

**Thèse n°6 sur l'impact de la transition énergétique sur  
l'équilibrage des réseaux**

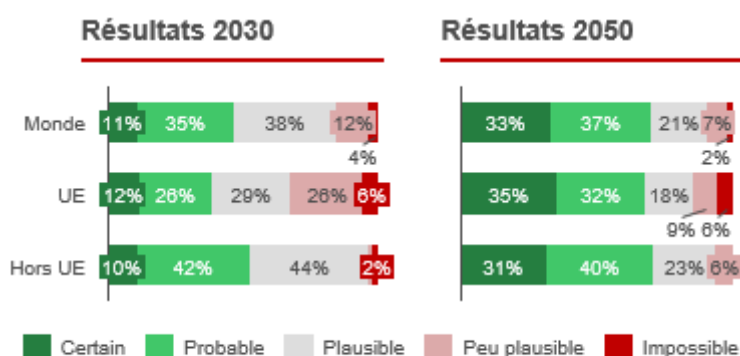
**Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie**

Mai 2018

## I. Rappel de la thèse et résultats du *Sounding Board*

- a. [Equilibrage des réseaux] Les besoins de flexibilité augmenteront et seront majoritairement pourvus via des outils décentralisés (stockage, effacement, modulation de consommation, batteries de Véhicules Electriques, production décentralisée) nécessitant l'agrégation d'un très grand nombre de points diffus ; les gestionnaires de réseau de distribution se transformeront en véritables opérateurs exploitants, responsables d'une gestion active du réseau et de l'organisation de marchés locaux de flexibilité.
- b. [Coordination GRT / GRD] La coordination entre GRT et GRD dans l'exploitation et l'optimisation des sources de flexibilité (question de l'optimisation globale / optimisation locale) deviendra un problème essentiel à traiter.

### a) Equilibrage des réseaux



- **Les avis sont partagés sur la probabilité de réalisation de cette thèse à horizon 2030.** Ces doutes sont essentiellement liés à l'ampleur du changement envisagé dans la thèse : à cette échéance, l'analyse des commentaires montre qu'il paraît plus plausible d'envisager un mix d'outils de flexibilité centralisés et décentralisés, et qu'il est **peu probable que les outils décentralisés soient en mesure d'assurer la majorité de l'augmentation des besoins en flexibilité.**
- **A horizon 2050, une majorité d'avis positifs en faveur de la thèse est exprimée.** Le fait que les outils locaux pourront en majorité pourvoir à l'augmentation des besoins de flexibilité fait consensus de manière assez nette, mais **de nombreux commentaires (provenant de profils variés d'acteurs) émettent des réserves sur le rôle des gestionnaires de réseau de distribution en la matière** : « ce n'est pas parce que le potentiel des ENR et de la flexibilité sera de plus en plus local qu'il faut confier au GRD l'organisation de ces marchés (même s'il faudra tenir compte des éventuelles contraintes locales) », et ces marchés locaux pourraient devenir des espaces « compétitifs ».

#### **Extraits des commentaires :**

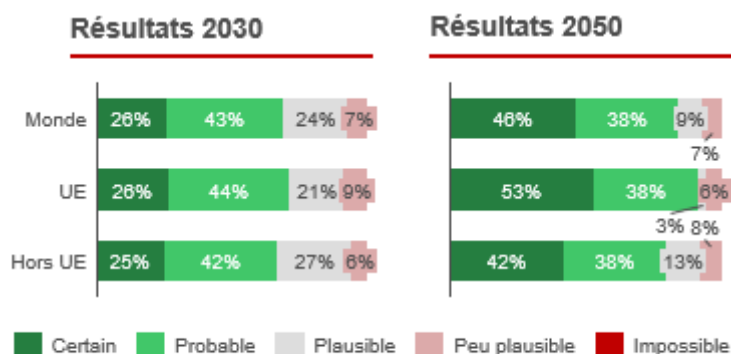
##### ➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- *"I see this as a feasible and highly desirable scenario, to have high-functioning DSOs as part of a layered grid architecture."*
- *"This is beginning to happen in California, where there are high penetrations of renewable and distributed energy resources."*

➤ **Réserves exprimées :**

- « D'accord sur la gestion active des réseaux. L'organisation de marchés locaux de flexibilité risque de leur échapper s'ils ne regardent de manière très sérieuse les aspects "digitalisation de l'énergie" qui ouvrent un marché pour d'autres types d'opérateurs tels que les GAFA. »
- "The realization will depend, however, on the willingness of the DSOs to grow into much bigger roles than they have today, and the willingness of the TSOs and regulators to let go of the desire for a fully-centralized energy market and system balancing function. It would mean, for example, that the TSO does not need to have visibility and control of assets on the distribution system, but instead deals only with the DSO at each T-D interface point. This would enhance qualities like resilience and cyber-security, but may be a major departure from current thinking by the TSOs."
- "I'm not certain that this will result in the distribution network operator becoming responsible for actively managing the grid, or coordinating and facilitating aggregators participation in flexible capacity markets at the wholesale level."
- « Il y aura un travail d'agrégation à faire. Il n'est pas certain que ce soit le rôle des opérateurs de distribution pour les aspects économiques. »
- "I believe this will be a competitive space, and there may be more players than just the distribution system operators."

**b) Coordination GRT / GRD**



- **Cette thèse fait consensus dès l'horizon 2030, et le consensus est très marqué à horizon 2050 avec plus de 80% d'avis positifs et plus de 90% dans le contexte européen.** Le panel souligne que la coordination entre GRT et GRD est « absolument nécessaire afin de maintenir une gestion efficace pour le consommateur ».
- Les commentaires évoquent pour certains une évolution vers une « intégration des réseaux » ou l'apparition d'acteurs intégrés qui seraient « gestionnaires d'équilibrage des réseaux national et local communs » aux GRD et GRT.
- Quelques commentaires, en nombre limité, évoquent le rôle potentiel de l'automatisation et des techniques d'Intelligence Artificielle dans la gestion des sources de flexibilité à long terme (2050 et au-delà).

