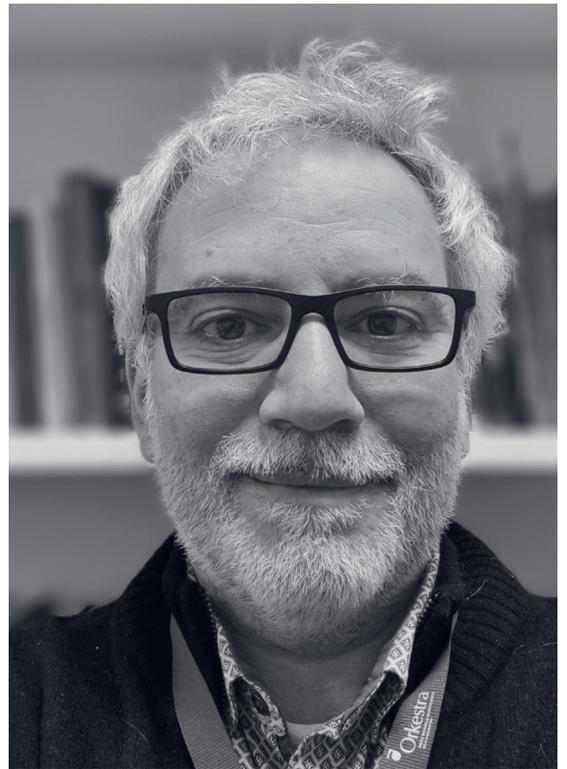


POURQUOI LES VÉHICULES ÉLECTRIQUES NE SONT PAS DES BALLONS D'EAU CHAUDE ?¹

Yannick PEREZ,
Chaire Armand Peugeot, Laboratoire de génie
industriel, Équipe Développement durable,
CentraleSupélec



En raison de la transition énergétique et des transformations profondes, telles que la libéralisation, la décarbonation et la numérisation, les services publics d'électricité traditionnels subissent une demande de transformation sans précédent de leur mode de fonctionnement. Pour décarboner, le GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) a identifié de nombreuses voies possibles pour atteindre la neutralité carbone d'ici la fin du siècle. Il s'agit notamment d'agir sur la décarbonisation de la production d'électricité, d'entreprendre une électrification, de passer à des carburants plus propres, d'améliorer l'efficacité et de réduire les déchets dans tous les secteurs^[14].

Le secteur de l'électricité est également impacté par la transformation numérique qui brouille la distinction entre la production et la consommation, et permet quatre opportunités interdépendantes : la réponse intelligente à la demande, l'intégration des énergies renouvelables variables, la facilitation du développement de ressources énergétiques distribuées et les technologies de recharge intelligente d'électromobilité^[15]. Au cœur de l'électromobilité se trouve le véhicule électrique (VE) qui

interagit avec le réseau électrique et les services publics. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), il existe plus de 10 millions de voitures électriques, 290 millions de 2 et 3 roues, 378 000 véhicules utilitaires légers, 600 000 bus, 31 000 camions et 230 millions de scooters électriques, vélos électriques, cyclomoteurs électriques en 2020^[10; 13]. De plus, les prévisions pour les années à venir sont très positives quant à l'acquisition de VE par les utilisateurs finaux en raison de trois facteurs : la baisse des coûts des batteries, la production en série des cellules de batterie et l'augmentation de la densité énergétique des batteries qui en réduit le volume.

Si elle est alimentée par de l'électricité décarbonée et dotée d'une recharge intelligente (numérisée), la recharge des véhicules électriques (VE) peut aider à déplacer la recharge vers les périodes où la demande d'électricité est faible et l'offre abondante par exemple. Elle peut aussi offrir un grand nombre d'autres services (en puissance, en énergie) pour différents acteurs (réseaux, marchés électriques, aval compteur)... Selon l'AIE, cela offrirait une plus

grande flexibilité au réseau tout en économisant entre 100 et 280 milliards de dollars d'investissements évités dans de nouvelles infrastructures électriques entre 2016 et 2040^[15].

