



**CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE**  
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES

TELEDOC 796  
BATIMENT NECKER  
120, RUE DE BERCY  
75572 PARIS CEDEX 12

N° 2019/01/CGE/SG/ICM

**Mai 2020**

# **FLEXIBILITE DU SYSTEME ELECTRIQUE : CONTRIBUTION DU PILOTAGE DE LA DEMANDE DES BATIMENTS ET DES VEHICULES ELECTRIQUES**

**Rapport à**

Monsieur le Vice-Président du Conseil général de l'économie

établi par

**Mireille CAMPANA**  
Ingénieur général des mines

**François DEMARCQ**  
Ingénieur général des mines

**Didier PILLET**  
Ingénieur général des mines



## SOMMAIRE

<b>SYNTHESE .....</b>	<b>5</b>
<b>TABLE DES RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>9</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>11</b>
<b>1 Le besoin d'équilibre du système électrique - de l'effacement à la flexibilité .....</b>	<b>13</b>
1.1 Un système électrique historiquement robuste .....	13
1.2 Des évolutions importantes attendues d'ici 2035.....	15
1.3 Se projeter après 2035 .....	17
1.4 De nouveaux modèles d'affaires à inventer pour des prestataires de flexibilité.....	19
<b>2 Le véhicule électrique .....</b>	<b>21</b>
2.1 Les enjeux de l'électromobilité pour le système électrique : enseignements d'une étude RTE	21
2.2 L'état des lieux pour la recharge « intelligente » des VE et le V2G.....	26
2.2.1 Le véhicule électrique : description et état des technologies.....	26
2.2.1.1 Descriptif sommaire du véhicule électrique .....	26
2.2.1.2 État des normes relatives aux interfaces de recharge et aux bornes et points de recharge .....	27
2.2.1.3 Les modes de recharge selon la norme NF 61851-1.....	29
2.2.1.4 Les différents types de connecteurs selon les normes NF 62196-2 et NF 62196-3 .....	29
2.2.2 Les infrastructures de recharge .....	32
2.2.2.1 Les réseaux de bornes publiques.....	32
2.2.2.2 Les réseaux de bornes privées.....	35
2.2.3 Le pilotage de la recharge .....	37
2.2.4 Le « <i>vehicle to grid</i> » (V2G) .....	40
2.2.5 Perspectives d'utilisation des batteries en usage stationnaire.....	45
2.3 Conclusions concernant le véhicule électrique .....	46
<b>3 Le bâtiment.....</b>	<b>48</b>
3.1 Le bâtiment tertiaire .....	48
3.1.1 Les données et études disponibles .....	48
3.1.1.1 La consommation d'électricité des bâtiments tertiaires .....	48
3.1.1.2 Les études sur l'effacement et la flexibilité dans les bâtiments tertiaires.....	51
3.1.2 L'automatisation au service de la flexibilité .....	55
3.1.2.1 Un marché de l'automatisation dynamique.....	55
3.1.2.2 Une réglementation qui devrait accélérer le développement du marché .....	56
3.1.2.3 Le bâtiment intelligent et la flexibilité .....	57
3.1.3 Le potentiel et les conditions de la flexibilité des bâtiments tertiaires .....	60
3.2 Le bâtiment résidentiel.....	63

3.2.1	Les consommations électriques de l'habitat .....	63
3.2.2	Le compteur Linky et ses possibilités.....	66
3.2.3	Des solutions de flexibilité « internet pures » qui contournent Linky .....	74
3.2.4	Les appareils de la maison communicants.....	76
3.2.5	Attentes et protection du consommateur.....	78
3.2.6	Intérêt économique de la flexibilité de la consommation électrique dans l'habitat : état des lieux 81	
3.2.7	Les potentiels de flexibilité des différents usages de l'électricité .....	85
3.2.7.1	L'ensemble « chauffage-ventilation-climatisation » (CVC).....	85
3.2.7.2	La production d'eau chaude sanitaire .....	92
3.2.7.3	Les autres usages de l'électricité dans le bâtiment résidentiel .....	93
3.2.8	L'autoconsommation, niche pour le pilotage .....	100
3.3	Conclusions concernant le bâtiment.....	101
<b>ANNEXES</b>	.....	<b>107</b>
Annexe 1	: Lettre de mission.....	109
Annexe 2	: Liste des acronymes utilisés.....	113
Annexe 3	: Liste des personnes rencontrées ou interrogées.....	115

## SYNTHESE

Le présent rapport est issu d'un travail interne du Conseil général de l'économie, constituant le « thème de l'année » de sa section « Innovation, compétitivité, modernisation » pour 2019. Après un rapport réalisé en 2018-2019 sur le stockage d'électricité, il est en effet apparu pertinent d'explorer le sujet du pilotage de la demande au service de la flexibilité du système électrique, dans le contexte du développement des technologies numériques. Le champ d'investigation de la mission était volontairement limité aux secteurs du bâtiment (tertiaire et habitat) et du véhicule électrique (VE).