**Extraits des commentaires :**

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- « Cette coordination est absolument nécessaire afin de maintenir une gestion efficace pour le consommateur. »

- *“This is an urgent topic for everyone who thinks about the future power grid with high degrees of decentralization and renewable generation. The layered grid architecture is probably a less familiar concept than global optimization, which most in the industry see as the natural evolution of today's wholesale markets. But as numbers and varieties of DER increase, the benefits of the layered architecture and the vulnerabilities of the centralized will become more apparent and quantifiable.”*
  - *“The issues of cooperation are likely to create room for strategic interaction and transaction costs that could generate inefficiencies. There will be more actors involved within the overall system, and this alone will require increased coordination effort.”*
- **Réserves exprimées :**
- *“Automation will make the distinction between these two entities unclear”*

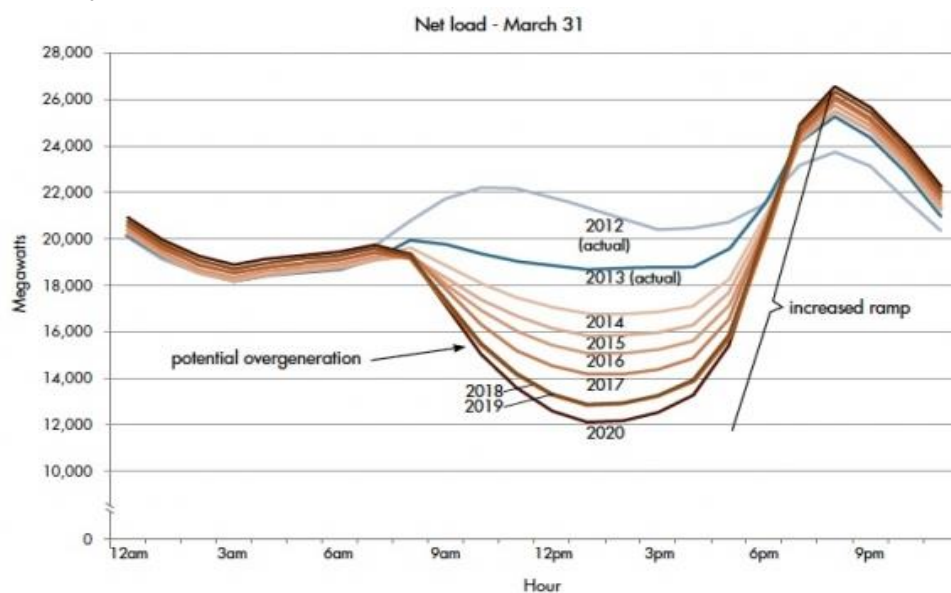
<b>I. RAPPEL DE LA THESE ET RESULTATS DU SOUNDING BOARD .....</b>	<b>2</b>
a) <i>Equilibrage des réseaux</i> .....	2
b) <i>Coordination GRT / GRD</i> .....	3
<b>II. ARGUMENTS EN FAVEUR DE LA THESE .....</b>	<b>6</b>
1) LA HAUSSE DES CAPACITES INSTALLEES DE PRODUCTION INTERMITTENTE PROVOQUERA UNE PLUS FORTE VARIABILITE DE LA DEMANDE RESIDUELLE (DEMANDE NETTE DE LA PRODUCTION FATALE), ET UNE AUGMENTATION DES BESOINS EN FLEXIBILITE DU SYSTEME ELECTRIQUE, A TOUTES LES ECHELLES DE TEMPS ET EN PARTICULIER INFRA-JOURNALIERE. ....	6
2) LA CROISSANCE DE LA PRODUCTION DISTRIBUEE GENERERA DES DESEQUILIBRES AU NIVEAU LOCAL ; L'EXISTENCE D'OUTILS LOCAUX DE FLEXIBILITE SERA ALORS CLE POUR EVITER LES CONGESTIONS LOCALES ET LIMITER LES INVESTISSEMENTS RESEAUX.....	8
3) CES DERNIERES ANNEES, LA PROPORTION D'OUTILS DECENTRALISES – EFFACEMENT OU MODULATION DE CONSOMMATION, BATTERIES, PRODUCTION DECENTRALISEE D'ELECTRICITE – DANS LA GESTION DE L'EQUILIBRE DU RESEAU A DEJA LARGEMENT AUGMENTE, ET CETTE EVOLUTION PERMET DE PENSER QUE CES OUTILS JOUERONT UN ROLE ESSENTIEL A L'AVENIR .....	8
4) QUELLE QUE SOIT L'AMPLEUR DE LEUR DEPLOIEMENT, LE RECOURS AUX OUTILS DECENTRALISES DE FLEXIBILITE IMPLIQUERA LA DEFINITION DE MECANISMES DE MOBILISATION DE CES OUTILS A L'ECHELLE LOCALE ; CES MECANISMES IMPLIQUERONT LES GRD, QUI PARTICIPERONT AINSI A UNE GESTION ACTIVE DU RESEAU DE DISTRIBUTION, CE QUI NECESSITERA UNE PROFONDE ADAPTATION TECHNIQUE ET REGLEMENTAIRE .....	10
5) LA MISE EN PLACE DE MECANISMES DE MOBILISATION A L'ECHELLE LOCALE SOULEVE DES QUESTIONS CONCERNANT LEUR POSSIBLE INTERFERENCE AVEC LES MECANISMES D'EQUILIBRAGE NATIONAUX ET LA GESTION DES CONTRAINTES REGIONALES SUR LE RESEAU DE TRANSPORT ; UNE COORDINATION RENFORCEE ENTRE GRT ET GRD SERA ESSENTIELLE A L'OPTIMISATION DES COUTS GLOBAUX DU SYSTEME .....	11
<b>III. ARGUMENTS NUANÇANT OU ALLANT A L'ENCONTRE DE LA THESE .....</b>	<b>12</b>
1) A MOYEN TERME (2030), ET MALGRE L'AUGMENTATION DE LA PRODUCTION FATALE DISTRIBUEE, LE BESOIN EN FLEXIBILITE LOCALE DEVRAIT RESTER MODESTE ; EN CONSEQUENCE, LA PART DES OUTILS CENTRALISES DANS LES RESSOURCES DE FLEXIBILITE DEVRAIT DEMEURER SIGNIFICATIVE .....	12
2) AU SEIN DES OUTILS DECENTRALISES, UNE COMPETITION EXISTERA ENTRE LES OUTILS « DIFFUS » (PETITES CAPACITES, A L'ECHELLE RESIDENTIELLE OU DE LA PETITE ENTREPRISE, V2G), ET « SEMI-DECENTRALISES » (EFFACEMENT INDUSTRIEL, BATTERIES « GRID SCALE ») ; CES RESSOURCES « SEMI-DECENTRALISEES » NE NECESSITANT PAS L'AGREGATION DE MILLIONS DE POINTS DIFFUS ET DONT LE MODELE TECHNICO-ECONOMIQUE EST PLUS AVERE, POURRAIENT RESTER DOMINANTES A L'HORIZON 2030.....	12
3) QUEL QUE SOIT LE MIX D'OUTILS DECENTRALISES UTILISE (DIFFUS OU NON, ETC.), CERTAINS ACTEURS EMETTENT AUJOURD'HUI DES DOUTES SUR LA CAPACITE DE CES SYSTEMES NON INERTIELS A ASSURER LA TOTALITE DES BESOINS D'EQUILIBRAGE DU RESEAU ELECTRIQUE .....	14
<b>IV. ANNEXES.....</b>	<b>15</b>
1) GLOSSAIRE.....	15
2) LISTE DES FIGURES.....	15
3) BIBLIOGRAPHIE .....	15

