

**Attention:
Nouveau lieu!**

Soirée-débat

Thème : Impact des véhicules électriques sur le réseau

L'électrification du transport automobile est un sujet évoluant à grande vitesse. C'est pourquoi, sept ans après une soirée « Véhicule électrique : impact éventuel du développement d'un parc sur les réseaux de distribution et de répartition » et quatre ans après une autre sur « L'intégration des véhicules électriques dans le système électrique » ([Accès aux présentations](#)), le bureau du chapitre français de l'IEEE PES vous convie à une soirée-débat pour faire le point sur les développements en cours.

Dans un premier temps, Cédric Léonard présentera les analyses menées par RTE sur les enjeux et opportunités pour le système électrique et le réseau de transport du développement de l'électromobilité et de la flexibilité associée.

Frédéric Eve d'Enedis présentera le pendant pour le réseau de distribution, que ce soit pour l'impact sur la courbe de charge ou le raccordement et l'exploitation des infrastructures de recharge publiques.

Enfin, Paul Codani ainsi que Olivier Borne, de la chaire Armand Peugeot, présenteront les possibilités de gestion active d'une agrégation de véhicules électriques comme source de flexibilité pour le réseau électrique.

Organisation et Parrainage

- Chapitre français de l'IEEE PES (Power & Energy Society)
- Avec l'appui de la SEE (Société de l'Electricité, de l'Electronique et des Technologies de l'Information et de la Communication) – Club technique « Systèmes électriques »

Lieu

RTE - [Immeuble Window](#)
7C place du dôme, Paris - La Défense
RER A – Station : La Défense
Plan : <https://bit.ly/2ABYAox>

Jeudi 31 janvier 2019

de 17h30 à 19h30

**RTE – Immeuble Window
7C place du dôme
Paris - La Défense**

- 17h30** **Accueil et introduction**
Sébastien Henry, *Président du bureau français de l'IEEE PES, Directeur SI & Télécommunications, RTE*
- 17h40** **Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique**
Cédric Léonard, *Chef du pôle Etudes Economiques (RTE, Direction Economie du Système Electrique)*
- 18h15** **Impact des véhicules électriques sur le réseau de distribution d'électricité**
Frédéric Eve, *Chef du Département Politiques et Stratégies d'Enedis*
- 18h50** **La gestion de l'impact réseau d'une flotte de véhicules électriques**
Paul Codani, Olivier Borne (*chaire Armand Peugeot, GeePs*)
- 19h30** **Pot de l'amitié**

Inscription et Renseignements

Inscription en ligne gratuite : <http://bit.ly/1gNuQWb>

Après la soirée, les présentations sont disponibles sur <http://ewh.ieee.org/r8/france/pes/>



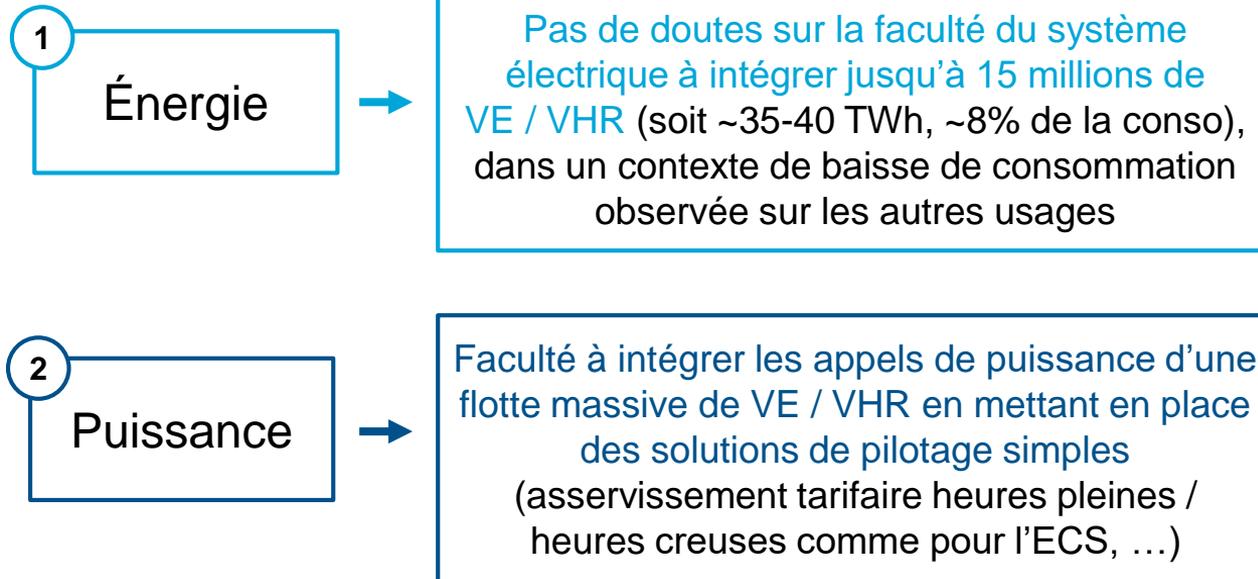
Développer la mobilité électrique en France : impacts sur le système électrique et opportunités

Cédric Léonard, RTE

Soirée IEEE PES, 31 janvier 2019

Des premiers éclairages sur les enjeux de l'intégration des véhicules électriques dans le Bilan prévisionnel 2017

- Bilan prévisionnel 2017 (mission légale de RTE) : premiers enseignements sur les impacts du développement de la mobilité électrique sur le système :



Un groupe de travail piloté par l'AVERE France et RTE pour approfondir les travaux sur l'électromobilité

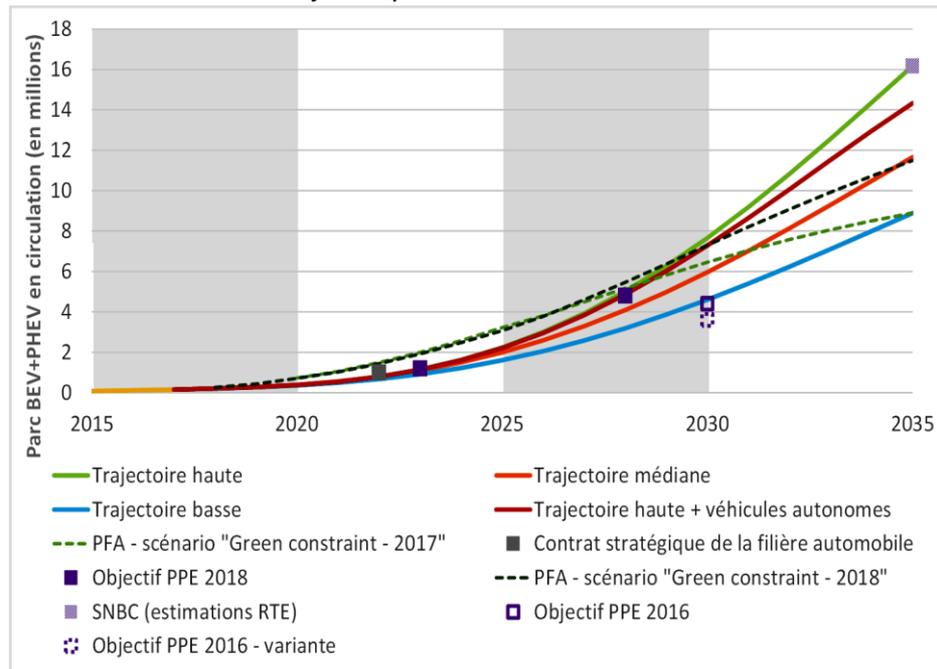
- Des questions récurrentes des acteurs appellent des approfondissements sur les enjeux liés au développement de l'électromobilité (événements spécifiques, valeur économique du pilotage, ...)
- Le rapport publié par la CRE (automne 2018) interroge sur les opportunités offertes par la flexibilité de la recharge et ses modalités de mise en œuvre. La CRE note en particulier le besoin d'études approfondies sur l'intégration de la mobilité électrique au système électrique.
- La PPE (janvier 2019), projette un déploiement ambitieux du VE (4,8 M d'unités en 2028). Elle intègre un volet spécifique « stratégie de développement de la mobilité électrique » dont l'un des enjeux est de permettre un développement parallèle et coordonné « des énergies nouvelles non carbonées et des nouvelles motorisations et infrastructures logistiques associées ».
- Pour approfondir ces sujets et répondre aux demandes des pouvoirs publics, RTE finalise une vaste étude en concertation avec les parties prenantes, dans le cadre d'un groupe de travail co-piloté par l'AVERE-France et RTE.
- Les conclusions de l'étude seront restituées dans un rapport public, qui sera publié au printemps 2019.



Des ambitions de développement du VE qui se renforcent

- **Les ambitions publiques** et projections des constructeurs ont été **revues à la hausse** ces derniers mois:
 - Les objectifs de la PPE à 2028-2030 sont revus à la hausse : **4,8 M en 2028** vs 4,4 M en 2030.
 - Le contrat stratégique de la filière automobile prévoit à l'horizon 2022 de multiplier par 5 les ventes de VEB et un parc de 1 M de VEB+VHR en circulation.
- La PPE et les orientations de la SNBC prévoient un développement important de la mobilité électrique, dans la lignée de la trajectoire « haute » du Bilan prévisionnel 2017.

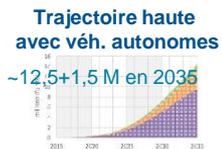
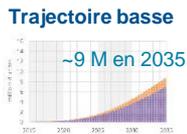
Trajectoires de développement du VE et comparaison avec des objectifs publics ou sources externes



⇒ **Les analyses se concentrent sur l'étude d'un scénario « haut »**

Des hypothèses contrastées pour refléter les incertitudes sur l'ensemble des paramètres-clés de l'électromobilité

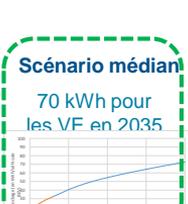
Véhicules légers



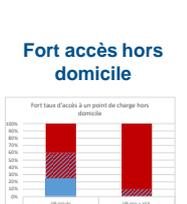
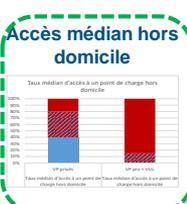
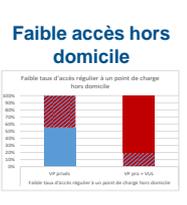
Part VHR



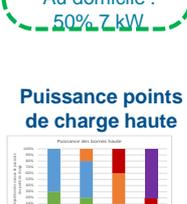
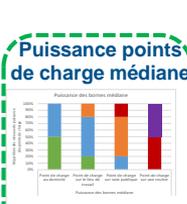
Taille batteries



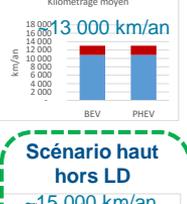
Accès point de charge



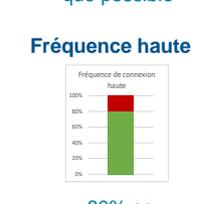
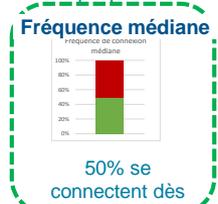
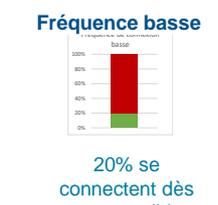
Puissance de charge



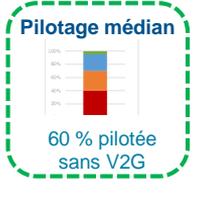
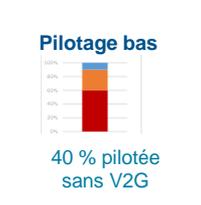
Besoin de mobilité



Fréquence de connexion



Pilotage de la charge



L'étude se base sur 4 scénarios de développement massif de la mobilité électrique

- Scénarios conformes aux ambitions PPE-SNBC (4,8 M de véhicules en 2028, 16 M en 2035).