Le système électrique français suscite aujourd'hui peu d'inquiétude quant à la sécurité d'approvisionnement du pays. Toutefois, à partir de 2030-2035, se créeront progressivement en France les conditions d'un pilotage de la demande d'électricité, en réponse – à côté notamment du stockage - à un besoin accru de flexibilité sur le système électrique, suite à l'arrêt de moyens de production pilotables et à la montée en puissance des énergies éolienne et solaire photovoltaïque sur la « plaque » électrique ouest-européenne. Au-delà des questions de sécurité d'approvisionnement, la croissance du parc d'énergies renouvelables créera en effet des périodes où le coût marginal de production sera très faible ou nul, avec le risque de prix momentanément négatifs ou de « déversements » de production. Il importe aussi de veiller à ce qu'une utilisation accrue de l'électricité, envisagée pour décarboner des usages essentiels (mobilité, chauffage), ne se fasse pas au détriment de l'équilibre du système électrique, mais contribue au contraire à son optimisation. On passera ainsi progressivement d'une gestion de pointes de consommation assez rares et intervenant en hiver (avec notamment des mécanismes d'effacement) à une flexibilité généralisée faisant appel, toute l'année, au pilotage de la demande comme de l'offre.

Plusieurs facteurs contribueront à cette évolution vers le pilotage de la demande :

- (i) des variations importantes de prix de gros sur le marché de l'électricité, qui créeront une incitation pour les fournisseurs à moduler leurs tarifs de manière « dynamique » et pour leurs clients à moduler en conséquence leurs consommations ;
- (ii) la montée en puissance programmée du véhicule électrique, dont la recharge devra être pilotée pour éviter l'aggravation des pointes de consommation mais qui offrira progressivement une importante capacité de stockage d'électricité dans les batteries, partiellement mobilisable pour contribuer à l'équilibre du système électrique ;
- (iii) dans une moindre mesure, le maintien anticipé d'une consommation électrique importante pour le chauffage des bâtiments et la préparation d'eau chaude sanitaire (la pénétration de la pompe à chaleur<sup>1</sup> venant à peu près compenser les gains d'efficacité), qui incitera au pilotage des consommations dans un contexte de prix variables ;
- (iii) des technologies numériques qui créent les conditions techniques et économiques nécessaires ; en particulier, les véhicules électriques sont déjà des objets connectés et le compteur Linky permet la diffusion descendante d'informations tarifaires « dynamiques », utilisables par certains objets de la maison qui deviennent communicants (pompes à chaleur, radiateurs, etc.) et par des boîtiers domotiques.

---

<sup>1</sup> En remplacement des énergies fossiles dans les bâtiments existants ou pour les nouvelles surfaces construites

Une protection adéquate des consommateurs, notamment domestiques, tant du point de vue de leurs données privées que d'un partage équitable de la valeur économique associée à cette flexibilité, peut ouvrir la voie à une large diffusion des contrats, services et équipements correspondants, avec des surcoûts très faibles.

Les problématiques sont très différentes pour le véhicule électrique, à l'aube d'un développement dont les conditions techniques se décident dès maintenant, mais dont l'empreinte sur le système électrique ne se fait pas encore sentir, et pour le bâtiment, où le parc existant tient une part prépondérante (y compris par sa « thermosensibilité », qui joue un rôle dimensionnant pour le système électrique) mais est marqué par une grande inertie amortissant l'effet des décisions. Dans tous les cas, les constantes de temps propres aux domaines concernés (le système électrique, le bâtiment, le parc de véhicules automobiles) et le besoin d'appropriation de la problématique par les responsables et le public conduisent les rédacteurs du présent rapport à prôner une démarche résolue d'anticipation et donc à proposer de prendre dès à présent – ou pour les quelques années qui viennent - des mesures « sans regret » qui faciliteront les transitions ultérieures.

Le domaine offrant les opportunités les plus manifestes est celui du véhicule électrique (VE). Le rapport de synthèse publié par RTE en mai 2019 met en lumière de manière très claire, à l'horizon 2035, les risques associés à une recharge non correctement pilotée, mais surtout les bénéfices importants, en termes physiques, économiques et écologiques à attendre d'un pilotage intelligent et de la recharge bidirectionnelle (« *vehicle to grid* ») : alors même que la consommation additionnelle d'électricité atteindra 40 TWh dans son scénario Opéra (version haute), l'appel de puissance à la pointe sera réduit de 5,2 GW et plus du tiers de cette consommation nouvelle (13,8 TWh) sera assurée par de l'énergie décarbonée « fatale », à coût marginal nul ou très faible.