## II. Arguments en faveur de la thèse

- 1) La hausse des capacités installées de production intermittente provoquera une plus forte variabilité de la demande résiduelle (demande nette de la production fatale), et une augmentation des besoins en flexibilité du système électrique, à toutes les échelles de temps et en particulier infra-journalière.

L'intégration de capacités importantes de production ENR intermittente à l'échelle du système électrique provoquera une hausse de la variabilité de la demande résiduelle, qui correspond au solde net entre la demande d'électricité à l'échelle nationale et la production fatale renouvelable. Cela aura pour effet une croissance des besoins en flexibilité aux différentes échelles de temps : horizon infra-journalier, hebdomadaire, et saisonnier. La hausse des besoins en flexibilité est déjà très visible dans le système californien par exemple, où la forte production solaire PV a provoqué l'apparition de la « Duck Curve », c'est-à-dire d'une variabilité très forte de la demande résiduelle, de l'ordre de 3 fois plus importante que la variabilité de la demande seule à l'échelle de quelques heures.

Figure 1 : Evolution de l'appel de puissance en Californie sur une journée de printemps avec l'intégration de la production solaire PV entre 2012 et 2020

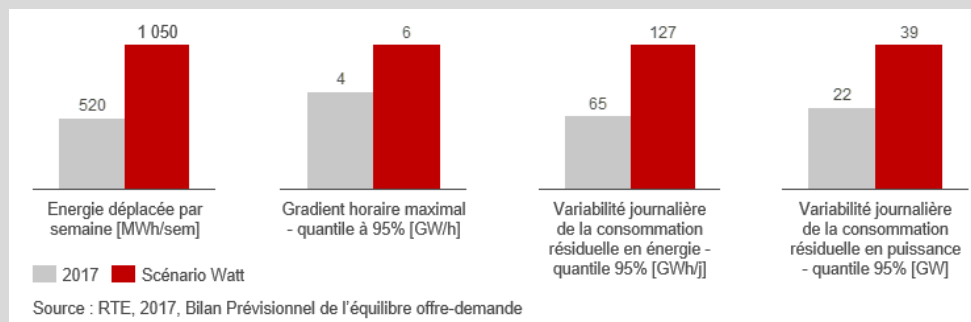


Cela restera vrai en dépit du développement des interconnexions. Celles-ci permettront de répondre à la hausse des besoins en flexibilité (grâce au phénomène de foisonnement des conditions climatiques entre les diverses régions et filières de production, dont l'efficacité augmente avec la taille du système considéré), mais les études montrent que pour des niveaux de déploiement élevés des ENR, les besoins en flexibilité résiduels augmenteront de manière significative même avec le développement en parallèle des interconnexions.

**Analyses de la hausse des besoins en flexibilité avec l'intégration des ENR :**

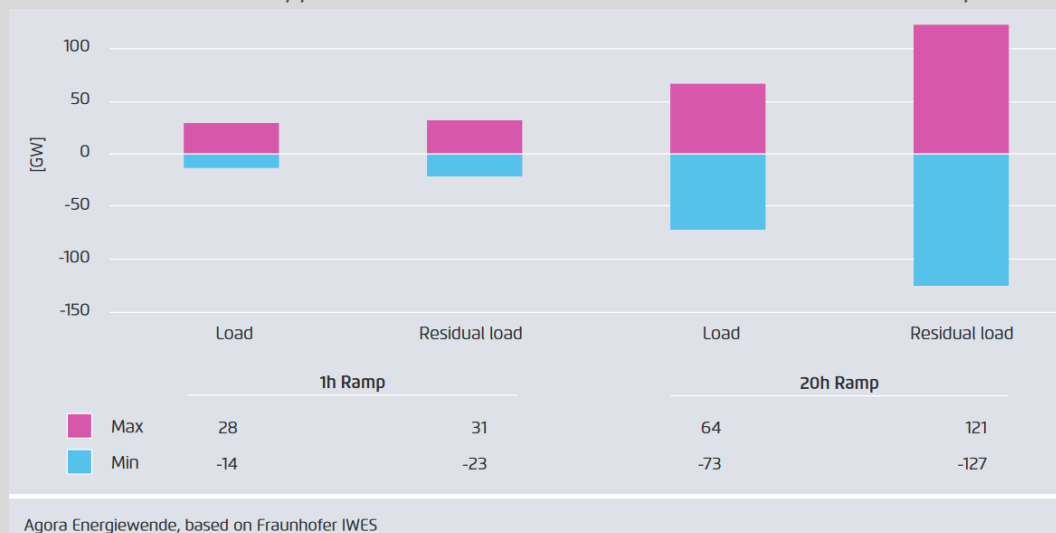
- Le scénario « Watt » du BP RTE 2017 décrit un mix électrique avec 115 GW installés de capacités renouvelables intermittentes et 70% de production ENR en France<sup>1</sup>. Une analyse est fournie de l'évolution des indicateurs de flexibilité du système dans ce scénario : certains sont multipliés par près de 2 par rapport à la situation actuelle.