De plus, l'électromobilité apportera une solution partielle à la protection des biens publics collectifs comme la santé publique locale (via la réduction de la pollution de l'air urbain). Il contribue également à réduire les émissions de NOx et de CO₂, contribuant ainsi à stabiliser le climat, et à réduire la consommation domestique de carburant pour les transports, augmentant ainsi la sécurité et l'indépendance énergétiques^[5].

Néanmoins, une flotte non coordonnée de véhicules électriques pourraient également avoir un impact sur le profil de charge électrique en surchargeant les réseaux de distribution électrique localement^[20; 21]. Dans certains cas, les véhicules électriques nécessiteront également d'étendre et de renforcer les réseaux électriques existants lors de l'électrification des zones urbaines ou des autoroutes pour une recharge rapide.

Par conséquent pour faire face à l'ensemble de conséquences de ce bouquet d'innovations, les règles de conception du marché électriques, la tarification, les réglementations et les politiques gouvernementales devraient aborder de manière proactive ces nouveaux défis et opportunités induits par la diffusion des véhicules électriques.

LES ENJEUX DE LA DÉCARBONISATION, DE LA DÉCENTRALISATION ET DE LA DIGITALISATION POUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

La décarbonisation des services publics d'électricité consiste à réduire ou à éliminer les émissions de carbone en éliminant progressivement les combustibles fossiles de la production d'électricité. Cela implique de déplacer la production vers des sources d'électricité neutres en carbone. Par exemple, en remplaçant les centrales au charbon et au gaz par des sources d'énergie renouvelables intermittentes, telles que les énergies éolienne et solaire. Les sources

d'énergie intermittentes posent de nouveaux défis aux services publics, tels que la fiabilité du système et la sécurité d'approvisionnement pour équilibrer instantanément l'offre et la demande d'électricité. La décarbonisation induit également l'apparition de nouveaux acteurs et augmente le besoin de coordination et de gestion du réseau.

De plus, la complexité augmente avec l'augmentation des parts d'énergie renouvelable. En termes de planification de la demande, les prévisions de la demande énergétique future reposent sur des modèles qui contiennent des incertitudes sur les besoins à venir de la capacité installée^[17]. Les résultats du modèle varient largement selon l'institution et les scénarios envisagés. Alors que l'amélioration de l'efficacité réduirait la demande d'énergie finale, l'électrification d'autres secteurs (par exemple les transports via l'électromobilité) augmentera cependant la demande d'électricité et, par conséquent, la demande totale d'énergie^[17].

La décarbonisation apporte également aux services publics le risque d'actifs échoués. Des changements dans la structure du marché pourraient conduire à une situation dans laquelle on ferme des unités de production techniquement encore capable de produire, mais dont on décide d'abrégier la durée de vie : ils deviennent des actifs échoués. Les technologies renouvelables ont un coût marginal nul, elles réduisent les prix moyens de l'électricité sur une base annuelle. Ainsi, les énergies renouvelables peuvent amplifier les défauts de conception du marché, entraînant parfois des périodes de prix négatifs. Enfin, le souci de faire des (bons) investissements dans le secteur de l'énergie pendant une période incertaine peut entraîner une réduction de la capacité de production d'électricité et une incapacité à répondre à la demande^[17].

L'électromobilité est liée à la transformation des services publics d'électricité car elle induit un renforcement de la décentralisation et étant un objet connecté, il digitalise de fait une partie de la consommation électrique. L'électromobilité fait partie d'un écosystème large et imbriqué, qui implique à la fois les transports (voiture, batteries, constructeurs d'infrastructures de recharge^[18]) et les systèmes électriques (services publics, autorités de régulation, commerçants ►

► du marché, prestataires de services, etc.), ainsi que les urbanistes, chercheurs, etc. Le nombre croissant de véhicules électriques qui interagiront avec le réseau électrique dans les années à venir nécessitera certainement une attention particulière de la part des gestionnaires de réseau et des régulateurs.

