



HAL
open science

Innovation et règles inefficaces : le cas des véhicules électriques

P Codani, Marc Petit, Yannick Perez

► **To cite this version:**

P Codani, Marc Petit, Yannick Perez. Innovation et règles inefficaces : le cas des véhicules électriques. Revue de l'Energie, 2018. halshs-01980639

HAL Id: halshs-01980639

<https://shs.hal.science/halshs-01980639>

Submitted on 14 Jan 2019

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Innovation et règles inefficaces : le cas des véhicules électriques

P. Codani^b, M. Petit^a, Y. Perez^{cd}
paul.codani@supelec.fr

^aLaboratoire de Génie Electrique et Electronique de Paris (GEEPs), UMR CNRS 8507, CentraleSupélec, UPSud, UPMC, 91190 Gif-Sur-Yvette, France

^bPSA Peugeot Citroën, 78140 Vélizy-Villacoublay, France

^cRéseaux Innovation Territoire et Mondialisation, Université Paris-Sud, 91400 Orsay, France

^dLaboratoire de Génie Industriel, CentraleSupélec 91192 Gif sur Yvette, France

Résumé

Utiliser les Véhicules Électriques (VE) pour fournir de la réserve de puissance au Gestionnaire de réseau de Transport (GRT) a été démontré comme une solution économiquement viable dans nombre d'expériences internationales. Les VE étant des petites unités de stockage, ils aident le système à s'équilibrer en temps-réel. Cependant, les études menées sur ce sujet prennent rarement en compte les règles économiques mises en place pour organiser la participation des VE aux services système. Ce faisant, nous constatons que ces règles peuvent avoir un impact important sur les revenus escomptés. Ainsi, ce papier modélise l'impact de ces règles sur la capacité des VE à fournir de la réserve de puissance au GRT et estime leur rémunération -ou leur absence- si les règles inefficaces actuelles persistent.

Abstract (En)

Electric Vehicles (EVs) can be used as distributed storage units to provide Transmission System Operators (TSOs) with reserve power. This solution has been demonstrated as viable from an economic perspective. However, market design considerations are rarely taken into account in the studies dealing with this topic. We find that market rules can have a significant impact on the expected revenues of an EV fleet providing TSO reserve. In this paper, the authors are concerned with identifying the most important rules, and numbering their impacts on the possible revenues for an EV fleet.

Mots-clefs

Véhicules électriques ; Réglage de fréquence ; Services système ; Vehicle-to-Grid ; Régulation

Introduction

Afin de répondre aux objectifs de réduction d'émission de CO₂ et de polluants, les politiques écologiques mises en place par les gouvernements tendent à favoriser les véhicules à carburant alternatif. Parmi ces

derniers, les véhicules rechargeables propulsés par un moteur électrique et alimentés par une batterie de traction représentent une solution prometteuse. En conséquence, la majorité des constructeurs automobiles proposent aujourd'hui des véhicules tout électrique (VE) ou hybride-rechargeables (VHR) dans leur gamme de produit, et les ventes de ceux-ci vont probablement augmenter sensiblement dans les années à venir. Cependant, les ventes actuelles de ces VE et VHR sont encore faibles et n'atteignent pas leurs niveaux espérés par les pouvoirs publics et les constructeurs automobiles en recherche de relais de croissance de leurs ventes. L'objectif révisé à la baisse par le gouvernement français est d'avoir 500 000 véhicules rechargeables sur les routes d'ici 2020 contre moins de 100 000 à l'heure actuelle. Les analystes s'accordent pour identifier les quatre raisons principales qui expliquent cette relative faiblesse de la diffusion des VE : (a) leur autonomie limitée ; (b) le manque d'infrastructures de recharge ; (c) le coût toujours élevé de ces véhicules et (d) la transformation du marché automobile.

Au-delà de la discussion concernant les modalités et les montants des aides à l'achat ou au développement des bornes de recharge (Kempton et al. 2014), une solution innovante envisagée pour diminuer le Coût Total de Possession (TCO) d'un VE est d'utiliser ce dernier comme une ressource de stockage pour la gestion du réseau électrique. Il convient ici de noter qu'un VE est potentiellement raccordé au réseau théoriquement plus de 95% du temps pour se charger, ce qui est plus que nécessaire. Un tel véhicule ne roulant pas et étant connecté est alors appelé un Véhicule Intégré au Réseau (GIV). Bien sûr pour être mobilisables par les GRT, ces GIV doivent disposer de moyens de communication, d'un régime de charge variable, et être capable de réinjecter de l'énergie dans le réseau (V2G). Dans cette étude, nous n'avons pas pris en compte les coûts d'investissement supplémentaire pour avoir une électronique de puissance des VE qui soit bidirectionnelle. Néanmoins, nous estimons que ces coûts devraient rester abordables dans la mesure où très peu d'électronique supplémentaire sera nécessaire pour passer d'un système unidirectionnel à bidirectionnel.

Parmi les différents services qui pourraient être fournis sur une base concurrentielle aux réseaux électriques par les VE, Kempton & Tomić [2005] montrent que les plus adaptés économiquement et techniquement sont les réserves de puissance (primaire et secondaire) pour le réglage de fréquence. Les aspects techniques (Sortomme & El-Sharkawi [2012]; Vandael et al. [2013]) et économiques (Borne Borne et al. [2018a et b]; Dallinger et al. [2011]; Han et al. [2012]; Kempton & Tomić [2005a]) de cette technologie ont déjà beaucoup été étudiés dans la littérature scientifique et nombre d'expérimentations sont déjà mises en œuvre aux Etats-Unis (Californie et Delaware) en Europe (Danemark) et en Asie (Corée du Sud).

Pour notre part, nous constatons que ces travaux ne cherchent pas à bénéficier analytiquement de la diversité des règles de fonctionnement des systèmes électriques que nous pouvons observer aujourd'hui. Il est de prime abord surprenant de constater que les règles techniques et économiques visant à gérer la fourniture électrique en temps réel ne soient pas les mêmes à travers l'Europe ou le monde. Les raisons en sont souvent que les systèmes électriques se sont développés pour faire face à des défis techniques et économiques, des topologies, des localisations des ressources et des consommations différentes. La diversité des règles en résultant est donc le résultat d'un héritage des anciennes régulations technico-économiques du monopole verticalement intégré mis en place par la puissance publique. Depuis une vingtaine d'années, cette diversité a également été renforcée par les

processus de réformes concurrentiels du secteur électrique. Loin d'avoir mis en œuvre un standard de règles identiques, ces processus concurrentiels ont été très créatifs en termes de Market Design et ont encore accru cette impression d'expérimentation tout azimut. Dans Reinhard et al. (2006); Glachant & Perez (2009); Green et al. (2009); Hauteclouque & Perez (2012); Perez & Ramos Real (2008); Perez & Ramos Real (2009) nous avons cherché à expliquer en quoi la construction européenne du marché électrique a été délicate à mettre en œuvre compte tenu de la diversité des industries avant les réformes et des différentes capacités industrielles et institutionnelles à changer les règles et les structures préétablies.