Figure 2 : Indicateurs de flexibilité du système dans le scénario Watt à horizon 2035 par rapport au système actuel



- L'étude de l'association Agora Energiewende "The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits" souligne elle aussi que, malgré les bénéfices du développement des interconnexions pour l'intégration de volumes élevés de production intermittente à cet horizon, la variabilité à l'échelle infra-journalière de la demande résiduelle deviendra près de deux fois plus élevée que celle de la demande seule à l'échelle de la zone PLEF<sup>2</sup>. Ce résultat est obtenu sous l'hypothèse d'une augmentation de 41% de la capacité de transfert nette au sein de l'Union Européenne à horizon 2030, par rapport au statu quo, pour atteindre ~70 GW.

Figure 3 : Variabilité de la demande seule et de la demande résiduelle dans la zone PLEF, dans un scénario 2030 de fort développement des ENR et des interconnexions à l'échelle européenne



<sup>1</sup> Nous nous appuyons ici sur le point d'arrivée du scénario Watt du BP RTE 2017. Celui-ci envisage une baisse de la consommation importante en parallèle d'un développement important des ENR et de l'autoconsommation. Ce scénario n'a pas été retenu par les pouvoirs publics à l'horizon 2035, car il impliquerait le développement de nouvelles capacités thermiques et une hausse des émissions de CO<sub>2</sub> par le système électrique. Il a en revanche une valeur d'illustration à long terme pour l'analyse de l'impact réseau de la transition énergétique.

<sup>2</sup> Pays du Pentalateral Energy Forum : Allemagne, France, Benelux, Suisse, Autriche

## **2) La croissance de la production distribuée générera des déséquilibres au niveau local ; l'existence d'outils locaux de flexibilité sera alors clé pour éviter les congestions locales et limiter les investissements réseaux**

Le déploiement des énergies renouvelables à court et moyen terme entraînera une hausse de la part des capacités de production raccordées au réseau de distribution. Selon les scénarios du BP RTE 2017, celles-ci pourraient atteindre 38% à 48% des capacités installées en France à horizon 2035 (contre ~16% en 2016), et leur production pourrait couvrir 30 à 46% de la consommation nationale à cette échéance (contre ~9% en 2016) [cf. [monographie sur les réseaux électriques](#)]. Cela entraînera des situations de congestion de plus en plus fréquentes sur le réseau public de distribution (RPD). Dans ces conditions, l'utilisation de flexibilités locales pourrait constituer une solution efficace pour maîtriser les investissements dans le réseau de distribution destinés à accueillir cette production renouvelable distribuée.

A la maille de la France continentale, la valeur brute annuelle de la flexibilité pour le RPD pourrait être comprise dans une fourchette de 20 à 60 M€/an à moyen terme, pour une valeur nette comprise entre 11 et 18 M€/an<sup>3</sup>. Cette valeur est générée par la gestion des contraintes en injection et soutirage sur les postes source, par la gestion des contraintes en injection sur le réseau HTA, et par la gestion des coupures en cas de travaux ou incidents sur le réseau. Au-delà des besoins croissants en flexibilité du système électrique dans son ensemble, les solutions de flexibilité décentralisée pourraient donc contribuer à l'optimisation des investissements réseaux dans le cadre du déploiement massif des ENR distribuées.

## **3) Ces dernières années, la proportion d'outils décentralisés – effacement ou modulation de consommation, batteries, production décentralisée d'électricité – dans la gestion de l'équilibre du réseau a déjà largement augmenté, et cette évolution permet de penser que ces outils joueront un rôle essentiel à l'avenir**

L'utilisation d'outils décentralisés - par opposition aux outils de flexibilité centralisés tels que des turbines à combustion (TAC) ou des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) - pour participer à la flexibilité à court terme du système électrique est une possibilité aujourd'hui avérée, dont on peut citer plusieurs exemples.

En France, la modulation de consommation industrielle a accru au cours de la dernière décennie sa participation à la réserve tertiaire, via divers mécanismes : 12 GWh d'effacement ont été valorisés par le mécanisme d'ajustement en 2016, 500 MW d'effacement ont participé aux réserves rapides, et entre 750 et 1400 MW ont été contractualisés en 2017 lors des appels d'offres Effacement. Quelques sites participent également aux services systèmes, et en particulier à la constitution de la réserve primaire. Les gisements techniques d'effacement industriel et tertiaire en France, pour une durée d'activation de 30 minutes, sont estimés à respectivement ~5,7 GW et ~2,5 GW en France<sup>4</sup>.

La participation de la modulation de consommation résidentielle se développe également :

- En France, Direct Energie a été qualifié par RTE pour valoriser les effacements diffus en tant que réserve primaire. Après plusieurs années d'expérimentation avec le projet Modelec, le

---

<sup>3</sup> E-CUBE Strategy Consultants, 2017, Etude pour la CRE sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité

<sup>4</sup> ADEME, CEREN, E-CUBE Strategy Consultants, 2017, L'Effacement de Consommation Electrique en France



fournisseur est en cours de préparation de son offre d'effacement (en phase de test sur 1000 clients depuis février 2017). Cette offre « on/off », basée sur l'installation d'un boîtier chez les clients particuliers, permettra de valoriser la flexibilité sur les services systèmes avec une promesse de réduire de 10 à 15% la facture des clients<sup>5</sup>.

- Certains agrégateurs cherchent quant à eux à exploiter le potentiel de modulation de la consommation résidentielle en intégrant des outils de contrôle à certains équipements domestiques à la fabrication. Restore, agrégateur néerlandais d'effacement industriel, en est un exemple : en 2016, Restore a annoncé un partenariat avec Itho Daalderop, fabricant d'équipements domestiques de chauffage et ECS (Eau Chaude Sanitaire). L'objectif est de connecter les chaudières et ballons d'eau chaude à la plateforme FlexPond, et d'agrèger les équipements pour générer un potentiel d'effacement résidentiel ayant une valeur pour le réseau et sur le marché.