Les véhicules électriques représenteront à la fois une charge supplémentaire et une ressource flexible distribuée pour les services de réseau. Ce n'est que grâce à une gestion optimale du processus de charge qu'il sera possible de résoudre les défis potentiels du système et de tirer parti des opportunités potentielles^[12]. À mesure que les véhicules électriques deviennent une fraction importante de la flotte ils mèneraient l'ensemble du système électrique à subir un changement de paradigme important^[5]. Plus le développement des énergies intermittentes s'accroît, plus le besoin de flexibilité se fait ressentir.

L'introduction de véhicules électriques pilotés à grande échelle (en mode unilatéral avec un signal de déclenchement entre 22h et 23h30 et une charge complète ou V1G), ainsi que la possibilité de charger et de décharger ces véhicules de manière intelligente pour rendre une multitude de services à un grand nombre d'acteurs (VtoG), facilitera la gestion en temps réel et réduira considérablement le besoin à court terme d'équilibrer la production et la consommation^[5].

L'électromobilité représente une opportunité cruciale pour des transports plus durables, et sa gestion optimale de la charge / décharge en temps réel pourrait également enfanter des avantages importants pour le secteur de l'énergie si celui-ci prend à bras le corps les défis et opportunités offerts par cette innovation^[12].

QUELS DÉFIS SPÉCIFIQUES À L'ÉLECTROMOBILITÉ ?

Le premier défi technique le plus important en V1G¹ et V2G² est la dégradation de la batterie due à l'usure lié à une utilisation accrue^[2]. La dégradation de la batterie peut entraîner une perte de capacité au fil du temps, ce qui a un

impact sur la capacité d'autonomie d'un VE. La crainte de la dégradation des batteries peut empêcher les propriétaires de véhicules électriques de participer à la fourniture de services V2G aux services publics et empêcher les services publics d'accéder aux précieux services de flexibilité que les batteries peuvent fournir. Selon un expert V2G travaillant sur un projet pilote de batterie EV au Danemark, les batteries se seraient dégradées entre 7 et 12% (après 4 ans d'utilisation) et que seulement 1 à 2% de celle-ci est liée au V2G. L'essentiel du vieillissement trouvant ses causes dans le vieillissement calendaire de la batterie, des besoins de la conduite et des charges rapides^[11].