Face à cette complexité, nous avons observé dans la littérature deux approches : la première a consisté simplement à ne pas en tenir compte. On retrouve ce choix dans le cas des analyses qui, par soucis de focalisation sur les conditions techniques de fonctionnement, ne traitent pas du contexte. La seconde approche considère les règles du jeu économique et technique locale, mais les traite comme des contraintes inamovibles. Si l'on comprend bien les motivations et les raisons qui conduisent à ces choix, nous voudrions explorer une autre piste de recherche car avec la libéralisation des marchés de l'électricité, les règles de participation aux services systèmes seront amenées à évoluer dans les années à venir. Si tel est le cas, il faut s'interroger sur l'efficacité des règles technico-économiques pour permettre aux innovations comme le VE de se développer comme une ressource utile pour le système électrique et non comme un élément perturbateur de celui-ci aux heures de pointes.

Dans cet article, nous voulons évaluer l'impact économique de ces différentes règles de marché sur les revenus potentiels d'une flotte de VE pouvant participer au service système le plus adapté à ses caractéristiques, à savoir la participation au réglage de fréquence de l'onde électrique sur les réseaux de transport. Pour ce faire, nous allons construire un idéaltype des règles économiques existantes les plus efficaces pour permettre la participation des VE à la gestion de la fréquence et nous les comparerons au cas français pour illustrer le chemin restant à parcourir. Ensuite nous utiliserons notre modèle de simulation pour évaluer les revenus potentiels de la flotte de VE participant au réglage de fréquence dans les deux cas. Sur cette base, nous pourrions alors estimer quel est le manque à gagner lié à l'existence de règles inefficaces dans le cas français.

L'approche suivie est la suivante. Tout d'abord (section 2), nous identifions les règles les plus importantes à travers l'étude des règles actuelles de 6 GRT. Ensuite (section 3) le modèle de simulation, utilisé pour évaluer les revenus potentiels de la flotte de VE, est présenté. Enfin (section 4), nous sélectionnons deux combinaisons de règles – un cas idéal, un cas représentatif – et nous déduisons les revenus de la flotte dans les deux cas. La section 5 présente la conclusion.

Étude des règles des GRT

L'objectif de cette section est d'identifier les règles des GRT les plus importantes pour une flotte de VE souhaitant participer au réglage de fréquence. Nous menons une comparaison des règles existantes de 6 GRT les plus étudiés dans la littérature pour leurs côtés exemplaires (Rious et al. 2008; Haney & Pollitt

2012; Brunekreeft 2012). Les 6 GRT représentés dans la figure 1, sont : Energinet.dk (Danemark), RTE (France), ERCOT (Texas, USA), CAISO (Californie, USA), PJM Interconnection (USA) and National Grid (UK).

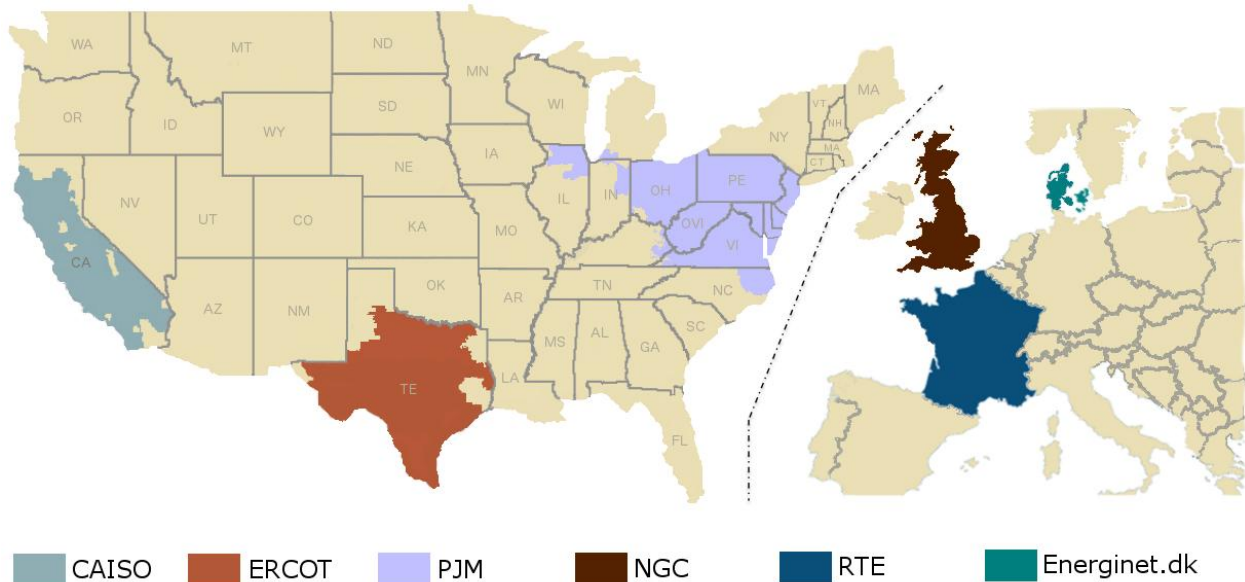


Figure 1 : Carte des 6 GRT étudiés

A partir de cette étude comparative des systèmes électriques, nous identifions deux ensembles de règles qui définissent les modalités techniques et économiques de la participation des VE au réglage de la fréquence : d’abord les règles qui concernent les modalités d’agrégation des VE pour les considérer comme des unités ayant le droit de participer au service ; et d’autre part les règles qui concernent la rémunération proprement dites des services rendus au système. Ces deux ensembles de règles seront appelés respectivement « module d’agrégation » et « module de rémunération » et ils sont décrits successivement dans les sous-sections suivantes.

Module 1 : les règles concernant l’agrégation de VE

Un agrégateur est fondamental pour que des VE puissent participer aux services système ; il a pour rôle de présenter la flotte entière comme une unique entité indivisible au GRT. Les agrégateurs sont nécessaires car : (a) les GRT ont l’habitude d’unités de tailles importantes (de l’ordre du MW plutôt que du kW) ; (b) les capacités de communication des GRT ne sont pas adaptées pour traiter des milliers-millions d’unités ; et (c) les GRT veulent pouvoir s’appuyer sur des ressources fiables, ce qui n’est pas le cas d’un VE individuel. Comme un VE donnera toujours par nature une priorité à sa fonction principale – le transport de passagers – du point de vue du réseau électrique, cette priorité se caractérise par une incertitude de disponibilité. Les agrégateurs peuvent répondre ces problèmes en contrôlant un grand nombre de véhicules (Kamboj et al. [2011]; Kempton & Tomić [2005b]) et en présentant une unique entité au GRT, statistiquement fiable. Enfin, les agrégateurs doivent être capable de gérer des flottes hétéroclites composées de véhicules variés et de conducteurs aux comportements différents les uns des autres (Kempton & Letendre [1997]; Bessa & Matos [2010]), domaine d’expertise en-dehors de celui des GRT. Toutefois, les GRT ont ici potentiellement un rôle proactif important car ils peuvent rendre possible

ces agrégations de VE par la définition de règles techniques favorables aux innovations. Ici, nous insisterons sur 3 règles essentielles : la taille minimale de la flotte pour pouvoir participer au service, l'interopérabilité entre les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) et le degré de précision dans les modalités d'agrégation.

Quelle offre minimale pour pouvoir participer ?