Le déploiement de batteries « *grid scale* » pour des applications d'équilibrage des réseaux est par ailleurs en train d'émerger aux Etats-Unis comme en Europe. La start-up californienne STEM (qui a déjà installé plus de 100 MWh de stockage dans cet Etat, lui permettant de participer aux marchés de gros et aux mécanismes de valorisation de la *Demand Response*) a également conclu des partenariats sur le déploiement de stockage pour l'équilibrage réseau au Texas, à New-York et à Hawaii. En Europe, le développeur Eneco agrège un parc de batteries résidentielles Tesla au Pays-Bas pour participer à la réserve primaire en fréquence. Sonnen et Fenecon proposent une offre similaire en Allemagne, dans laquelle les consommateurs résidentiels payent un tarif mensuel fixe et non un tarif unitaire en échange de la valorisation de leur stockage [\[cf. monographie sur les métiers de la fourniture et des services\]](#).

Enfin des réflexions sont en cours sur l'augmentation de la participation des ENR intermittentes aux différents mécanismes d'équilibrage. La feuille de route de la CRE sur l'équilibrage du système électrique rappelle en effet que leur participation est techniquement possible (réserves à la baisse, participation à la gestion des congestions), et qu'elle pourrait contribuer à diminuer le coût global du système électrique. En Allemagne, le GRT 50 Hertz a d'ores et déjà effectué en 2016 les premiers tests de participation de fermes éoliennes aux réserves rapides négatives<sup>6</sup> : avec près de 50% de production distribuée sur sa zone de contrôle, ce GRT fait face à des coûts de congestion et de renforcement élevés, auxquels la participation des ENR à l'équilibrage constitue un début de réponse.

Ces tendances sont en cohérence avec les conclusions de RTE dans le rapport « Réseaux électriques intelligents », qui montre que l'exploitation d'une grande partie du potentiel d'effacement industriel et tertiaire est économiquement pertinente même pour un déploiement des ENR moins important que dans scénario Watt, et qui suggère qu'un déploiement massif du stockage stationnaire par batteries devient économiquement pertinent pour un coût des batteries Li-ion inférieur à ~180 €/kWh, dans un scénario ~40% ENR à 2030. Or les prévisions de coûts des batteries envisagent aujourd'hui des valeurs inférieures à ce seuil dès 2025, et a fortiori à plus long terme.

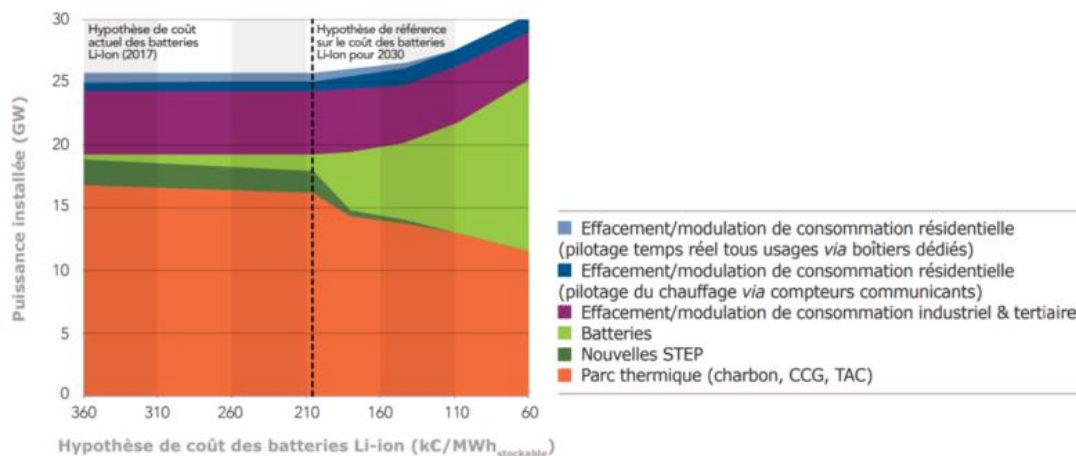
Au-delà de ces arguments économiques, il faut également prendre en compte les politiques publiques en matière de d'émissions de CO<sub>2</sub>, et la réticence – en France mais aussi éventuellement dans d'autres zones géographiques – à développer de nouvelles capacités thermiques dans le cadre de la transition énergétique : il est peu probable que les turbines à combustion constituent la solution technique de référence pour obtenir de la flexibilité, laissant dès lors plus de place à l'effacement et au stockage par batteries, sachant que le potentiel de développement de STEP est limité.

---

<sup>5</sup> Green Univers – 12/12/2017 – « Effacement diffus : Direct Energie prépare son offre on/off »

<sup>6</sup> 50 Hertz, 2016 press release, "Wind farms can participate in balancing market"

Figure 4 : Niveaux économiquement pertinents de déploiement des solutions smart grids et des moyens de production thermique selon le coût des batteries Li-ion dans un scénario ~40% ENR à horizon 2030



Source : RTE, 2017, Réseaux électriques intelligents - Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble

Au-delà des solutions smart grids envisagées par l'étude de RTE, de nouveaux outils de flexibilité diffus pourraient émerger, et en particulier le V2G (*Vehicle-to-Grid*). Cette solution, qui fait déjà l'objet de nombreuses expérimentations, consiste à utiliser la capacité de stockage/déstockage d'un parc de véhicules électriques pour participer à l'équilibrage à court terme du réseau. Le V2G, étant donné les objectifs ambitieux de développement du véhicule électrique, pourrait représenter un gisement important, jusqu'à plusieurs dizaines de GW [cf. [monographie sur le stockage d'électricité](#)]. Les batteries des VE pourraient également être réutilisées en seconde vie sous forme de stockage stationnaire, et là aussi le potentiel semble très important.

A terme, les outils de flexibilité décentralisés pourraient donc pourvoir à la majorité des besoins en flexibilité infra-journalière occasionnés par le développement des ENR intermittentes.

Ces solutions décentralisées ne sont cependant pertinentes que pour l'équilibrage du réseau à l'échelle infra-journalière. Or, les besoins en flexibilité augmenteront également aux échelles hebdomadaire et saisonnière ; d'autres solutions (STEP et Power-to-Gas) devront faire concurrence aux moyens thermiques pour stocker l'énergie à ces échelles de temps.