« A » - Ambitions publiques - consensus



Un scénario où les principaux paramètres représentent un consensus/point d'équilibre entre les différentes parties

- Accès significatif à la recharge au travail / hors domicile
- Faible utilisation pour la longue distance
- Dev. significatif du pilotage (60% sous diverses formes)

« B » - Fort services au système électrique



Un scénario conçu comme favorable au système électrique, via l'accès à des points de charge hors domicile et la flexibilité

- Accès important à la recharge au travail / hors domicile
- Faible utilisation pour la longue-distance
- Dev. important du pilotage et V2G (85% sous diverses formes)

« C » - Stress système électrique



Un scénario conçu comme potentiellement stressant pour le système électrique

- Accès essentiellement à des recharges à domicile (7 kW)
- Utilisation du VE y compris pour la longue distance (batteries de taille « modérée »)
- Faible dév. du pilotage (40% sous diverses formes)

« D » - Rupture sur la mobilité



Un scénario de rupture sur les besoins de mobilité, avec notamment le développement du véhicule autonome

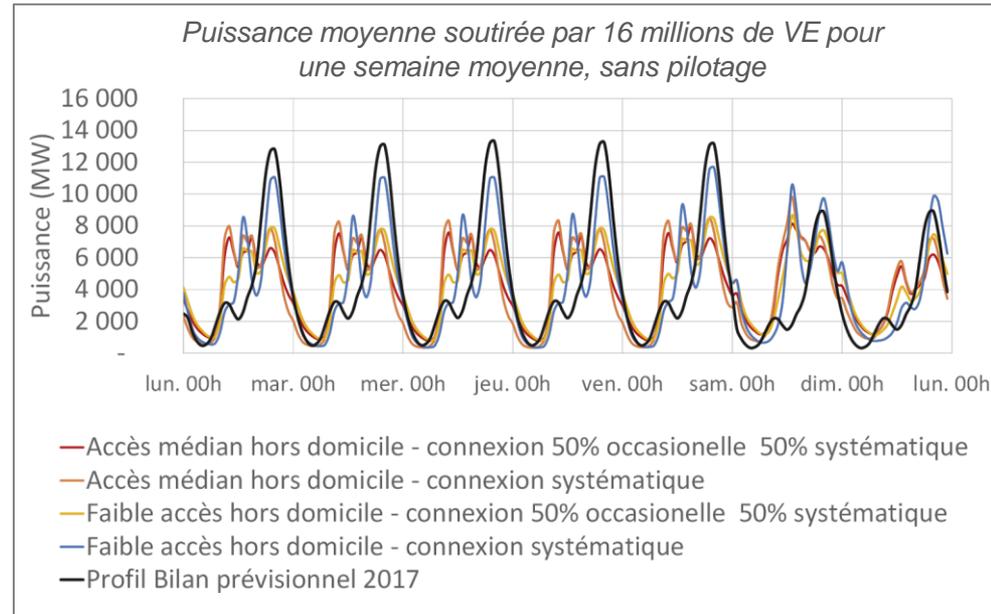
- Dév. important du véhicule électrique autonome partagé (robot-taxis) + évolution de la part des transports en commun.
- Dev. significatif du pilotage (60% sous diverses formes)



Premiers résultats sur les appels de puissance

Les profils d'appel de puissance peuvent être étudiés en détail...

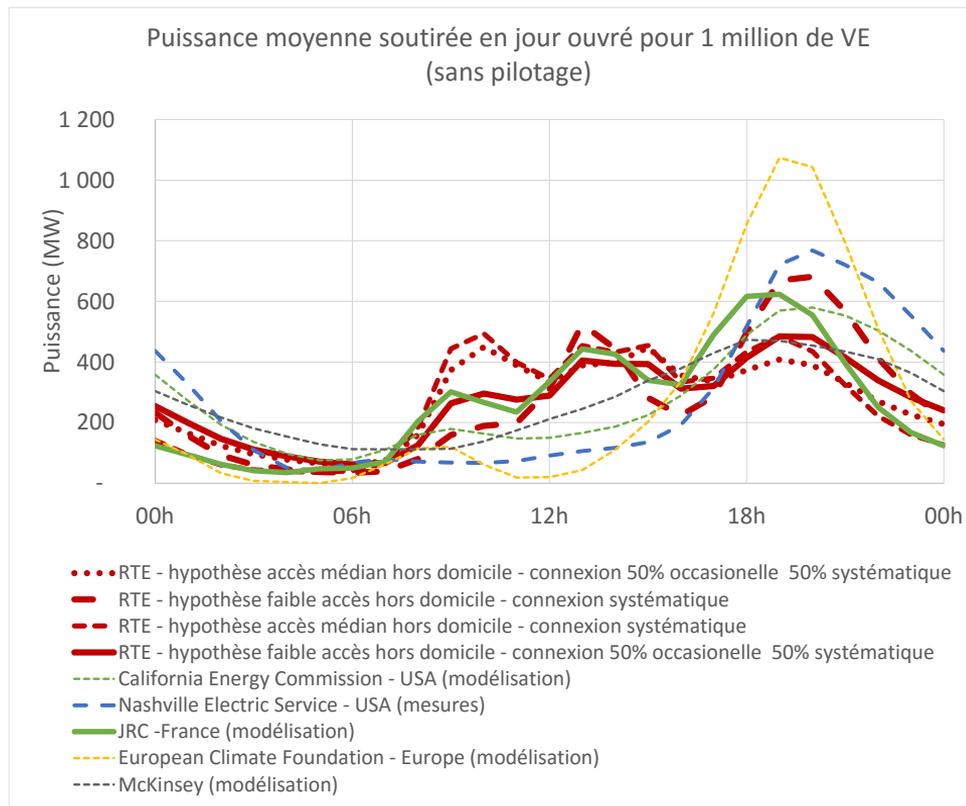
- Les enrichissements dans la représentation de la mobilité et de l'accès aux bornes conduisent à identifier, dans les configurations étudiées, **des profils de puissance moins « pointus » que ceux utilisés avec une représentation simplifiée** (i.e Bilan prévisionnel 2017)
- Une pointe à 19h moins marquée, qui résulte :
 - de la prise en compte des autres besoins de mobilité que domicile ↔ travail
 - de la recharge non-systématique
 - de la recharge hors domicile
- Une pointe potentielle le matin (~9h) dans une configuration de fort accès sur lieu de travail
- Une pointe le midi (~13h) qui découle des habitudes de retour au domicile pour les autres déplacements que domicile ↔ travail



Janvier 2019 – résultats provisoires

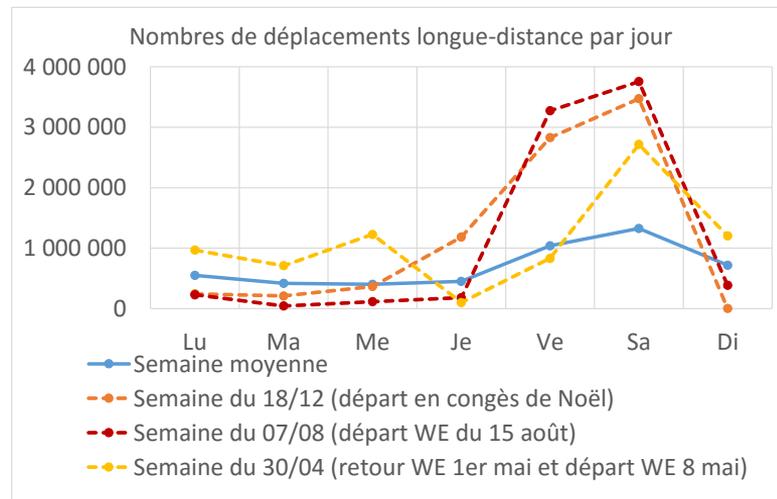
... et comparés aux publications existantes

- Différentes publications présentent des profils d'appels de puissance de l'électromobilité mais portent sur des **périmètres différents** :
 - différents pays (USA, France, ...)
 - différentes typologies d'utilisation (privé, pro)
 - différents modalités d'évaluation (modélisation vs mesures).
 - Les profils d'appel de puissance « sans pilotage » dans les différentes configurations étudiées se situent dans le faisceau des études existantes
- L'étude du JRC, la plus comparable car basée sur l'analyse de la mobilité en France, conduit à un profil similaire à celui obtenu par RTE avec trois « pics » matin, midi et soir.



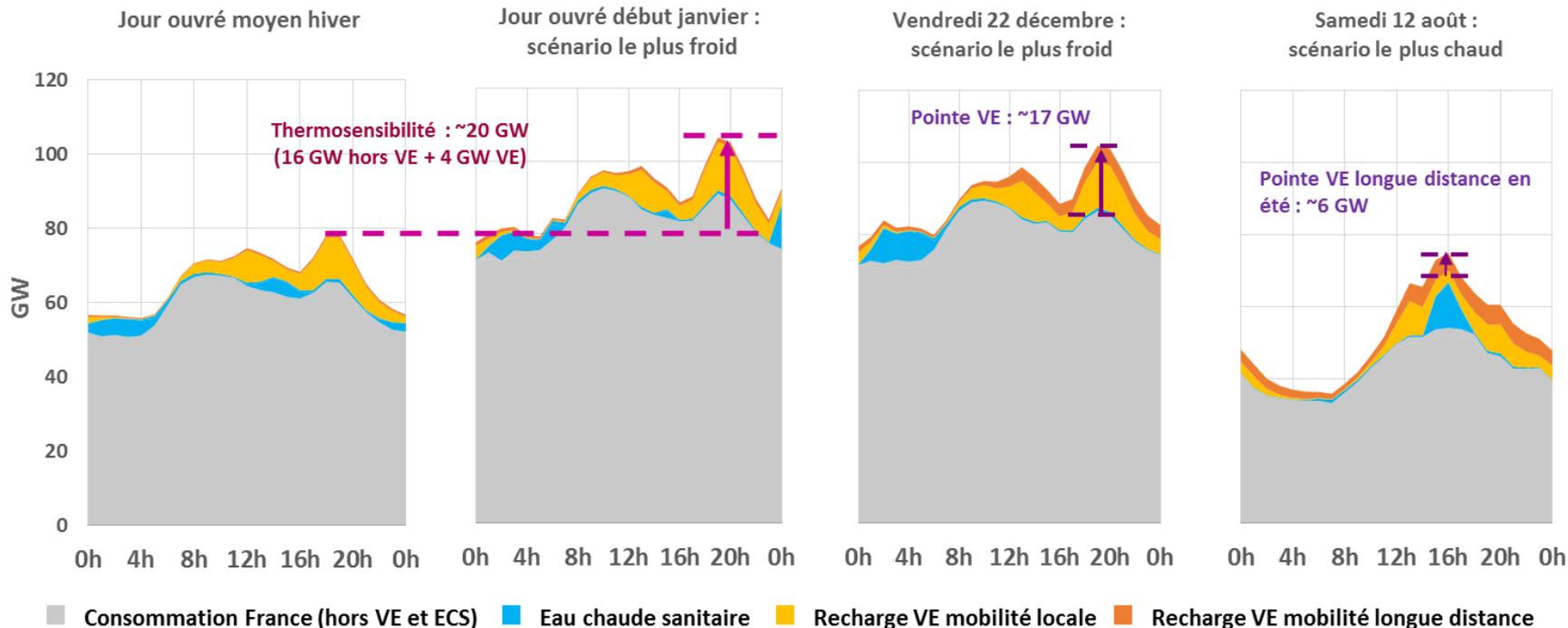
L'enjeu : essentiellement le pilotage des recharges pour la « mobilité du quotidien »

- Avec une représentation affinée de l'ensemble des besoins de mobilité (trajets domicile-travail, déplacements professionnels, longue-distance, ...), l'analyse en puissance fait émerger des résultats nuancés par rapport à certaines intuitions :
 - **A l'échelle de la journée** : les recharges pourraient ne pas se concentrer uniquement sur la pointe du soir mais également le matin (arrivées sur le lieu de travail) et le midi (retours à domicile sur la pause méridienne)
 - **A l'échelle de l'année** : une mobilité longue-distance qui se concentre sur quelques jours dans l'année (pas les plus tendus en termes d'équilibre offre-demande). Notamment, le « chassé-croisé » des vacances d'été semble moins contraignant que le départ en congés de Noël.