A long terme, c'est-à-dire en 2050 et au-delà, la quasi-totalité du parc de véhicules particuliers devrait être constituée de véhicules électriques (l'interdiction de vente de véhicules thermiques entrant en vigueur en 2040). Le présent rapport estime que le potentiel offert par le VE (si les dispositions sont prises pour encourager la pénétration des solutions techniques pertinentes) concerne un déplacement temporel de consommation d'électricité d'au minimum 25 TWh/an et une pointe de consommation évitée de plus de 10 GW (par rapport à un scénario sans développement du véhicule électrique).

En conséquence, les rédacteurs recommandent aux pouvoirs publics de s'orienter résolument vers le pilotage et la recharge bidirectionnelle, partout où ces techniques peuvent trouver un marché dans les prochaines années, en créant par anticipation les conditions techniques adéquates. Le développement des moyens pilotables de recharge, pour les bornes publiques mais surtout dans le domaine privé, constitue une première priorité. L'adaptation des véhicules (dans le cadre européen) et des bornes à la recharge bidirectionnelle en est une autre, indispensable pour limiter les coûts d'équipement à des niveaux très modestes, par l'industrialisation des solutions. Des évolutions de notre droit de l'énergie et de notre fiscalité devront accompagner la recharge bi-directionnelle, notamment quant à l'usage des réseaux publics.

Dans le bâtiment tertiaire, les logiques économiques devraient à terme prévaloir pour permettre aux occupants de bénéficier de la variabilité des prix de l'électricité – plutôt que de la subir – en s'appuyant sur des moyens techniques comme la GTB et des bâtiments « *smart grid ready* ». L'analyse des études existantes conduit à retenir essentiellement, comme sources de flexibilité de la demande, les grands

commerces alimentaires et surtout les bureaux, pour les usages thermiques (chauffage et eau chaude sanitaire) et la climatisation.

Dans l'habitat, le chauffage, l'eau chaude sanitaire et les « produits blancs » (lavage-séchage – hors froid) offrent également un potentiel significatif, grâce au compteur communicant Linky (utilisé comme canal pour les informations tarifaires « dynamiques » venant des fournisseurs) et/ou à des solutions domotiques, associées à des appareils bientôt tous communicants (radiateurs, pompes à chaleur, chauffe-eau, thermostats, produits blancs). Le consommateur aura le choix au sein d'une variété de propositions provenant des fournisseurs d'électricité, d'acteurs spécialisés ou des géants d'internet, avec différents degrés de maîtrise ou de délégation de la gestion de sa consommation, comme de partage ou non de ses données.

A l'horizon 2050, les rédacteurs évaluent les potentiels de déplacements de consommation – qui s'opèrent essentiellement au sein d'une même journée – à environ 15 TWh/an pour le bâtiment tertiaire et 25 TWh/an pour l'habitat ; l'appel de puissance évitable en pointe à l'horizon 2050 est d'environ 10 GW pour le tertiaire et de 27 GW pour l'habitat.

Le présent rapport émet des recommandations qui visent à anticiper, dès les prochaines années (dans un contexte où l'incitation économique est encore faible), les évolutions techniques et sociologiques nécessaires, en favorisant l'introduction de GTB dans les bâtiments tertiaires, l'émergence de tarifs dynamiques, la diffusion sur le marché d'équipements et de solutions appuyés sur le compteur Linky, le développement des pompes à chaleur comme moyen de chauffage dans l'habitat collectif, la labellisation « *Energy smart* » des appareils domestiques rendus communicants, la rénovation thermique des bâtiments chauffés à l'électricité, le développement de l'autoconsommation (en tant que marché de niche pour le pilotage de la consommation) et l'accompagnement des professionnels et des consommateurs dans les transitions à venir.

Une action résolue et convenablement rythmée, dès maintenant, permettra ainsi au pilotage de la demande dans les secteurs du bâtiment et du véhicule électrique d'offrir progressivement, et pour un coût d'investissement faible, un potentiel de déplacement – essentiellement infra-journalier - des consommations d'électricité de l'ordre de 65 TWh/an (soit de l'ordre de 15 % des consommations anticipées pour 2050) et d'évitement de puissance, lors des plus fortes pointes de consommation en hiver, allant jusqu'à 47 GW (soit près de la moitié du niveau de la pointe maximale envisagée). Il s'agit donc d'une des cartes à disposition dans le jeu plus vaste des sources de flexibilité offertes sur la plaque ouest-européenne, qui comporte aussi le pilotage de la demande industrielle, les solutions « classiques » du côté de l'offre (hydraulique, nucléaire, moyens fossiles « résiduels ») et bien entendu le stockage stationnaire.