**4) Quelle que soit l'ampleur de leur déploiement, le recours aux outils décentralisés de flexibilité impliquera la définition de mécanismes de mobilisation de ces outils à l'échelle locale ; ces mécanismes impliqueront les GRD, qui participeront ainsi à une gestion active du réseau de distribution, ce qui nécessitera une profonde adaptation technique et réglementaire**

Quelle que soit l'ampleur du déploiement des outils diffus de flexibilité, les missions et activités des GRD en seront profondément modifiées ; la valorisation de ces ressources requerra une adaptation à la fois technique (notamment du point de vue des systèmes d'information des GRD, qui devront être capables de traiter des données et systèmes beaucoup plus complexes pour les piloter intelligemment) et réglementaire. De manière générale, les règles de marché devront s'adapter pour permettre l'utilisation optimale du potentiel de tous les outils de flexibilité décentralisée sur l'ensemble de la chaîne de valeur (marchés *intra-day* et *day ahead*, SSSY pour le GRT, flexibilité locale pour le GRD).

Une publication récente de 4 associations de GRD européens (EDSO, CEDEC, Eurelectric, GEODE)<sup>7</sup> en appelle aux régulateurs et légiférants pour que cette nécessaire évolution du métier des GRD soit prise en compte et facilitée par les cadres réglementaires. Les GRD s'inscrivent dans le cadre d'une gestion active du réseau de distribution. Ils souhaitent notamment que les GRD puissent superviser, utiliser et coordonner les impacts des actions d'équilibrage (qu'elles soient réalisées par eux-mêmes, par les GRT ou par d'autres acteurs du marché) sur leurs réseaux, que l'utilisation de toutes les technologies susceptibles de créer de la valeur dans l'exploitation des réseaux de distribution leur soit autorisée, et que le contrôle des services de gestion de la congestion sur leurs réseaux leur soit réservé. Cette étude insiste sur la nécessaire « unité de tâche, responsabilité et prise de décision » pour le bon fonctionnement du système : chaque opérateur doit donc pouvoir prendre les décisions qui impactent le système dont il a la responsabilité.

**5) La mise en place de mécanismes de mobilisation à l'échelle locale soulève des questions concernant leur possible interférence avec les mécanismes d'équilibrage nationaux et la gestion des contraintes régionales sur le réseau de transport ; une coordination renforcée entre GRT et GRD sera essentielle à l'optimisation des coûts globaux du système**

Différents types d'interférences possibles entre les mécanismes locaux et les mécanismes nationaux existant (AO effacement, réserves rapides, réserves complémentaires, SSY, NEBEF, mécanisme de capacité, mécanisme d'ajustement, etc.) sont identifiés<sup>8</sup> :

- La possibilité de solliciter ou d'exclure une partie seulement des ressources en flexibilité habituellement gérées au sein du portefeuille d'un agrégateur. Le GRD pourrait en effet souhaiter mobiliser un sous-ensemble localisé des ressources en flexibilité d'un agrégateur pour des raisons locales, alors que le portefeuille d'un agrégateur est conçu pour l'échelle nationale et est mis à disposition du GRT. Cela nécessiterait donc de mettre en place des modes opératoires entre GRT, GRD et agrégateurs.
- Les effets collatéraux : lorsqu'une flexibilité est activée pour répondre à un besoin à l'échelle locale ou nationale, elle est susceptible d'avoir un effet sur ces deux échelles, et non seulement celle pour laquelle elle a été activée. L'activation de flexibilités par des mécanismes nationaux peut amplifier les contraintes de charge du réseau local, et à l'inverse une activation locale peut engendrer des écarts sur le périmètre du responsable d'équilibre.
- Les conflits d'activation :
  - o Les différents mécanismes devront se coordonner dans la gestion de la disponibilité du stock de ressources en flexibilité. En effet, après une première activation par un mécanisme local par exemple, l'outil de flexibilité concerné peut ne pas être disponible pour un mécanisme national si le délai de répétitivité de la ressource n'est pas écoulé.
  - o Des activations contradictoires et simultanées d'une même flexibilité par plusieurs mécanismes sont susceptibles de se produire, les besoins en flexibilité des réseaux électriques aux niveaux national et local pouvant aller dans des directions opposées.
  - o Des activations non contradictoires mais simultanées peuvent également donner lieu à des conflits. Par exemple une activation locale peut réduire le potentiel dynamique d'activation de flexibilités à l'échelle nationale.

---

<sup>7</sup> CEDEC, EDSO, Eurelectric, GEODE, 2018, Flexibility in the Energy Transition – A Toolbox for Electricity DSOs

<sup>8</sup> E-CUBE Strategy Consultants, 2017, Etude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité

- Un « effet d'aubaine » sous la forme d'une double rémunération de fournisseurs de flexibilité ayant répondu à deux mécanismes distincts correspondant à un seul besoin.

Ces problématiques sont bien identifiées et font d'ores et déjà l'objet de plusieurs démarches et études au niveau européen (notamment par l'EDSO et l'ENTSO-E). Une meilleure coordination et communication entre GRT, GRD et agrégateurs est essentielle. La publication récente des associations de GRD européens souligne le rôle important des échanges de données et de la mise en cohérence des systèmes d'information des GRT, GRD et gros consommateurs connectés au réseau de distribution.

De manière générale, les mécanismes d'exploitation à l'échelle locale des flexibilités et la mise en place concrète d'une coordination renforcée entre GRT et GRD mettront en relief les enjeux de digitalisation de l'énergie qui accompagnent l'évolution de l'équilibrage du réseau avec la transition énergétique. Des systèmes d'échange informatisés et automatiques, constitués de bases de données mises à jour en temps réel, de notifications et de dialogues en temps réel, seront indispensables pour la communication entre gestionnaires de réseaux. L'organisation des marchés locaux de flexibilité reposera également sur la transition numérique du secteur, et pourrait à terme attirer de nombreux acteurs au-delà des GRD et agrégateurs traditionnels.

