Il s'agit de la première offre commerciale qui s'appuie sur la technologie V2G en Europe.

Les figures 4 et 5 illustrent la mise en œuvre de la solution V2G DREEV sur le terrain. La figure 4 présente une capture d'écran de l'outil de supervision de DREEV. La courbe orange représente les variations de puissance de la flotte V2G (somme des puissances individuelles de toutes les bornes V2G) pendant quelques heures. La courbe verte présente les variations de la fréquence du réseau électrique sur la même période. La figure 5 montre une installation chez un client de l'offre V2G *Entreprise*. Les véhicules électriques sont

<sup>14</sup> Les détails de l'offre V2G Entreprise sont disponibles sur le site Izivia : <https://www.izivia.com/bornes-electriques-lieu-de-travail/bornes-de-charge-V2G-entreprise>

des Nissan eNV200 ; ils sont utilisés par un service municipal pour réaliser des interventions de natures diverses.

## Conclusion : les prochaines étapes

La certification RTE obtenue par DREEV pour son EDR V2G est une étape majeure sur la voie de l'industrialisation du V2G. Étant donné que le service FCR est l'un des services les plus contraignants d'un point de vue technique, cette réalisation démontre clairement le potentiel des véhicules V2G, associés à une plate-forme d'agrégation en temps réel et à des chargeurs bidirectionnels adaptés avec une intelligence intégrée, pour fournir des services de grande valeur aux systèmes électriques.

Sur ces solides fondations, DREEV a commencé à « *stacker* » plusieurs nouveaux services avec le service FCR (tels que l'aFRR, des services d'effacement, d'arbitrage d'énergie, etc.) afin de maximiser la valeur du V2G pour le système électrique tout en fournissant ses services à valeur ajoutée aux clients.

DREEV prévoit de construire dans les années à venir la plus grande centrale électrique virtuelle V2G d'Europe. Cette centrale virtuelle sera constituée d'une agrégation de 800 véhicules électriques V2G, au standard CHAdeMO dans un premier temps puis CCS.

Le V2G se situe à l'intersection de deux industries historiquement indépendantes : l'automobile et l'énergie. Sur la base du retour d'expérience collecté lors du processus de certification de l'EDR V2G DREEV, il semble évident qu'une collaboration étroite entre les acteurs de la chaîne de valeur - constructeurs automobiles, fabricants de chargeurs, énergéticiens - sera nécessaire pour accélérer le développement de la technologie et aider à faire face à l'urgence climatique en décarbonant les systèmes électriques, en Europe et dans le monde. ■