## TABLE DES RECOMMANDATIONS

**Avertissement :** l'ordre dans lequel sont récapitulées ci-dessous les recommandations du rapport ne correspond pas à une hiérarchisation de leur importance mais simplement à leur ordre d'apparition au fil des constats et analyses du rapport.

<b>Recommandation n° 1.</b>	Rendre obligatoire le caractère pilotable de toute nouvelle installation de bornes de recharge de véhicules électriques non publiques, à partir de six points de recharge. .... 40
<b>Recommandation n° 2.</b>	Rechercher activement au niveau européen un consensus sur l'équipement des véhicules et des bornes de recharge avec les dispositifs nécessaires au V2G (notamment onduleur, comptage...) puis rendre cette solution technique obligatoire pour les nouveaux véhicules et équipements à l'horizon 2028-2030 au plus tard. .... 45
<b>Recommandation n° 3.</b>	Étendre progressivement, avec effet entre 2025 et 2030, à l'ensemble des bâtiments concernés par le « décret tertiaire » et chauffés ou climatisés à l'électricité, l'obligation de mettre en place un système de gestion technique du bâtiment (GTB) tel que défini par la directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments. .... 62
<b>Recommandation n° 4.</b>	Donner le mandat à ENEDIS, au titre de ses missions de service public et sur des bases agréées par la CRE, de susciter, en participant avec l'ADEME au montage et au financement d'appels à projets de recherche, développement et innovation (RDI) – y compris pour des expérimentations ou opérations de démonstration -, le développement et le déploiement de solutions simples, sûres et très bon marché de programmation et de pilotage des équipements de la maison en utilisant des signaux tarifaires transitant par le compteur Linky. .... 71
<b>Recommandation n° 5.</b>	Après concertation avec les parties prenantes, définir une stratégie de diffusion sur le marché d'afficheurs déportés visant tous les consommateurs et organiser un accès préférentiel à bas coût pour les ménages précaires, avec un accompagnement initial à l'utilisation. 73
<b>Recommandation n° 6.</b>	Susciter la mise sur le marché, par les fabricants français, de PAC adaptées aux immeubles résidentiels collectifs, à des coûts admissibles pour leurs propriétaires, à la fois pour le bâtiment neuf et le remplacement des chaudières à combustibles fossiles. Sécuriser le développement du marché par des aides accrues en rénovation. .... 87

- Recommandation n° 7.** Donner une priorité explicite dans les mécanismes d'aides à la rénovation – à l'égal de celle accordée au remplacement des chaudières au fuel – à l'amélioration de la performance de l'enveloppe des bâtiments d'habitation anciens chauffés à l'électricité (isolation et inertie thermiques). ..... 89
- Recommandation n° 8.** De manière à maintenir durablement une incitation adéquate au pilotage de leur demande d'électricité par les autoconsommateurs, veiller à ce que la réglementation et les tarifs de vente et d'achat qui leur sont applicables évoluent en cohérence avec la montée en puissance progressive de tarifs dynamiques sur le marché des particuliers. .... 101
- Recommandation n° 9.** Veiller à l'émergence rapide d'offres de tarifs dynamiques adaptées aux consommations du logement ; définir, après concertation avec les parties prenantes, les conditions permettant une bonne protection des consommateurs ; appliquer ces principes, sous réserve de l'accord de la Commission européenne, à un tarif réglementé de vente (TRV) qui pourrait se substituer au tarif Tempo..... 103
- Recommandation n° 10.** Encourager les fournisseurs d'électricité à proposer, avec leurs tarifs dynamiques, les équipements permettant d'utiliser au mieux les signaux tarifaires transmis par Linky et une assistance à leurs clients pour leur installation et leur bon usage..... 104
- Recommandation n° 11.** Favoriser la pénétration sur le marché français du futur label « *Energy smart* » puis, après une phase initiale d'accoutumance du marché, rendre obligatoire au niveau européen à l'horizon 2028-2030 le caractère « communicant » des thermostats, radiateurs, pompes à chaleur, climatiseurs, chauffe-eau électriques et thermodynamiques, lave-vaisselle, lave-linge et sèche-linge mis sur le marché..... 105
- Recommandation n° 12.** Veiller à la disponibilité d'un réseau de conseil aux particuliers gratuit, neutre et indépendant, sur la maîtrise de l'énergie et la rénovation énergétique des logements, capable de monter en compétences pour prendre en charge les questions relatives au pilotage de la demande d'électricité des ménages. .... 106

## INTRODUCTION

Le présent rapport est issu d'un travail interne du Conseil général de l'économie, constituant le « thème de l'année » de sa section « Innovation, compétitivité, modernisation » pour 2019. Il a fait l'objet d'une lettre de mission du vice-président du 10 janvier 2019 (annexe 1)<sup>2</sup>.