Les résultats : des appels de puissance significatifs, gérables, et qui soulignent l'intérêt du pilotage

Consommation France avec 16 millions de VE, sans pilotage, vision 2035





2

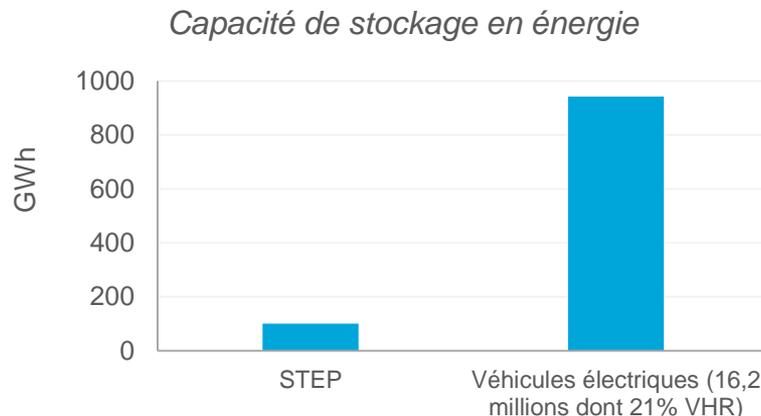
Premiers résultats sur les gisements de flexibilité

Un parc conséquent de véhicules électriques peut constituer un gisement de flexibilité très important

- Le pilotage de la recharge d'un parc de 16 millions de véhicules électriques représente un gisement théorique de consommation flexible de l'ordre de 30 TWh.

Cela représente près du double de la consommation pilotée de l'eau chaude sanitaire aujourd'hui.

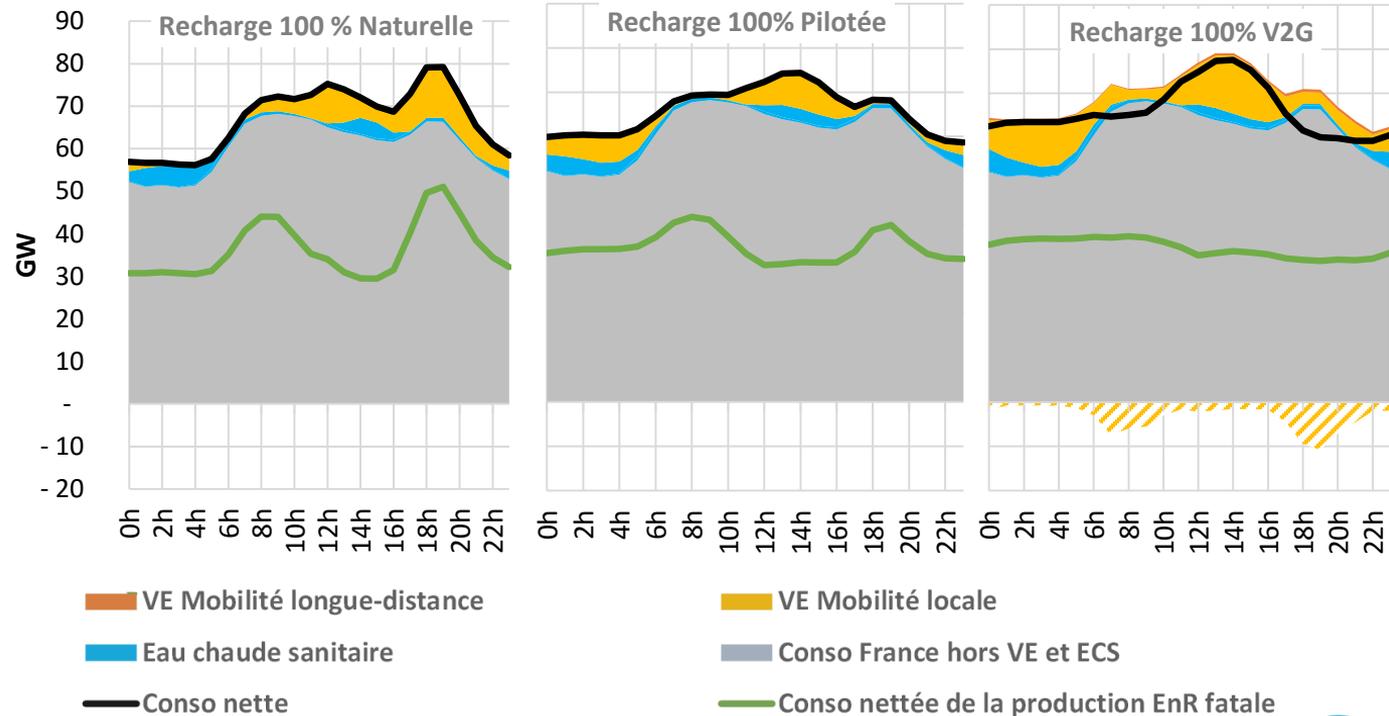
- En complément, si le développement du pilotage bidirectionnel (*vehicle-to-grid*) venait à se généraliser, le stockage associé à l'ensemble des véhicules électrique pourrait représenter un réservoir théorique de flexibilité 10 à 15 fois plus important que les STEP.
- Les analyses de RTE reposent sur le fait que ce gisement ne sera pas exploité en totalité...



Le pilotage de la recharge permet de bénéficier des synergies entre la mobilité et le mix électrique

- La généralisation du pilotage de la recharge et du V2G ne sont pas des prérequis à l'intégration du VE...
- ... mais permettent de moduler fortement la courbe de charge totale et de l'adapter à la production EnR, dans la limite des besoins de mobilité et des accès aux points de charge.

Consommation de la France sur un jour ouvré moyen d'hiver





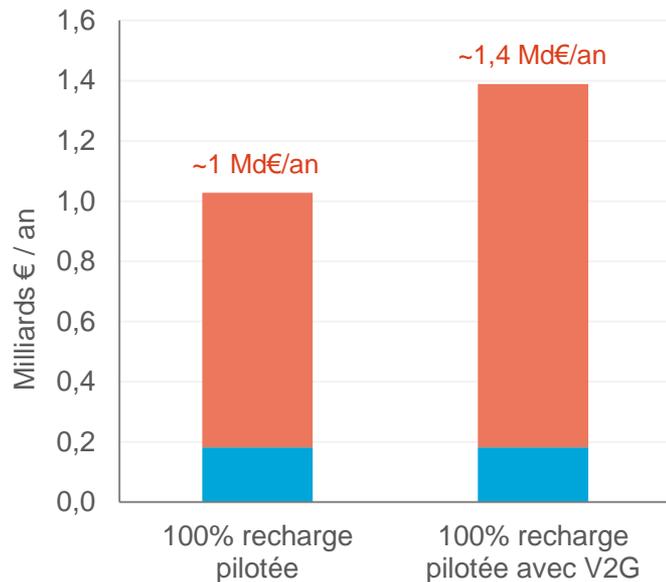
3

Premiers résultats sur les opportunités économiques liées au pilotage de la recharge

Vu du système électrique, le pilotage permet d'optimiser le dimensionnement et l'utilisation du parc de production

- Le pilotage de la recharge et le V2G permettent des déplacements de charge, contribuant à l'optimisation de la production d'électricité avec :
 - une meilleure intégration des EnR
 - une réduction du recours à la production thermique fossile et des émissions
- Le gisement de valeur, au niveau du fonctionnement du parc de production, est important (dans un scénario proche de celui de la PPE à horizon 2035) : de l'ordre de 1 Md€/an, mais avec des points d'attention : gains pour la collectivité, à l'échelle européenne, hors coûts d'accès à la flexibilité
- La participation aux services-système offre un gisement de valeur supplémentaire, mais limité (quelques centaines de milliers de véhicules tout au plus).

Valeur pour le système électrique européen associée à la flexibilité des véhicules français, par rapport au scénario 100% recharge naturelle (vision 2035)



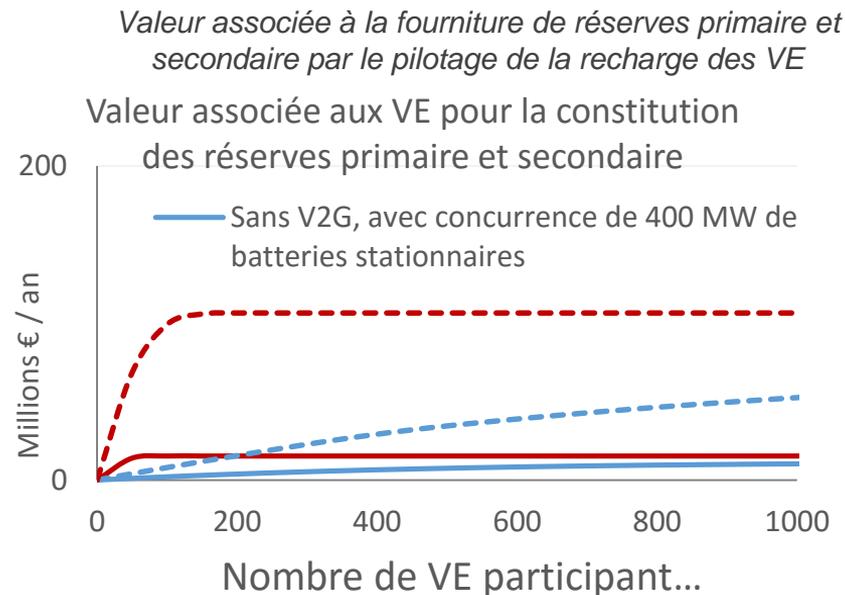
■ Coûts de combustible évités

■ Coûts évités en capacités de pointe (capacités évitées ou fermées)



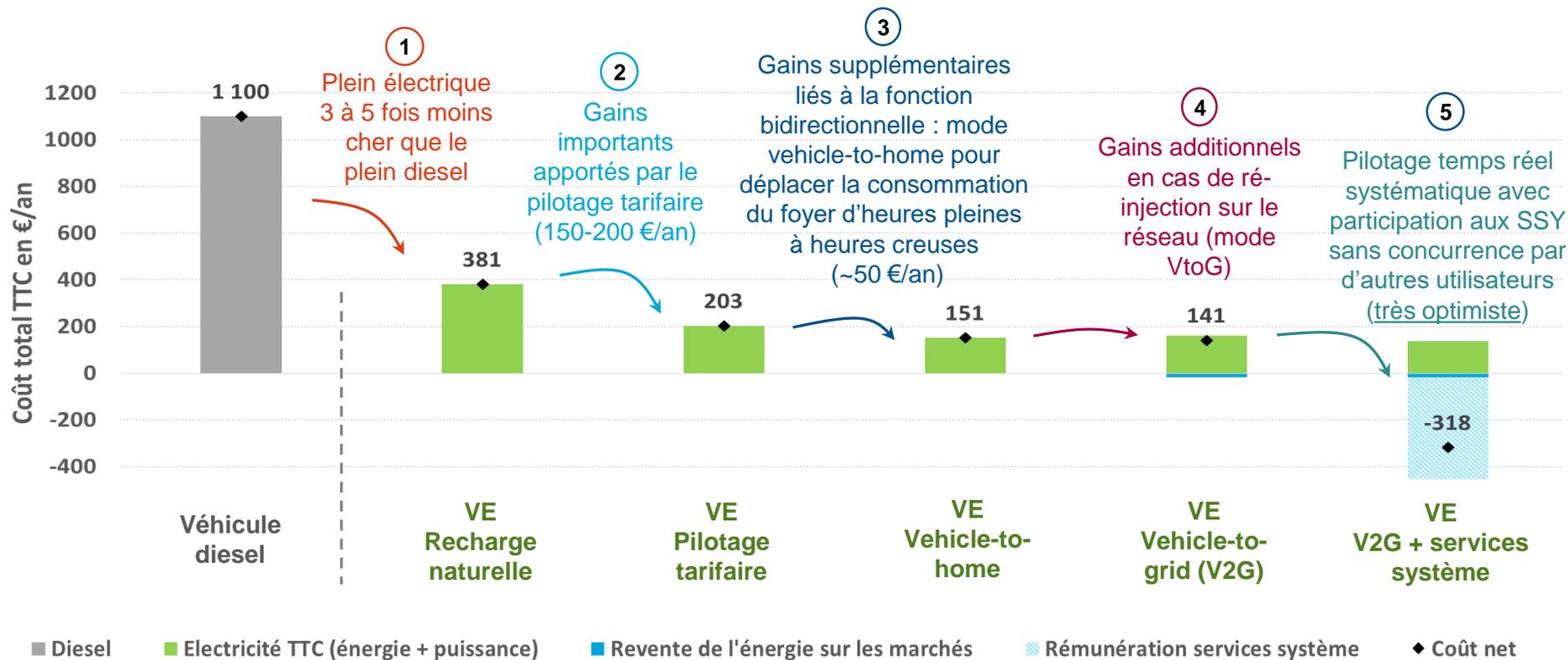
Le pilotage de la recharge et le V2G permettent également de fournir des services d'équilibrage au système électrique