Dans tous les marchés de réserve de puissance, les offres doivent avoir une taille minimale pour être acceptées par le GRT; la diversité que nous avons observée comprend des minimums requis allant de 100 kW (PJM, réglage de fréquence secondaire) à 10 MW (NGC). Cette puissance minimale joue le rôle d'une barrière à l'entrée concernant la taille minimale de la flotte de VE pouvant être activée sur le marché considéré. Une offre minimale élevée représente un challenge pour le développement de projets pilotes et des premières solutions commerciales, puisque le nombre de VE requis risque d'être difficilement atteignable dans le cas le plus limitant. Par exemple, si l'on considère des bornes de recharge d'une puissance 3kW et qu'un véhicule sur trois est disponible pour les services réseaux (les autres étant en déplacement ou en charge forcée), la taille minimale de la flotte serait de 100 VE pour une offre minimale de 100kW. Par contre, si l'offre minimale est désormais de 10MW, le nombre de VE dans la flotte devrait être au minimum de 10.000. Ces ordres de grandeur doivent être mis en perspectives avec les ventes de VE : en 2014, 10 560 VE se sont vendus en France. Ainsi, avec une offre minimale élevée, il serait aujourd'hui impossible de réaliser un regroupement d'un nombre suffisant de VE de particuliers en France, sans parler d'une flotte d'entreprise.

Même en considérant un fort taux de pénétration du VE – par exemple dans 10 ans – une offre minimale élevée réduirait la diversité possible des agrégateurs : entre autre, les flottes d'entreprises, ou les flottes de VE qui partagent un même parking, ne pourraient pas participer aux services système.

Quelle forme d'interopérabilité entre les GRD ?

Le périmètre géographique d'agrégation – restreint à un seul Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) ou étendu à plusieurs – représente également un enjeu de taille. Les véhicules sont des petites entités mobiles qui sont raccordées au niveau du réseau de distribution et les règles d'agrégation doivent donc permettre d'agréger des ressources qui peuvent changer de localisation. La mobilité des VE n'est ainsi généralement pas limitée par les périmètres des concessions des réseaux de distribution. Il est ainsi très probable que l'usage des VE soit de facto réparti sur des zones géographiques opérées par différents GRD. Certains GRT sont reliés à très peu de GRD (par exemple RTE, dont ERDF est le client pour 95% des raccordements HTA/HTB) mais d'autres doivent composer avec un nombre très important de GRD. Par exemple, les GRT allemands ont plus de 900 GRD différents à gérer tandis qu'au Danemark 65 GRD se partagent le territoire. Dans ce cas, l'interopérabilité à travers différents GRD peut s'avérer cruciale pour la formation d'agrégation de VE. Ainsi, le module agrégation serait d'autant plus efficace que serait autorisée et favorisée l'interopérabilité entre les différents GRD, comme cela est possible avec RTE ou Energinet.dk. Du point de vue de l'agrégateur, une mauvaise application de cette règle pourrait s'avérer très contraignante en combinaison avec la règle précédente. En effet, la taille minimale de la flotte nécessaire jouerait un rôle encore plus limitant sur un périmètre restreint à une portion limitée du territoire.

Quel est le niveau permis d'action sur les VE ?

La dernière règle de ce module consiste à faire la distinction entre l'agrégation sur donnée individuelle (téléométrique) et l'agrégation sur donnée de flotte agrégée. La première est la forme désirable et efficace d'agrégation : elle permet de combiner les sollicitations à la fois en temps réel et en unités physiques réelles de sorte qu'elle permette une gestion décentralisée des différents VE faisant partie de la coalition de manière invisible pour le GRT ; tout se passe comme si tous les VE formaient une unique unité indivisible pour le réseau. Dans ce cadre, le rôle de l'agrégateur est de sélectionner les VE participant au réglage et de les gérer directement au cas par cas. Dans ce cas de figure on dira que l'agrégation est « téléométrique ».

A contrario, l'agrégation que nous appellerons « financière » n'utilise pas les données physiques réelles mais des données agrégées. Pour piloter les VE dans cette perspective, les agrégateurs doivent utiliser des algorithmes de répartition lui permettant de formuler des offres sur les marchés sans combiner directement les flux de puissance réels au niveau des VE. Dans ce cas, chaque VE doit par la suite répondre à l'offre qu'il a faite indépendamment des autres VE et cela réduit les marges de gestions optimales de fourniture des services aux réseaux.

Le tableau 1 résume les règles d'agrégation ainsi que les implémentations observées (le cas le plus conservateur, le cas le plus favorable).

Tableau 1 : Les différentes organisations pour le module d'agrégation des VE

Règles d'agrégation	Implémentation	
	Meilleure option	Option conservatrice
R1 : Offre minimum	100 kW	10 MW
R2 : Interopérabilité entre GRD	Possible	Impossible
R3 : Niveau d'agrégation	Téléométrique	Financière

Module 2 : les règles concernant la rémunération des services réseau

Nous considérons la participation des VE aux services système comme moyen de réduire le coût total de possession des véhicules. En conséquence, la forme prise par cette rémunération est d'une importance certaine et en toute logique, les VE devraient percevoir une rémunération capable de couvrir à minima les coûts induits. Ces coûts incluent la dégradation de la batterie, des investissements hardware et software. Ils sont hors du cadre de cette étude.

Quelle est la nature du régime de paiement des services offerts?

En ce qui concerne les services systèmes, ce sont les GRT qui fixent la demande des services correspondants. Sur cette base, on observe une fois encore une grande diversité dans les modalités d'organisation de l'offre de ces services. Les GRT n'ont pas tous les mêmes manières de répartir la puissance requise entre les différentes unités qui fournissent la réserve, ni tous les mêmes modalités de rémunération de ces services. Raineri et al. [2006] identifient différents mécanismes de transaction à l'œuvre : ainsi, certains GRT organisent des marchés journaliers, une offre sur un tel marché étant

constituée d'une puissance ainsi que d'un prix associé. Ces offres sont ensuite ordonnées par prix croissant des offres de service (PJM) ; d'autres GRT répartissent de manière administrative la totalité de la réserve entre les unités en fonction de leur part historique de fourniture, ou de leur part historique de production (RTE). Dans ces cas, la provision ainsi que la fourniture de puissance de réserve pour les unités concernées peut être une obligation soit gratuite (comme en Espagne) ou faiblement rémunérée, ou rémunérée de manière forfaitaire sur une base annuelle. D'autres enfin organisent des enchères trimestrielles de fourniture (Allemagne).

L'organisation de la répartition par un marché journalier s'avérerait beaucoup plus profitable pour les VE et ce pour plusieurs raisons : d'abord, parce que les règles de marché peuvent évoluer beaucoup plus facilement et rapidement que les règles issues d'une structure administrative pour permettre la mise en œuvre rapide des ressources disponibles. Ensuite, parce que les VE sont très compétitifs sur un marché journalier de puissance de part leur grande flexibilité d'usage. Enfin, car sur les marchés journaliers, toutes les offres sont traitées de manière concurrentielle.

Quelle modalité de règlement des services ?

La seconde composante de ce module porte sur la question de la plus ou moins grande complétude du régime de paiement. En effet, il existe paradoxalement de nombreux services réseau qui ne sont pas rémunérés par certains GRT. Certains services sont tout bonnement rendus obligatoires, sans aucune rémunération – par exemple, PJM, Red Electrica de Espana ou CAISO ne rémunèrent en aucune façon les offreurs de service participant au réglage primaire de la fréquence. Au delà du côté abusif de ces règles pour les offreurs historiques, cette situation est également pénalisante pour les flottes de VE. Dans ces configurations, les flottes de VE risquent d'être également pénalisées si le régime de paiement des services réseaux est incomplet. En effet, certains services potentiellement rémunérateurs ne seraient pas accessibles.