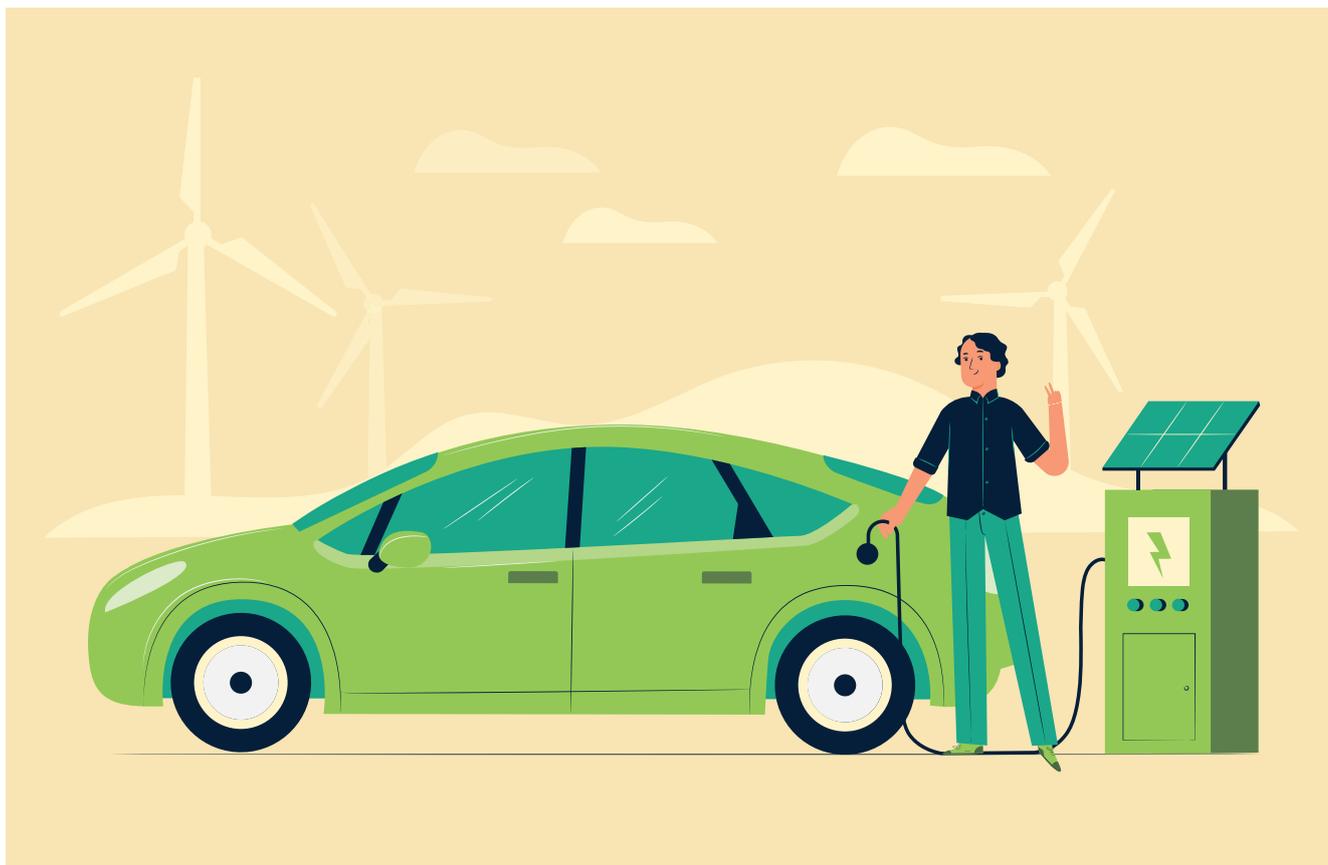
Le deuxième défi technique clé est l'efficacité globale du V2G envoyant de l'énergie vers et depuis le réseau^[2]. Les agrégateurs sont confrontés à deux défis centraux, le premier concerne la mise en œuvre d'algorithmes capables de gérer la complexité croissante des systèmes V2G, et le second concerne le système de communication^[2]. En plus des défis d'agrégation, d'algorithmes et de mise à l'échelle d'un système V2G, un défi connexe est la norme de communication utilisée dans le système V2G pour transmettre des messages vers et depuis les VE et les services publics d'électricité. Parmi les différents projets V2G existants, aucune norme unique ne s'est imposée, avec des projets dans le monde utilisant différents protocoles de communication³^[2].

Coté économique, la tarification d'un côté^[19;22] et les règles de marché actuelles sur plusieurs marchés de gros d'électricité sont imparfaites et doivent être modifiées pour mieux s'adapter aux enjeux de l'électromobilité et aux profils des agrégateurs proposant les services V2G^[4]. D'autres défis incluent la définition et la clarification des complexités réglementaires de la V2G et du stockage d'énergie, ainsi que les

(1) CF le cas des ballons d'eau chaude à déclenchement unique à heure fixe en France.

(2) La gestion bidirectionnelle à la seconde pour offrir un grand nombre de services électriques voir [1] pour une revue complète de ce point.

(3) D'autres défis sont encore à résoudre en termes de cybersécurité, de gestion des problèmes de confidentialité des données et de la précision des mesures et de la réconciliation entre les différents acteurs sur les actions et responsabilités dans la fourniture du service. En ce qui concerne le comptage, l'un des principaux défis consiste à définir clairement qui mesure quoi et comment gérer/prévenir un différend concernant le comptage



barrières à l'entrée sur le marché pour les acteurs du stockage. À mesure que la capacité V2G augmente, elle a le potentiel de participer à plusieurs marchés à la fois, en fournissant des services « empilés », mais souvent les règles actuelles de conception du marché empêchent ou réduisent les options pour des enchères simultanées sur plusieurs marchés^[2].

En résumé, il existe une variété de format d'enchère inadapté aux actifs distribués et/ou au stockage électrique au sein des marchés électriques actuels qui devront être résolues rapidement pour augmenter la valeur adressable par le V2G et réduire les barrières à l'entrée^[2; 7; 8; 20].