- Avec le vehicle-to-grid, toute la réserve primaire (FCR) et secondaire (aFRR) d'équilibrage pourrait être fournie avec moins de 500 000 VE.
- **L'enjeu économique dépend fortement du développement de solutions concurrentes** (par exemple p.exstockage stationnaire, demand-response effacements).
- L'enjeu maximal se situe entre 100 et 200 M€/an.
- Le nombre de cycles réalisés est différent selon les produits de réserve fournis :
 - Nombre limité pour la **réserve primaire** (~30 cycles/an)
→ pas d'impact significatif sur la durée de vie de la batterie.
 - Nombre potentiellement plus important pour la **réserve secondaire** (jusqu'à 200 cycles/an)
→ enjeu sur la durée de vie des batteries, qui dépendra des progrès sur leurs performances.



Vu des consommateurs, des leviers pour valoriser la flexibilité de leur recharge et limiter leurs dépenses

Coût du « plein annuel » pour un véhicule parcourant 14.000 km/an

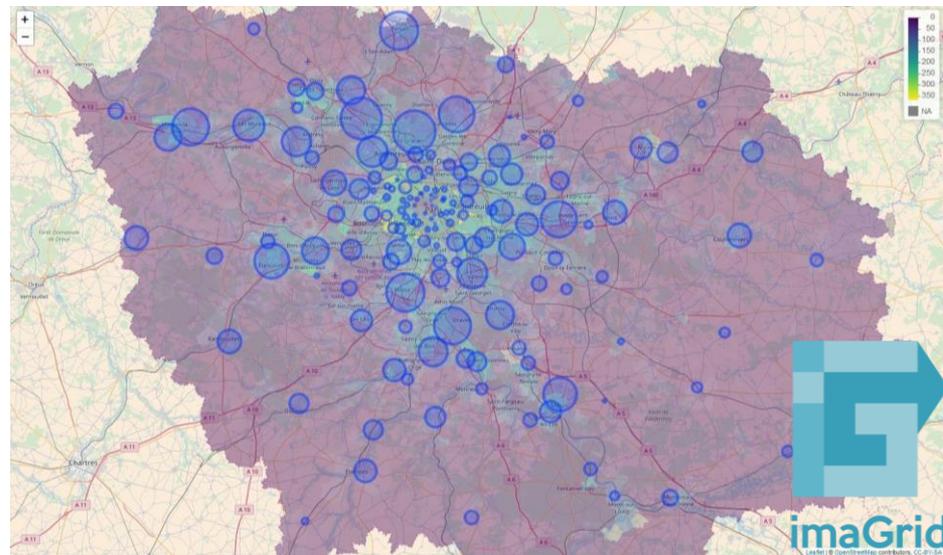




Des premières analyses sur les impacts pour le réseau de transport

L'analyse des effets sur le réseau de transport nécessite une représentation détaillée du réseau et de la localisation géographique de la mobilité

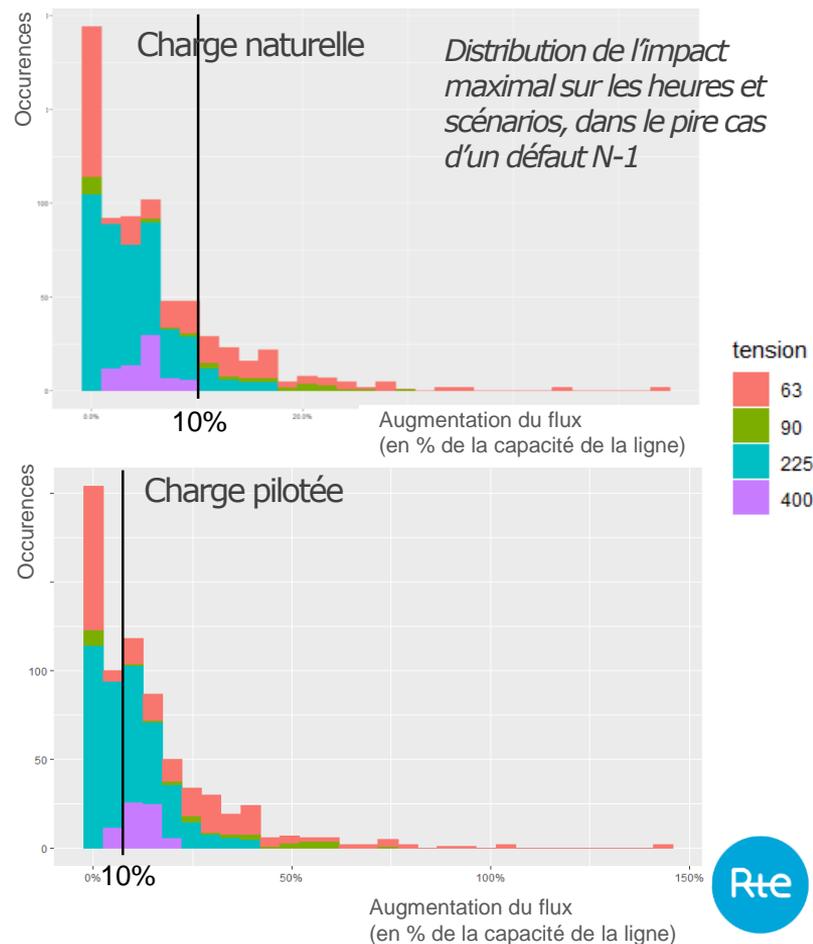
- Une analyse menée sur l'Île de France à horizon 2035 avec une hypothèse de développement massif des véhicules électriques (~50% du parc).
Réseau de 63kV à 400kV
(flux issus d'une représentation du fonctionnement du marché)
- Une représentation des courbes de charges et leur variabilité (scénarios climatiques) pour prendre en compte la spécificité du profil de consommation des VE et l'effet du pilotage
- La représentation des flexibilités du réseau (parades topologiques, gestion en curatif) est essentielle pour ne pas surestimer les impacts sur le réseau



Distribution des puissances appelées pour la recharge, sur les points du réseau de transport

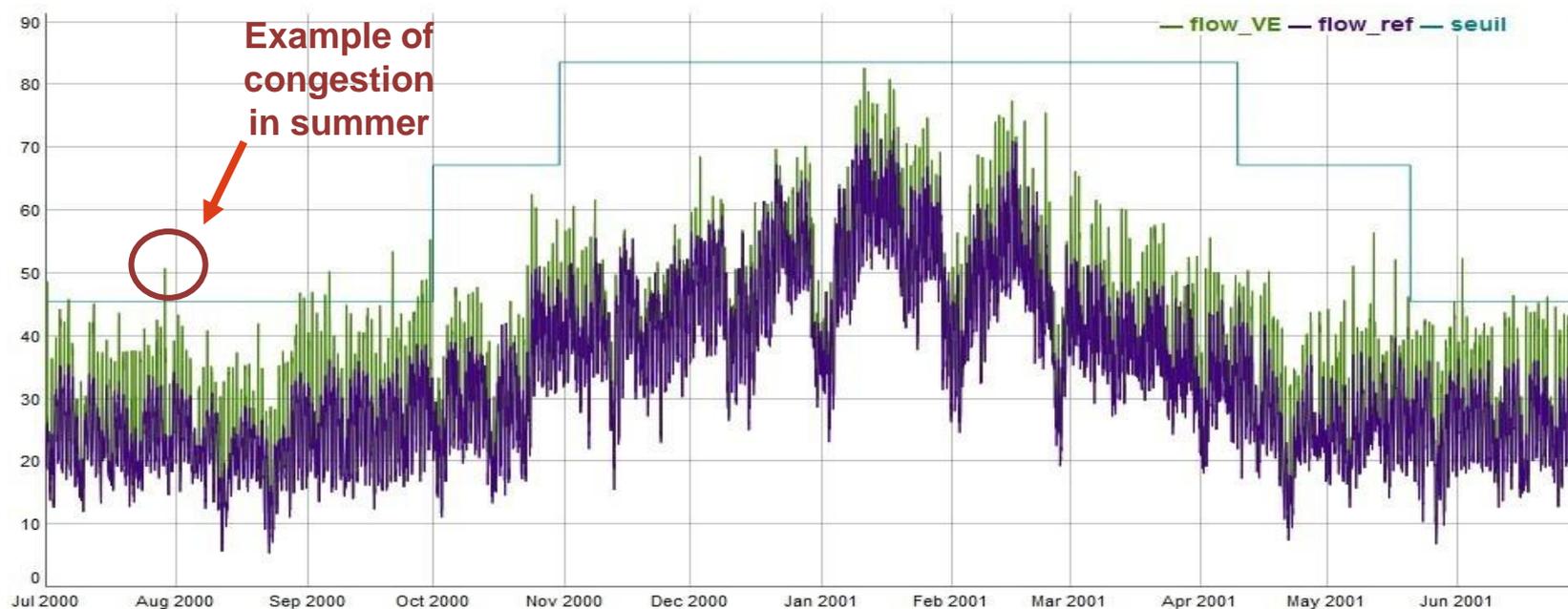
Des impacts en général modérés sur les ouvrages du réseau

- Quel que soit le mode de pilotage, **les situations où les impacts sur les flux sont importants sont rares**, quelque soit le mode de recharge.
- La recharge pilotée sur signaux de marché présente aussi des impacts pour le réseau:
 - **Des recharges pilotée placées pendant les heures de production PV** où les prix seront plus bas quand le développement du PV à la maille nationale et européenne sera important.
 - **Des impacts sur le réseau** si la production PV n'est pas située électriquement « proche » de la consommation (notamment vrai pour l'Île-de-France)



Une difficulté potentiellement accrue pour planifier les maintenances sur certains ouvrages du réseau

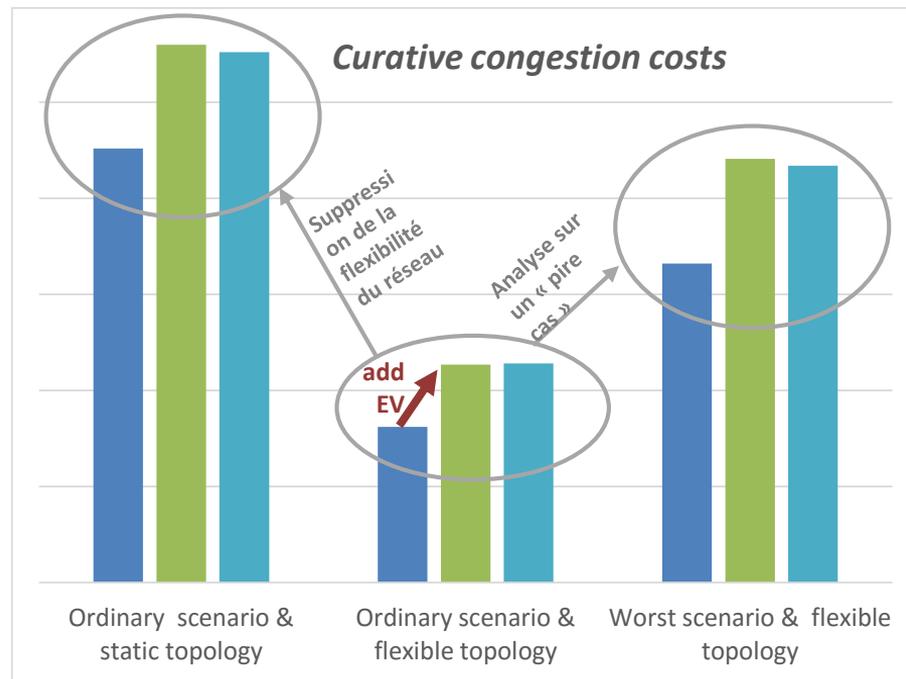
Des maintenances qui pourraient être plus difficiles à placer en été sur certaines lignes



Des impacts en général modérés sur les ouvrages du réseau

- Sur le périmètre de l'Île-de-France, **une augmentation des congestions de l'ordre de 20%**, à relativiser par l'ampleur des hypothèses de développement de VE considéré
- Les analyses confirment l'intérêt de la prise en compte des flexibilités du réseau et de différents scénarios climatiques
- Dans d'autres endroits, le VE pourrait réduire les congestions (en absorbant les productions EnR locales) et réduisant les contraintes d'évacuation.