La situation est d'autant plus remarquable qu'un régime de paiement complet pourrait également être profitable pour le GRT. En effet, comme les unités n'ont aucune incitation à fournir les services système, elles le font avec des performances très en-deçà de leur capacité réelle. Par exemple, Ingleson et al. [2009] remarquent que la valeur du gain primaire (ou énergie primaire réglante) de la zone interconnectée de l'Est des États-Unis a dangereusement chuté lors des 10 dernières années, mettant en jeu la sécurité du réseau. Une des raisons principales pour cette baisse d'énergie réglante est la non rémunération du réglage primaire de fréquence.

Pourquoi un bonus pour flexibilité accrue ?

Le régulateur fédéral des États-Unis, la FERC, a analysé les différentes méthodes de rémunération du réglage de fréquence de plusieurs GRT (FERC [2011]). Ses conclusions sont que les méthodes de rémunération actuelles sont inéquitables et discriminatoires, en particulier parce que les unités capables de réagir rapidement ne sont pas rémunérées de manière équitable quant au service rapide fourni (par rapport à des unités aux réactions plus lentes). Pour répondre à ce problème, la FERC préconise deux solutions. Premièrement, la rémunération ne devrait pas seulement avoir une composante basée sur la capacité (en €/MW) mais aussi une composante basée sur l'utilisation (en €/MWh), avec chaque MWh compté comme une source de revenu positive pour le VE, qu'il ait été déchargé du VE vers le réseau ou

chargé du réseau vers le VE. Ainsi, comme les unités rapides échangent plus de MWh avec le réseau que les unités plus lentes à réagir, elles percevront une rémunération plus adaptée à leurs sollicitations effectives. Deuxièmement, un indice de performance lié à la réactivité devrait être calculé et intégré dans l'évaluation de la rémunération comme c'est le cas avec la FERC (Order 784).

Dans ce débat, les VE sont des ressources intéressantes car mobilisables très rapidement en quelques secondes. En conséquence les GRT qui implémentent une rémunération équitable, adaptée aux caractéristiques des unités rapides, ainsi que suggéré par la FERC, sont potentiellement plus attractifs pour les agrégations de VE. Cependant, la mise en place d'un tel bonus ne peut se faire sans précaution : il ne s'agit pas de créer une distorsion de concurrence supplémentaire sur un terrain déjà riche d'inefficacités diverses et variées. Une manière alternative de procéder serait de créer un marché spécifique qui discrimine les offreurs en fonction de la vitesse de réaction des unités de production plus ou moins flexibles et rapides, et ainsi de considérer leurs offres comme des offres différentes de celles des unités plus lentes.

Enfin, il est à noter que certains systèmes n'ont pas besoin d'unités capables de fournir de la puissance plus rapidement. Les méthodes classiques du contrôle de fréquence sont tout à fait efficaces dans certaines zones, et introduire plus de réponse rapide doit être considéré avec précaution par le GRT. Dans un premier temps, cette capacité pourrait uniquement servir en cas de situation d'urgence, plutôt qu'en opération normale. Par la suite, avec l'augmentation de la production issue de sources d'énergie intermittente, qui ajoutent des déséquilibres et font diminuer l'inertie du réseau, les unités rapides pourraient être de plus en plus nécessaires. Ce phénomène est d'ores et déjà observé dans certains systèmes isolés, notamment sur les îles où les potentiels solaires et venteux sont très élevés. Le tableau 2 résume les règles qui traitent des méthodes de rémunération des services système.

Tableau 2 : les différentes organisations pour le module rémunération des services offerts

Règles concernant le régime de paiement	Implémentation	
	Meilleure option	Option conservative
R4 : Nature du régime	Marché journalier	Régulé
R5 : Complétude du régime	Tous les services systèmes sont rémunérés sur une base de marché	Régime de paiement incomplet
R6 : Bonus pour flexibilité accrue	Déterminé au niveau adéquat, ou création d'un marché séparé	Non existant

Conclusion partielle

Nous avons identifié deux ensembles de règles qui peuvent conduire à des formes d'organisation très différentes pour les GRT. Nous sommes désormais en mesure de définir une construction idéale par combinaison des meilleures pratiques existantes, un cas défavorable qui reprend les modalités les moins favorables, et avoir un aperçu des situations intermédiaires.

Pour aller plus loin, nous voulons chiffrer le manque à gagner pour les VE si des règles défavorables sont mises en place par rapport à une situation idéale. Pour ce faire, nous devons dans un premier temps développer un modèle de simulation qui nous permettra de soutenir ces évaluations économiques.

Modèle de simulation

Dans la section précédente, nous avons identifié les règles les plus importantes pour traiter l'ensemble des réserves de puissance des GRT. Afin de réaliser nos évaluations économiques de manière plus précise, nous allons maintenant nous focaliser sur un service système particulier, le *réglage primaire de fréquence*. Cette section est organisée comme suit. Tout d'abord, nous rappelons le principe de fonctionnement du réglage de fréquence. Ensuite, nous présenterons les caractéristiques de notre modèle de VE. Enfin, nous présenterons l'algorithme de calcul utilisé et les paramètres de simulations.

Le réglage de fréquence

La fréquence est une grandeur commune en tout point d'un réseau interconnecté (au contraire de la tension, dont la valeur varie en chaque nœud). La valeur de la fréquence oscille en continue autour de sa valeur nominale (50Hz en Europe). Cependant, maintenir la fréquence dans une plage de variation restreinte est important car beaucoup de matériels électriques ont été optimisés pour fonctionner à 50Hz et les chutes de fréquences sont toujours à l'origine des blackouts électriques. La prévention de ces risques majeurs est donc confiée aux GRT qui sont responsables du contrôle de fréquence tout au long de l'année. De plus, la valeur de la fréquence reflète l'équilibre instantané production-consommation du réseau. Si la production est plus importante que la consommation, la fréquence va augmenter au-dessus de sa valeur nominale et vice-versa. En conséquence, les GRT contrôlent la fréquence en mettant en place différents niveaux de contrôles qui assurent l'équilibre production-consommation sur des pas de temps très courts. Bien que chaque GRT dispose de ses propres règles, ils implémentent (presque) tous trois niveaux de contrôle temporellement différenciés qui sont les suivants.

Le *réglage primaire* est un réglage automatique activé instantanément. Tous les GRT qui font partie de la même zone interconnectée participent à ce réglage. L'objectif de ce contrôle est de stabiliser la déviation de fréquence, mais pas de la ramener à sa valeur nominale. Les unités qui participent à ce réglage doivent effectuer le relevé de la fréquence elles-mêmes, et répondre aux variations en conséquence.

Le *réglage secondaire* est un contrôle automatique effectué uniquement par le GRT responsable du déséquilibre. Ce dernier met en place une boucle de contrôle avec un correcteur proportionnel-intégral (PI) de temps caractéristique de l'ordre de 30 secondes, et envoie un signal correctif à toutes les unités qui font partie de la réserve secondaire. Ce contrôle ramène la fréquence à sa valeur nominale.

Le *réglage tertiaire* est un contrôle manuel dont l'objectif est de restaurer les réserves primaire et secondaire. Son temps de réponse est de 15-30 minutes.

Par exemple, la réserve primaire en France est constituée de 700MW. Les unités qui font partie de cette réserve participent au réglage de fréquence primaire selon un certain nombre de règles. Pour toute déviation de fréquence comprise entre -200mHz et +200mHz, les unités doivent adapter leur puissance de fonctionnement en fonction de leur gain (noté K_i pour l'unité i) selon l'équation (1) :

$$P_i - P_{i_0} = \min(P_m; K_i(f - f_0)) \quad (1)$$

avec P_i , P_{i_0} et P_m respectivement les puissances instantanée, nominale et maximale de l'unité i . Si la variation de fréquence dépasse 200mHz, toute la réserve doit être fournie. De plus, la fourniture de puissance doit s'effectuer avec les contraintes suivantes (UCTE [2004]):

- La moitié de la réserve doit pouvoir être libérée en 15 secondes, et la totalité en 30 secondes
- Les mesures de fréquence doivent être effectuées avec une précision supérieure à 10mHz
- Une bande morte de 20mHz est autorisée
- La période de mesure doit être inférieure à 1 seconde

La modélisation de la flotte de VE

La modélisation d'une flotte de VE pour offrir des services systèmes doit comprendre les éléments suivants: d'abord une caractérisation de la flotte qui permette de définir les espaces économiques de référence à optimiser. Celle-ci comprend le nombre de véhicules concernés, les différentes options de recharges allant de lente (3kW) à rapide (43kW) et les données concernant les fréquences sur le réseau considéré. Sur cette base, la modélisation que nous proposons définira les revenus que pourront obtenir les VE s'ils sont gérés de manière optimale.

Les caractéristiques des batteries et les contraintes de leurs Etats de charge

Notre objectif est de mesurer, dans le cadre d'une flotte de VE autorisée à participer au réglage de fréquence, les revenus escomptés d'un VE représentatif. En France en 2013 et 2014, 64% des VE avaient une batterie d'une taille de 22kWh. En conséquence, nous supposons pour simplifier que tous les VE que notre modèle prendra en charge ont une batterie de 22kWh. Nous introduisons une contrainte sur l'état de charge maximal de la batterie SOC_{max} telle que celui-ci soit toujours compris entre $0.2 < \frac{SOC}{SOC_{max}} < 0.9$. Cette contrainte de sécurité dans les états de charge de la batterie permet de rendre les activités de réglage de fréquence indolore pour la batterie. Plusieurs études ont essayé de prendre en compte cette question comme Han et al. [2012], Peterson et al. [2010] et Han et al. [2014]. Cependant, la plupart des modèles utilisés sont peu conclusifs dans notre cas, car ils n'ont pas été spécialement développés avec les sollicitations faibles induites par le réglage de fréquence. Pour simplifier nous considérons donc que la faiblesse des sollicitations pour faire ce genre de service par rapport à ceux de la mobilité est telle que notre hypothèse d'absence d'impact est une approximation valable.

Caractérisation des Points de Charge

La rémunération du réglage primaire est basée sur la disponibilité et elle est exprimée financièrement en €/MW. De ce fait, la puissance avec laquelle on va fournir le service, donc la puissance disponible aux Points de Charge (PDC), est primordiale vis-à-vis de la rémunération escomptée. Plus la puissance de rechargement du PDC sera élevée, plus la rémunération qui est proportionnelle à la puissance sera grande. Par définition nous considérons que les VE modélisés ont la possibilité de se recharger sur leur *PDC principale* au domicile et sur leur *PDC secondaire* au travail dont les puissances de raccordement sont données dans le tableau 4. Nous considérons que tous les véhicules disposent d'un *PDC principale* car c'est souvent une condition nécessaire de l'achat initial d'un VE. En ce qui concerne le taux de pénétration de *PDC secondaire*, nous construisons les quatre scénarios suivants :

Tableau 3 : Scénarios de pénétration de PDC au travail

Scénarios	Pourcentage de VE ayant un PDC secondaire
Scénario 1	0%
Scénario 2	25%
Scénario 3	50%
Scénario 4	75%

Les niveaux de puissance des PDC dépendent de leur localisation. Nous modélisons la répartition présentée dans le tableau 4 à partir de (Commissariat General au Developpement Durable [2013]) :

Tableau 4 : Répartition des niveaux de puissance des PDC en fonction de leur localisation

Puissance de charge	PDC Principal	PDC Secondaire
Lente A – 3kW	95%	35%
Lente B – 7kW	5%	34%
Accélérée – 22kW	0%	29%
Rapide – 43kW	0%	2%

La recharge au domicile s’effectue principalement à faible puissance car on considère que les acheteurs de VE ne souhaitent pas automatiquement doubler le coût de leur abonnement de leur fourniture. Au travail, la répartition entre les différents niveaux de puissance est plus diversifiée, bien que la charge rapide soit toujours marginale.

Modélisation de l’usage pour le transport

Afin de modéliser l’usage des VE pour le transport qui reste leur mission principale, nous nous basons sur des études internes PSA Peugeot Citroën, des documents ministériels (Commissariat General au Developpement Durable [2011]), ainsi que des résultats de projet de démonstration (Cross-border Mobility for EVs [2013]). Pour simplifier les niveaux de consommation des VE que nous souhaitons étudier, nous nous restreignons à l’étude des trajets quotidiens domicile-travail durant la semaine de travail. Cette étude des trajets domicile-travail est importante car elle est déterminante dans les décisions économiques des acheteurs. Dans des travaux ultérieurs nous tenterons de modéliser les autres types de consommation de VE pendant les week-ends, vacances et jours fériés.

Pour rendre compte plus finement des comportements de mobilité, notre modèle de flotte est stochastique et dynamique. Chaque VE dispose de ses propres trajets et ceux-ci sont différents d’un jour sur l’autre. En effet, certains des paramètres sont tirés selon des lois Gaussiennes de moyennes μ et d’écart-types σ . Les trajets sont caractérisés par leur distance D , leur heure de départ T_d , leur nombre quotidien N et leur consommation E qui diffère selon les saisons. La consommation électrique d’un VE est ainsi fonction de l’usage de l’ensemble des auxiliaires qui viennent se greffer sur la batterie en sus des besoins de roulage : chauffage, climatisation, ordinateur de bord, GPS, vitres électriques... de ce fait les périodes froides et chaudes résultent de consommations électriques plus fortes en kWh par km parcouru. Les valeurs de ces grandeurs sont précisées dans le tableau 5 :

Tableau 5 : Caractéristiques des trajets

Paramètre	μ	σ
D (km)	22	4.5
Td (h)	8	2
	18	2
N	2	
E (kWh/km)	Consommation hiver $c_w = 0.18$ Consommation été $c_s = 0.13$	

Algorithme et paramètres de simulation

Dans l'objectif de présenter la flotte comme une unique entité au GRT et de tirer parti de son comportement statistiquement fiable, l'agrégateur va mettre en place deux algorithmes distincts. Le premier est *l'algorithme de prévision* ; il a pour objectif de calculer les offres à faire sur le marché, quelques heures avant l'heure opérationnelle, en fonction de la disponibilité attendue de la flotte. Dans le cadre de nos simulations et pour rester dans un cadre compréhensible, nous supposons que cet algorithme travaille en information parfaite.

Le second est *l'algorithme de répartition*. Il intervient pendant l'heure opérationnelle afin de répartir la puissance appelée par le GRT entre les différents VE en prenant en compte la diversité des états de fonctionnement qui ont été décrit dans l'étape de la modélisation de l'usage de la flotte.

Notre algorithme de répartition est inspiré de celui développé dans le cadre d'un projet de démonstration à l'Université du Delaware (Kamboj et al. [2011]). Il a été adapté pour le cadre particulier du réglage primaire de fréquence en Europe – son design initial visait à répondre au réglage secondaire de fréquence aux Etats-Unis. En particulier, l'agrégateur est désormais directement responsable de la mesure de la fréquence de la fréquence – il ne reçoit plus un signal du GRT – et la puissance à fournir est calculée en fonction de cette valeur – et non plus en fonction de celle du signal fourni par le GRT. Il est à noter que l'algorithme peut être qualifié de décentralisé dans la mesure où chaque VE décide de lui-même de participer ou non au réglage et, si oui, dans quelle mesure – i.e. avec quelle puissance. Le fonctionnement opérationnel de l'algorithme est le suivant :

1. Chaque véhicule calcule son point de fonctionnement (*Preferred Operating Point* ou POP). Le POP représente la puissance utilisée pour charger le véhicule. En fonction de cette valeur dont nous expliquerons les modalités de calculs ci-dessous, chaque VE i déduit sa puissance disponible pour le réglage de fréquence P_{reg}^i , et communique cette valeur à l'agrégateur ;
2. L'agrégateur mesure la valeur de la fréquence (f) et, en fonction de la puissance offerte sur le marché P_b , en déduit la puissance qui doit être encore fournie par la flotte P_r (équation 1):

$$P_r = \begin{cases} \frac{f - f_0}{f_{max} - f_0} P_b, & |f| < f_{max} \\ P_b, & |f| \geq f_{max} \end{cases} \quad (1)$$

Avec une fréquence de référence $f_0 = 50\text{Hz}$ et une déviation de $f_{max} = 200\text{mHz}$

- Une fois que P_r est obtenue par l'agrégateur, ce dernier calcule un facteur de correction μ , égal au rapport entre la puissance à fournir au réseau et la puissance mise à disposition par les véhicules (équation 2) :

$$\mu = \frac{P_r}{\sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{reg_i}} \quad (2)$$

- L'agrégateur communique ensuite à chaque véhicule i la puissance qu'il doit fournir suite à la dernière mesure de fréquence $\mu * P_{reg}^i$.

La Figure 2 résume le fonctionnement de l'algorithme.

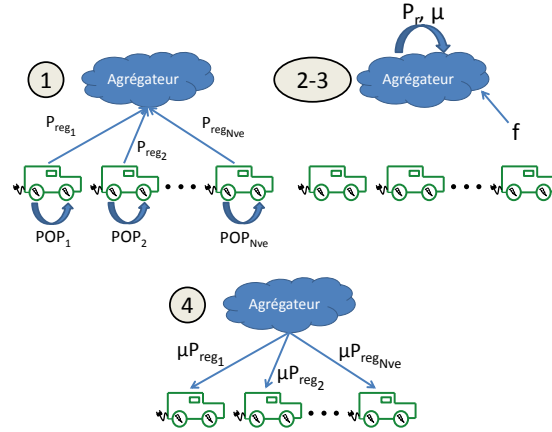


Figure 2 : Schéma de fonctionnement de l'algorithme de répartition

Ce schéma se répète pour chaque mesure de la fréquence (typiquement, une seconde). Il est à noter qu'il existe deux pas de temps bien distincts : celui du relevé de fréquence, défini par les contraintes de sécurité du réseau, et celui de modification du point de fonctionnement de chaque VE (POPⁱ), défini par les règles de fonctionnement du marché. Le premier est plus court que le second, et les VE ne communiquent leur nouveau point de fonctionnement que lorsque ce dernier est modifié, et non à chaque nouvelle mesure de fréquence. Le point de fonctionnement d'un véhicule représente son taux de charge autour duquel il va pouvoir participer au réglage de fréquence.

Par exemple, si un VE dispose d'une borne de 7kW, ces capacités de participation au réglage de fréquence sont comprises entre +/- 7kW. Dans cet espace si son point de fonctionnement est de -3kW, alors sa puissance pour le réglage de fréquence sera de 4kW (de -7 à 1kW). Le calcul de ce POP prend en compte prioritairement les besoins en transport du VE pour le futur trajet, selon l'équation 3 (Kamboj et al. 2011) :

$$\begin{cases} POP(t) = \frac{1}{2} (P_h + P_b) \\ P_b = \min \left(P_{max}, \frac{SOC - E_{min}(t + \delta t)}{\delta t} \right) \\ P_h = -\min \left(P_{max}, \frac{SOC_{max} - SOC}{\delta t} \right) \\ P_{reg}(t) = P_{max} - |POP(t)| \end{cases} \quad (3)$$

Avec SOC l'état de charge de la batterie, $E_{\min}(t)$ l'énergie minimum nécessaire à l'instant t pour assurer le prochain trajet, SOC_{\max} la limite haute de l'état de charge et P_{\max} la puissance maximum de la borne. Afin de connaître le minimum d'énergie requis à tout instant, nous supposons soit que les conducteurs communiquent l'heure et l'énergie requise pour leur prochain trajet soit qu'un niveau minimum est inscrit par défaut de telle sorte que le retour au domicile soit toujours garanti avec une marge de sécurité adéquate.

Afin d'obtenir une rémunération finale en €, et comme il n'y a pas encore de marché du réglage de fréquence primaire en France, nous utiliserons les prix du marché primaire d'Energinet.dk, que nous augmentons de 30% pour refléter le bonus pour flexibilité accrue (cette valeur est observée parmi les GRT qui mettent en place un tel bonus, par exemple PJM). Nous avons utilisé les prix horaires de rémunération de la fréquence disponibles en ligne pour l'année 2013 (Energinet.dk [2013]). Ces données sont représentatives de la situation européenne car la fréquence est la même en tout point du réseau européen interconnecté.

Jeu de données de fréquence et simulations de Monte Carlo

Malgré nos efforts nous n'avons trouvé aucun jeu de donnée de fréquence publiquement disponible en Europe. En conséquence, nous avons effectué nos propres relevés de données et nous disposons de 5 jours continus de valeurs de fréquence mesurées selon les critères de l'ENTSOE qui peuvent nous servir de base pour simuler la participation des VE au réglage de la fréquence en Europe. Notre jeu de données comprend ainsi 2 160 000 observations de fréquence.

Afin de pallier à la faible représentativité d'une seule semaine de données, nous mettons en place des simulations de Monte Carlo. En multipliant le nombre de simulations, les aléas et cas extrêmes ne peuvent plus peser sur les résultats moyennés. Nous conduisons donc 100 simulations avec une flotte représentative de 100 VE autorisée à participer au réglage de fréquence, ce qui représente 10 000 observations. Nous calculons cette contribution individuelle pour chaque saison et pour chaque distribution de point de charge, avec des trajets et des séries de prix différentes pour chaque simulation. Plus précisément, nous utilisons pour chaque simulation un tirage aléatoire de 5 jours de prix continus parmi les données de prix d'Energinet.dk.

Résultats et discussions

Dans cette section, nous utilisons le modèle décrit en section 3 pour évaluer les revenus potentiels d'une flotte de VE avec deux combinaisons des règles présentées en section 2. Dans un premier temps, les deux combinaisons de règles sont explicitées, puis les résultats sont détaillés pour chaque combinaison.

Scénarios de simulation

Les deux combinaisons de règles que nous retenons sont :

- **Combinaison A** : cet ensemble de règles correspond aux règles actuelles du GRT français RTE. Selon ces règles, les agrégations de VE ne sont pas autorisées à participer au réglage de fréquence primaire.
- **Combinaison B** : cet ensemble de règles correspond à un cas idéal de la combinaison des meilleures règles existantes à travers les 6 GRT que nous avons étudiés. C'est à dire que le réglage primaire est efficacement organisé par un marché dédié. Il n'y a pas de barrières aux nouveaux entrants, les agrégations de VE peuvent donc participer sur une base concurrentielle au même titre que les autres unités de production des services de réglage de fréquence. Par ailleurs, ils reçoivent un bonus pour leur flexibilité supplémentaire. La taille minimum pour participer est de l'ordre de 100kW, ce qui permet un processus incrémental de gestion des innovations et donc à des petites flottes locales de participer aux services systèmes.

Une vision simplifiée de ces règles est donnée dans le tableau 6 :

Tableau 6 : Les caractéristiques des combinaisons de règles

Règle	Combinaison A : Règles courantes RTE	Combinaison B : Règles idéales
R1 : Taille minimum	1MW	100kW
R2 : Interopérabilité entre GRD	Possible	Possible
R3 : Niveau d'agrégation	Impossible	Télémetrique
R4 : Nature du régime de paiement	Régulé	Marché aux enchères
R5 : Complétude du régime	Tous les services système sont rémunérés	Tous les services système sont rémunérés
R6 : Bonus pour flexibilité accrue	Non existant	Déterminé au niveau adéquat

Comparaison des combinaisons A statu quo et B avec les meilleures règles possibles : résultats

Les revenus par VE et par an sont présentés dans le tableau 7, pour les différents niveaux de puissance des PDC. Il est à noter que nos calculs sont minorés des week-ends, vacances et jours fériés et que la rémunération escomptée devraient donc être en pratique plus élevée que celle calculée ici. D'une manière générale nos hypothèses ont toujours été plutôt conservatrices de sorte de ne pas surestimer les revenus associés.

Tableau 7 : Gains annuels par VE en fonction des puissances de charge, pour les deux combinaisons de règles

Puissance du PDC		Rémunération par VE par an	
PDC Principal	PDC Secondaire	Combinaison A	Combinaison B
3	0	0€	180€
3	3	0€	310€
3	7	0€	505€
3	22	0€	1346€

7	0	0€	474€
7	3	0€	543€
7	7	0€	780€
7	22	0€	1448€

Il est observable que les résultats sont très dépendants de la puissance de charge comme nous l'avions annoncé. Les valeurs de rémunération peuvent atteindre jusqu'à 1448€ par VE et par an, ce qui est bien sur très significatif et conduirait à des niveaux de rémunérations de marché valorisant fortement les VE. Les rémunérations pour la combinaison A sont bien entendu bloquées à 0€ car les VE ne sont pas autorisés à participer au réglage dans le cadre actuel des règles technico-économiques en vigueur. Ces résultats peuvent être pondérés avec la répartition des puissances de charge et les différents scénarios (cf tableaux 3 et 4). Les résultats par VE et par an, en supposant que l'agrégateur rémunère de manière égale tous les VE, sont donnés dans le tableau 8 :

Tableau 8 : Gains annuels par VE pour chaque scénario (Tableau 4) et chaque combinaison de règles

Scénario	Revenus par VE et par an	
	Combinaison A	Combinaison B
Scénario 1	0€	193€
Scénario 2	0€	326€
Scénario 3	0€	459€
Scénario 4	0€	593€

Ces résultats permettent de mettre en évidence le manque à gagner pour une flotte de VE si les règles de marché implémentées leur sont défavorables. Avec la combinaison A, les VE ne peuvent tout simplement pas participer, et leur revenu est donc de 0€. Avec la combinaison de règles B, les VE peuvent espérer gagner entre 193€ et 593€ par an. En tenant compte de ces flux de revenus supplémentaires au titre de la gestion de la fréquence, on intègre donc un bénéfice supplémentaire à la possession d'un VE qui est loin d'être négligeable dans l'estimation du Cout total de possession d'un véhicule.

Conclusion

Dans cette étude, nous avons tout d'abord identifié les règles de marché des GRT les plus importantes pour des flottes de VE désireuses de participer aux services système. Nous avons ensuite développé un modèle nous permettant d'évaluer les revenus potentiels d'une telle flotte pour le réglage primaire de fréquence. Enfin, nous avons comparé ces revenus sous deux hypothèses d'ensemble de règles différentes. Avec les règles actuelles de RTE, les VE ne pourraient pas prétendre au marché du réglage primaire, ils ne pourraient donc pas obtenir de rémunération. Avec une combinaison de règles idéales, leur rémunération serait de 193€ à 593€ par an et par VE, en fonction de la pénétration de points de charge au travail.

Dans la suite de nos modélisations nous chercherons à étendre notre modèle dans deux directions : d'abord en prenant en compte des flottes professionnelles (la Poste, ERDF, les taxis...) en ajustant les modèles de flotte et les paramètres de consommation des VE ; ensuite, en étudiant systématiquement les modalités de participation des flottes de VE à d'autres usages sur les marchés électriques que la simple participation au contrôle de la fréquence. Nous pensons ainsi que notre modèle pourrait être adapté pour déterminer les modalités technico-économiques de participation des flottes de VE à l'effacement de la demande électrique lors des heures de pointe, à la gestion de la tension sur les réseaux de distributions, au couplage avec les surplus de production des énergies renouvelables... autant de questions que notre première étude permet d'envisager dans un cadre modélisé de référence.

Par ailleurs, il est à noter que notre approche pourrait être étendue à d'autres unités que le simple véhicule électrique. En effet, toute unité de stockage pourrait valoriser sa disponibilité de la sorte, et en particulier des batteries stationnaires qui pourraient être des batteries de VE en seconde vie.

Remerciements

Cette publication bénéficie du support de la Chaire « PSA Peugeot Citroën Automobile : Technologies hybrides et Économie de l'Électromobilité, Ci-nommée Chaire Armand PEUGEOT » portée l'École CentraleSupélec et l'ESSEC, et soutenue par PEUGEOT CITROEN Automobile.

Biographies des auteurs

Paul Codani : Chef de Projet Smart Grids chez Groupe PSA. Docteur en Sciences de l'Ingénieur, CentraleSupélec.

Yannick Perez : Maître de Conférences (HDR) en sciences économiques à l'Université de Paris-Sud. Professeur Associé à CentraleSupélec. Membre du RITM Université Paris-Sud et du LGI CentraleSupélec.

Marc Petit : Enseignant-chercheur (HDR) au département Electrotechnique et Systèmes d'Energie de CentraleSupélec et membre du laboratoire GeePs. Ancien élève de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, et docteur en génie électrique de l'Université Paris-Sud.

Bibliographie

Bessa, R.J. & Matos, M.A., 2010. The role of an aggregator agent for EV in the electricity market. In *7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010)*. IET, pp. 126–126. Available at: <http://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2010.0866> [Accessed October 17, 2014].

Borne Olivier, Yannick Perez and Marc Petit 2018, Market integration or bids granularity to enhance flexibility provision by batteries of Electric Vehicles, Energy Policy, Volume 119, August 2018, Pages 140–148.

Borne Olivier, Korte Klaas, Perez Yannick, Petit Marc and Purkus Alexandra 2018, Barriers to entry in Frequency-Regulation Services Markets: Review of the status quo and options for improvements, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 81, Part 1, January 2018, Pages 605–614.

Brunekreeft, G., 2012. On the role of international benchmarking of electricity Transmission System Operators facing significant investment requirements.

California Independent System Operator, 2011. Non-Generator Resources - Regulation Energy Management - Frequently Asked Questions.

California Independent System Operator, 2013a. Proposal for participation of non-generator resources in California ISO ancillary services markets.

California Independent System Operator, 2013b. Rules for net metering. Available at: http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA02R.

California Independent System Operator, 2013c. *Tariff Clarifications to Implement Pay for Performance Regulation*,

CGDD, 2013. Livre Vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les vehicules decarbones. , pp.1–198.

Commissariat General au Developpement Durable, 2011. Les vehicules electriques en perspectives.

Cross-border Mobility for EVs, 2013. Online publications. Available at: <http://crome.forschung.kit.edu/francais/57.php>.

Dallinger, D., Krampe, D. & Wietschel, M., 2011. Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(2), pp.302–313.

Electric Reliability Council of Texas, 2013a. Nodal Protocols Section 16 : Registration and Qualification of Market Participants.

Electric Reliability Council of Texas, 2013b. Nodal Protocols Section 3 : Management Activities for the ERCOT System.

Electric Reliability Council of Texas, 2013c. Nodal Protocols Section 4 : Day-Ahead Operations.

Electric Reliability Council of Texas, 2013d. Nodal Protocols Section 6 : Adjustment Period and Real-Time Operations.

Electric Reliability Council of Texas, 2012. Nodal Protocols Section 8 : Performance Monitoring.

- Energinet.dk, 2012. Ancillary services to be delivered in Denmark Tender conditions. , (October).
- Energinet.dk, 2013. Energinet.dk market clearing prices.
<http://energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>. Available at:
<http://energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>.
- FERC, 2011. Order 755 - Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets. , (755).
- FERC, 2013. Order 784 - Third Party Provision of Ancillary Services; Accounting and Financial Reporting for New Electric Storage Techno. , (784).
- Glachant, J.-M. & Perez, Y., 2009. The Achievement of Electricity Competitive Reforms: a Governance Structure Problem? In C. Menard & M. Ghertman, eds. *Regulation, Deregulation, Reregulation, Institutional Perspectives*. Edward Elgar.
- Green, R. et al., 2009. Benchmarking Electricity Liberalisation in Europe. In J.-M. Glachant & F. Leveque, eds. *European Union Electricity Internal Market: towards an Achievement?*. Edward Elgar.
- Han, S., Han, S. & Aki, H., 2014. A practical battery wear model for electric vehicle charging applications. *Applied Energy*, 113, pp.1100–1108.
- Han, S., Han, S. & Sezaki, K., 2012. Economic Assessment on V2G Frequency Regulation Regarding the Battery Degradation. *Innovative Smart Grids Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*.
- Haney, A.B. & Pollitt, M., 2012. International Benchmarking of Electricity Transmission by Regulators: Theory and Practice.
- Hauteclouque, A. & Perez, Y., 2012. Electricity Regulation. In Van den Berg & Paccess, eds. *Encyclopedia of Law and Economics*. Edward Elgar, pp. 377–405.
- Ingleson, J.W. et al., 2009. Tracking the Eastern Interconnection Frequency Governing Characteristic. *Power and Energy Society General Meeting 2010 IEEE*, pp.1–6.
- Kamboj, S., Kempton, W. & Decker, K.S., 2011. Deploying Power Grid-Integrated Electric Vehicles as a Multi-Agent System. *10th Int. Conf. on Autonomous Agents and Multiagent Systems - Innovative Applications Track (AAMAS)*, 1(Aamas), pp.2–6.
- Kempton, W. & Letendre, S., 1997. Electric Vehilces as a new power electric utilities source for electric utilities. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 2(3), pp.157–175.
- Kempton, W., Perez, Y. & Petit, M., 2014. Public Policy for Electric Vehicles and for Vehicle to Grid Power. *Revue d'économie industrielle*, 14(8), pp.263–290.
- Kempton, W. & Tomić, J., 2005a. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), pp.268–279.

- Kempton, W. & Tomić, J., 2005b. Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of Power Sources*, 144(1), pp.280–294.
- National Grid, 2012a. Balancing code 3: Frequency control process. , 3(3), pp.1–8.
- National Grid, 2012b. CUSC - SECTION 4 BALANCING SERVICES. , (June).
- National Grid, 2013. Grid Code Chapter 06 - Connection conditions. , (5).
- Perez, Y. & Ramos Real, F.J., 2008. How to make a European integrated market in small and isolated electricity systems? The case of the Canary Islands. *Energy Policy*, 36(11), pp.4159–4167.
- Perez, Y. & Ramos Real, F.J., 2009. The Public Promotion of Renewable Energies Sources in the Electricity Industry from the Transaction Costs Perspective. The Spanish Case. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, pp.1058–1066.
- Peterson, S.B., Apt, J. & Whitacre, J.F., 2010. Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization. *Journal of Power Sources*, 195(8), pp.2385–2392.
- PJM Interconnection, 2013a. Manual 1: Control Center and Data Exchange Requirements.
- PJM Interconnection, 2013b. Manual 10: Pre-Scheduling Operations.
- PJM Interconnection, 2013c. Manual 11 : Energy & Ancillary Services.
- PJM Interconnection, 2012. Manual 12: Balancing Operations.
- Raineri, R., Rios, S. & Schiele, D., 2006. Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry : an international comparison. *Energy Policy*, 34(1010750), pp.1540–1555.
- Reinhard, H. et al., 2006. The Liberalisation of the Continental European Electricity Market. *Energy Studies Review*, 14(2).
- Reseaux de Transport d'Electricite, 2014a. Documentation Technique de Référence Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT Article 4.1 – Réglage Fréquence/Puissance. , pp.1–17.
- Reseaux de Transport d'Electricite, 2004. Mémento de la sûreté du système électrique.
- Reseaux de Transport d'Electricite, 2014b. Règles Services Système. , pp.1–172.
- Rious, V. et al., 2008. The diversity of design of TSOs. *Energy Policy*, 36(9), pp.3323–3332.
- Sortomme, E. & El-Sharkawi, M. a., 2012. Optimal Scheduling of Vehicle-to-Grid Energy and Ancillary Services. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), pp.351–359.

Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, 2004. Operation Handbook. (June).

Vandael, S. et al., 2013. A comparison of two V2G mechanisms for providing ancillary services at the University of Delaware. *IEEE International Conference On Smart Grid Communications*.