En outre, il existe également d'autres éléments de conception du marché qui réduisent la viabilité économique d'un système V2G. Ces éléments comprennent la double imposition et les exigences de limitation des énergies renouvelables. En ce qui concerne la double imposition, les agrégateurs de services V2G sont tenus de payer des frais et taxes lorsqu'ils chargent et déchargent de l'électricité. Cela peut avoir des implications économiques substantielles pour le V2G lors de la fourniture de services tels que la régulation de fréquence, où l'électricité entre et sort fréquemment de la

batterie. Les exigences de réduction stipulent la quantité maximale d'approvisionnement en énergie renouvelable autorisée dans le réseau pour gérer l'intermittence sans compromettre la sécurité d'approvisionnement^[2].

QUELLES SOLUTIONS METTRE EN ŒUVRE ET / OU EXPLORER ?

Minimiser la dégradation de la batterie, optimiser l'efficacité du chargeur et mettre en œuvre des algorithmes efficaces pour agréger les ressources posent des défis importants, mais les systèmes V1G et V2G doivent faire tout ce qui précède tout en se développant dans un avenir proche^[2].

Il est également nécessaire de réglementer les aspects de confidentialité et de sécurité des flux de données. La confidentialité et la sécurité de la collecte de données pendant les opérations V1G et V2G peuvent devenir un défi de plus en plus pressant, qui nécessite une réglementation plus poussée^[2]. En outre, des normes communes devraient être élaborées et adoptées pour garantir l'interopérabilité des réseaux de recharge^[12]. De plus, les systèmes de ►

► contrôle de la recharge des véhicules électriques doivent être conçus de manière que la défaillance ou la manipulation des données n'entraîne pas de changement substantiel dans l'équilibre du système (cyber-résilience) et que les situations d'urgence soient correctement gérées (telles que la restauration après des pannes d'électricité)^[12].

Pour libérer tout le potentiel de flexibilité des véhicules électriques grâce aux services V1G et V2G, tirer parti des synergies avec la production renouvelable variable et réduire les besoins en capacité de production d'électricité, il faudrait adapter le marché et les cadres réglementaires.

À l'heure actuelle, l'intégration flexible des véhicules électriques n'est pas en bonne voie pour que les systèmes d'alimentation s'adaptent aux charges réparties des batteries des véhicules électriques de manière coordonnée et à grande échelle. Les agrégateurs et les modèles commerciaux nécessitent des cadres réglementaires mis à jour pour récompenser les propriétaires de véhicules électriques pour la fourniture de services de flexibilité. Cela garantira que les batteries de véhicules électriques peuvent contribuer à la stabilité du système d'alimentation à une échelle significative^[16].

L'utilisation de véhicules électriques comme unités de réserve de GRT a été démontrée comme une solution faisable et rentable. Néanmoins, les règles du marché des GRT ont potentiellement un impact important sur les revenus attendus du VE^[9]. Étant donné que les règles en vigueur sont conçues pour les acteurs existants du secteur de l'énergie électrique, l'introduction des véhicules électriques sur le marché nécessite de modifier certaines des règles en vigueur pour faciliter le flux d'argent (de revenus) du gestionnaire de réseau (GRT ou ISO) aux agrégateurs, et des agrégateurs aux propriétaires de VE^[9].

Cet article aborde les défis de la transition énergétique de la décarbonation et de la numérisation auxquels sont confrontés les services publics d'électricité et l'interaction croissante avec l'électromobilité. Premièrement, il traite de la décarbonation qui amène de nouveaux acteurs du marché et augmente le besoin de coordination et de gestion du réseau, mais peut

également causer des problèmes d'actifs échoués. Deuxièmement, il aborde l'impact de la numérisation, comme la suppression des frontières entre les secteurs de l'énergie, l'augmentation de la flexibilité et l'intégration de systèmes entiers, ce qui peut également soulever des problèmes de sécurité et de confidentialité. Troisièmement, il aborde les défis techniques, de conception du marché et réglementaires de l'interaction des services publics d'électricité et de l'électromobilité. ■