Après un rapport réalisé en 2018-2019 sur le stockage d'électricité<sup>3</sup>, il est en effet apparu pertinent d'explorer le sujet du pilotage de la demande d'électricité, en tant qu'un des moyens de répondre à un besoin accru de flexibilité du système électrique. Un tel besoin est anticipé à moyen et long termes, en raison de la fermeture programmée de moyens de production « pilotables » (charbon et nucléaire) et de la montée en puissance des énergies éolienne et solaire photovoltaïque, non pilotables. Comme le confirment les rapports de RTE (cf. chapitre 1), c'est en effet à l'horizon 2030-2035 et au-delà que doivent s'inscrire les effets souhaités des préconisations du présent rapport. Toutefois, les constantes de temps propres aux domaines concernés (le système électrique, le bâtiment, le parc de véhicules automobiles) et le besoin d'appropriation de la problématique par les responsables et le public conduisent les rédacteurs à prôner une démarche résolue d'anticipation et donc à proposer de prendre dès à présent – et dans les toutes prochaines années - des mesures « sans regret » qui faciliteront les transitions ultérieures.

Le pilotage de la demande s'appuiera sur la circulation rapide et le traitement d'informations reflétant l'état du système électrique et de l'équilibre offre-demande sur la « plaque » électrique ouest-européenne. Seule l'utilisation de moyens numériques permettra d'assurer à moindre coût une optimisation en temps réel des consommations d'électricité de nombreux consommateurs « diffus ». Les expérimentations de « réseaux intelligents » (*smart grids*), l'introduction, pour le consommateur domestique, du compteur « intelligent » Linky, ainsi que le développement attendu du véhicule électrique, ouvrent des champs nouveaux qu'il convenait d'explorer. Ce couplage entre transitions énergétique et numérique représente une opportunité de développement de services nouveaux et des bénéfices économiques associés.

Le champ d'investigation de la mission a été volontairement limité au pilotage de la demande d'électricité dans les secteurs du bâtiment (tertiaire et habitat) et du véhicule électrique (VE)<sup>4</sup>. Ce

---

<sup>2</sup> M. Antoine MAUCORPS a été remplacé, en cours de mission et après son départ du CGE, par M. Didier PILLET.

<sup>3</sup> Rapport CGE « Le stockage stationnaire d'électricité » - mars 2019

[https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions\\_services/cge/stockage\\_electricite.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/stockage_electricite.pdf)

<sup>4</sup> Outre le stockage (stations de pompage existantes ou nouvelles, stockage électrochimique, etc.) et le pilotage de la demande dans les secteurs du bâtiment et du véhicule électrique, la flexibilité du système continuera à reposer au-delà de 2035 sur une part de production pilotable (notamment l'hydraulique, le nucléaire et quelques centrales de pointe fonctionnant au gaz), sur les interconnexions avec les pays voisins et sur la modulation de la demande industrielle ; la production d'hydrogène par électrolyse est également envisagée pour valoriser des surplus momentanés de production « fatale » d'origine renouvelable.

Le pilotage de la demande dans le domaine de l'industrie ne faisait pas partie du champ de la mission. Il a en effet été considéré que la mise en place d'un tel pilotage était d'ores et déjà entamée, à travers les contrats entre fournisseurs et consommateurs industriels, et à travers les mécanismes d'effacement auxquels les industriels sont les premiers contributeurs. Les échanges de données numériques en temps réel sur les consommations industrielles et les capacités

dernier domaine incluait également, au-delà du strict pilotage de la recharge des véhicules, l'utilisation de leurs batteries comme stockage d'énergie au service de l'équilibre offre-demande (soit au niveau du système [*vehicle to grid* ou V2G], soit à un niveau plus local [par exemple pour une habitation pratiquant l'autoconsommation – *vehicle to home* ou V2H]<sup>5</sup>) ; la mission s'est également intéressée – sans avoir toutefois le temps d'approfondir le sujet – à l'utilisation des batteries des véhicules, après leur usage en mobilité, comme batteries de seconde main en usage stationnaire. Enfin, les zones non interconnectées (ZNI), si elles sont parfois évoquées, présentent des caractéristiques très particulières qui les ont maintenues hors du champ des analyses et des conclusions du présent rapport.

Le présent rapport repose sur trois hypothèses, dont les rédacteurs ont tenté de vérifier la pertinence et de cerner les limites :

- Une hypothèse de nature économique, selon laquelle la montée en puissance des sources non pilotables conduira à une plus grande variabilité des prix de l'électricité sur le marché de gros européen, créant une incitation pour les fournisseurs à moduler leurs tarifs de manière « dynamique »<sup>6</sup> et pour leurs clients à moduler en conséquence leurs consommations ;
- Une hypothèse technologique concernant la disponibilité des moyens numériques (à coût faible ou abordable) pour permettre une large diffusion ;
- Une hypothèse sociologique concernant la disponibilité des citoyens-consommateurs à utiliser les moyens en question, dans le cadre d'offres commerciales (de leurs fournisseurs ou de prestataires indépendants de ces derniers), pour optimiser leurs profils de consommation et donc le coût de l'énergie qu'ils consomment ; la mission a interrogé des sociologues ayant travaillé sur le secteur de l'énergie et sur des expérimentations récentes de réseaux intelligents.

Après un examen de ces différents sujets, et avant d'émettre des recommandations aux pouvoirs publics, le présent rapport tentera d'identifier, de quantifier ou de qualifier les gisements de flexibilité, les conditions de réalisation des différentes solutions permettant de les mobiliser, les coûts associés pour les acteurs concernés et les conditions d'un partage entre ces derniers, équitable et mutuellement intéressant, de la valeur économique offerte par la flexibilité.

Les rédacteurs ont interrogé de nombreux interlocuteurs, dont la liste figure en annexe 3. Ils ont en outre appuyé leurs réflexions sur une prise de connaissance de documents variés, dont plusieurs rapports importants qui traitent, principalement ou partiellement, des thématiques du présent rapport. En particulier, si le travail accompli n'a pas comporté de modélisation nouvelle du système électrique, il exploite des résultats d'études publiées, à partir de telles simulations, par RTE et l'ADEME. La mise en perspective des informations, avis et résultats d'études examinés permet aux rédacteurs d'émettre quelques conclusions opérationnelles et recommandations pour les pouvoirs publics.

---

de piloter ces dernières devraient se développer sans difficulté majeure au fur et à mesure des opportunités d'optimisation qu'offrira le marché.

<sup>5</sup> Plus largement, on parle parfois, de manière générique, de « V2X ».

<sup>6</sup> Les prix sur le marché de gros, établis demi-heure par demi-heure, font l'objet d'offres émises quotidiennement pour le lendemain. Ceci laisse le temps aux fournisseurs d'alimenter des systèmes d'information et d'adapter les prix, dans les limites contractuelles et réglementaires applicables à leurs différents clients. La suite du rapport illustrera les options envisageables.

## 1 LE BESOIN D'ÉQUILIBRE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE - DE L'EFFACEMENT À LA FLEXIBILITÉ

### 1.1 Un système électrique historiquement robuste

Le système électrique français, désormais fortement interconnecté sur la « plaque » ouest-européenne, est aujourd'hui considéré comme robuste en termes de sécurité d'approvisionnement. L'ensemble des moyens de production<sup>7</sup> a en effet été conçu historiquement pour permettre de satisfaire la demande nationale d'électricité quasiment en toutes circonstances ; ce parc est d'ailleurs structurellement exportateur depuis une trentaine d'années. Sa capacité totale est de 135 GW au 31 décembre 2019, pour environ 100 GW encore constituée de moyens « pilotables »<sup>8</sup> et pour 26 GW d'éolien et de solaire (non pilotables)<sup>9</sup> ; pour les installations pilotables, même s'il n'est jamais possible de mobiliser la totalité de l'ensemble des puissances nominales, la capacité effective est encore aujourd'hui de l'ordre de la pointe de consommation historique (enregistrée le 8 février 2012 à 19 h) de 102 GW<sup>10</sup>. L'équilibre instantané entre offre et demande peut ainsi être réalisé à tout moment, aux meilleures conditions économiques et sans risque majeur, en ayant recours le cas échéant à une énergie importée (ce qui permet de limiter à des cas très rares le recours à des mesures exceptionnelles<sup>11</sup>). RTE, qui a en charge de maintenir cet équilibre du système, peut ainsi assurer le respect du critère réglementaire d'une « durée moyenne de défaillance<sup>12</sup> annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité » pour le réseau public de distribution.

---

<sup>7</sup> Ces considérations s'appliquent également aux réseaux de transport et de distribution. Le présent rapport sera cependant essentiellement focalisé sur la préoccupation d'équilibre quantitatif entre l'offre et la demande, les réseaux étant supposés évoluer au cours du temps pour permettre les transferts d'énergie nécessaires sur le territoire métropolitain continental.

<sup>8</sup> Le parc nucléaire, qui a assuré 70,6 % de la production nationale en 2019, est considéré comme « pilotable » car la combinaison de nombreux réacteurs permet, malgré les contraintes pesant individuellement sur chacun d'eux en termes de « transitoires », une bonne réactivité d'ensemble à des variations de charge à l'échelle du système. Encore faut-il noter que celle-ci joue essentiellement « à la baisse », puisque la vocation de ce parc est d'abord d'assurer la « base » et que son utilisation est économiquement la meilleure lorsque chaque réacteur en activité fonctionne à plein régime (donc théoriquement sans possibilité d'augmenter sa production) compte tenu de coûts variables (essentiellement coût du combustible) relativement beaucoup plus faibles qu'avec les centrales à combustibles fossiles. Plus il est possible de disposer d'autres moyens peu coûteux pour assurer le « suivi de charge », meilleure est la valorisation économique de ce parc.

<sup>9</sup> Auxquels il faut rajouter 8,5 GW d'hydraulique au fil de l'eau, non pilotable mais dont la production est plus prévisible que celle de l'éolien et du solaire.

<sup>10</sup> Ce niveau de 102 GW est particulièrement élevé, si on le compare à la consommation annuelle totale. Le système français est en effet particulièrement « thermosensible », en raison du développement du chauffage électrique. Les pics de demande se produisent lors des vagues de froid, où la puissance appelée augmente d'environ 2,4 GW pour chaque baisse d'1°C. En Allemagne, la pointe historique est de l'ordre de 86 GW, pour une consommation annuelle nettement supérieure à celle de la France. Cependant, la tendance est à la stagnation de la consommation globale d'électricité (sans impact notable sur sa « thermo-sensibilité ») ; il est donc peu probable que le niveau de 102 GW soit dépassé à l'avenir.)

<sup>11</sup> interruptibilité, dégradation des marges d'exploitation, baisse de tension, appel à des gestes citoyens, sollicitation des réseaux voisins hors mécanismes de marché

<sup>12</sup> Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie modifie l'article D. 141-12-6 du code de l'énergie et précise que la défaillance inclut la mise en œuvre de mesures exceptionnelles autres que le délestage, ce dernier devant pour sa part être limité à deux heures au maximum.

Ce système est historiquement fondé sur la satisfaction de la demande constatée (ou prévue) ; dès la création d'EDF, les calculs économiques réalisés par le fournisseur historique ont en effet conduit à considérer que les coûts économiques d'interruption de la fourniture étaient élevés, et donc à mettre en place, pour satisfaire la demande, en sus des centrales hydrauliques (de barrage ou « au fil de l'eau »), des moyens de production pilotables échelonnés en « base », « semi-base » et « pointe », que complètent les stations de pompage hydraulique. On peut donc considérer que c'est la « pointe d'hiver » qui dimensionne le système. C'est encore largement la situation actuelle.

Bien entendu, cette toile de fond n'est pas exclusive de certaines mesures qui facilitent l'adéquation offre-demande à certaines périodes, à des fins d'optimisation économique. On citera :

- la maintenance programmée des centrales nucléaires (arrêts de tranches), réalisée pour l'essentiel en dehors de la période d'hiver ; ceci crée en fait un différentiel de capacité disponible de l'ordre de 8 GW entre été et hiver ;
- les tarifs réglementés (ou des offres de marché similaires) pour les particuliers, qui comportent
  - o une offre « heures pleines-heures creuses » (ayant conduit au pilotage « statique<sup>13</sup> » d'une grande partie des ballons d'eau chaude sanitaire, pour une puissance évitée à la pointe de 8 GW<sup>14</sup>) et
  - o une offre « dynamique »<sup>15</sup> comportant des « jours de pointe » aux tarifs élevés, annoncés la veille au soir – en échange d'une réduction de prix sur toute l'année - (initialement nommés « effacement jours de pointe » [EJP], puis Tempo, ces tarifs s'adressent particulièrement aux ménages équipés en chauffage électrique et disposant d'un moyen de chauffage d'appoint) ;
- des offres de marché conçues sur des bases similaires (pointes mobiles, etc.) pour les entreprises et collectivités ;
- un rôle désormais reconnu de l'effacement, symétriquement à des productions additionnelles, dans les mécanismes de marché (marché de l'électricité<sup>16</sup>, mécanisme d'ajustement, marché de capacité), en s'appuyant sur des opérateurs d'effacement (avec un potentiel actuel de 2,9 GW environ d'après RTE<sup>17</sup>) ;

---

<sup>13</sup> A heures fixes – le basculement entre les 16 heures pleines (HP) et les 8 heures creuses (HC) se faisant néanmoins à des heures décalées selon les lieux (dans certaines régions existent des heures creuses méridiennes).

<sup>14</sup> Source : RTE, bilan prévisionnel 2017. L'énergie déplacée vers les heures creuses constitue une part importante de la consommation totale estimée par ailleurs à 19,6 TWh en 2016.