### III. Arguments nuanciant ou allant à l'encontre de la thèse

- 1) **A moyen terme (2030), et malgré l'augmentation de la production fatale distribuée, le besoin en flexibilité locale devrait rester modeste ; en conséquence, la part des outils centralisés dans les ressources de flexibilité devrait demeurer significative**

A moyen terme, si la croissance des outils de flexibilité décentralisés fait peu de doutes, les outils centralisés devraient néanmoins conserver un rôle prépondérant dans la gestion de l'équilibrage du réseau. En France, la production hydraulique devrait notamment continuer à jouer un rôle clé, ainsi que le parc thermique encore existant en France et ailleurs en Europe. Quel que soit le scénario du BP RTE 2017, au moins 26 GW de capacité hydraulique (capacité peu sollicitée en journée pendant les heures de production solaire PV) permettront de répondre de manière très économique à une grande partie des variations de l'équilibre offre-demande à horizon 2035. Les interconnexions, avec des capacités fortement accrues selon les scénarios de RTE, joueront également un rôle important, permettant de mutualiser les moyens de production centralisée aux constantes de temps rapides (hydrauliques et thermiques) avec les pays frontaliers. Par ailleurs les facultés de modulation du parc nucléaire seront mises en jeu pour l'intégration des énergies renouvelables. Le cumul de l'ensemble de ces moyens centralisés restera important, quel que soit le niveau de développement des outils décentralisés ou diffus de flexibilité présentés en première partie.

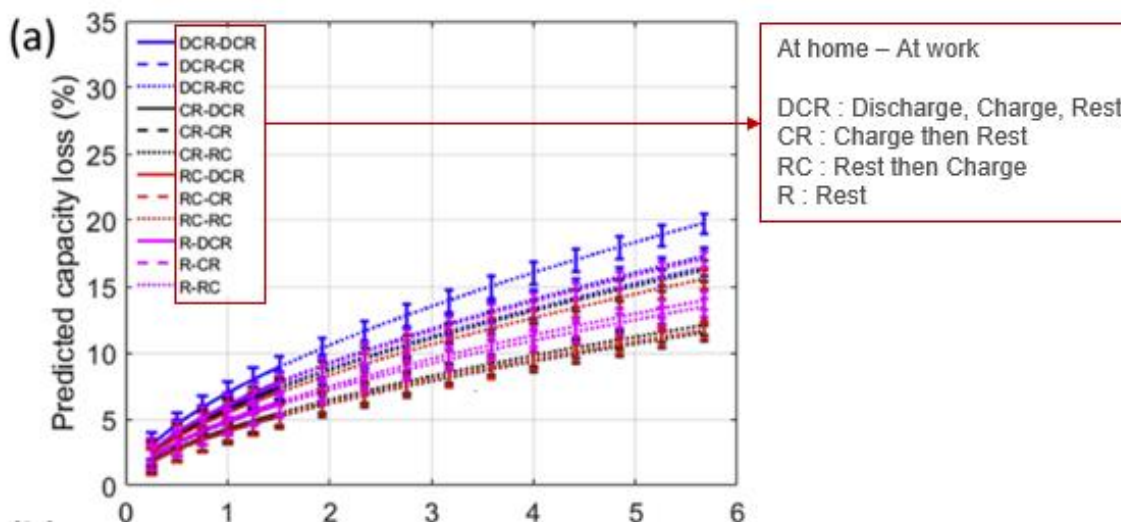
- 2) **Au sein des outils décentralisés, une compétition existera entre les outils « diffus » (petites capacités, à l'échelle résidentielle ou de la petite entreprise, V2G), et « semi-décentralisés » (effacement industriel, batteries « *grid scale* ») ; ces ressources « semi-décentralisées » ne nécessitant pas l'agrégation de millions de points diffus et dont le modèle technico-économique est plus avéré, pourraient rester dominantes à l'horizon 2030.**

L'ampleur du rôle des outils diffus de flexibilité (batteries résidentielles, V2G, effacement / modulation de consommation des petits consommateurs pour répondre à des enjeux d'équilibrage) dépendra de l'évolution de leur compétitivité pour des fonctions d'équilibrage du système électrique, notamment par rapport à des outils distribués de plus grande taille, pouvant être qualifiés de « semi-décentralisés », comme les batteries « *utility scale* » (plusieurs dizaines de MW) directement connectées au réseau qui devraient également se développer – et se développent déjà dans certains pays – et dont l'utilisation sera dédiée à la participation aux services d'équilibrage. Pour certains outils diffus, au contraire, l'usage premier ne sera pas la participation à l'équilibrage du système électrique : les batteries résidentielles auront pour principale application l'augmentation du taux d'autoconsommation, et l'utilisation première des batteries de VE restera bien sûr la mobilité. Les conflits d'usages entre application première et équilibrage du système, ainsi que les coûts de modification des outils diffus pour rendre possible leur participation à l'équilibrage, pourraient limiter leur rôle par rapport à des outils distribués de plus grande taille dédiés à l'équilibrage du système électrique, dont l'exploitation serait par ailleurs moins complexe et ne nécessiterait pas l'agrégation de millions de points diffus.

Dans le cas particulier du V2G, au-delà de la question de sa compétitivité par rapport aux batteries *grid-scale* ou de seconde vie, l'impact de cette solution sur la durée de vie des batteries de VE demeure un sujet d'inquiétude, notamment du point de vue des constructeurs. Ce sujet fait l'objet de modélisations et publications académiques, qui montrent dans leur ensemble que le mode d'utilisation des batteries des véhicules électriques par le réseau aura une influence importante sur ce point :

- Une étude publiée en 2017 de l'Université d'Hawaii démontre par exemple que la mise en place d'une solution V2G relativement simple, visant uniquement à maximiser le profit du propriétaire par la vente de capacité, entraîne une accélération du vieillissement de la batterie : la perte de capacité peut atteindre environ -20% au bout de 5 à 6 ans dans le cas d'une utilisation à 2 « *steps* »<sup>9</sup> V2G par jour, contre seulement -10% dans le cas de moindre dégradation<sup>10</sup> (c'est-à-dire deux cycles de charge par jour sans V2G).