Bibliographie

- [1] THOMPSON A. & PEREZ Y. (2020), "Vehicle-to-anything (V2X) energy services, value streams, and regulatory policy implications", *Energy Policy*, 137⁽²⁾.
- [2] NOEL L., ZARAZUA DE RUBENS G., KESTER J. & SOVACOOOL B. K. (2019), *Vehicle-to-Grid: A Sociotechnical Transition Beyond Electromobility*, Palgrave Macmillan.
- [3] KEMPTON W. & TOMIC J. (2005), "Vehicle-to-grid power fundamentals: calculating capacity and net revenue", *J. Power Sources*, 144, pp. 268-279, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>.
- [4] EID C., CODANI P., PEREZ Y., RENESES J. & HAKVOORT R. (2016), "Managing electric flexibility from distributed energy resources: A review of incentives for market design", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, pp. 237-247.
- [5] KEMPTON W., PEREZ Y. & PETIT M. (2014), "Public policy strategies for electric vehicles and for vehicle to grid power", *Revue d'Economie Industrielle*, N°148, pp. 263-291.
- [6] VAZQUEZ M., HALLACK M. & PEREZ Y. (2018), "The dynamics of institutional and organizational change in emergent industries: The case of electric vehicles", *International Journal of Automotive Technology and Management*, 18⁽³⁾, pp. 187-208.
- [7] BORNE O., PEREZ Y. & PETIT M. (2018), "Market integration or bids granularity to enhance flexibility provision by batteries of electric vehicles", *Energy Policy*, 119, August.
- [8] BORNE O., KORTE K., PEREZ Y., PETIT M. & PURKUS A. (2018), "Barriers to entry in frequency-regulation services markets: Review of the status quo and options for improvements", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, part 1, January, pp. 605-614.
- [9] CODANI P., PEREZ Y. & PETIT M. (2016), "Financial shortfall for electric vehicles: Economic impacts of transmission system operators market designs", *Energy*, 113.
- [10] Global EV Outlook (2021), "Accelerating ambitions despite the pandemic", International Energy Agency (IEA), April.
- [11] ACES Project, Technical University of Denmark: <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:6729830457019641857/> Accessed 30:3:2021.
- [12] The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2021), "Electric vehicle integration into power grids", position paper, March.
- [13] IEA (2021), "EV city casebook scaling up to mass adoption edition", International Energy Agency (IEA), Paris.
- [14] FAY M., HALLEGATTE S., VOGT-SCHILB A., ROZENBERG J., NARLOCH U. & KERR T. (2015), *Decarbonizing Development: Three Steps to a Zero-Carbon Future*, Climate Change and Development, Washington, DC: World Bank.
- [15] IEA (2017), "Digitalization and Energy", International Energy Agency (IEA), Paris.
- [16] Global EV Outlook (2020), "Entering the decade of electric drive", International Energy Agency (IEA), Paris.
- [17] PAPADIS E. & TSATSARONIS G. (2020), "Challenges in the decarbonization of the energy sector", *Energy*, 205, 118025.
- [18] METAIS M.O., BERRADA J. JOUINI O. PEREZ Y. & SUOMALAINEN E. (2022). Too much or not enough? Planning electric vehicle charging infrastructure: a review of modeling options. *Renewable and Sustainable Energy Review* 153 (2022) 111719.
- [19] FREITAS GOMES I.S., PEREZ Y. & SUOMALAINEN E. (2021). Rate design with distributed energy resources and electric vehicles: A Californian case study. *Energy Economics* 102 (2021) 105501
- [20] GONZALEZ VENEGAS F., PETIT M., PEREZ Y. (2021). Barriers for the participation of distributed energy resources on local flexibility markets: an electric vehicle fleet case study. *eTransportation* 10 (2021) 100131.
- [21] GONZALEZ VENEGAS F., PETIT M., PEREZ Y. (2021). Active integration of electric vehicles into distribution grids: barriers and frameworks to use flexibility. *Renewable and Sustainable Energy Review*, Volume 145, July 2021, 111060
- [22] FREITAS GOMES I.S., PEREZ Y., SUOMALAINEN E. (2020) Coupling small batteries and PV generation: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 126 (2020) 109835.