⇒ Des analyses à compléter sur l'ensemble du territoire



- without EV
- with natural charging EV
- with market-charging EV

Conclusions et suites

- Principales conclusions :
 - Le système électrique est en mesure d'absorber l'énergie d'un développement massif de véhicules électriques
 - Les appels de puissance sont significatifs mais peuvent être gérables et soulignent l'intérêt du pilotage
 - Un gisement de valeur significatif associé au pilotage à la fois pour le système électrique et pour les utilisateurs
 - Des impacts sur le réseau de transport qui existent mais restent modérés sur la zone étudiée
- Suites :
 - Des analyses à poursuivre sur les autres scénarios identifiés
 - Une évaluation des effets du pilotage sur la réduction des impacts environnementaux
 - Un élargissement de l'analyse des effets sur le réseau de transport.

⇒ Une prochaine réunion du GT en mars (date à définir) en amont de la publication du rapport.



Merci pour votre attention

Impact du développement de la mobilité électrique sur les réseaux de distribution

- Libre
- Interne
- Restreinte
- Confidentielle

La mobilité électrique : un paysage en pleine évolution

La Mobilité électrique se présente/présentera sous des formes diverses



Deux-roues, voitures, utilitaires, camions, bus...

Avec des usages très différents :

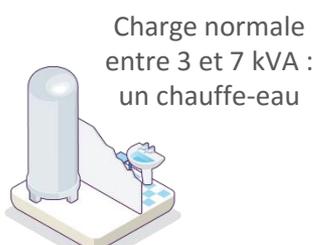
Véhicules particuliers, flottes d'entreprises, systèmes d'auto-partage, sociétés de taxis ou de livraison, transports en commun, transports de marchandise...

La mobilité électrique correspond à un transfert d'usage vers l'énergie électrique

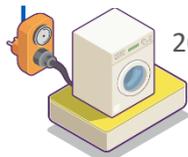
➔ Pour le système électrique, les impacts en termes d'énergie seront réels

Entre 7 TWh et 34 TWh à horizon 2035 pour 3,5 et 15,6 millions de VE et de VEHR (Source RTE)

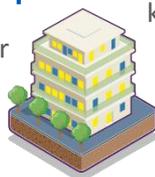
mais les enjeux en puissance apparaissent plus notables encore



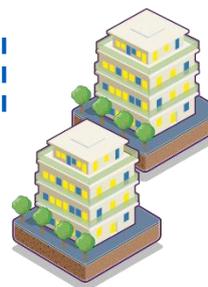
Charge normale
entre 3 et 7 kVA :
un chauffe-eau



Charge normale
accélérée
à 22 kVA :
20 machines à laver



Charge rapide à 43 kVA
(courant alternatif) ou 54
kVA (courant continu) :
un immeuble de 10
logements



Charge à haute
puissance à 120 kVA
(véhicules
spécifiques) :
2 immeubles de 10
logements

Les véhicules électriques vus du réseau de distribution

Le réseau « ne voit pas » des véhicules électriques (usages mobiles), mais des consommations liées à leur recharge au niveau de points de charge (points fixes).

Directement au niveau d'une borne



Au niveau d'une grappe de bornes



Ou indirectement parmi d'autres consommations



Réseau Public de Distribution

Des enjeux apparaissent par rapport :

- A la puissance de raccordement demandée à Enedis : première image du besoin client vu du réseau
 - A la modélisation de ce type de charge : apparition de nouveaux profils et/ou évolution de profils existants pour des sites intégrant la recharge de VE
- ➔ Des investissements s'avéreront ainsi nécessaires pour renforcer le réseau existant et développer les infrastructures de raccordement associées aux bornes de recharge

D'autres phénomènes, comme ceux liés à la tension, à la puissance réactive et aux harmoniques, doivent également être étudiés, maîtrisés et traités, en s'appuyant notamment sur la réglementation et la normalisation.

L'intégration du véhicule électrique au quotidien



Enedis soutient le développement de la mobilité électrique dès aujourd'hui :

- En accompagnant les demandes de raccordement au quotidien :
 - Via la mise en œuvre de la réglementation et de guides
 - Via le développement d'outils de simulation en ligne pour la BT
 - Via le traitement opérationnel des demandes de raccordement (recharges dédiées aux bus, bornes publiques, ...)
- En maintenant des échanges réguliers avec les acteurs de la filière de la mobilité électrique pour mieux anticiper les évolutions technologiques et les impacts potentiels sur les réseaux



Premières évaluations de l'impact économique de l'insertion des VE sur les réseaux de distribution

Scénario étudié



9 millions de VE
(VEHR compris)



~12 millions de points
de charge

Prise en compte de 3
scénarios de recharge
pour les particuliers



Modélisation et simulations sur un
grand nombre de réseaux Enedis
(l'impact réseau est local)

Gestion de la recharge au niveau des réseaux BT :

Un décalage HC parfait de la recharge des particuliers permet une réduction de 25 % des coûts de renforcement BT (40 % avec un placement optimisé sur la nuit - ex : HC + 3h)

Eclairage à la pointe nationale :

Scénario avec recharge naturelle pour les particuliers	Scénarios avec recharge HC ou optimisée sur la nuit (ex : HC + 3 h)
10,2 GW	1,6 GW

Puissance moyenne appelée par la recharge des VE à la pointe nationale

Première évaluation globale des coûts collectifs d'insertion du VE (infrastructures de réseau : renforcements BT et HTA/BT et raccordements) :

Entre 400 et 850 € par véhicule électrique

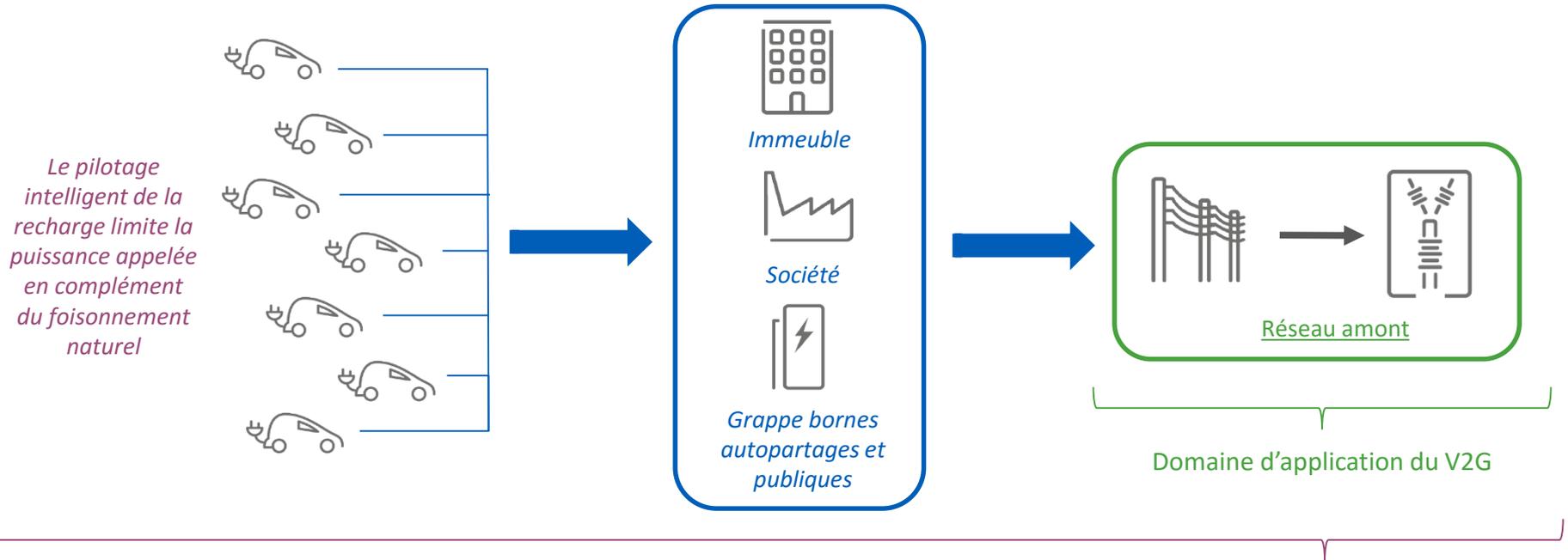
Selon les hypothèses considérées pour le raccordement des points de charge publics et mobilité partagée (choix de la filière et conditions d'insertion)

Le raccordement devrait représenter plus de 3/4 de ces coûts



Les bus, camions et deux-roues ne font pas partie du périmètre de cette étude

Pilotage intelligent & V2G : des bénéfices à tous les niveaux



Les bénéfices liés au pilotage intelligent et/ou au V2G seront associés :

- Au porteur de projet lui-même (diminution des coûts pour son installation intérieure et pour son raccordement, valorisation potentielle de l'énergie stockée dans les batteries des véhicules...)
- Au réseau de distribution (diminution des coûts d'investissement réseau pour la collectivité, présence d'un levier d'optimisation potentiel...)
- Au système électrique dans son ensemble à travers le gestionnaire de réseau de transport si une agrégation de véhicules électriques pilotables est possible

Périmètre :

- Les besoins de mobilité des utilisateurs des véhicules doivent être couverts en priorité
- La coordination entre les différents acteurs doit être assurée afin de garantir une optimisation du système électrique dans sa globalité

Une autre illustration sur les axes autoroutiers

Le réseau routier



Environ 11 500 km dont 9150 km d'autoroutes concédées et d'ouvrages à péage en service



407 aires de service

Et si ...

on envisageait l'installation d'une capacité de recharge de 5 MW sur chacune des aires de service d'autoroute

Pour un nombre de points de charge de l'ordre :

➤ *d'une trentaine à 150 kW*

Ou

➤ *d'une quinzaine à 350 kW*

En termes d'adaptation du réseau HTA, on estime

- Que dans 80 % des cas environ, le raccordement ne nécessiterait que des créations de lignes ;
- Que dans moins de 20 % des cas, le raccordement nécessiterait des créations de lignes et un renforcement du poste source ;
- 1% des cas conduirait à la création de deux postes source.

Un coût moyen par aire de l'ordre de 1,1 M€

(hors coûts d'aménagement électrique des sites)

Préconisations et enseignements sur l'impact du développement des VE sur le réseau de distribution

Les coûts des raccordements associés aux infrastructures de recharge (points de charge publics et dédiés à la mobilité partagée) représentent la plus grande partie des coûts d'insertion du VE.



- La capacité de la filière à bien gérer sa puissance est un enjeu crucial **dès la phase de raccordement**. La puissance demandée au réseau par les acteurs de la mobilité devra ainsi être raisonnée et la plus cohérente possible avec les services qu'ils souhaitent offrir aux utilisateurs.