Figure 5 : Impact sur la perte de capacité d'une batterie Li-ion de VE des cycles quotidiens de charge/décharge



Sources : Dubarry et al., 2017

<sup>9</sup> Un « *step* » V2G est défini comme une décharge d'une heure à 7kW vers le réseau

<sup>10</sup> Dubarry et al., 2017, «Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations: Bidirectional charging impact analysis»



- Une étude publiée par l'Université de Warwick démontre en revanche qu'une solution V2G intégralement optimisée est même capable d'allonger la durée de vie des batteries de VE, grâce notamment à une gestion intelligente de l'état de charge au repos du véhicule, de la profondeur des décharges, et des divers facteurs de vieillissement de la batterie<sup>11</sup>. Cependant cette optimisation suppose une intelligence avancée du système dans son ensemble : le BMS<sup>12</sup> de la batterie du VE doit anticiper – par des algorithmes de *machine learning* supposant une puissance de calcul supérieure à celle des BMS actuels – la consommation quotidienne du véhicule et le moment auquel cette consommation est requise, et il doit être capable de communiquer cette information au réseau lorsque celui-ci émet une requête en capacité.
- Ces deux études ne sont pas incompatibles, et leurs résultats ont été réconciliés dans une troisième publication<sup>13</sup>. Ils démontrent seulement qu'une approche simpliste au V2G, reposant uniquement sur la maximisation du profit par la vente de capacité, n'est pas économique viable. Des algorithmes de contrôle maximisant la longévité de la batterie, en n'autorisant son utilisation par le réseau que lorsque cela n'affecte pas sa durée de vie, peuvent contrer cet effet, mais cela suppose un progrès et un déploiement importants des systèmes intelligents (smart grids, BMS, etc.), et la question de la pertinence économique du V2G doit être examinée dans la perspective de ce niveau d'exigence technique.

### **3) Quel que soit le mix d'outils décentralisés utilisé (diffus ou non, etc.), certains acteurs émettent aujourd'hui des doutes sur la capacité de ces systèmes non inertiels à assurer la totalité des besoins d'équilibrage du réseau électrique**

La possibilité d'assurer la stabilité du réseau électrique sans un minimum de machines tournantes disponibles pour limiter, grâce à leur inertie, l'écart à la fréquence de référence dans l'instant suivant une variation rapide de l'équilibre offre-demande, est une incertitude importante pour l'avenir des outils décentralisés dans l'équilibrage du système électrique. Ce sujet fait actuellement l'objet d'études à l'échelle européenne, avec pour objectif d'anticiper la diminution de l'inertie des systèmes interconnectés européens avec la hausse du taux de pénétration des ENR et le recul du taux d'utilisation des moyens thermiques. Des écarts en fréquence importants sont d'ores et déjà observés sur les réseaux plus petits que celui de la zone RGCE (*Regional Group Continental Europe*), notamment dans les pays scandinaves.

L'étude réalisée par EDF R&D en 2015<sup>14</sup> sur la faisabilité, notamment en termes de stabilité en fréquence, d'un système 60% ENR européen, souligne ce risque : des situations critiques pourraient être observées dès 25% de pénétration instantanée des ENR dans des contextes de faible demande (<250 GW) à l'échelle européenne. Elle en conclut que dans les conditions actuelles de participation des ENR à la stabilité du système, pendant les périodes de faible demande (particulièrement critiques pour la stabilité de la fréquence), la pénétration instantanée des ENR devrait être limitée.

Certaines solutions existent pour dépasser ces limites et mettre en œuvre des taux élevés d'ENR, comme la modification des exigences sur la dynamique de réponse des ENR aux variations de fréquence. Il s'agit de fournir une « inertie synthétique » potentiellement activable en un dixième de seconde<sup>15</sup> pour faire participer notamment les fermes éoliennes à la régulation en fréquence).

---

<sup>11</sup> K. Uddin et al., 2017, "On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system"

<sup>12</sup> Battery Management System

<sup>13</sup> K. Uddin, M. Dubarry et al., 2018, "The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective"

<sup>14</sup> EDF R&D, 2015, Technical and Economic Analysis of the European Electricity System with 60% RES

<sup>15</sup> RTE, 2017, Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande

De manière générale cependant, la question de la stabilité d'un réseau électrique avec un fort taux de pénétration des ENR et des outils de flexibilité majoritairement décentralisés reste en suspens.

## IV. Annexes

### 1) Glossaire

- **AO** : Appels d'Offres
- **BMS** : *Battery Management System*
- **BP** : Bilan Prévisionnel
- **CRE** : Commission de Régulation de l'Energie
- **ENR** : énergie renouvelable
- **GRD** : Gestionnaire de Réseau de Distribution
- **GRT** : Gestionnaire de Réseau de Transport
- **PV** : Photovoltaïque
- **RPD** : Réseau Public de Distribution
- **RPT** : Réseau Public de Transport
- **S3REnR** : Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables
- **STEP** : Stations de Transfert d'Energie par Pompage
- **VE** : Véhicule Electrique
- **V2G** : *Vehicle-to-Grid*

### 2) Liste des figures

Figure 1 : Evolution de l'appel de puissance en Californie sur une journée de printemps avec l'intégration de la production solaire PV entre 2012 et 2020 .....	6
Figure 2 : Indicateurs de flexibilité du système dans le scénario Watt à horizon 2035 par rapport au système actuel.....	7
Figure 3 : Variabilité de la demande seule et de la demande résiduelle dans la zone PLEF, dans un scénario 2030 de fort développement des ENR et des interconnexions à l'échelle européenne .....	7
Figure 4 : Niveaux économiquement pertinents de déploiement des solutions smart grids et des moyens de production thermique selon le coût des batteries Li-ion dans un scénario ~40% ENR à horizon 2030 .....	10
Figure 5 : Impact sur la perte de capacité d'une batterie Li-ion de VE des cycles quotidiens de charge/décharge.....	13

### 3) Bibliographie

- ADEME, CEREN, E-CUBE Strategy Constultants, 2017, « L'Effacement de Consommation Electrique en France »
- CEDEC, EDSO, Eurelectric, GEODE, 2018, « Flexibility in the Energy Transition – A Toolbox for Electricity DSOs »

CRE, 2017, « Délibération n°2017-155 du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français »

Dubarry et al., 2017, « Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations: Bidirectional charging impact analysis »

E-CUBE Strategy Consultants, 2017, « Etude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité »

EDF R&D, 2015, « Technical and Economic Analysis of the European Electricity System with 60% RES »

RTE, 2017, « Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande »

RTE, 2017, « Réseaux Electriques Intelligents – Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble »

Uddin et al., 2017, « On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system »

Uddin et al., 2018, « The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective »