



**HAL**  
open science

**Analyse prospective de la valeur ajoutée du couplage  
entre les énergies renouvelables et la recharge du  
véhicule LR2EV (Local Renewable Energies To Electric  
Vehicle) dans le cadre de Fabriques de la connaissance  
2019 Région SUD PACA**

Philippe Dumas

► **To cite this version:**

Philippe Dumas. Analyse prospective de la valeur ajoutée du couplage entre les énergies renouvelables et la recharge du véhicule LR2EV (Local Renewable Energies To Electric Vehicle) dans le cadre de Fabriques de la connaissance 2019 Région SUD PACA. [Rapport de recherche] Aix Marseille Université (AMU). 2019. hal-03596638

**HAL Id: hal-03596638**

**<https://hal.science/hal-03596638>**

Submitted on 3 Mar 2022

**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.



*Les fabriques de la Connaissance*

## Rapport prospectif LRE2EV

Analyse prospective de la valeur ajoutée du couplage entre les énergies renouvelables et la recharge du véhicule

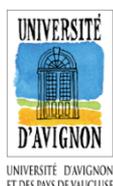
*dans le cadre de l'action 6 de l'axe 2:*

*Déploiement des énergies renouvelables et de la mobilité électrique : des dynamiques décentralisées en recherche de cohérence territoriale*

*LR2EV (Local Renewable Energies to Electric vehicle)*

*Partenariat Partenariat Région Provence-Alpes-Côte d'Azur*

*Etablissements d'Enseignement Supérieur et de Recherche*





# Rapport prospectif LRE2EV

Analyse prospective de la valeur ajoutée du couplage entre les énergies renouvelables et la recharge du véhicule électrique.

LRE2EV = local renewable energies to electric vehicle

RegionSud, AMU

Rapport prospectif - Ire2ev - livrable 2

Auteur correspondant: [philippe.dumas@univ-amu.fr](mailto:philippe.dumas@univ-amu.fr)

Note liminaire : Ce rapport s'appuie notamment sur des éléments récoltés dans le cadre d'une étude commanditée par la Région Sud Paca à une équipe académique d'Aix-Marseille Université constituée de deux enseignants chercheurs (F.Rychen et Ph.Dumas), un professeur associé (M.Teule) et deux stagiaires au niveau master2 (AnaSandoval, économiste et T.Bachour, ingénieur).

Au delà de cette équipe académique, de nombreuses sources (entretiens individuels, sondages, analyse comparée de projets européens, les échanges avec les équipes de la Région et de Capénergies, etc...) ont également factuellement nourri cette réflexion et parfois corrigé le point de vue initial. Ce rapport aspire à en rendre compte.

Prospectif, les critiques, avis, projections et recommandations qui apparaissent dans ce rapport n'engagent que son auteur ([philippe.dumas@univ-amu.fr](mailto:philippe.dumas@univ-amu.fr))

# Table des matières :

Glossaire .....	4
Introduction.....	5
Contexte et bornage.....	5
Méthodologie et organisation.....	5
Résumé exécutif .....	6
Résumé .....	7
Partie I - Questions & Réponses.....	10
Est-il a priori pertinent de coupler mobilité électrique et EnR ? .....	10
Quels arguments favorables au couplage ?.....	10
Quelle forme de couplage privilégié pour un co-déploiement ?.....	10
Pourquoi faut-il un indicateur voire, mieux, un marché de la garantie de puissance disponible EnR ? .....	11
Est-il préférable de privilégier un couplage local ? .....	12
La ressource est/sera-t-elle suffisante ? En énergie, en puissance ? .....	12
Quels sont les points d’alerte / de vigilance essentiels ? .....	12
Demain: quelles bornes ? .....	13
Quelle résilience accrue peut-on escompter du déploiement et du couplage local entre EnR et VE? .....	14
Quelles sont les principaux REX de l’analyse des projets réalisés ? .....	14
Quelle flexibilité est souhaitable ? Quelle finesse de pilotage ? .....	15
Quelles sont les principales recommandations ? .....	15
Partie II- Prospective .....	16
Hypothèses .....	16
L’utilisateur .....	17
Quelques scénarios de couplage .....	18
Conclusions .....	20
Figures .....	22
Annexes techniques.....	24
Combien de km-solaires par jour et par place de parking? .....	24
Coûts de la charge .....	24
Quels VE sont concernés ? .....	26
Renouvelables garanties et mobilité électrique (plaidoyer pour un indicateur ou une garantie de puissance EnR disponible) Que veut (voudra?) dire “rouler avec une électricité renouvelable” ? ..	27

Perspectives des Besoins en mobilité électrique vs. production d'EnR .....	29
Quid des départs en vacances et des pics d'appels de puissance ? .....	29
Vers un véhicule plus durable .....	30
Références & liens .....	31
Index alphabétique .....	34

## Glossaire

ACV ou LCA	Analyse de cycle de vie Life Cycle Analysis
BEV	Battery Electric Vehicle
CAPEX	CAPital EXpenditure (dépenses d'investissements)
EIT	European Institute of Innovation & Technology
EnR	Energies Renouvelables
EnR-gate	néologisme français, construit par analogie avec diesel gate.
EROCI	Energy Returned On Capital Invested
EROEI	Energy Returned On Energy Invested (et ses variantes)
JRC	Joint Research Center
Loi LAURE	Loi sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie du 30 décembre 1996
LCOE	Levelized cost of energy
LRE2EV	Local Renewable Energies To(2) Electric Vehicle
MCI	Moteur à combustion interne (véhicule thermique)
ME	Mobilité électrique
MT	Mobilité thermique
PDU	Plan de développement urbain
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PV	PhotoVoltaïque
REP/EPR	Réacteur (nucléaire) à eau pressurisé
TEC	transports en commun
TURPE	Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité
VE/Th	Vehicule Electrique/Thermique
V2H/G/X	Vehicule to Home/to Grid/to N'importe quoi
VTh	Véhicule à moteur thermique

# Introduction

## Contexte et bornage

Ce rapport a été réalisé dans le cadre d'une étude commanditée par la Région Sud.

Il est l'un des livrables d'un travail interrogeant la pertinence de dossiers couplant, éventuellement localement, déploiement des énergies renouvelables (EnR) et recharge de véhicules électriques (VE). La question sous-jacente est celle des plus-values réciproques de ces deux secteurs.

Ce rapport (livrable#2) dont la rédaction intervient après plusieurs mois de travaux (cf. Méthodologie) aspire à être plus prospectif que l'étude de benchmarking (livrable#1) qui s'appuie sur des projets déjà réalisés.

Nous avons choisi de lui donner une forme plus synthétique qu'exhaustive.

## Méthodologie et organisation

Ce travail se sera appuyé sur, et aura été enrichi par, une analyse de projets Européens (base JRC) et régionaux, des visites-entretiens avec des acteurs régionaux<sup>1</sup>, des interviews d'utilisateurs de VE et un sondage<sup>2</sup> réalisé numériquement, la participation à des conférences<sup>3</sup>, des ateliers-débats et, bien entendu, les études préexistantes<sup>4</sup>.

En termes de moyens humains : deux stagiaires en stage (5 mois) de master encadrés par trois académiques d'AMU (Ph.Dumas, physicien; F.Rychen, économiste et M.Teule, sociologue) se sont mobilisés sur 2019. Des points d'avancement, réguliers, les ont réunis autour de la table avec les acteurs du service Transition Energétique de la RégionSud, commanditaire de l'étude, et des représentants du pôle Capénergies.

---

<sup>1</sup> Syme05, SAPLabs, GareTGV, Démonstrateur Enedis,...

<sup>2</sup> cf Rapport Entretiens LRE2EV (rédacteur M.Teule)

<sup>3</sup> e4sm, journée européenne sur le développement d'une filière batteries, ines (solaire pour e-mobilité), smart port,...

<sup>4</sup> cf. commentaires dans la partie "Références et liens"

## Résumé exécutif

- Les batteries d'un parc de véhicules électriques constituent une capacité de stockage potentiellement intéressante.<sup>5</sup>
- Notamment via un couplage aux EnR à condition de mettre la flexibilité à profit.<sup>6</sup>
- Dans le cadre d'une mobilité électrique, la demande sociétale va dans le sens d'une mobilité décarbonée (très grande majorité) et alimentée par du renouvelable (~50%).
- Grâce à une nécessaire flexibilité de charge, un couplage dans le temps pour synchroniser (partie de la) charge et (partie de la) production EnR intermittente sera possible (et vertueux). Si l'on veut optimiser ces flux, fléchés, des outils ad hoc devront être développés. L'accompagnement du déploiement et de l'intégration des EnR requiert en effet une traçabilité, dans le temps, de la puissance EnR. A minima un indicateur mais probablement une garantie d'origine de puissance.
- Ce couplage est intéressant même si la production d'EnR est éloignée des lieux de charge.<sup>7</sup>
- Puisque la demande de charge des véhicules (ou capacité de stockage) sera diffuse sur le territoire, une production EnR également diffuse, voire à proximité des demandes, est a priori attractive. Elle est en effet à même d'augmenter la résilience<sup>8</sup> du système.
  - Le photovoltaïque, que le coût des panneaux rend de plus en plus concurrentiel, paraît alors adapté à des installations locales à petite échelle.
  - Toutefois, il faut garder à l'esprit que l'équilibre demande/offre est d'autant plus difficile à réaliser que l'échelle est locale. Les réseaux de distributions, fusse localement, devront, dans de nombreux cas, être sollicités mais on pourra être amené à opter contractuellement pour des configurations dans lesquelles s'il n'y a pas de besoins locaux et si les réseaux n'ont pas de besoins, l'énergie produite localement n'est pas injectée.
- De par les orientations qu'il impulsera et les arbitrages qu'il rendra, aujourd'hui inconnus, le politique aura un rôle important sur les développements à venir. Indépendamment d'orientations qui pourraient radicalement changer le visage de la mobilité (p.e. urbaine) et notre rapport au véhicule individuel, si l'on se projette en remplaçant "simplement" les thermiques par des électriques, soulignons deux inconnues économiques d'importance : savoir ce que deviendra la part des taxes sur les carburants qui contribue aujourd'hui à la TICPE et, si on souhaite développer un couplage local, disons à l'échelle d'une ville (10kms), l'éventuelle évolution du TURPE.
- Une première partie est rédigée sous forme de questions & réponses,
- Dans une deuxième partie, nécessairement plus prospective compte-tenu de ces inconnues,
  - nous posons des hypothèses de travail pour pouvoir faire des recommandations / propositions.
  - Selon que l'on optera pour une charge très flexible, vertueuse pour les réseaux (pour les EnR en particulier), ou inflexible et source de contraintes, le prix du kWh variera dans un rapport de 0,3 à 3.<sup>9</sup>
  - Pour rendre cette flexibilité accessible, des incitations pour une large diffusion de prises basse puissance, possiblement bidirectionnelles, seront mises en œuvre. Elles iront de pair avec l'évolution normative des standards de recharge/décharge.
  - Nous terminons par 4 scénarios de couplage et proposons de susciter des projets permettant de tester la pertinence d'une la charge pilotable basse puissance et l'intégration "temps réel" de puissance EnR disponible.

---

<sup>5</sup> 1TWh pour 20 millions de batteries de 50kWh (un chiffre comparable à l'énergie stockée/déstockée annuellement dans la STEP de Grand'Maison). Plus encore, 10% de ce parc connecté, ne serait-ce qu'à basse puissance (~3kW) correspond à un potentiel d'injection ou d'absorption, diffus, de 6GW (4 EPR)

<sup>6</sup> Voir figure1

<sup>7</sup> Voir figure2

<sup>8</sup> p.e. plus d'immunité aux augmentations de tarifs de l'électricité. C'est aussi un élément de sécurité en cas de coupure accidentelle du réseau. cf. paragraphe ad hoc dans la partie I.

<sup>9</sup> Voir figure 3. Dans cette échelle, arbitraire, 0,3 correspond au tarif réglementé de l'électricité et 1 au coût du kWh mécanique issu de la pompe à hydrocarbures. cf. Annexe ad hoc pour plus de précision.

## Résumé

Alors que, partout, on cherche fébrilement des leviers de flexibilité pour les réseaux énergétiques, ne pas considérer le parc annoncé<sup>10</sup> à venir de véhicules électriques à batteries (BEV), dont hybrides rechargeables (PHEV) serait une erreur.

Pourquoi ?

- parce que la majeure partie du parc est stationné (potentiellement connecté au réseau) la majeure partie du temps.
- parce que l'usage du parc est (forcément) décalé de la charge,
- parce que ce parc est disséminé sur tout le territoire,
- parce que la capacité énergétique de stockage dans les batteries sera alors significative (~TWh),
- parce que la puissance cumulée de charge ou décharge sera potentiellement importante.

Le couplage aux EnR est également une question pertinente

- parce que les EnR donnent accès à une électricité très décarbonée,
- parce que, comme les VE, la production EnR est potentiellement disséminée,
- que cela permet de considérer des couplages très locaux (pas d'injection sur le réseau), aux échelles de quelques dizaines de kms (réseau de distribution) ou sur de plus grandes distances (réseau de transport).
- parce que l'utilisateur préférera sans doute: d'abord ne pas rouler carboné<sup>11</sup>, ensuite, rouler renouvelable, plutôt que nucléaire<sup>12</sup>.