Des incertitudes demeurent aujourd'hui sur les conditions de raccordement des stations de recharge publiques et dédiées à la mobilité partagée



- L'alimentation des plus gros sites HTA devra être anticipée pour imaginer le raccordement le plus efficient
- Des études, des expérimentations ciblées et des partenariats permettront de favoriser une insertion harmonieuse de la mobilité électrique aux réseaux publics.

La mobilité électrique est une grande ambition collective

C'est une priorité pour Enedis

Enedis apportera des solutions à la diversité des projets, et veillera avec les autres acteurs concernés à la cohérence d'ensemble

V2G ET FLEXIBILITÉ POUR LES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ

Soirée-Débat IEEE-PES

23 Janvier 2019

Olivier BORNE



ROAD MAP PSA EV

1994 – 2004

1st mass production EVs
in EU (11 ku sold)

(Saft-Sagem-Leroy Somer)



From 2011

MMC – Bolloré - GM

Partnerships



V2G

From 2019

Up to 80% of portfolio
(15 new vehicles) with
EV or PHEV powertrain



V1G

EV B sea

PHEV C seg



From 2025

100% of portfolio
with capacity to be
EV or PHEV



V2G



2000

2010

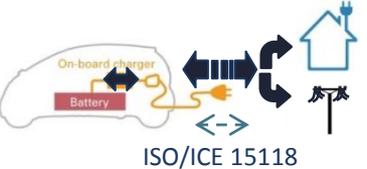
2020

2025

→ Long EVs experience with multiple partners

→ V1G & V2G integration of EV available

EV TECHNICAL IMPACTS

	Schema	Technological solutions	Functionalities
V1G Smart charge	 <p>ISO/IEC 15118 IEC 61851</p>	IEC 61851 Over the air commands ISO IEC 15118 ed 1	Smart charging with control either done by the EV or delegating to an off board agent
V2G DC	 <p>CCS + ISO/IEC 15118 CHAdeMO V2G</p>	Bidirectional V2G DC EVSE ISO / IEC 15118 ed2 CHAdeMO	Smart charge + bidirectional power flow in DC
V2G AC	 <p>ISO/IEC 15118</p>	Bidirectional OBC + compatible V2G AC EVSE ISO IEC 15118 ed2	Smart charge + bidirectional power flow in AC

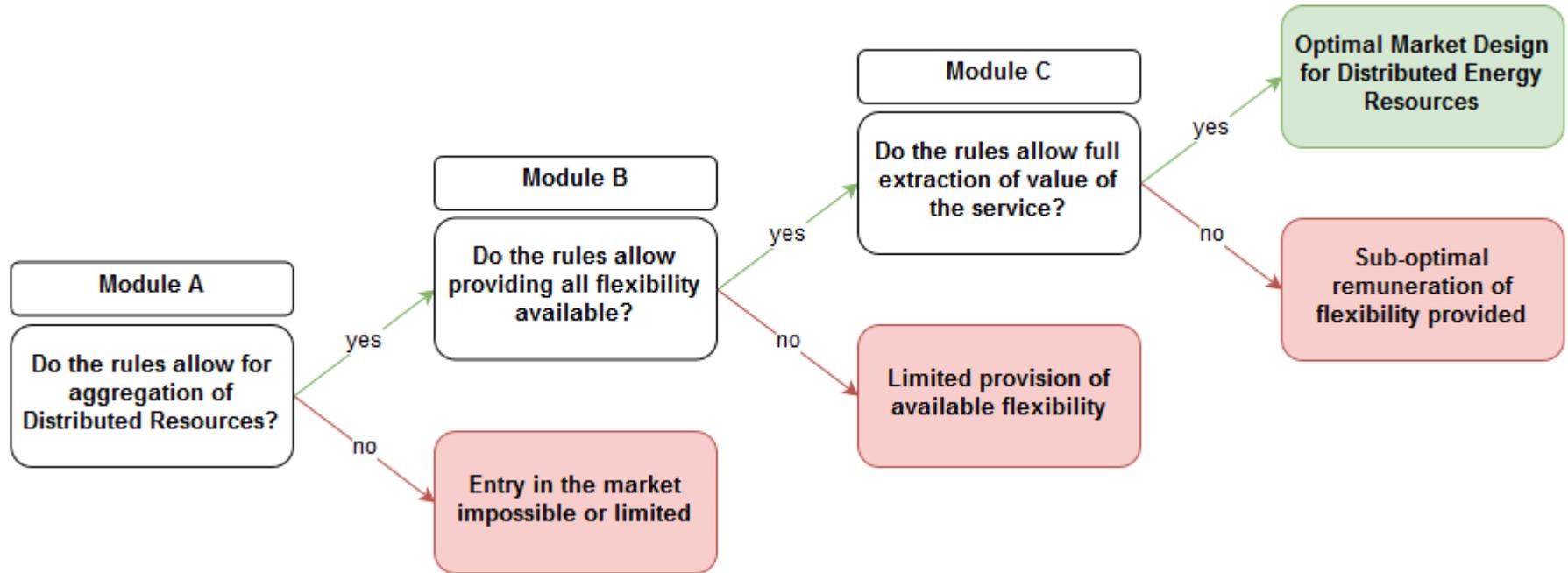
DE L'ALGORITHME AU BUSINESS MODEL

- La recherche s'est jusqu'ici principalement intéressée à la construction d'algorithme de gestion intelligente de la recharge
- Ce n'est qu'une première étape vers la construction d'un business-model. Un certain nombre de questions pour un acteur souhaitant investir sur ce sujet
 - Y a-t-il **une valeur marchande** à la solution proposée ? Quel cadre institutionnel ? Quelles **règles de marché** ?
 - Quels sont **les coûts** liés à la solution ? Coûts fixes et variables ? Coûts d'investissement et récurrents ? Quels **économies d'échelles** espérer ?
 - Quelle **rémunération attend l'utilisateur** du véhicule ? Est-il possible d'influencer **les comportements** de l'utilisateur en terme de fréquence de recharge ? Quelle **segmentation** de marché ?
 - Quelles **compétences en interne** sur le sujet ? Quelles **collaborations** mettre en place avec d'autres acteurs ? Quel **partage de la valeur** ?

DE L'ALGORITHME AU BUSINESS MODEL

- La recherche s'est jusqu'ici principalement intéressée à la construction d'algorithme de gestion intelligente de la recharge
- Ce n'est qu'une première étape vers la construction d'un business-model. Un certain nombre de questions pour un acteur souhaitant investir sur ce sujet
 1. Analyse qualitative des règles de marché afin de déterminer les barrières à l'entrée
 2. Evaluation des revenus et de la rentabilité d'une flotte de VE participant à la réserve primaire
 3. Elaboration d'un cadre d'analyse pour déterminer les bénéfices d'une collaboration entre constructeur et agrégateur
- On se focalise sur le service existant identifié comme ayant le plus de valeur pour une recharge bidirectionnelle
- Point de vue d'un investisseur, nouvel entrant sur ces marchés, qui n'agrège que des VE

1ÈRE ÉTAPE : ANALYSE QUALITATIVE DES RÈGLES DE MARCHÉ

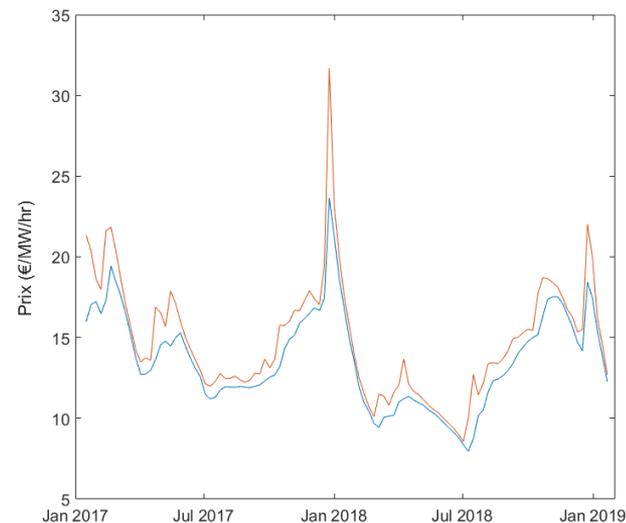


ANALYSE QUALITATIVE DES RÈGLES DE MARCHÉ

- Analyse des différentes règles dans 4 zones de marchés menée **en 2016** : France, Allemagne, Danemark et Grande-Bretagne
 - **France** : pas de mécanisme de marché à l'époque, allocation de la réserve sur les unités centralisées
 - ➔ Modification pour rejoindre la FCR Cooperation, marché réunissant Allemagne et pays avoisinant
 - **Allemagne** : durée des offres d'une semaine, peu favorable à l'agrégation d'unité décentralisée, pay-as-bid
 - ➔ Réduction de la durée des offres à venir, et passage au prix marginal
 - **Danemark** : Identifié comme la zone la plus favorable, produit de 4 heures et rémunération au prix marginal
 - ➔ Alignement de la FCR Cooperation sur ces règles
 - **Grande-Bretagne** : ouverture à de nouveaux acteurs mais manque de transparence et complexité des différents mécanismes
 - ➔ Refonte totale en cours sur l'ensemble des mécanismes afin de simplifier les processus

FOCUS SUR LA « FCR COOPERATION »

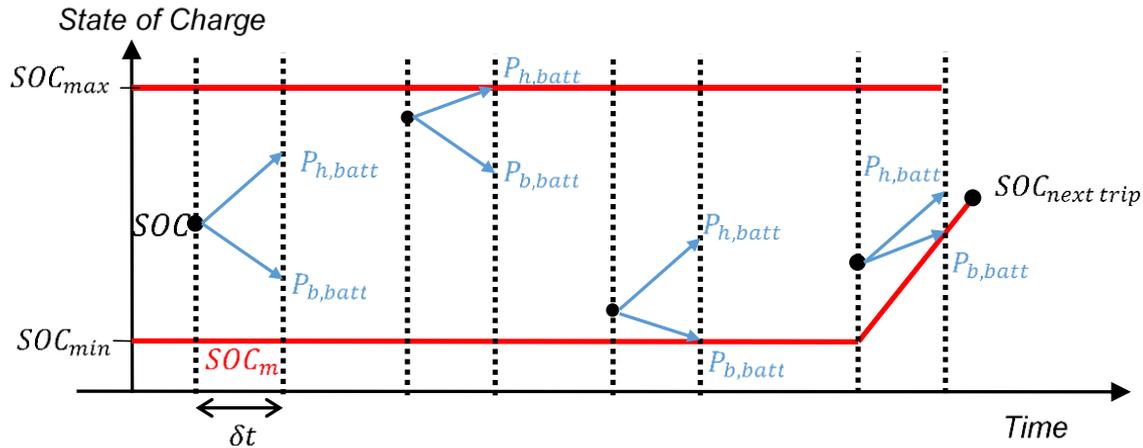
- +1300 MW de réserve sur un marché commun (sur 3000 MW)
 - Intégration prochaine de DK1
- Produit d'une semaine
- Market-clearing le mardi avant la semaine de livraison
- Volume minimum d'1MW, incrément de 1MW
- Prix moyen légèrement en baisse, mais encore très lié aux prix de l'énergie (coût d'opportunité)
- Evolutions à venir
 - Passage à des produits d'une journée (Juillet 2019), puis à 4 heures (2020)
 - Rémunération au prix marginal (2020)



ANALYSE DES REVENUS D'UNE FLOTTE

Modèle

- On souhaite quantifier l'impact de deux règles de marché :
 - Durée des offres
 - Incrément de volume
- Modélisation de flottes de VE participant à la fourniture de réserve
 - Trajets pendulaires entre domicile et travail, distribution stochastique des trajets



ANALYSE DES REVENUS D'UNE FLOTTE

Scénarios

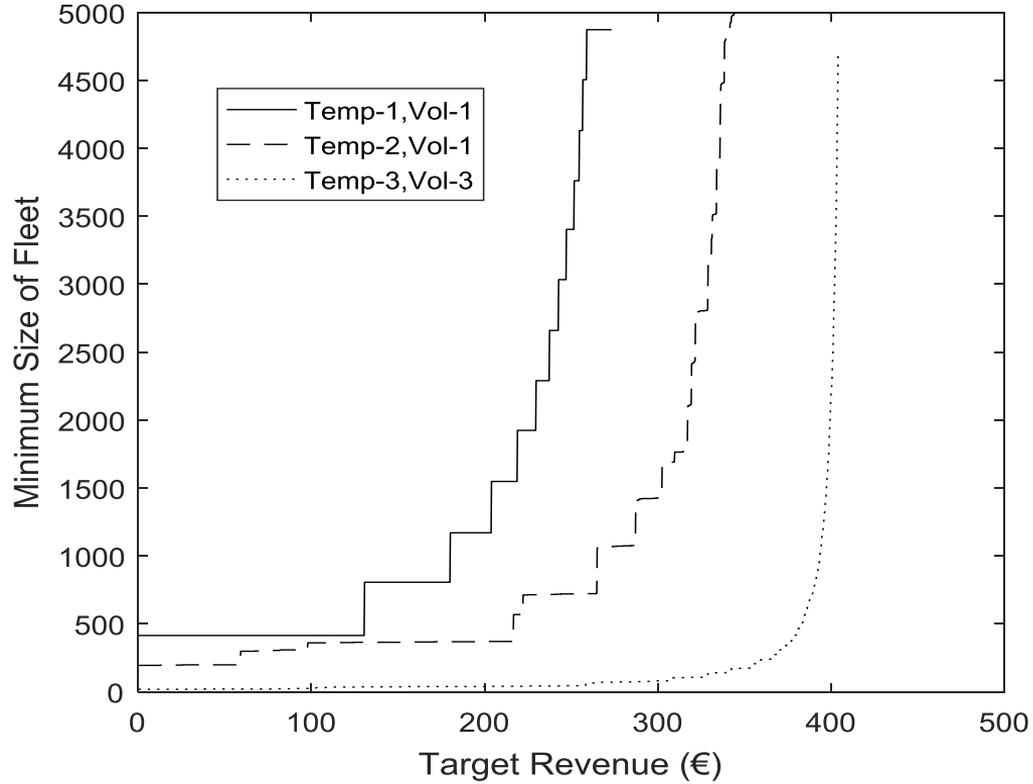
Temporal Granularity	Temp-1	One-week
	Temp-2	4 hours
	Temp-3	1 hour
Volume Granularity	Vol-1	Minimum bid 1 MW, Bid Increment 1 MW
	Vol-2	Minimum bid 1 MW, Bid Increment 0.1 MW
	Vol-3	Minimum bid 0.1 MW, Bid Increment 0.1 MW
EVSE	EVSE-1	Home: 3 kW, Work: 0 kW
	EVSE-2	Home: 3 kW, Work: 7 kW
	EVSE-3	Home: 7 kW, Work: 22 kW

Energy Capacity of the Battery	E	50 kWh
Minimum SOC	SOC_{min}	20%
Maximum SOC	SOC_{max}	90%
Power of the EVSE	P_{plug}	Variable
Consumption	c	0.18 kWh/km

Etude sur différents scénarios de règle de marché et de puissance de charge

ANALYSE DES REVENUS D'UNE FLOTTE

Résultats

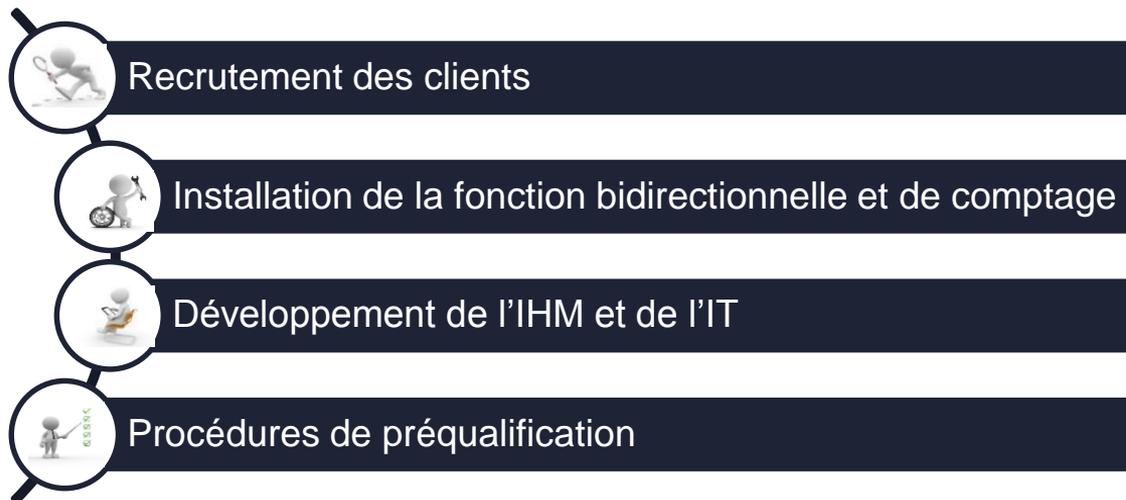


ETUDE SUR LA VALEUR ACTUELLE NETTE

Coûts associés au V2G

- Quel revenu doit-être atteint pour investir sur la fourniture de réserve primaire ?
 - En première approche, au moins compenser les coûts → Calcul de la Valeur Actuelle Nette

**Coûts
d'investissement
identifiés pour les
smart grids
(CAPEX)**

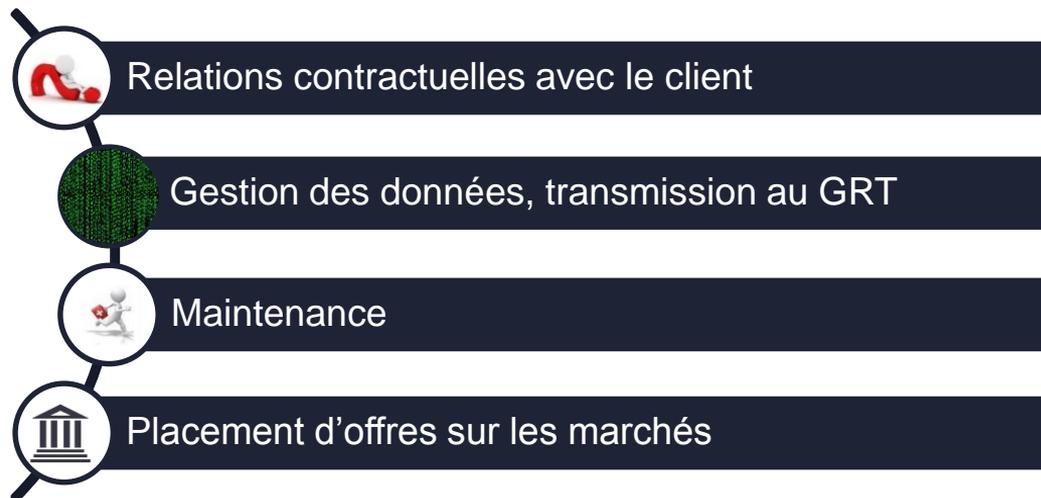


ETUDE SUR LA VALEUR ACTUELLE NETTE

Coûts associés au V2G

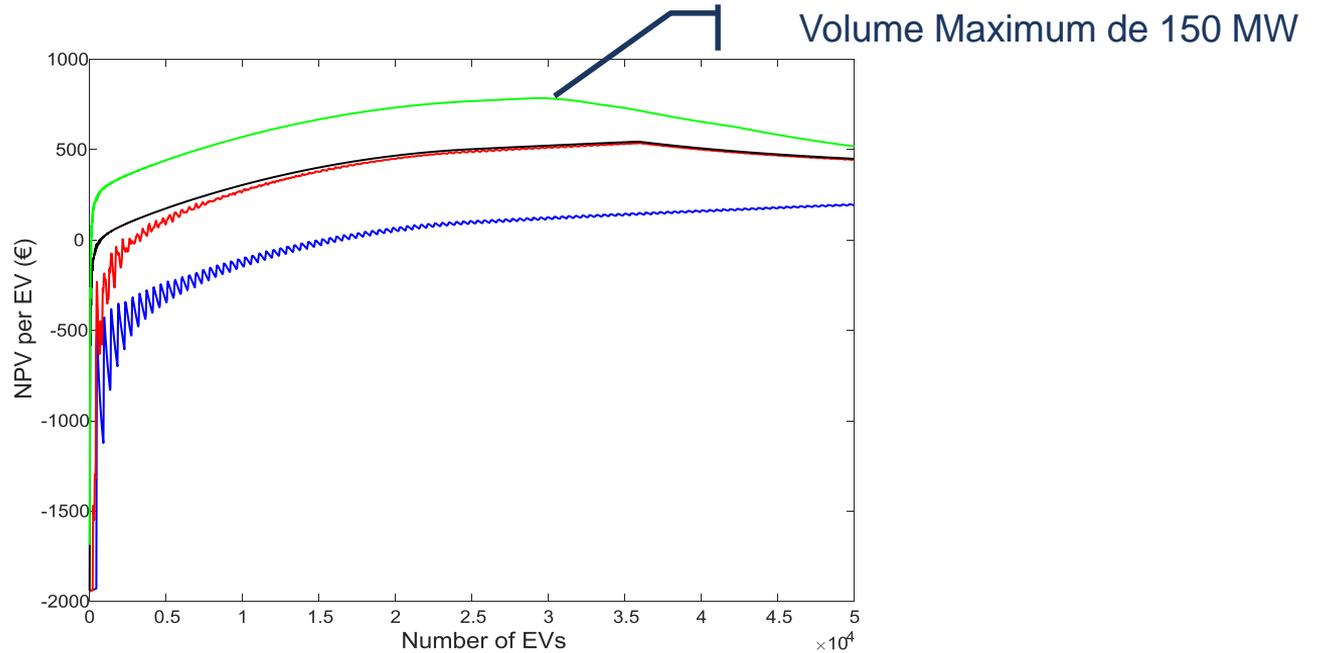
- Quel revenu doit-être atteint pour investir sur la fourniture de réserve primaire ?
 - En première approche, au moins compenser les coûts → Calcul de la Valeur Actuelle Nette

Coûts récurrents des services smart grids (OPEX)



ÉTUDE SUR LA VALEUR ACTUELLE NETTE

Résultats



ÉTUDE SUR LA VALEUR ACTUELLE NETTE

Résultats

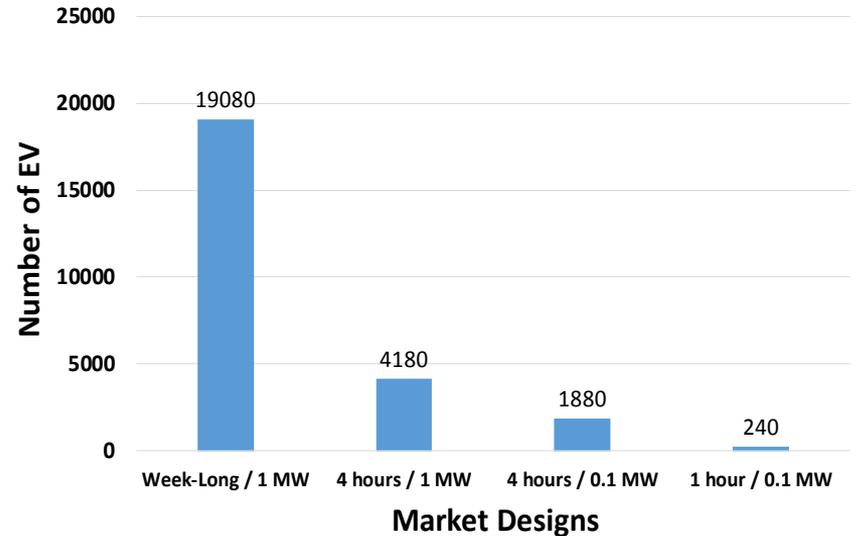
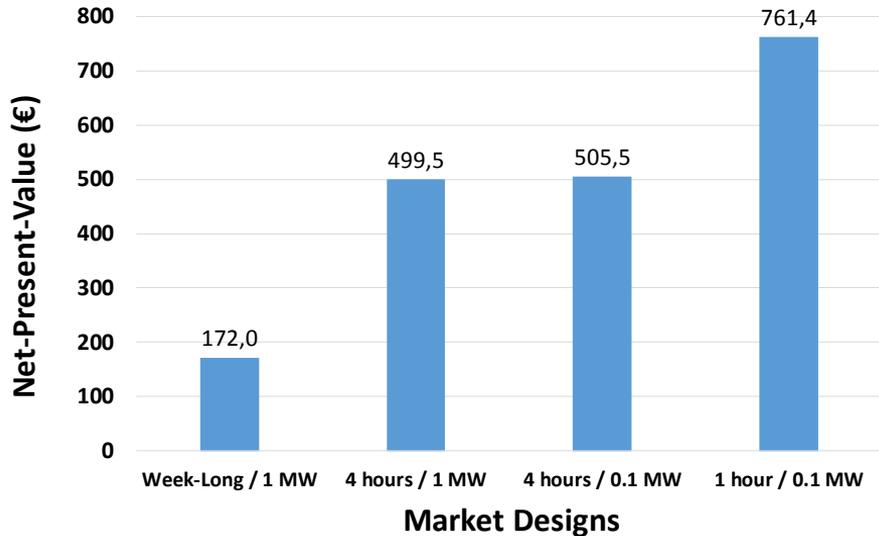
■ Deux indicateurs sont étudiés

- VAN maximale par VE pouvant être atteinte
- Taille minimale de la flotte permettant d'atteindre une VAN positive



ÉTUDE SUR LA VALEUR ACTUELLE NETTE

Résultats



L'agrégation avec d'autres actifs flexible peut permettre de diminuer la taille minimale de la flotte

COOPÉRATION ENTRE CONSTRUCTEUR ET AGRÉGATEUR

- Les études précédentes prennent pour hypothèse qu'un seul acteur supporte l'ensemble des coûts et récupère l'ensemble des revenus
- VAN positive → Condition nécessaire mais pas suffisante pour avoir un business model
- Dans un cas d'étude plus réaliste
 - Chaîne de valeur complexe, constituée de plusieurs acteurs intervenant à différents moments
 - Une part de la valeur revient à l'utilisateur

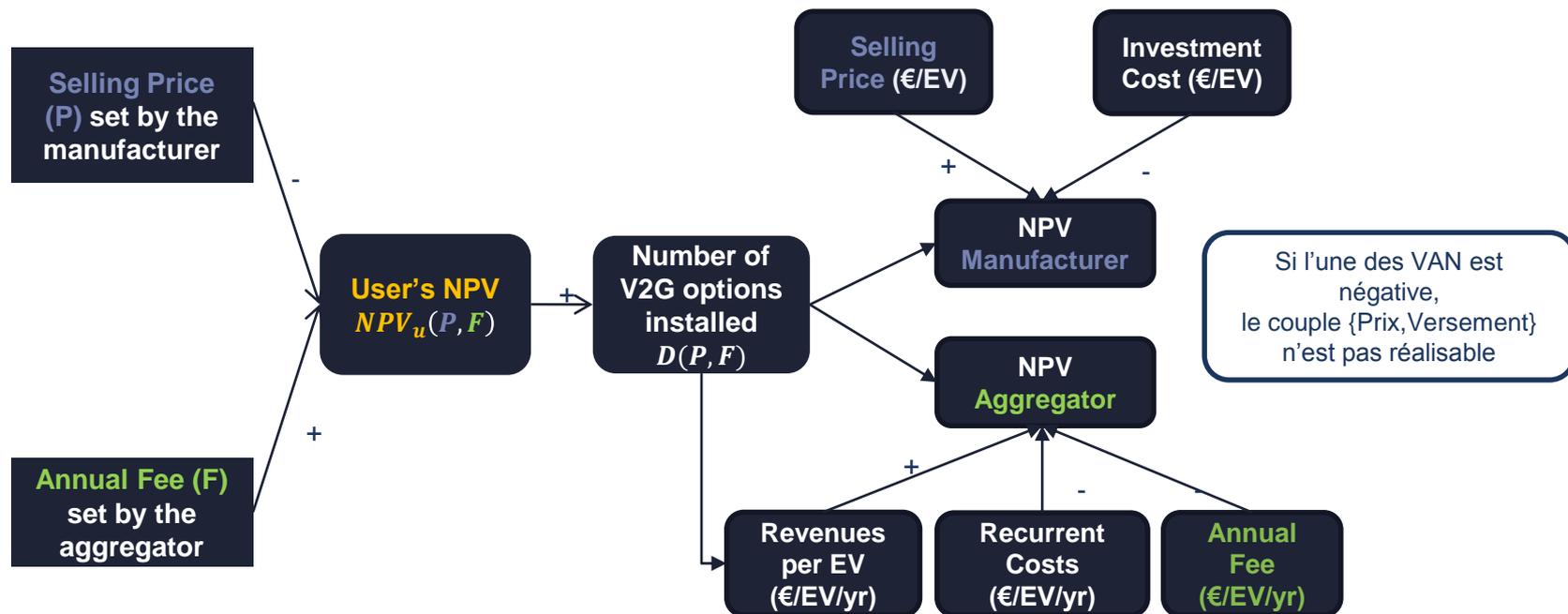
COOPÉRATION ENTRE CONSTRUCTEUR ET AGRÉGATEUR

Acteurs

- Le **constructeur** vend un VE bidirectionnel apte à fournir de la réserve → Chargeur bidirectionnel on-board ou vente d'une borne de charge DC
 - **Coûts d'investissement**
 - Décide du **prix de vente** de la fonction (P)
- L'**agrégateur/fournisseur** de service fait les offres sur le marché, récupère les revenus et en attribue une part aux utilisateurs
 - **Coûts récurrents**
 - Décide du **versement annuel** aux utilisateurs (F)
- Les **utilisateurs** choisissent ou non l'option V2G sur le VE
 - Le nombre de clients demandant la fonction V2G dépend du prix de vente et du versement → Fonction exogène
 - **Valeur Actuelle Nette** → Rétribuer le client pour son engagement

COOPÉRATION ENTRE CONSTRUCTEUR ET AGRÉGATEUR

Calcul des VAN



Systeme complexe → Les choix d'un des acteurs ont une influence sur les gains de l'autre acteur, qui pourra réagir en conséquence

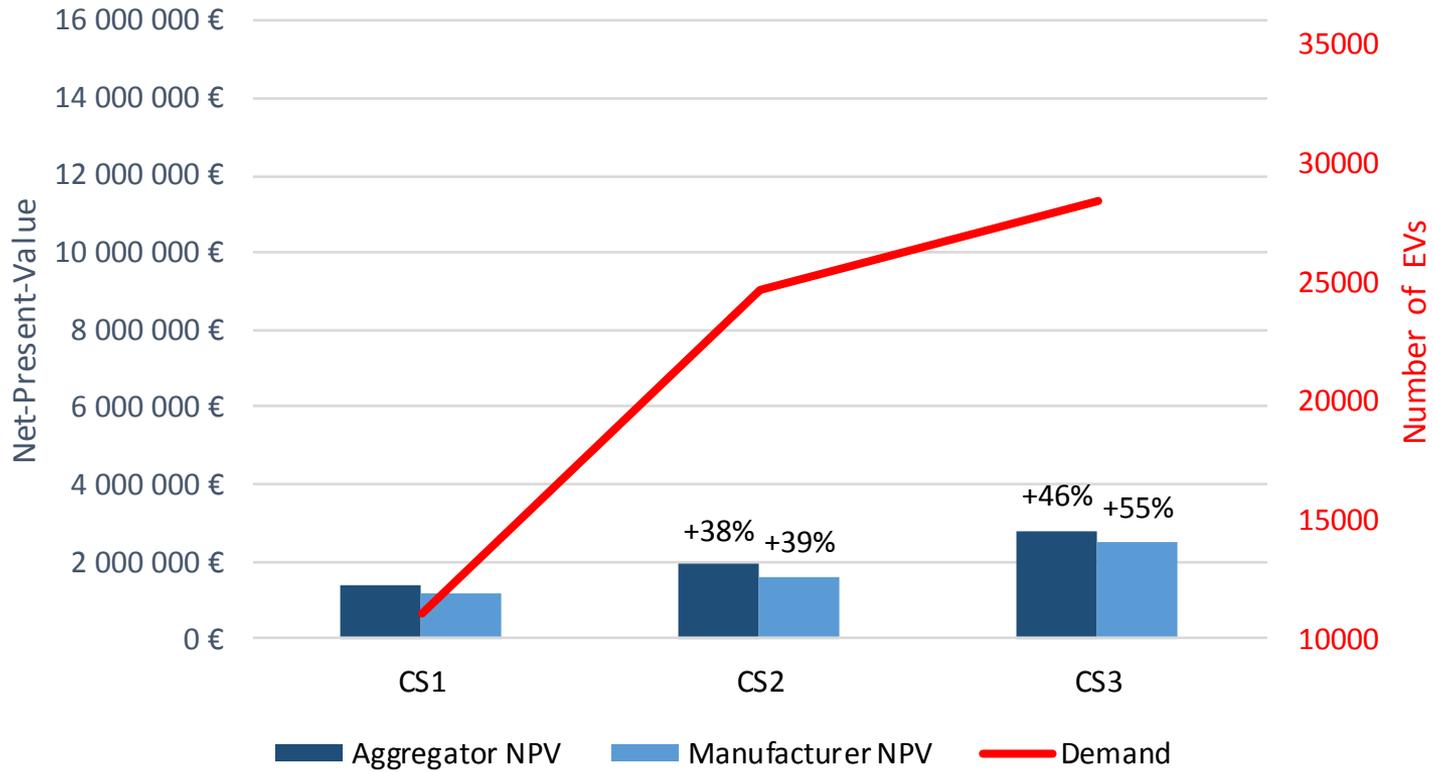
COOPÉRATION ENTRE CONSTRUCTEUR ET AGRÉGATEUR

Cas étudiés

- **Cas 1 : Le constructeur et l'agrégateur fixent resp. le prix de vente et le versement annuel sans coopérer**
 - Après avoir observé le choix de l'agrégateur le constructeur fixe son prix de vente de manière à maximiser sa propre VAN et vice-versa → **Comportement opportuniste « chacun pour soi »**
 - On cherche un point d'équilibre où les joueurs ne peuvent plus augmenter leurs gains en modifiant leurs stratégies unilatéralement → Equilibre de Nash
- **Cas 2 : Le constructeur et l'agrégateur construisent une offre commune afin de maximiser la somme des VAN**
 - A condition que la VAN de chacun soit **supérieure au cadre non coopératif**
 - **Répartition des gains suivant le pouvoir de négociation des deux acteurs**
- **Cas 3 : Le constructeur et l'agrégateur coopèrent et s'accordent sur un versement de l'agrégateur vers le constructeur**
 - Le constructeur peut réduire le prix de vente, ce qui permet d'augmenter la demande

COOPÉRATION ENTRE CONSTRUCTEUR ET AGRÉGATEUR

Résultats



CONCLUSIONS

- Nécessité d'aller au-delà de la conception d'algorithmes pour évaluer la valeur des solutions de V2G
- Comprendre les règles de marché, leurs influences sur les revenus
 - → Evolution positive au niveau européen
 - Au-delà des règles de marché, expliciter les requis techniques du VE dans les règles de préqualification, de raccordement...
- Analyse des coûts liés à l'implémentation de la fonction V2G et à la gestion active de la flotte
- Etude de la répartition de la valeur entre les différents acteurs de la chaîne de valeur, ainsi qu'avec l'utilisateur final