De cette première courte analyse, il apparaît déjà :

- le lien entre les trois ingrédients : EnR + ME + flexibilité de (dé)charge
- et donc que, a priori, les couplages les plus pertinents concerneraient prioritairement
- les enr non pilotables intermittentes comme l'éolien ou le PV (lire: pas l'hydraulique, moins intermittent voire pilotable)
- les configurations où les véhicules, non utilisés, pourront être souvent raccordés.
- que cela a donc des implications en termes
- d'usages
- de localisations de la production ou de la (dé-)charge

---

<sup>10</sup> Le parc automobile français, thermique, dépasse en 2019 les 30M de véhicules. En mai 2019, dans le cadre de la Loi Mobilité, les députés ont voté la fin de la vente des véhicules thermiques en France pour 2040 et l'objectif d'une décarbonation totale de la mobilité terrestre pour 2050.

<sup>11</sup> Si le travail vise la France, il n'est pas interdit de penser à l'export vers des pays où le mix énergétique est beaucoup plus carboné. L'intérêt des EnR pour alimenter la mobilité électrique y est d'autant plus fort.

<sup>12</sup> C'est un des enseignements de notre enquête : tous les sondés souhaitent rouler décarboné et que la moitié privilégierait les EnR.

Segmentons, pour simplifier, les usages en trois catégories :

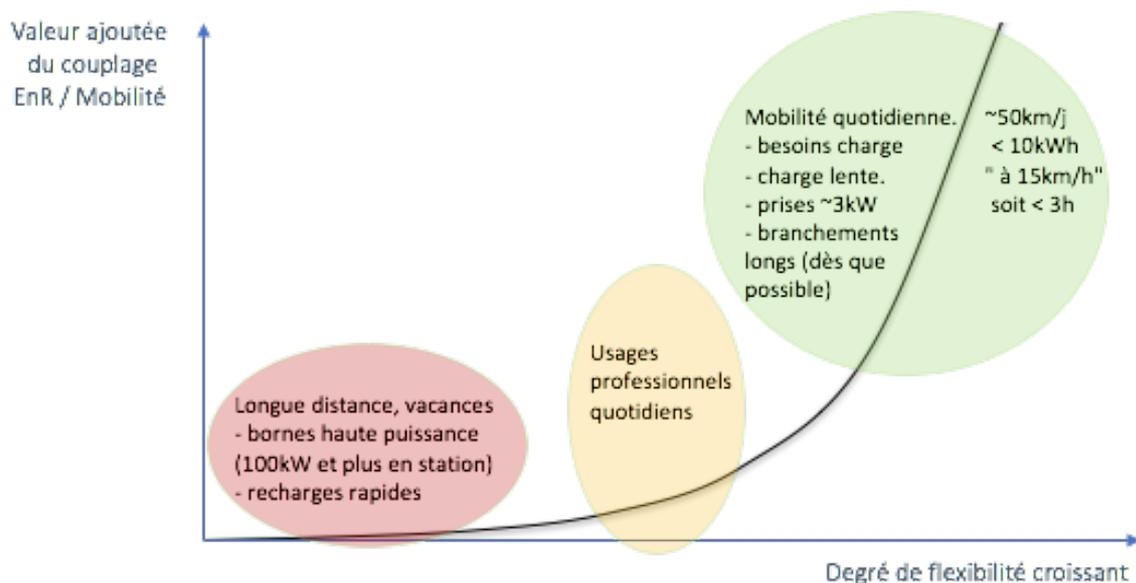


Figure1 (Ire2ev) : Selon l'usage, plus ou moins de flexibilité (de charge) est possible. La flexibilité est le trait d'union permettant de coupler, en dépit de l'intermittence, la production EnR et la mobilité électrique.

1. Celle de la mobilité personnelle quotidienne (domicile, travail, école, courses,...) correspond à une utilisation quotidienne du véhicule peu intense (en termes de kms parcourus et de temps). Les temps cumulés de stationnement sont plusieurs fois supérieurs aux besoins de charge même sur des prises de puissance "domestique" (~3kW)<sup>13</sup>. Cette catégorie offre donc un gisement de flexibilité optimal et représente une part conséquente de la consommation.

2. Celle de la mobilité professionnelle quotidienne exige de pouvoir parcourir plus de kms, mais sauf véhicules intensivement utilisés, conserve de la flexibilité (nuits, week-end, modulation de charge).

3. Enfin, la catégorie d'usages dont on voit a priori peu comment ils s'accommoderaient de flexibilité notable et ne nécessiteraient pas des bornes de recharge très rapides (~100kW et plus). Le prototype, caricatural, en est la transhumance routière des congés<sup>14</sup>. Précisons que nous ne nions aucunement les avantages à alimenter des charges, fussent-elles rapides, ou même d'autres usages, avec un mix riche en EnR. Nous insistons ici sur la valeur ajoutée d'un fléchage spécifique de la production EnR vers la consommation de charge. Cette valeur ajoutée dépend fortement de la flexibilité.

Ainsi, quand la charge peut être flexible, un couplage (dans le temps<sup>15</sup>) permettant de synchroniser une partie de la charge à une partie de la production EnR est intéressant. Il sera alors nécessaire d'aller au delà des garanties d'origine de l'énergie pour proposer des outils de garantie d'origine de la puissance EnR (cf Annexe ad hoc). Si on envisage aussi du V2G, on augmente potentiellement l'intérêt pour le réseau mais ce service n'est pas spécifique aux EnR.

Mais qu'en est-il d'un couplage (dans l'espace) local ? Y-a-t-il une plus value à ce que production et charge soient proches/liées ? Et si oui à quelle échelle est-ce intéressant pour la société, techniquement

<sup>13</sup> 3h (soit une petite fraction du temps de stationnement) de charge effective à ~3kW (prise 16A domestique) permettent de parcourir en milieu urbain 50km (soit plus que le déplacement moyen quotidien selon l'ADEME)

<sup>14</sup> 1/2h de charge à une puissance de 100kW apportera 150kms d'autonomie à vitesse raisonnable sur autoroute.

<sup>15</sup> On conviendra aisément que stocker une première fois, temporairement, l'énergie issue d'EnR pour ensuite la reverser dans les batteries (de stockage) des VE ne saurait être qu'un deuxième choix. Choix qui peut se justifier notamment dans le cas de sites de production non connectés.

ou économiquement ? Répondre à cette question est objectivement plus délicat.<sup>16</sup>

Tirer instantanément profit d'un vent inattendu soufflant sur un parc éolien offshore pour charger des véhicules flexiblement branchés qui utiliseront cette manne de manière différée présente, nous l'avons dit, des avantages. Au delà de l'aspect technique, des consommateurs pourraient opter pour des offres avec une garantie d'origine de puissance<sup>17</sup>.

Si l'on souhaite rapprocher (dans l'espace) la production EnR de la charge, c'est très majoritairement au photovoltaïque qu'il faut avoir recours car le déploiement d'éolien techniquement efficace (lire de grande puissance) ne se fait pas à une échelle assez petite.

Plus on souhaitera coupler localement, moins le foisonnement (production et demande de charge) sera favorable à la synchronisation dans le temps nécessaire à l'équilibrage. D'un autre côté, la proximité production/consommation peut permettre d'atténuer les contraintes sur le réseau de distribution. Une grande dispersion des moyens de

Si l'on a moins recours aux réseaux, un TURPE réduit est-il envisageable, et si oui, à quelle échelle ?

La figure 2 s'efforce de représenter cette tendance et sa complexité.

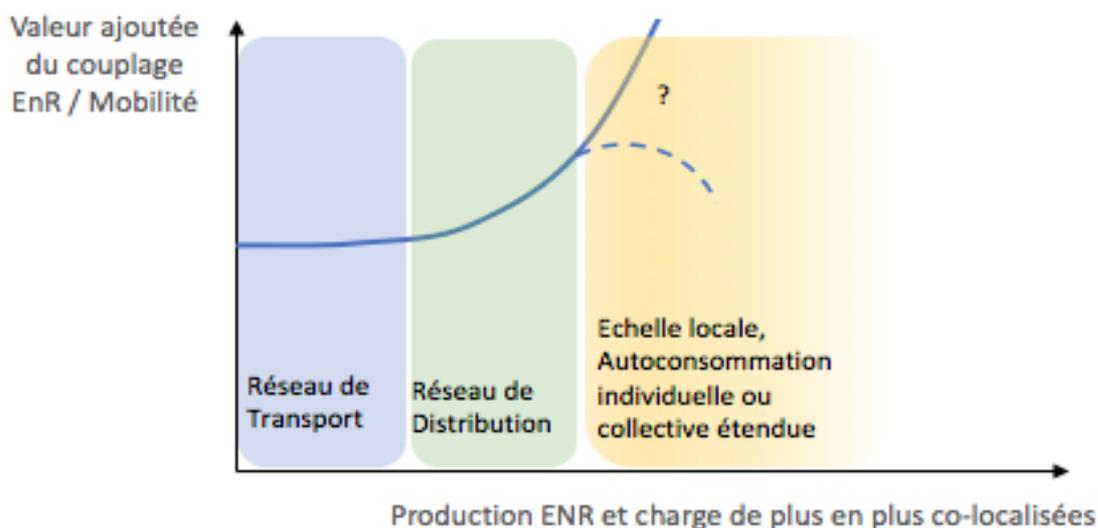


Figure2 (Ire2ev) : Les arbitrages politiques donneront, ou non, plus de valeur au couplage local, toutefois, même s'il faut transporter la puissance sur de grandes distances, le gisement de capacité de stockage d'un large parc de véhicules électriques donne de la valeur au couplage aux EnR mais pas qu'aux EnR.

On pourrait la résumer comme suit. Quelle que soit la distance, il y a toujours une valeur ajoutée réciproque à coupler EnR et charge de VE. A courte distance, sauf exception, la connexion aux réseaux sera nécessaire (tant pour sécuriser la charge, sauf si on accepte de ne pas charger, que pour valoriser la production, sauf si on accepte de ne pas produire quand il n'y a pas de besoins de charge) et l'intérêt dépendra de la politique tarifaire d'usage local des réseaux. Le politique, au sens large, aura une importance sur le développement de ces couplages.

Soulignant l'importance de la flexibilité, nous posons ensuite des hypothèses (de tarifs, de déploiement d'infrastructures, etc..) pour pouvoir nous projeter dans des réalisations potentielles de couplages, à différentes échelles. Nous terminons par 4 scénarios de couplage et proposons de susciter des projets permettant de tester la pertinence d'une la charge pilotable basse puissance et l'intégration "temps réel" de puissance EnR disponible.

<sup>16</sup> Nous nous plaçons ici dans le contexte des réseaux de transport et de distribution bien développés comme les réseaux français.

<sup>17</sup> A ne pas confondre avec la garantie d'origine, usuelle, de l'énergie. cf Annexe ad hoc

# Partie I - Questions & Réponses

## Est-il a priori pertinent de coupler mobilité électrique et EnR ?

Oui, sur les plans :

- Sociétaux : La possibilité d'une mobilité alimentée par des EnR correspond à une demande de la société<sup>18</sup>.
- Techniques : Mettre à profit la flexibilité que peuvent apporter les batteries pour s'affranchir des contraintes liées à l'intermittence de la production est aussi un élément très favorable.
- Économiques : Pour ne citer que le PV, le coût au kWh ne cesse de baisser. Dans certains contextes, il est déjà descendu en dessous de la parité réseau<sup>19</sup>. Plus macroscopiquement, une étude récente<sup>20</sup> s'intéressant au financement (aujourd'hui) de la mobilité (future), et prenant en compte les coûts depuis la prospection jusqu'au service de mobilité rendu introduit le ratio ERoCI (Energy Returned on Capital Invested, notion inspirée de ERoEI) et établit qu'il est 6 fois meilleur pour la chaîne PV+éolien -> ME que pour la chaîne Hydrocarbures -> MT.

## Quels arguments favorables au couplage ?

- Rouler décarboné (et dé-azoté) est une aspiration largement retrouvée dans les sondages d'opinion. Mais cela pourrait ne pas suffire à satisfaire la demande sociétale la tendance observée dans notre sondage en ligne (sondage Ire2ev) est que 43% de nos sondés ne se disent pas prêts à rouler avec une électricité peu carbonée majoritairement produite dans des centrales nucléaires<sup>21</sup>.
- Environnementalement parlant, rouler électrique d'origine EnR est préférable à rouler électrique "juste" décarboné (lire d'origine nucléaire) et à rouler électrique d'origine carboné (lire : sources fossiles)<sup>22</sup>.
- Maîtrise des coûts de la mobilité : Alors que l'on s'attend à voir le coût du kWh réseau augmenter. Stabiliser le coût de production du kWh d'EnR peut-être une sécurité.
- La demande de charge sera disséminée sur le territoire. Privilégier une production électrique disséminée (comme c'est aisé pour le PV) contribuera à équilibrer localement les réseaux.
- Plus d'indépendance/d'autonomie/de résilience énergétique à petite échelle (régionale par exemple)

## Quelle forme de couplage privilégier pour un co-déploiement ?

- Quand c'est possible, à l'échelle du particulier, le couplage à domicile PV/charge semble très intéressant. La surface d'une place de parking (~12m<sup>2</sup>), ou un peu plus, recouverte de PV, peut générer la puissance requise pour une charge basse puissance (~3kW) qui donnera ~15 km d'autonomie par

---

<sup>18</sup> 95% des 470 sondés (Ire2ev) se disent favorables à rouler avec une électricité d'origine EnR. Pour la moitié d'entre eux c'est le côté décarboné qui prime. Voir aussi les enquêtes citées dans "Références & Liens".

<sup>19</sup> Un panneau PV (seul) de 300Wc coûte (nov.2019) moins de 100Euros. En Région SUD-PACA, il produira 400kWh/an. De quoi parcourir plus 2000 km en voiture, en ville (3 fois plus en scooter électrique, 20 fois plus vélo à assistance électrique). Pour une étude plus approfondie, on se reportera à l'article "A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union" cité en Références&Liens

<sup>20</sup> Wells, Wires & Wheels, August 2019, by Mark Lewis for BNP Paribas for professional investors

<https://docfinder.bnpparibas-am.com/api/files/1094E5B9-2FAA-47A3-805D-EF65EAD09A7F>

<sup>21</sup> Il s'agit du même sondage que celui cité au-dessus.

<sup>22</sup> Ce point pourrait être source de polémiques car on sait la difficulté de débattre sereinement des impacts sociétaux comparés d'un barrage ou de la filière nucléaire actuelle.

heure de charge.<sup>23</sup>

- Ce concept peut être étendu à des ombrières sur des surfaces plus grandes comme des parkings de covoiturage ou de supermarché ou du PV en toiture dans les entreprises. Lorsque la couverture PV atteindra des puissances compatibles avec les bornes rapides (50kW soit >20 places) ou superchargeurs (120kW soit >50 places), l'opportunité d'installer en plus des prises pilotables de ~3kW pour tous les stationnements une ou plusieurs bornes rapides pourra être envisagé.
- Si ces solutions qui co-localisent production et distribution sont susceptibles d'encourager l'engagement durable vers le VE, les solutions où la production est plus (réseau de transport) ou moins (voisinage local, aval porte source, réseau de distribution) éloignée de la distribution sont également intéressantes. Elles permettent d'intégrer plus facilement l'éolien, non compatible avec les zones urbanisées.
- Auquel cas des solutions type "centrales virtuelles" (agrégation de production d'EnR, voire de lieux de charge) avec une garantie d'origine de Puissance (et non seulement d'énergie) sont nécessaires indispensable pour promouvoir le co-déploiement. Nous développons ce point dans le paragraphe suivant.

## Pourquoi faut-il un indicateur voire, mieux, un marché de la garantie de puissance disponible EnR ?

*Annexe technique associée : "Renouvelables garanties et mobilité électrique (plaidoyer pour un indicateur ou une garantie de puissance EnR disponible) Que veut (voudra?) dire "rouler avec une électricité renouvelable" ?"*

- Parce que l'électricité ne se stocke pas gratuitement et que le réseau doit à chaque instant être à l'équilibre. Équilibre entre la puissance produite (EnR intermittentes comprises) et la puissance consommée (charge du VE comprise). On ne peut donc pas durablement faire "comme si" se contenter d'équilibrer l'énergie produite et l'énergie consommée à l'échelle d'une année<sup>24</sup> ou moins ne suffit pas. Il n'y a qu'à imaginer un site isolé (sans stockage) avec panneaux PV et ampoules...
- Parce qu'aujourd'hui, il est à parier que la majorité des consommateurs ayant souscrit une offre 100% EnR chez leur fournisseur, ou se rechargeant sur une borne déclarant "L'électricité qui alimente cette borne est 100% d'origine renouvelable" croient de bonne foi que leur-mix-à-eux est renouvelable. Essayez de les en dissuader et vous risquez l'altercation<sup>25</sup> tant leur démarche est vertueuse et sincère. Au delà de l'éthique, ce manque de transparence (d'où l'indicateur minimal), s'il persistait, pourrait conduire à une perte de confiance, à une forme de rejet. Une sorte de risque d'EnR-gate.
- Le marché des garanties d'origine renouvelable de l'énergie<sup>26</sup> ne suffit plus dès lors que la proportion d'EnR augmente au delà d'une production marginale. Puisqu'il faut équilibrer le réseau, il faut raisonner en puissance et se doter des outils ad hoc.
- Outils qui permettront la transparence mais également le développement d'un marché de garantie de puissance EnR.
- Très flexible car branchant sa voiture dès que possible, l'automobiliste pourrait par exemple souscrire une offre maximisant la proportion de charge d'origine EnR bien au delà du mix moyen. Cela n'est possible que si l'opérateur de charge peut associer en temps réel une production disponible EnR et la charge, flexible et pilotable.

---

<sup>23</sup> cf Annexe technique "Combien de kms par jour et par place de parking?"

<sup>24</sup> ou même d'une journée, d'une heure

<sup>25</sup> C'est du vécu !

<sup>26</sup> A priori vertueux puisqu'en principe, la demande devrait favoriser les investissements pour des productions de type EnR.

- Tant la perspective d'une telle offre (pas limitée aux usages de mobilité mais c'est la première cible) que l'existence des outils techniques devraient avoir des impacts très positifs sur plusieurs aspects:
  - sur le développement et l'intégration des EnR car non seulement la production annuelle pourrait être vendue mais en plus avec une garantie d'achat de la puissance donc plus de facilité d'intégration sur le réseau.
  - chez tout un chacun, par l'expérience, une meilleure appropriation et compréhension des notions d'énergie, de flexibilité et de puissance, briques essentielles de la transition énergétique.
  - sur le développement de la mobilité électrique pour ceux qui souhaitent "rouler EnR".

## Est-il préférable de privilégier un couplage local ?

- Un couplage strictement local (lire sans recours au réseau de distribution) ou de proximité (lire: dans la limite de 2km) est préférable mais n'est pas indispensable. Une centrale PV au sol ou éolienne à 20km d'un centre-ville pourrait contractualiser pour alimenter préférentiellement par exemple des bornes ou prises publiques dans la ville. C'est notamment la distance entre la ville d'Amsterdam et l'aéroport de Schipool où sont installés 15MW de PV.<sup>27</sup> Dans ce cas-là, le modèle économique devra intégrer le recours au(x?) réseau(x?). Le TURPE<sup>28</sup> est constamment en évolution et traduira les orientations politiques.
  - Techniquement, privilégier le couplage local est à même de minimiser les investissements dans le renforcement des réseaux.
  - Un diagramme "plus-value du couplage vs. localité" a été proposé<sup>29</sup>. La plus-value augmente avec la co-localisation mais cela dépend aussi des choix du TURPE. Voir Figure2.

## La ressource est/sera-t-elle suffisante ? En énergie, en puissance ?

*Annexes techniques associées: "Perspectives des Besoins en mobilité électrique vs. production d'EnR" et "Quid des départs en vacances et des pics d'appels de puissance ?"*

- Oui: En 2018 déjà, la production française d'énergie issue d'EnR (en augmentation) répondrait aux besoins de la moitié d'un parc français 100% électrique.
- En termes de puissance, cela dépendra des stratégies de flexibilité que nous saurons collectivement mettre en place. Aujourd'hui la puissance Eolien+PV est déjà de 24GW alors que, sans "effort" de flexibilité, nous estimons la puissance nécessaire à la charge à 30GW<sup>30</sup> (rq: 1/3 de Pmax de consommation nationale en hiver). En fait, si une telle puissance était appelée, selon l'heure et le lieu, les limites des réseaux pourraient être l'élément limitant.

## Quels sont les points d'alerte / de vigilance essentiels ?

- Les IRVE sont un point de vigilance. Les bornes de puissance nécessitent de forts investissements. Investissement qu'il va falloir amortir sur une certaine durée. Durée de pertinence technologique (software, hardware, évolution normative) d'autant plus courte que les véhicules évoluent rapidement. C'est un risque économique dans les modèles et alors que des prises ~3kW peuvent être plus résilientes ou durables, quelles perspectives temporelles avons-nous pour les bornes d'aujourd'hui de 20 ou 50kW ?

<sup>27</sup> couplés à de la mobilité dans le cadre du projet Interreg SEEV4. Cf. Rapport Benchmarking.

<sup>28</sup> Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

<sup>29</sup> figure 2

<sup>30</sup> Ce chiffre correspond au branchement simultané (sans "effort" de flexibilité) de 1/3 de la flotte (10 millions) en ~3kW ou de 1/100 de la flotte à 100kW. cf aussi Annexe ad hoc sur les pics de départs en vacances...

- En outre, les retours des utilisateurs<sup>31</sup> sur la praticité et la disponibilité<sup>32</sup> des réseaux de bornes ne sont pas encourageants quand bien même la barrière du branchement est passée.
- En dépit des nombres reportés dans l'étude RTE<sup>33</sup>, qui repose sur certaines hypothèses, il ne nous apparaît pas évident du tout que le réseau puisse répondre à la demande de charge des VE lors des chassés croisés des vacances. A moins de la mise en place d'incitations ou de régulations coercitives favorisant l'étalement de la demande ou le train-auto. Ou à moins que les batteries des VE ne soient toutes très largement (sur-)dimensionnées (ce qui pose un problème de ressources naturelles) pour assurer l'autonomie nécessaire pour ces quelques jours/an alors que pour la majeure partie de l'année une batterie 5 fois moindre suffirait.
- Nous alertons aussi fortement sur le fait de ne pas simplifier à outrance le discours (notamment sur les garanties d'origine renouvelable qui "oublie" dangereusement l'équilibre, le stockage et/ou la flexibilité) pour ne pas prendre le risque d'une future défiance anti-EnR. Bien au contraire, nous devrions profiter de la transition vers la mobilité électrique pour en faire un vecteur pédagogique, transparent, qui apportera à tous une meilleure compréhension/culture des enjeux énergétiques et sera un atout pour la transition.

## Demain: quelles bornes ?

Ce travail n'a pas la prétention à se substituer à des études dédiées beaucoup plus approfondies et parfois spécifiques au territoire comme par exemple, l'APR ADEME CATIMINI (Christine Voiron-Canicio et Gilles Voiron, laboratoire Espace, 2017)<sup>34</sup>. Toutefois nous voudrions souligner deux points :

- Le premier est que la question, spécifique à ce travail, du couplage aux EnR fait sans ambiguïté ressortir le besoin de flexibilité et que nous avons montré comment cette dernière était servie par des prises de recharges basse puissance, pilotables et largement diffusées. Solution qui, de notre point de vue, répondrait à la fois, et ce n'est pas coutume, à la demande des utilisateurs quotidiens et aux besoins techniques des réseaux.
- Le deuxième point est que cette proposition de solution ne ressort pas dans l'étude déjà mentionnée. Un rapprochement avec les auteurs serait intéressant mais il nous semble que la méthodologie employée de système expert dans Catimini ne saurait faire émerger (ce n'est pas son objet) de solution non encore déployée puisque, intrinsèquement, elle compare les prémisses des règles à une base de faits de terrain.

Le travail réalisé suggère que la palette des IRVE pourrait s'étendre et évoluer vers :

- un large déploiement de prises de recharge (voire de V2G) de ~3kW (dans tout ce rapport 3kW est à prendre comme un ordre de grandeur<sup>35</sup>) pilotables. Déploiement partout où c'est possible/nécessaire (maison individuelle, copropriétés, entreprises, places de stationnement, etc...) qui ne demanderait par un renforcement des réseaux. La flexibilité venant d'un temps de branchement très supérieur au temps nécessaire à la recharge des besoins quotidiens (~10kWh). Cette flexibilité est nécessaire au réseau en général et au couplage EnR en particulier.
- des bornes de très forte puissance (~120kW voire plus), procurant 2h d'autonomie en moins d'1/2h de charge. Compte-tenu de leur destination (itinérance, stations services,...), ces bornes ne sauraient offrir qu'une flexibilité limitée (à celle de la sécurité réseau) et ne pourraient intégrer les

<sup>31</sup> Plusieurs sources dont les entretiens que nous avons menés ou l'enquête de l'association bfcme (<http://www.bfcme-asso.fr/>)

<sup>32</sup> Déconnexions intempestives, temps de recharge allongés, facturation au kWh\_effectif de facto augmentée....

<sup>33</sup> Rapport RTE, mai 2019, Enjeux du développement de l'électromobilité, section 4.2 [https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite\\_synthese\\_9.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite_synthese_9.pdf)

<sup>34</sup> Potentiel régional de l'électromobilité – batterie et hydrogène – Analyse à l'échelle communale. <https://www.geomobinn.fr/etude-catimini/>

<sup>35</sup> Un ordre de grandeur évoquant la prise la plus courante sans ignorer que cela peut varier d'un pays à l'autre et que, pour la France, par décret (2017-26 du 12 janv. 2017), une prise domestique non spécifique à la charge de VE peut être utilisée jusqu'à 1,8kW.

“contraintes” de couplage EnR<sup>36</sup>.

## Quelle résilience accrue peut-on escompter du déploiement et du couplage local entre EnR et VE?

Nous passerons rapidement sur l'intérêt tant stratégique qu'économique d'augmenter la part de production d'énergie sur le territoire national<sup>37</sup> pour ne considérer que l'échelle plus locale:

- Si le vent peut faire tourner les éoliennes, il peut aussi, comme d'autres aléas météorologiques, endommager le réseau électrique et empêcher la distribution depuis les centrales de production jusqu'au consommateur. Le temps de diagnostiquer et d'intervenir, on peut alors se retrouver dans des situations où, pendant plusieurs jours, des milliers de foyers sont privés d'électricité. Aujourd'hui d'électricité “seulement”, demain aussi de mobilité électrique ! Plus la production sera locale et diffuse, plus il sera possible de préserver, dans des poches temporairement déconnectées de la production nationale un service minimum en cas d'urgence.<sup>38</sup> De plus, au-delà de la production, les batteries des VE représentent une capacité de stockage appréciable et le V2G devrait permettre d'arbitrer l'usage de cette énergie vers les heures et les besoins prioritaires. Gageons que les consommateurs bénéficiaires apprécieront ce service minimum rendu possible par ce couplage (une production décentralisée et par des batteries disséminées dans les VE) tout autant que l'attendu retour à la normale.
- L'autre “sécurisation” est celle du coût de la mobilité pour l'utilisateur en le “garantissant” stable pour plusieurs années. Dans la mesure où le coût marginal des EnR est quasi nul, on peut ainsi s'affranchir des variations du prix de l'énergie “à la pompe”. Que celui-ci soit dû au marché des hydrocarbures, comme aujourd'hui, ou à des tendances haussières observées et annoncées<sup>39</sup> du kWh électrique. Le prix du kWh EnR est donc largement déterminé par le CAPEX même s'il peut également dépendre du coût de la maintenance, et selon les cas, d'un TURPE éventuel et de l'évolution des taxes. La part grandissante des dépenses de mobilité quotidienne (travail, accompagnements...) dans le budget des ménages est un point de vigilance. Les analyses de l'étude mobilités déplacements, en cours, seront intéressantes mais ne devraient pas contredire les liens avec le type d'urbanisation<sup>40</sup> et le développement des réseaux de transport. A titre d'exemple, la métropole de Marseille, très étendue, avec un taux (emplois+habitants)/surface faible, des bassins d'emplois éloignés des bassins de vie est souvent étudiée.

## Quelles sont les principaux REX de l'analyse des projets réalisés ?

- Le premier est que ces projets, pour intéressants qu'ils soient, ne se projettent pas, comme nous essayons de le faire dans cette étude prospective, dans le contexte d'une massification de la mobilité électrique. Les modèles économiques sont notamment peu extrapolables ne serait-ce que parce que les taxes (TICPE) et conditions tarifaires (TURPE) de demain sont encore inconnues.
- On observe toutefois, dans les projets analysés :
  - qu'il s'agit majoritairement de mobilité quotidienne de véhicules particuliers
  - que la charge moyenne sur bornes publiques (pas nécessairement quotidienne) est de l'ordre

---

<sup>36</sup> sauf, peut-être des stations-services directement implantées sous des éoliennes ou en bordure de champ PV...

<sup>37</sup> quand bien même les moyens de production nécessaires viendraient de l'étranger. On peut penser aux panneaux PV.

<sup>38</sup> sur le plan technique, cela nécessite des adaptations car, au-delà de la maison isolée, on ne peut réinjecter sur le réseau sans un chef d'orchestre donnant le tempo (du 50Hz).

<sup>39</sup> ~32% sur 5 ans entre 2012 et 2017 selon la CRE.

<sup>40</sup> Nicolas Jean-Pierre, Vanco Florian, Verry Damien, « Mobilité quotidienne et vulnérabilité des ménages », Revue d'Économie Régionale & Urbaine, 2012/1 (février), p. 19-44. DOI : 10.3917/reru.121.0019 SMASH.

URL : <https://www.cairn.info/revue-d-economie-regionale-et-urbaine-2012-1-page-19.htm>

de 10kWh<sup>41</sup>.

- une tendance au partage (du véhicule, de la borne)
- un couplage local au PV ou un couplage non local au PV+éolien (voire à tout le/un mix) via des centrales virtuelles
- quand les informations sont disponibles, il ne semble pas y avoir de modèle économique, court terme, équilibré.<sup>42</sup>

## Quelle flexibilité est souhaitable ? Quelle finesse de pilotage ?

- Par “finesse” nous entendons ici non seulement la réactivité, la vitesse à laquelle tel ou tel usage pourrait être activé ou désactivé mais aussi la palette des usages pilotables. En d’autres termes, la constante de temps entre l’information sur la production<sup>43</sup> (un nuage passe sur mon PV) et l’action (je dois suspendre la charge) et la subtilité de l’action (je peux diminuer la puissance, la mettre à zéro voire actionner du V2X).
- On gagnera en flexibilité, au prix d’une complexité accrue, en augmentant la finesse de pilotage.
- Les besoins en finesse décroissent naturellement avec le foisonnement des productions.
- Un couplage très local est donc susceptible de demander plus de finesse pour éviter de dépasser la puissance souscrite si connexion au réseau.
- Toutefois, pour beaucoup d’applications, un pilotage (“top-down”) à l’échelle de quelques minutes par les opérateurs de charge est/serait déjà très intéressant.

## Quelles sont les principales recommandations ?

- Développer le couplage
  - prioritairement pour la mobilité quotidienne
  - en minimisant la distance production/charge selon TURPE. Donc plutôt le PV, plus diffus, que l’éolien, plus concentré. D’autant plus que le potentiel de développement à terre est plus grand.
- Rendre les opérations (de recharge, de paiement...) simples pour les usagers
- Envisager très sérieusement les prises de basse puissance en complément des bornes de recharge rapide.
- Ne pas considérer comme inéluctable l’augmentation de la capacité des batteries, de toutes les batteries. Se questionner sur les besoins de batteries de forte capacité (sauf usages intensifs réguliers) et sur leur empreinte carbone (éventuellement “éligible” au malus).
- Au-delà des modes doux des TEC, et des véhicules partagés, promouvoir la petite mobilité électrique (voitures et moins).
- Accepter qu’une tarification graduelle puisse rétribuer simplement la flexibilité, incitant l’étalement de la demande hors des pics, développant, chez tous, la culture de la frugalité énergétique, de ses apports, de ses contraintes et de ses impacts, minimisant les émissions carbone.
- Promouvoir des outils de garantie d’origine de puissance EnR (voire de localité), au-delà de la garantie d’origine de l’énergie

---

<sup>41</sup> nota : ce comportement peut toutefois être induit par l’offre et ne pas correspondre à une demande.

<sup>42</sup> De ce point de vue, le pilote de la ville d’Amsterdam, dans le cadre du projet Interreg SEEV4-City (Toward emission free traffic in Amsterdam) paraît le plus avancé. Notons qu’il bénéficie toutefois d’une configuration rare avec une forte production d’EnR (éolien et PV) à proximité d’une grande métropole. cf. rapport Benchmark.

<sup>43</sup> On trouvera quelques illustrations des constantes de temps de variation de puissance en page 26 de l’étude Enedis citée dans “Références & Liens”.

## Partie II- Prospective

### Hypothèses

- Nous considérons un déploiement massif de VE (30Millions), équipés de batteries de capacité moyenne 50kWh et d'un câble/chargeur/onduleur normalisé embarqué de faible puissance (~3kW) permettant de charger "à 15 kilomètres à l'heure"<sup>44</sup>.
- Pas d'évolution notable des habitudes de mobilité.<sup>45</sup>
- Nous supposons que les points de charge sont majoritairement de deux types.<sup>46</sup>
  - Les "stations-services", indispensables, offrent des bornes de charges rapides (P~100-300kW, pour charger à "300 km/h"), non flexibles.
  - Les places de stationnement (domicile, copropriété, espace public urbain, parkings publics ou privés, etc...) sont très largement équipées de prises de charge (voire décharge pour le V2G) de basse puissance (P~3kW) communicantes et pilotables.<sup>47</sup>
  - Ce que demande l'utilisateur lambda à ces deux services est très différent :
    - Au premier service, celui des bornes, il vient pour recharger. Il se branche et souhaite repartir rapidement le plein fait.
    - Au second service, celui des prises, il arrive pour stationner (éventuellement longuement). Il choisit de se brancher ou non. Selon ses choix<sup>48</sup> il sera plus ou moins chargé au moment de repartir.
  - Ce que demandent, en termes de flexibilité et de tarifs, ces services à l'utilisateur sera donc aussi très différent. Le coût en station-service sera élevé alors que le coût sur les prises (qui demandent a priori beaucoup moins d'investissements et apportent aux réseaux d'importants gisements de flexibilité) plus modéré pouvant, pour certaines offres de fournisseurs, être de l'ordre de grandeur du tarif réglementé à domicile. La figure 3 a été élaborée dans cet esprit.

---

<sup>44</sup> l'unité choisie (km/h) représente les kms d'autonomie par heure de recharge.

<sup>45</sup> Uniquement parce que c'est hors du champ de cette étude et non parce que nous excluons qu'elle se produise.

<sup>46</sup> Certains usages (p.e. utilitaires légers utilisés pour le transport et la livraison), nécessitant une recharge quotidienne complète correspondent à des besoins entre ces deux types qui seraient satisfaits par des bornes de 7 ou 11 kW et une charge nocturne.

<sup>47</sup> nous estimons que le coût par prise, prises "standard" produites en grande quantité, pourrait être inférieur à 250Euros.

<sup>48</sup> p.e. depuis "me charger que si une source EnR peut m'alimenter" jusqu'à "le max svp" en passant par "un minimum garanti, le reste selon disponibilité"

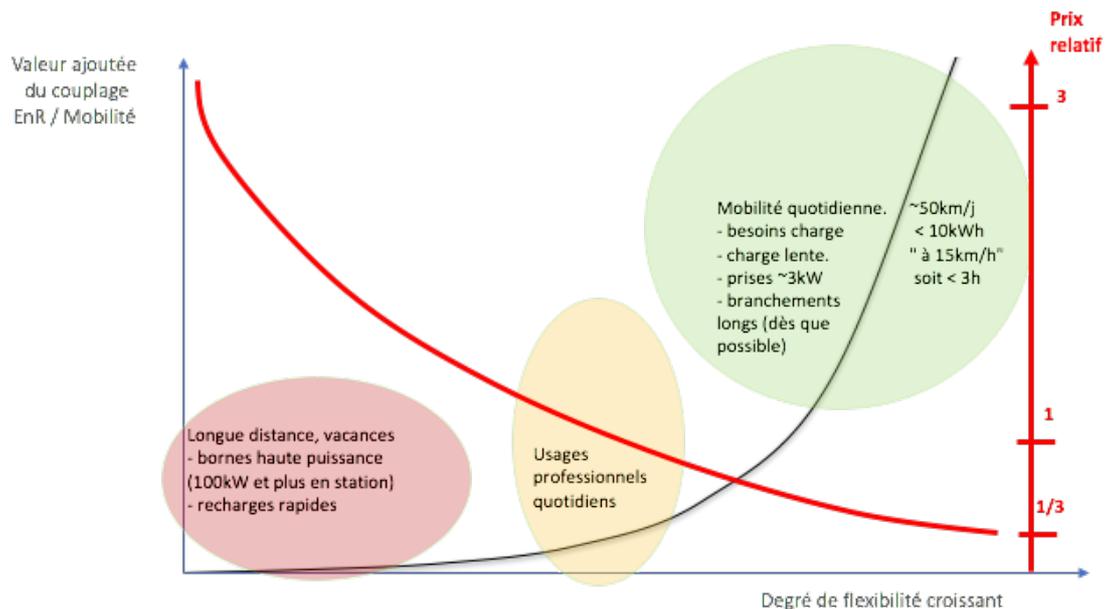


Figure3 (Ire2ev) : A la figure 1 qui souligne l'intérêt de la flexibilité est superposée, comme un guide pour l'oeil une courbe tendancielle d'un tarif de charge au kWh largement variable comme outil politique de régulation et de pédagogie.

- Il est important de noter que, sauf exception, le même utilisateur aura recours aux deux services, privilégiant les prises quand il devra stationner (et profitant d'une recharge à bas coût le plus souvent suffisante pour compenser des déplacements quotidiens) ou privilégiant les stations/bornes quand ses déplacements l'exigeront.
- Nous supposons de plus que les outils d'un marché de la (garantie de) puissance EnR disponible sont mis en place, et ce, pour favoriser les flux de la partie non prédictible de l'intermittence de la production EnR vers les gisements de flexibilité dont les VE.
- Nous rappelons le contexte haussier du coût du kWh du mix électrique en France (il est aujourd'hui bon marché) et, parallèlement, la tendance baissière mondiale du kWh de production renouvelable. L'Australie est probablement l'un des premiers pays à avoir observé des coûts du PV (non stocké) en dessous de la parité réseau. Mais, une étude récente (JRC et EIT) sur le potentiel des toitures européennes, basée sur des données de la base JRC, montre que dans nombre de pays de l'UE le LCOE<sup>49</sup> du PV en toiture est moindre que le coût réseau.<sup>50</sup>

## L'utilisateur

Notons que l'automobiliste est multi-usages. Il peut rouler au quotidien, pour les besoins de sa profession, pour partir en vacances.

<sup>49</sup> Coût sans tenir compte des coûts de transport et de distribution.

<sup>50</sup> A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union, K.Bodis et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 114, October 2019, doi 109309

## Quelques scénarios de couplage

Il ne s'agit pas ici d'être exhaustifs mais de proposer voire de questionner quelques pistes possibles et économiquement plausibles. Nous nous limiterons à 4 cas :

- le particulier autoproducteur chargeant à domicile
- la copropriété (autoproduction/consommation partagées)
- l'horodateurchargeur : la charge en stationnement voirie
- la charge sur parking privé (entreprise, centre commercial)

Précisons ces 4 scénarios

- le particulier autoproducteur chargeant à domicile

Le prix de vente du surplus sera très probablement entre le LCOE statistique<sup>51</sup> et le coût d'achat sur le réseau, lui-même inférieur.

Dans cette configuration, comment ne pas y aller<sup>52</sup> ?

○ Le soleil brille

■ la voiture est là, branchée. Elle se charge à ~3kW (ou plus). C'est plus avantageux que de vendre cette production et c'est moins cher que de la charger ailleurs ou, plus tard, sur le réseau.

■ la voiture n'est pas là. On peut utiliser les kW\_solaire pour un autre usage ou on revend le surplus. C'est moins bien et ce n'est pas l'esprit de l'autoconsommation, mais économiquement c'est défendable.

○ Il brille mais... un nuage passe : un dispositif permettant de mettre temporairement en veille la charge est nécessaire.

■ car on peut vouloir alors ne pas se charger sur le réseau (attendre le passage du nuage)

■ car on veut éviter de dépasser la puissance souscrite et faire "disjoncter Linky"

- la copropriété (autoproduction/consommation partagées)

Assez proche du particulier autoproducteur/autoconsommateur, il faut toutefois noter que puisqu'il y aura plusieurs prises pilotables<sup>53</sup> en parallèle, une supervision sera nécessaire ne serait-ce que pour les arbitrages et la facturation. Nous pensons toutefois<sup>54</sup> que ces surcoûts, côté charge, ne sont pas de nature à empêcher le projet.

Pour le modèle économique, plus de difficultés sont peut-être à redouter du côté de la production car, outre les ombrières de parking (probablement parfois ombragées), l'autre option est sur les toitures ce qui pose notamment les questions d'entretien des toits des immeubles encombrés de panneaux PV. Cet aspect "production" n'est toutefois pas spécifique à la charge qui, selon nous, pourrait rester économiquement concurrentielle par rapport à une charge "à la ville".

- l'horodateurchargeur : la charge en stationnement payant (voirie ou ouvrage)

Nota : ce scénario n'impose pas que le stationnement soit payant. Il pourrait être aisément décliné pour les endroits où il y a du stationnement long comme les parkings relais TEC ou les parkings de covoiturage.

L'automobiliste stationne comme d'habitude, se branche toujours sur une prise basse puissance (~3kW). Sur l'horodateurchargeur (double fonction donc) qui "gère" quelques dizaines de places de stationnement équipées de prises de charge (de même type que dans la copropriété), il choisit également son option de flexibilité de charge. A part brancher et débrancher la prise, il n'y a pas de

---

<sup>51</sup> A l'échelle individuelle, il y a une part de risque, lié à une éventuelle panne, que peut-être des assurances couvriront demain.

<sup>52</sup> Sur un plan économique, selon que les panneaux seront en toiture ou sur ombrière, l'investissement (et donc le retour sur) pourra différer.

<sup>53</sup> charge pilotable en "tout (~3kW) ou rien (0kW)"

<sup>54</sup> cf Hypothèses, au-dessus.

temps consacré pour “passer à la pompe”. Rançon de la flexibilité acceptée et au déploiement d’infrastructures à CAPEX raisonné, le coût au kWh (cf. annexe ad hoc<sup>55</sup>) peut être attractif.

Notons que le coût de la charge (à ces puissances) reste inférieur au coût du stationnement.<sup>56</sup>

Cela concerne la charge mais quid du couplage aux EnR ?

- Il y a d’abord couplage par cette fameuse flexibilité qui favorise macroscopiquement l’intégration des EnR intermittentes

- Mais cette flexibilité peut, encore une fois, être au service d’une production (garantie) d’EnR.<sup>57</sup>

- Et cette production pourrait, idéalement” provenir d’un périmètre “local” éligible à l’autoproduction/autoconsommation collective étendue d’aujourd’hui... ou de demain.

Des municipalités pourraient, par exemple, voir un avantage à coupler (avec connexion au réseau) un lieu de production et un lieu de stationnement.

- la charge sur parking privé (pour le personnel d’une entreprise, pour les clients d’un centre commercial)

Nous évoquons ces situations dans la même rubrique car elles ont en commun d’être (aussi?) motivées par une volonté d’attractivité (des personnels, des clients) en leur proposant de la charge voire de la charge EnR. Cela représente une “valeur” supplémentaire indubitable à mettre dans la balance. Ces deux localisations diffèrent toutefois notablement en termes de durée de stationnement.

Une différence essentielle par rapport au scénarios précédemment mentionnés est celle du coût de l’électricité réseau pour les professionnels qui est inférieure, parfois “sur mesure”, au coût de l’électricité pour le particulier. Si offrir (ou troquer, ou vendre) le service de charge est toujours intéressant, le photovoltaïque pourrait être moins concurrentiel.<sup>58</sup>

Les derniers 3 scénarios ont en commun de faire appel à ces grappes de prises basse puissance pilotables dans des versions incluant ou non la facturation avec une gestion de la flexibilité à l’échelle locale (répartir la puissance, ne pas dépasser la puissance souscrite et optimiser la consommation locale de la production EnR de proximité) et à l’échelle du système (tant pour l’intégration de puissance EnR plus distante que pour la flexibilité des réseaux).

Il semble pertinent de réfléchir à susciter des projets pilotes qui permettraient de tester la pertinence de cette option. La tester du point de vue du service rendu à l’usager comme du point de vue des acteurs en amont (opérateurs de charge et/ou de réseaux, producteurs d’EnR). Quelques briques techniques nécessaires sont probablement à développer mais paraissent parfaitement accessibles à l’ingénierie existante. Il conviendra de prévoir les indicateurs pour analyser de manière croisée la satisfaction usager et les aspects techniques.

Tester, au-delà des aspects purement techniques, aujourd’hui à l’échelle d’un pilote, une solution imaginée dans le cadre d’un déploiement massif futur des VE est une gageure. Il faut en effet anticiper des lieux dans lesquels viendront “longuement” stationner, et ce, “assez rapidement” une proportion grandissante de VE.

- Le parking d’une entreprise ou d’un campus universitaire, surtout si elle incite ses employés à une mobilité électrique et peut implanter une production locale de PV, est une option qui pourrait être mise en œuvre à court terme.

- Le retour d’expérience de zones de stationnement plus publiques<sup>59</sup> serait également sociologiquement très intéressant. Par exemple, mais c’est à plus long terme, le stationnement dans

---

<sup>55</sup> Annexe : Coûts de la charge

<sup>56</sup> Il y a une large palette de tarifications du stationnement mais, sur la base du tarif réseau des ménages, à comparer: 50c€ de charge pour une heure à ~3kW (20km urbains) et le stationnement.

<sup>57</sup> option extrême “merci de ne me charger que si il y a une puissance\_EnR disponible, quitte à ce que je reparte non chargé en ne payant que mon stationnement”

<sup>58</sup> nous n’avons pas non plus investigué les conditions de rachat du surplus PV pour des entreprises qui pourraient installer p.e. 100 ou 200kWc.

<sup>59</sup> lire: accessible à une population plus variée

une zone où, pour des raisons de pollution ou autres, serait demain réduite<sup>60</sup> la circulation de VTh. Il se pourrait que la nécessité fasse que de telles zones voient le jour<sup>61</sup> en Région SudPACA, voire que des gisements de PV soient exploitables à proximité.

## Conclusions

- Proposer de rouler électrique-chargé-EnR<sup>62</sup> sera un levier d'attractivité pour certains utilisateurs.
- Accueillir, dans les batteries des véhicules, la partie de l'intermittence EnR non prédictible, représentera une importante source de flexibilité (notamment en terme de puissance).
- Techniquement, le gisement optimal de flexibilité consiste à brancher longtemps les véhicules dont, ça tombe bien, la majeure partie est stationnée la majeure partie du temps.
- Largement répandues (parking en voirie ou en ouvrages, domicile dont copropriétés,...) des grappes de "prises" basse puissance pilotables, flexibles suffisent. Elles pourraient compenser les déplacements du quotidien.
  - Si les bornes de forte puissance, pour la charge rapide, sont également nécessaires, elles offrent, par nature<sup>63</sup>, peu de flexibilité. Contrairement aux "prises", elles n'apparaissent pas propices à un couplage optimum ou même spécifique avec les EnR.
  - Le couplage EnR/charge est intéressant :
    - grâce à l'indispensable flexibilité, même si production et consommation sont éloignées,
    - et présente d'autres avantages lorsque production et consommation<sup>64</sup> sont locales, rapprochées :
      - parce qu'une des clefs de la transition énergétique est l'appropriation. Ainsi, il nous paraît vertueux que tous, consomm'acteur en tête, soyons informés de visu des impacts<sup>65</sup> locaux de notre consommation locale.
      - parce que cela relève de l'aménagement du territoire et peut contribuer à plus de production locale, à une meilleure résilience et à une moindre sollicitation des réseaux,
      - et parce que cela peut représenter un intérêt financier
    - Economiquement, qu'est-ce qui peut rendre ce couplage intéressant ? :
      - Tendanciellement, les coûts de production du kWh EnR baissent alors que les coûts du mix traditionnel augmentent. Rouler EnR pourrait être un moyen de limiter cette hausse. C'est particulièrement critique dans le cas de personnes pour qui la part du transport (et souvent pour aller travailler!) dans le budget est critique. Il n'est sans doute pas ici inutile de rappeler que c'est l'augmentation de la TIPCE (et son impact sur le coût du transport) qui a déclenché le mouvement des gilets jaunes.
      - Un TURPE réduit dans le cadre d'autoproduction/autoconsommation collective étendue. Aujourd'hui<sup>66</sup> c'est le cas à l'échelle du km et de 3MW, demain peut-être à plus grande échelle<sup>67</sup>.

---

<sup>60</sup> e.g. Ultra low emission zone in London mais aussi Oslo, Madrid, Barcelone, Milan, Chine,...

<sup>61</sup> le soleil ?

<sup>62</sup> Pour chacune des charges, au-delà de la simpliste "garantie d'origine de l'énergie".

<sup>63</sup> l'utilisateur, comme l'exploitant, aspirent à optimiser le temps.

<sup>64</sup> Consommation pour la charge du VE ou pour d'autres usages.

<sup>65</sup> aujourd'hui les puits dont on extrait le pétrole pour nos voitures sont loins de nos yeux...

<sup>66</sup> Autoproduction/consommation collective étendue JORF n°0273 du 24 novembre 2019, texte n° 18

[https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=263653D51286668BDB6C7F50702733E2.tplqfr43s\\_2?cidTexte=JORFTEXT000039417566&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id&idJO=JORFCONT000039417433](https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=263653D51286668BDB6C7F50702733E2.tplqfr43s_2?cidTexte=JORFTEXT000039417566&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id&idJO=JORFCONT000039417433)

<sup>67</sup> Puisqu'on parle d'échelle et de mobilité, on rappelle l'obligation de PDU pour les villes de plus de 100000h dans le cadre de la loi LAURE.

- Dans la partie II, guidés par le ce travail amont, nous posons quelques hypothèses techniques, comportementales, économiques voire politiques qui nous permettent de décrire quelques scénarios de co-déploiement possibles. Nous terminons en proposant de susciter des projets permettant de tester la charge flexible basse puissance et l'intégration "temps réel" de puissance EnR disponible.

# Figures

- Fig1. Valeur ajoutée du couplage vs. flexibilité

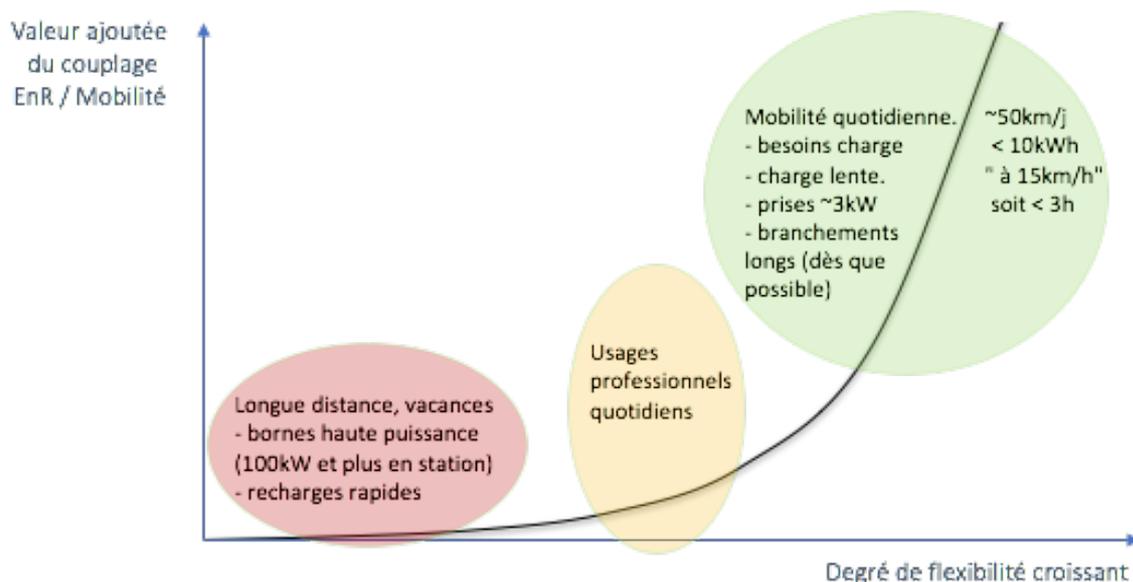


Figure1 (Ire2ev) : Selon l'usage, plus ou moins de flexibilité (de charge) est possible, ce qui est nécessaire pour valoriser les EnR

- Fig2. Valeur ajoutée du couplage vs. co-localisation

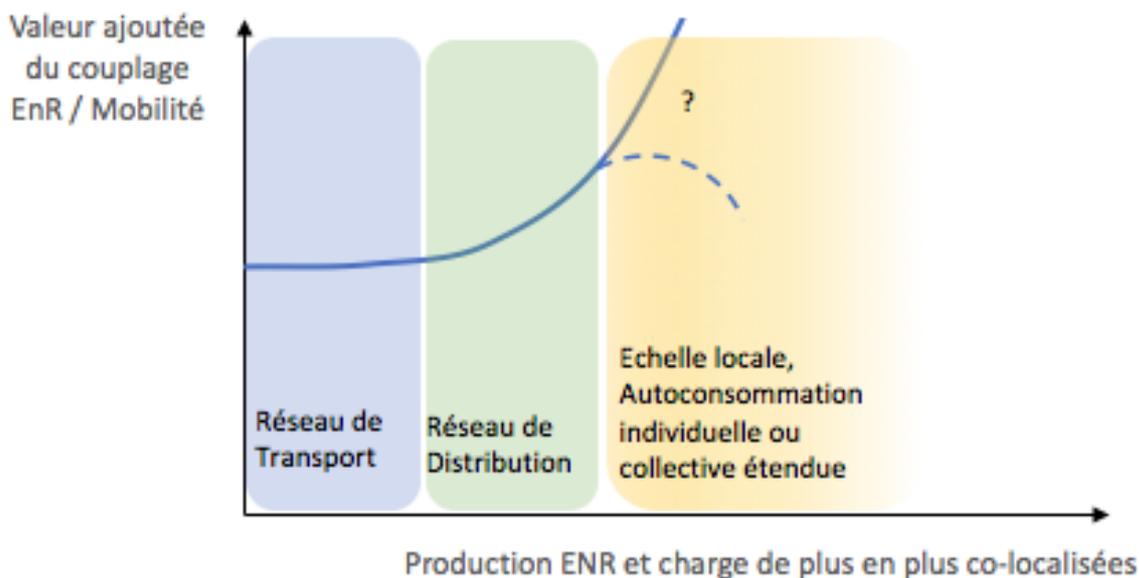


Figure2 (Ire2ev) : Les arbitrages politiques donneront, ou non, plus de valeur au couplage local, toutefois, même s'il faut transporter la puissance sur de grandes distances, le gisement de capacité de stockage d'un large parc de véhicules électriques donne de la valeur au couplage aux EnR mais pas qu'aux EnR.

- Fig3. Prix relatif de la charge vs. flexibilité

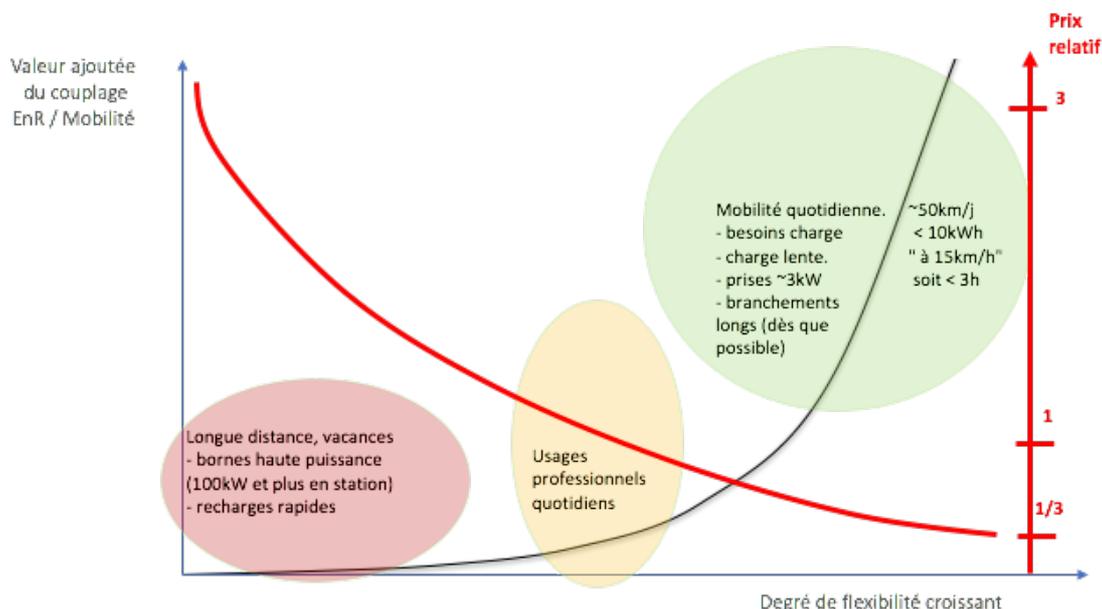


Figure3 (Ire2ev) : A la figure 1 qui souligne l'intérêt de la flexibilité est superposée, comme un guide pour l'oeil une courbe tendancielle d'un tarif de charge au kWh largement variable comme outil politique de régulation et de pédagogie.

- Fig4. LCOE du PV dans l'UE  
(a) weighted average cost of capital (WACC) (b) calculated levelised cost of electricity (LCOE)

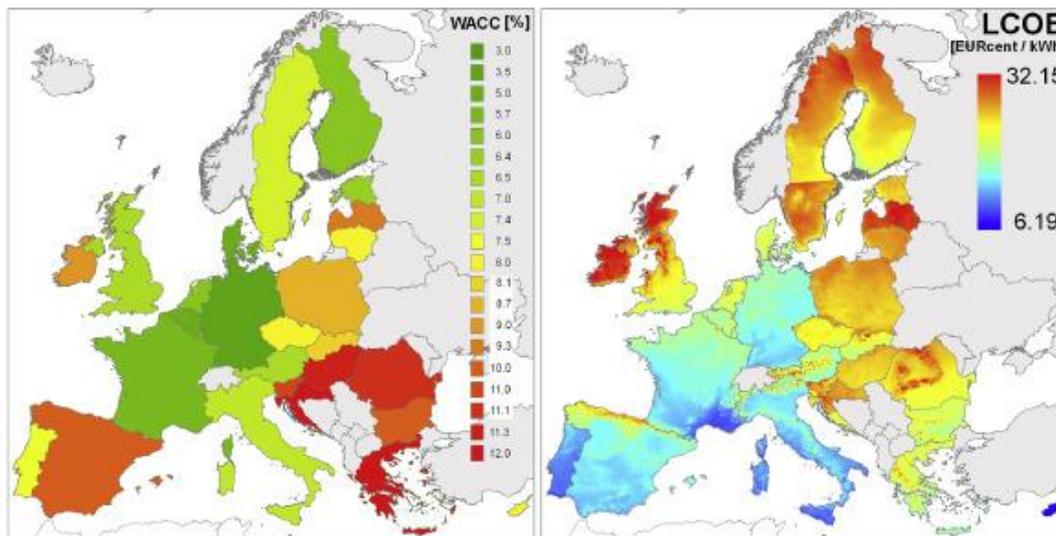


Figure4 (Ire2ev) : Cette figure, tirée de la littérature récente,<sup>68</sup> montre que la France est bien positionnée et la Région Sud-PACA en particulier avec un LCOE du PV en toiture à peine supérieur à 6c€/kWh.

<sup>68</sup> A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union, K.Bodis et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 114, October 2019, doi 109309

## Annexes techniques

Sont regroupées dans cette partie des annexes plus techniques ou calculatoires venant étayer des points du rapport au dessus

### Combien de km-solaires par jour et par place de parking?

En moyenne, si l'on récolte toute l'énergie, plus qu'il n'en faut pour compenser les déplacements quotidiens.

La surface au sol d'une place de stationnement individuelle c'est environ 12m<sup>2</sup>.

Un abri solaire, avec un toit parallèle au sol<sup>69</sup>, pourra, en Région Sud-PACA,

- récolter de l'ordre de 4MWh/an<sup>70</sup> soit
- l'équivalent de 16.000km-solaires/an (500km/mois en janvier, 2000km/mois en juillet).<sup>71</sup>

Si le toit est incliné de 30° vers le sud, on double l'autonomie d'hiver.

Avertissement :

- A l'échelle de l'année, la quantité d'énergie récoltable est bien supérieure à celle nécessaire pour parcourir le km annuel moyen (10 à 12000kms).
- A une plus petite échelle de temps (mois, semaine, jour), c'est beaucoup moins certain. Il faut donc pouvoir compter sur d'autres sources (ou lieu de charge)
- En outre, dans le temps, rien n'indique qu'on puisse être branché, sous ces panneaux, quand le soleil brille.

### Coûts de la charge

Avertissement : Ceci n'est qu'un exercice de style, une trame qui permet déjà de souligner les enjeux. Nous nous intéressons aux voitures particulières sans regarder les déplacements professionnels par exemple. Nous ne considérons pas non plus les aspects réglementaires. Notre référence est le prix de l'énergie que l'utilisateur paye aujourd'hui (décembre 2019) à la pompe pour parcourir une distance donnée. L'énergie mécanique nécessaire par km (dissipée dans les divers frottements : air, roulements...) ne dépend qu'au deuxième ordre du fait que le moteur soit thermique ou électrique.

Cette estimation "à la louche", dite "du tiers au triple", intègre les éléments suivants :

- rendre attractif (simple) le fait de se brancher systématiquement lorsqu'on est stationné. Cela évite de consacrer du temps à la charge.
- quitter à n'être chargé qu'à basse puissance et de manière intermittente (mais ça suffit)
- rétribuer la flexibilité i.e. l'acceptation, basée sur la confiance et le retour d'expérience, de laisser le système faire ce qu'il peut (sachant, qu'en cas de besoin il y a les bornes)
- le coût actuel du carburant 1,5€/litre correspond, peu ou prou, à 50c€/kWh-mécanique<sup>72</sup>. C'est notre tarif de référence<sup>73</sup> et le niveau 1 de l'échelle.

---

<sup>69</sup> ce n'est pas l'orientation optimale, notamment pour la dissymétrie de la production hiver/été (ratio 1:4), mais cette orientation autorise l'extrapolation aisée pour le lecteur à des ombrières non inclinées de parkings collectifs.

<sup>70</sup> Estimations à partir du logiciel PVGIS ([https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP))

<sup>71</sup> Nous utilisons 250Wh/km. La consommation d'une voiture dépend évidemment de sa vitesse et de sa masse. Pour fixer les idées : de 150Wh/km en ville à 400Wh/km sur autoroute.

<sup>72</sup> les hypothèses sont 10kWh\_thermiques/litre de carburant et un facteur de conversion thermique->mécanique de 30% soit ~3kWh-mécaniques/litre de carburant.

<sup>73</sup> Entre pétrole et tarif réglementé de l'électricité, tous deux susceptibles d'évoluer, à l'heure de choisir le "référence", entre Charybde et Scylla nous reconnaissons avoir hésité...

- Soit trois fois le tarif réglementé de l'électricité qui est le niveau 0,3 de l'échelle.
- l'ordre de grandeur que 50% du kilométrage annuel est fait pour des longs déplacements pour lesquels il faut des bornes de charges rapides et non flexibles.
- l'hypothèse que le coût moyen de la mobilité doit être globalement conservé. Ce qui, corollairement, permettrait à l'état de conserver la part de TICPE tout en n'ajoutant pas de la tension sur la mobilité quotidienne.
- On paierait d'autant plus cher que la charge est peu flexible (bornes rapides) et que la demande est forte (période de vacances). Jusqu'à 3 fois le tarif de référence (donc 3)
- rendre attractive (économiquement) le fait de se brancher systématiquement lorsqu'on est stationné mais il faut que le mécanisme soit vertueux et n'encourage pas à prendre sa voiture au détriment des transports en commun par exemple.

A titre d'exemple de prix augmentant quand la flexibilité diminue, nous pouvons esquisser la figure 3 :

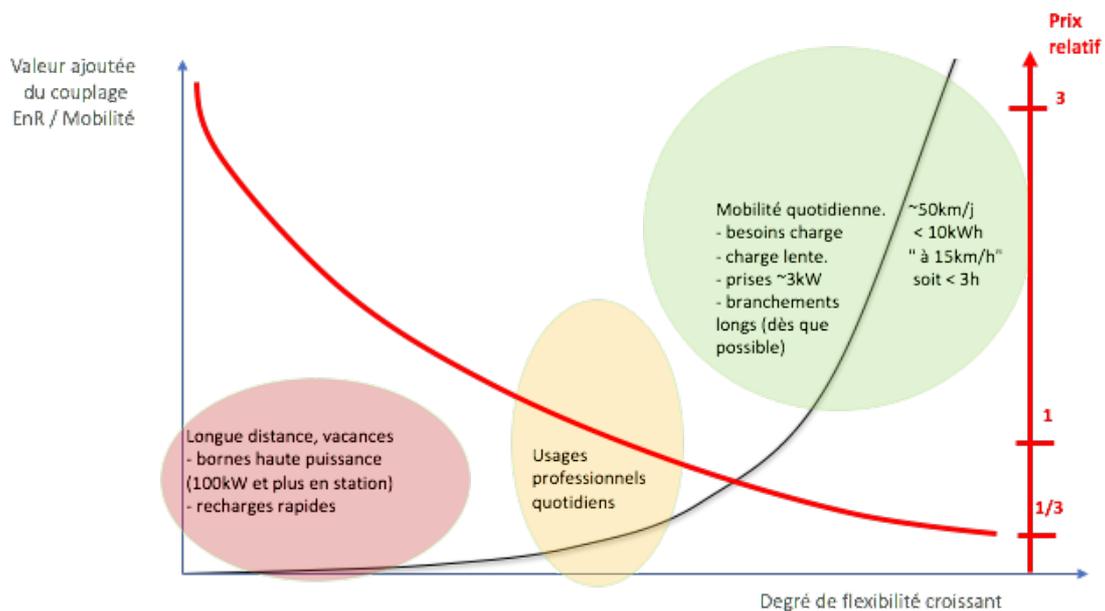


Figure3 (Ire2ev) : A la figure 1 qui souligne l'intérêt de la flexibilité est superposée, comme un guide pour l'oeil une courbe tendancielle d'un tarif de charge au kWh largement variable comme outil politique de régulation et de pédagogie.

- niveau "un tiers" : tarif basse puissance à domicile ou sur les prises lorsque l'on opte pour une flexibilité maximale (p.e., dans notre contexte, vous ne me chargez que s'il y a des EnR qui produisent)
- autour de 1/2 (25c€/kWh) et jusqu'à 1 (50c€/kWh): le tarif augmente progressivement quand on est de plus en plus demandeur (p.e. une garantie de charge minimale pendant 1/3 du temps de stationnement, voire une charge maximale à ~3kW)
- le niveau 2 pourrait correspondre à de la charge sur bornes rapides en station et être modulé en fonction du contexte.
- enfin, le niveau dit 3 (voire plus), se veut aussi un élément incitatif à l'étalement de la demande ou à privilégier d'autres modes de transport. Nous ne partageons en effet pas les hypothèses de calcul et donc "l'optimisme" du, par ailleurs excellent, rapport RTE en ce qui concerne les pics de demandes de puissance en période de forts déplacements<sup>74</sup>

<sup>74</sup> Rapport RTE, mai 2019, Enjeux du développement de l'électromobilité, section 4.2 [https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite\\_synthese\\_9.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite_synthese_9.pdf)

## Quels VE sont concernés ?

Les calculs sont souvent faits dans le cas de voitures particulières, pour un usage quotidien. Auquel cas, nous pensons que des prises de faible puissance couvriront la majeure partie des usages puisque moins de 3h de charge compenseront les dépenses journalières.<sup>75</sup> Le cas des déplacements de loisir nécessitera des bornes de recharge rapide ouvrant moins de possibilités de flexibilité (sans interdire pour autant un couplage aux EnR).

Pour les déplacements urbains, rappelons que les meilleurs leviers sont probablement dans le report (multi)modal vers les transports en communs et le micro véhicule électrique. En termes de kWh/passager/km on peut gagner un facteur 2 pour les microvoitures<sup>76</sup> et les TEC, 4 pour un petit scooter, voire 20 si l'on va jusqu'au vélo. La table ci-après fournit quelques ordres de grandeur :

e-véhicule	Wh/km (urbain)	m2	Poids à vide	vitesse effective approximative (km/h)
voiture	200	8	1500	30
vélo	10	1	20-25	20
trottinette	20*	0,8	15	20
monoroue	20*	0,6	10-15	20
scooter (eq. 50cc)	50	1,5	100	35
microvoiture	100	4	500	30

\*Nota: ces deux valeurs sont des estimations. Les fournisseurs annoncent moins de 15 mais c'est peu crédible en comparaison aux retours d'expérience sur VAE (ou l'on pédale)

L'offre de VE pour les véhicules utilitaires est encore limitée. Comparativement à une voiture, un utilitaire va consommer plus (environ le double pour un 8m3) et son kilométrage quotidien ainsi que son éventuelle flexibilité de charge vont différer grandement selon les usages. Certains pourront se brancher en journée (e.g. l'artisan maçon sur son chantier), d'autres (e.g. le maraîcher faisant les marchés en ville) devront se contenter de la nuit pour une charge longue remboursant leur dépense quotidienne.<sup>77</sup> D'autres enfin (e.g. taxis), auront besoin d'accéder à des bornes de recharges rapides, surtout si le véhicule est partagé.

Si le taxi électrique pourra se charger (biberonner) entre 2 courses, il est peu probable qu'on y ajoute la contrainte de flexibilité pour optimiser la charge EnR.

Les véhicules lourds ont un taux d'utilisation très élevé et parcourent de longues distances. Il consomme environ 8 fois plus d'énergie par km qu'une voiture. Pour une mobilité électrique sans l'équiper d'une handicapante batterie, on peut toutefois envisager un branchement pendant le déplacement même soit par un couplage inductif soit par caténaies. Mais la puissance transmise (quelques centaines de kW) sera instantanément consommée plutôt que de servir à charger une batterie volontairement minimisée. Là encore, par manque de flexibilité, il sera difficile de flécher plus d'EnR vers ces usages-là.

<sup>75</sup> 29km/jour en moyenne en semaine selon l'enquête IPSOS Avere-France/Mobivia de 2018 [http://www.aver-france.org/Site/Article/?article\\_id=7408](http://www.aver-france.org/Site/Article/?article_id=7408)

Voir aussi l'étude Enedis citée en Références & liens.

<sup>76</sup> quadricycle lourd ou léger.

<sup>77</sup> En 2003, selon le rapport de l'institut d'aménagement et d'urbanisme d'IdF, la distance moyenne hebdomadairement parcourue par un VUL était de 310kms (lire compatible charge basse puissance): [https://www.iau-idf.fr/fileadmin/NewEtudes/Etude\\_161/dti\\_VUL2004.pdf](https://www.iau-idf.fr/fileadmin/NewEtudes/Etude_161/dti_VUL2004.pdf)

Nota: le secteur du transport et de la livraison, très minoritaire en nombre de véhicules, affiche certainement un kilométrage sensiblement plus élevé.

Renouvelables garanties et mobilité électrique (plaidoyer pour un indicateur ou une garantie de puissance EnR disponible) Que veut (voudra?) dire “rouler avec une électricité renouvelable” ?

Au delà de la garantie d’origine, on questionne la garantie de puissance (enr) disponible et son transport entre la production et la consommation

De ça de là, on voit des offres d’achat d’électricité d’origine renouvelable. Dans le domaine de la mobilité électrique aussi.



Trompeur n’est-ce pas ? Cette borne est connectée au réseau. On rapprochera l’annonce de cette photo de la proportion instantanée de puissance EnR dans le mix français dont on peut se faire une idée pour n’importe quel jour et à n’importe quelle heure en regardant l’historique sur le site de RTE (<https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-mix-energetique>)

De quoi s’agit-il ?

Il s’agit de la quantité d’énergie, d’énergie et non de puissance, qui sera distribuée. Celle-ci est “prise” sur une énergie produite par des sources renouvelables mais pas nécessairement au même moment.

La garantie d’origine ne signifie donc en aucun cas que lorsque vous faites appel à cette puissance électrique d’origine renouvelable, cette puissance disponible soit effectivement produite à partir d’une source renouvelable. Elle a toutefois déjà un effet vertueux puisque l’exiger augmente la part du renouvelable dans le mix global.

On pourrait aller un cran plus loin en promouvant le critère de “garantie de puissance d’électricité d’origine renouvelable” : à chaque instant, les 50kW que j’utilise pour charger la batterie de mon véhicule électrique sont prélevés sur la puissance disponible dans une production d’énergie renouvelable. Un tel indicateur/critère, indispensable pour un modèle économique, pourrait minimiser le recours au stockages intermédiaires et/ou promouvoir les attitudes de demande flexibles.

Et encore faut-il transporter et distribuer cette puissance entre son lieu de “production” et son lieu de “consommation” ! Là aussi, cela a un coût: financier, un coût carbone, plus largement un coût environnemental. Ce qui nous amène au troisième critère : celui de la “distance” entre la production et la consommation.

Ainsi, le cran d'après serait naturellement l'introduction d'une sorte de "garantie de puissance d'électricité d'origine locale renouvelable"

En conclusion, se dégagent 3 critères ou indicateurs :

- l'énergie, dont l'origine renouvelable peut éventuellement être garantie
- la puissance disponible dont, à chaque instant, l'origine renouvelable peut être connue (cf. p.e. mix RTE) voire garantie (type blockchain : horodaté)
- et enfin le degré de localité qui pourrait être connu, voire garanti (type blockchain : horodaté et géolocalisé)

Prenons deux exemples :

- 50kW, 1/2h de charge
  - avec une garantie d'origine sur l'Energie (les 25kWh utilisés pour me charger ont été "renouvelablement" produits un jour.
  - pendant ma ½ h de charge:
    - (simple) le site de RTE m'indique que, pendant la charge, le mix moyen de puissance comprenait 5% d'EnR
    - (moins simple) la blockchain horodatée permet à mon fournisseur de me "garantir" un approvisionnement auprès de producteurs renouvelables en temps réel p.e. à hauteur de 20% soit 5kWh.
    - de surcroît, on m'informe, on me garanti (puisqu'on connaît le lieu de production de cette puissance EnR synchrone) que ces 10kWh ont parcouru 300km de réseau.
- Véhicule branché à domicile pendant 10h, sur une prise pilotable de ~3kW
  - le fournisseur est un fournisseur garantissant 100% d'énergie EnR et fournit les indicateurs statistiques (de puissance et lieu de production)
  - La charge nécessaire (9kWh dans cet exemple) est priorisée quand la puissance EnR est disponible

A titre d'illustration :

	Energie chargée (kWh)	temps de branchement (h)	P_max (kW)	%EnR	%Puissance	indicateur de localité de P_enr (km)
rapide sur autoroute	25	0,5	50	100%	5%	?
rapide sur autoroute	25	0,5	50	100%	20%	300
flexible à domicile	9	18	3	100%	67%	30

## Perspectives des Besoins en mobilité électrique vs. production d'EnR

On dit/écrit que les possibilités de stockage des batteries du futur parc automobile vont permettre de mieux intégrer les EnR intermittentes dans nos réseaux. Qu'en est-il ?

☐ L'ordre de grandeur de la production (française) annuelle d'électricité renouvelable est de 100TWh/an<sup>78</sup>. Production majoritairement hydraulique. Les parts intermittentes respectives sont de ~30TWh/an pour l'éolien et de ~10TWh/an pour le PV (chiffres RTE sur les 12 derniers mois)

☐ 100TWh/an c'est aussi l'ordre de grandeur de l'énergie nécessaire à la mobilité électrique de 2050<sup>79</sup>. Si l'on ne considère que les VP, toutes devenues électriques, une simple estimation mène à 60TWh/an.<sup>80</sup> On est donc dans le bon ordre de grandeur.

☐

☐ On voit donc que les productions PV+éolien, en augmentation, vont rester supérieures aux besoins de la consommation liée aux mobilités électriques. Ce qui peut se lire de deux manières :

- On pourra/pourrait largement alimenter la mobilité électrique par des EnR
- Mais, attention, les batteries des voitures ne suffiront pas à absorber, pour des besoins en mobilité seule, toute la production EnR. Mais les batteries pourraient lisser l'intermittence non prédictible voire rendre d'autres services, par exemple via du V2G ou V2H (usages finaux autres que la mobilité).

## Quid des départs en vacances et des pics d'appels de puissance ?

On estime les besoins en puissance lors d'un chassé-croisé de vacances.

- 3 Millions (10% du parc) de VE sur les routes
- devant charger 2 fois 50kWh (2 x 200 km) pendant le trajet.
- Soit 300GWh à produire, transporter, distribuer
- mettons en étalant sur 10h (hypothèse, optimiste, d'équirépartition)
- cela correspondrait à une puissance de 30GW

-> y'a pas que Bison futé qui risque de voir rouge !

Rq: Les hypothèses (différentes) prises dans le rapport RTE<sup>81</sup>, déjà cité, conduisent à des besoins de puissance sensiblement inférieurs (< 10GW) et, donc, plus faciles à gérer.

---

<sup>78</sup> Panorama de l'électricité renouvelable en mars 2019, RTE

<https://www.rte-france.com/sites/default/files/panot12019-v5.pdf>

<sup>79</sup> Le rapport RTE annonce 30 TWh pour 2035. Pour un parc plus complet, un peu plus tard, toutes mobilités électriques confondues 100TWh/an sont plausibles (S.Dupré LaTour, communication privée)

<sup>80</sup> 30Millions de VP x 10.000 km/an x 200Wh/km = 60 TWh/an

<sup>81</sup> Rapport RTE, mai 2019, Enjeux du développement de l'électromobilité, section 4.2 [https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite\\_synthese\\_9.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite_synthese_9.pdf)

## Vers un véhicule plus durable

La prise en compte d'une évolution notable des comportements de mobilité est hors cadre pour cette étude toutefois, non seulement elle nous paraît être indispensable mais aussi correspondre à une tendance dans les aspirations des gens. Plutôt que de transiter vers l'électrique dans un mode "mobility as usual" en changeant juste la motorisation, pourquoi ne pas mettre à profit ce bouleversement pour bouger plus intelligemment.

Au-delà du nécessaire développement des services de transports en commun (MaaS pour Mobility as a Service), il semble notamment ressortir de cette étude<sup>82</sup> que le concept d'économie de la fonctionnalité progresse et le besoin impérieux d'être propriétaire (d'un véhicule, d'une batterie, d'un moyen de production) pour un usage exclusif s'estompe.

Cela nous incite à plaider pour des véhicules parcourant plus de kms sur leur durée de vie. Dans cette optique, le passage au VE (plus simple) pourrait être une opportunité plutôt qu'un risque.

Estimation :

Aujourd'hui, pour une VP, c'est environ. 125.000km/durée de vie.

On peut raisonnablement penser que les motorisations des VE (10 fois moins de pièces dans la partie moteur) seront plus durables que celles des VTh. Dans l'industrie, les moteurs électriques ont fait la démonstration de leur fiabilité.

Il ne faudrait pas rater cette opportunité de faire plus durable et viser, au moins 500.000kms parcourus sur une durée de vie. Pour la batterie aussi ! Pour les autres composants du VP aussi !

Cela ne paraît pas hors d'atteinte puisque, sur la base de durées de vie constatées,<sup>83</sup> le constructeur TESLA annonce viser 1 Million de miles.

Si ce kilométrage est à faire en 10 ans (durée de vie actuelle), cela donne des usages comparables :

- à ceux d'un taxi ou
- à ceux de cinq VP actuelles.

Sur un cycle complet, de la fabrication à la fin de vie, nous chiffrons/estimons "l'économie" en CO2 à

	150 gCO2/km	
500.000 kms en Vth <sup>84</sup> "coûtent" 4 x (125.000km x 0,15 kgCO2/km <sup>85</sup> + 5t)		= 95 T
500.000 kms en VE "coûtent" 500.000km x 0,02 kgCO2/km <sup>86</sup> + 7,5t <sup>87</sup>		= 17,5 T

---

<sup>82</sup> Rapport benchmark, Sondage, Entretien et Ateliers,

<sup>83</sup> <https://www.wired.com/story/tesla-may-soon-have-a-battery-that-can-last-a-million-miles/>

<sup>84</sup> pour comparaison, un VTh qui durerait 500.000km coûterait 80 T

<sup>85</sup> Ordre de grandeur d'un VTh de taille moyenne

<sup>86</sup> D'où vient ce nombre ? Il faut 1kWh/5km. Pour produire ce kWh d'électricité nous supposons que nous émettons 100gCO2. Le mix français, dominé par la production nucléaire, est, selon RTE, à 60g/kWh. Plusieurs études ACV placent l'éolien et le photovoltaïque respectivement vers 15 et 40gCO2/kWh)

<sup>87</sup> Ce n'est qu'une estimation, plausible, qui dépend(ra) aussi de la capacité de la batterie

## Références & liens

La plupart de ces références et liens [consultés en décembre 2019] apparaissent déjà en notes de bas de page. Nous (re-)soulignons parfois ici les points les plus pertinents pour cette étude.

- AVERE

On trouve les liens vers un certain nombre d'études sur le site de l'AVERE

<http://www.aver-france.org/Site/Studies/>

- (25/11/2019) Rapport (Enedis) sur l'intégration de la mobilité électrique dans le réseau public de distribution d'électricité.

Comme son nom l'indique cette étude traite du réseau de distribution et sur les moyens d'y intégrer la mobilité électrique. Très récente, nous y trouvons des éléments corroborant partie de nos conclusions.<sup>88</sup>

[http://www.aver-](http://www.aver-france.org/Uploads/Documents/15749555871679091c5a880faf6fb5e6087eb1b2dc-)

[france.org/Uploads/Documents/15749555871679091c5a880faf6fb5e6087eb1b2dc-Rapport\\_sur\\_lintegration\\_de\\_la\\_mobilite\\_electrique.pdf](http://www.aver-france.org/Uploads/Documents/15749555871679091c5a880faf6fb5e6087eb1b2dc-Rapport_sur_lintegration_de_la_mobilite_electrique.pdf)

- (16/10/2019) Mobility monitor 2019

Enquête annuelle à l'échelle européenne, interrogeant dans le volet "mobilité électrique et développement durable".<sup>89</sup>

[http://www.aver-](http://www.aver-france.org/Uploads/Documents/1576254905d17f63fb40f0e180283fb3176c5a7f13-Leaseplan.pdf)

[france.org/Uploads/Documents/1576254905d17f63fb40f0e180283fb3176c5a7f13-Leaseplan.pdf](http://www.aver-france.org/Uploads/Documents/1576254905d17f63fb40f0e180283fb3176c5a7f13-Leaseplan.pdf)

- (25/09/2019) Le rôle des trottinettes électriques et des véhicules électriques légers dans la réduction des émissions de CO2 en ville (Carbone4-Lime)

La micro mobilité urbaine est hors du champ de notre étude. Rappelons toutefois<sup>90</sup>, à l'instar de cette étude, que, comparativement à une voiture, fut-elle électrique, pour un déplacement urbain un VAE (respectivement une trottinette) c'est une consommation d'énergie/km 20 fois moindre (respectivement 10-15 fois moindre). Un excellent levier potentiel pour diminuer les émissions indésirables (CO2 et NOx).

[http://www.aver-](http://www.aver-france.org/Uploads/Documents/15750334786245b9a515522692db32ae5d4891c4ae-carbone%204%20lime.pdf)

[france.org/Uploads/Documents/15750334786245b9a515522692db32ae5d4891c4ae-carbone%204%20lime.pdf](http://www.aver-france.org/Uploads/Documents/15750334786245b9a515522692db32ae5d4891c4ae-carbone%204%20lime.pdf)

---

<sup>88</sup> Enedis 2019 : Le couplage de la charge aux EnR apparaît. On y retrouve des arguments en faveur de la maîtrise locale des pics de production (p26), l'intérêt d'un pilotage flexible de la charge l'utilité à l'échelle locale (p27-28) ou du système électrique(p29). Y apparaissent également deux notions importantes qui se conjuguent bien avec notre préconisation de nombreuses prises pilotables de basse puissance: celle du raccordement groupé (un PDL mutualisé pour plusieurs points de charge, ce qui permet de diminuer les coûts) et le foisonnement effectif de la recharge en grappe (dans le cas de la basse puissance ~3kW, on pourrait filer la métaphore en parlant de grappillons). Le pilotage permettant d'envisager des coefficients de foisonnement ~ ¼, soit, pour un branchement de 50kW (puissance commune pour une borne), plus de 50 véhicules connectés sous 3kWmax.

<sup>89</sup> Mobility Monitor 2019 : 61% des sondés (en augmentation) favorables à la conduite électrique avec comme avantages principaux mis en avant la qualité de l'air en ville (43%), la lutte contre le réchauffement climatique (60%) et de moindres coûts de fonctionnement (60%). Le manque d'IRVE, notamment dans les lieux publics, est perçu comme un frein important à l'achat.

<sup>90</sup> On pourra trouver quelques autres éléments dans la partie Annexes techniques, Quels VE sont concernés?

- RTE
  - Enjeux du développement de l'électromobilité, Rapport RTE, mai 2019, [https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite\\_synthese\\_9.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite_synthese_9.pdf)
  - ou <http://www.avere-france.org/Uploads/Documents/155799663972bc5a6800f70eda145990331ef5f2dc-RTE.pdf>
  - Panorama de l'électricité renouvelable en mars 2019, RTE<sup>91</sup>
  - <https://www.rte-france.com/sites/default/files/panot12019-v5.pdf>
  
- Résultats de l'enquête BFCME
 

En octobre 2018, l'association régionale Bourgogne Franche-Comté Mobilité Electrique a lancé une enquête auprès d'utilisateurs de VE. Elle concerne donc des "early adopters" alors que notre sondage Ire2ev visait le tout public donc de futurs utilisateurs. Les deux sondages se complètent bien. Comme lignes fortes nous retiendrons: une forte demande de simplicité, très majoritairement des recharges lentes au domicile (Rq: le seul endroit où ça existe) quand bien même plus de la moitié des usagers parcourent plus de 50km/jour, des recharges sur bornes publiques occasionnelles surtout lors des déplacements longue distance, des retours d'expérience critiques (complexité, puissance, fiabilité,..) sur les bornes.

<http://www.bfcme-asso.fr/Article?news=173&id=532>
  
- Résultats du sondage Ire2ev
 

cf. Rapport Entretiens LRE2EV (Rédacteur M.Teule)
  
- Les Français et le nucléaire
 

Ce sondage (BVA pour Orano) publié en juin 2019 n'aborde pas la mobilité électrique. Il est toutefois intéressant car il montre, selon nous, la piètre connaissance<sup>92</sup> du sujet par les sondés. Partant de là, dans tout sondage, il conviendra d'être très vigilant quand aux questions<sup>93</sup> et à l'analyse de réponses à des sondages interrogeant nucléaire, EnR et mobilité électrique par exemple.

<https://staticswww.bva-group.com/wp-content/uploads/2019/06/Les-Fran%C3%A7ais-et-le-nucl%C3%A9aire-Un-sondage-BVA-pour-Orano-1.pdf>
  
- Mobilité quotidienne et vulnérabilité des ménages (article)
 

Nicolas Jean-Pierre, Vanco Florian, Verry Damien, Revue d'Économie Régionale & Urbaine, 2012/1 (février), p. 19-44. DOI : 10.3917/reru.121.0019 SMASH.

URL : <https://www.cairn.info/revue-d-economie-regionale-et-urbaine-2012-1-page-19.htm>
  
- Catimini
 

Le Laboratoire CNRS ESPACE-Nice, en collaboration avec l'institut EIFER (European Institute for Energy Research) à réalisé un projet de recherche sur « la capacité des territoires à adhérer à la mobilité électrique (projet CATIMINI) », L'objet est de déterminer le système territorialisé de la mobilité électrique de type batterie et de type hydrogène sur chaque territoire, et de calculer à l'aide d'un système expert le potentiel d'adhésion à chacun des types de mobilité électrique.

<sup>91</sup> contient notamment les chiffres des puissances EnR installées et des productions d'énergie annuelle

<sup>92</sup> On y note par exemple la confusion entre enjeux de pollution et enjeux climatiques. 69% considèrent que le nucléaire contribue à la production de gaz à effet de serre. [NDLR: En toute rigueur c'est exact. Le nucléaire étant comparable à l'éolien et environ trois fois moins émetteur que le solaire. Les émissions eq-CO2 des EnR, étant encore en phase de diminution continue. Le nucléaire émettant typiquement 50 fois moins que les combustions fossiles]

<sup>93</sup> ce que nous nous sommes efforcés de faire dans le cadre du sondage Ire2ev en intégrant des questions pour mesurer le degré de connaissance des répondants.

Potentiel régional de l'électromobilité – batterie et hydrogène – Analyse à l'échelle communale. Lot 3 (PACA).  
C.Voiron-Canicio & G.Voiron  
<https://www.geomobinn.fr/etude-catimini/>

- Où investir pour récolter l'énergie ?

Cette étude publiée en août 2019 pour investisseurs de la mobilité de demain met en avant le ratio EROCI de l'Energie Récoltée par Capital Investi. Elle indique que de ce point de vue, sur le long terme il vaudrait (six fois) mieux investir dans le développement de l'éolien et du photovoltaïque pour alimenter une mobilité électrique que dans la chaîne allant de la prospection des hydrocarbures à la pompe pour alimenter une mobilité thermique.

Wells, Wires & Wheels, August 2019, by Mark Lewis for BNP Paribas for professional investors

<https://docfinder.bnpparibas-am.com/api/files/1094E5B9-2FAA-47A3-805D-EF65EAD09A7F>

- Potentiel solaire en toiture dans l'UE et LCOE (article)

Une étude conjointe JRC et EIT montrant la répartition européenne des coûts effectifs (LCOE<sup>94</sup>) de revient du solaire en toiture. Selon cette étude, à l'échelle de l'UE, 2/3 de ce gisement (de l'ordre du quart de la consommation annuelle) serait en dessous des prix réseau. En dépit d'un bas coût de l'électricité de détail, la France apparaît comme un pays favorable par la conjonction du coût de l'emprunt et de l'ensoleillement. Pour la Région SudPACA en particulier, le LCOE est dans la fourchette 6-10c€/kWh.

A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union, K.Bodis et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews

Volume 114, October 2019, doi 109309

- PVGIS (logiciel)

Ce logiciel (sur le site du JRC) permet de calculer la production solaire en fonction du lieu et de l'orientation.

[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP)

- Autoproduction/consommation collective étendue

JORF n°0273 du 24 novembre 2019, texte n° 18

[https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=263653D51286668BDB6C7F50702733E2.tplgfr43s\\_2?cidTexte=JORFTEXT000039417566&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id&idJO=JORFCONT000039417433](https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=263653D51286668BDB6C7F50702733E2.tplgfr43s_2?cidTexte=JORFTEXT000039417566&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id&idJO=JORFCONT000039417433)

---

<sup>94</sup> Rappelons que cet indicateur, couramment utilisé pour les EnR, n'intègre (sauf indication contraire) ni les coûts d'un éventuel stockage tampon, ni ceux d'infrastructure réseau (qui représentent, en France, un tiers du coût). Il est donc surtout pertinent si la consommation est en temps réel (d'où le besoin de garantie d'origine de puissance) et s'il n'y a pas (ou peu) de recours aux réseaux (autoproduction/autoconsommation).

## Index alphabétique

flexibilité .....	6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 23, 24, 25, 26
garantie.....	6, 8, 9, 11, 12, 13, 15, 17, 19, 20, 25, 27, 28, 33
garantie de puissance.....	11, 27, 28
<i>grappe</i> .....	<i>Voir Prises</i>
hypothèse .....	16, 18, 25, 29
intermittente .....	6, 7, 11, 19, 24, 29
pilotable .....	6, 7, 9, 11, 13, 15, 16, 18, 19, 20, 28, 31
politique.....	6, 9, 12, 17, 21, 22, 23, 25
prises .....	6, 8, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 25, 26, 29, 31
résilience.....	6, 10, 14, 20
turpe.....	4, 6, 9, 12, 14, 15, 20



## Les fabriques de la Connaissance

### Le Partenariat entre la Région et les Etablissements d'Enseignement Supérieur et de Recherche

La région dispose d'un socle de recherche et de formation en sciences humaines et sociales solides et de qualité susceptible d'alimenter la réflexion des différents acteurs de la région, de contribuer à la mise en débat de ses problématiques socio-économiques et de constituer une aide à la décision publique.

Convaincu que la présence de ces formations et laboratoires en sciences humaines et sociales constitue un important potentiel de connaissance du territoire régional, la Région a souhaité mobiliser ce milieu d'expertise au service des politiques régionales pour promouvoir un développement régional fondé sur l'innovation la formation de haut niveau et l'interdisciplinarité des savoirs.

C'est l'objet du partenariat des « Fabriques de la connaissance » que la Région met en œuvre depuis 2015 avec les cinq Universités de la Région et Sciences Po Aix .

### Mentions de droit

Ce rapport est publié sous licence Creative Commons CC BY-NC-SA

(Attribution - Pas d'utilisation commerciale - Partage dans les mêmes conditions)