<sup>15</sup> Un tarif dynamique pour les clients finals suit les prix de gros de l'électricité. La directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE donne la définition suivante : « contrat d'électricité à tarification dynamique : un contrat de fourniture d'électricité conclu entre un fournisseur et un client final qui reflète les variations de prix sur les marchés au comptant, y compris les marchés journaliers et intrajournaliers, à des intervalles équivalant au moins à la fréquence du règlement du marché ». Il prévoit en général des plages tarifaires qui sont déterminées en fonction de l'état du système électrique tel qu'il est anticipé (de quelques heures à 24 h à l'avance). Les tarifs EJP puis Tempo représentent des versions particulièrement simples des tarifs dynamiques.

<sup>16</sup> La quantité d'électricité évitée se commercialise sur le marché sous la forme de NEBEF (« notification d'échange de bloc d'effacement »). Une quantité de 15 GWh a été valorisée sous forme de NEBEF en 2017 via 22 opérateurs d'effacement.

<sup>17</sup> Chiffre pour 2018 du bilan prévisionnel (BP) 2019 de RTE. La PPE prévoit de faire croître ce potentiel d'effacement à 4,5 GW en 2023 et à 6,5 GW en 2028. Dans le BP 2019, RTE teste pour 2025 des hypothèses à 2,9 GW (stabilité), 4,1 GW (cas de base) et 5,3 GW.

- les « mesures exceptionnelles » actionnées en période de pointe particulièrement prononcée ou de difficulté imprévue sur le système (dont l'interruptibilité pour certains gros consommateurs industriels représente de l'ordre de 1,5 GW d'après RTE<sup>18</sup>).

Depuis les réformes du marché électrique dans l'Union européenne intervenues à partir des années 2000, les mécanismes de marché sont devenus complexes. L'architecture du marché de l'énergie électrique est fondée sur les « responsables d'équilibre » et sur le « mécanisme d'ajustement »<sup>19</sup>, qui permettent de faire appel (au quotidien) aux différents moyens de production (français, et sur la plaque ouest-européenne grâce aux interconnexions) – ou à des effacements d'effet équivalent. Pour prévenir les défaillances pendant les périodes de pointe de consommation, RTE gère en outre le mécanisme de capacité<sup>20</sup> (où capacité de production et capacité d'effacement sont traitées de la même manière). Un état des lieux assez détaillé des mécanismes de valorisation des effacements est réalisé dans l'étude « ADEME - E-CUBE Strategy Consultants – CEREN - L'effacement de consommation électrique en France – 2017 »<sup>21</sup>, à laquelle le lecteur pourra utilement se reporter.

## **1.2 Des évolutions importantes attendues d'ici 2035**

La situation du système électrique va évoluer d'ici 2035, avec la fermeture d'un nombre significatif de moyens de production pilotables (centrales au charbon d'ici 2022 et nucléaires de 2020 à 2035) et la montée en puissance du parc installé d'énergies renouvelables non pilotables (éolien et solaire photovoltaïque).

Ainsi, le parc de production prévu dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)<sup>22</sup> à l'horizon 2028 enregistre la fermeture de « quatre à six réacteurs » nucléaires<sup>23</sup> et anticipe un parc de production d'électricité d'origine renouvelable de 101 à 113 GW, soit un doublement par rapport au parc de 51<sup>24</sup> GW de 2017 (la croissance étant quasi-exclusivement imputable à l'éolien et au solaire).

---

<sup>18</sup> Avec une part probable de « double compte » avec les chiffres précédents.

<sup>19</sup> Le mécanisme d'ajustement constitue la « réserve tertiaire » dont dispose RTE dans sa mission d'équilibrage entre offre et demande. Les réserves primaire et secondaire sont mises en œuvre automatiquement pour assurer la régulation de fréquence. La réserve tertiaire est appelée manuellement par le « dispatching » de RTE auprès des acteurs d'ajustement qui ont déposé des offres sur le mécanisme d'ajustement (ceux-ci comportent obligatoirement tous les producteurs français raccordés au réseau de transport et, sur une base volontaire, les consommateurs français et les producteurs étrangers) ; on distingue réserve rapide (disponible en 13 mn) et réserve complémentaire (disponible en 30 mn). Dans le mécanisme d'ajustement, l'effacement est traité de manière symétrique à une production additionnelle. Ce dispositif s'ajoute à l'obligation qu'ont les responsables d'équilibre d'injecter sur le réseau les quantités d'électricité appelées par leurs clients.

<sup>20</sup> Le mécanisme de capacité permet de rémunérer des capacités garanties pour les périodes de pointe. Une obligation pèse sur les fournisseurs d'électricité qui doivent acquérir ces garanties auprès des producteurs ou des opérateurs d'effacement à hauteur de la demande de leurs clients – les garanties étant attribuées par RTE. Des enchères organisées par la « bourse » européenne des marchés spot de l'électricité (EPEX Spot) permettent également d'échanger les garanties.

<sup>21</sup> Ce document est disponible en ligne sur [www.ademe.fr/effacement-consommation-electrique-france](http://www.ademe.fr/effacement-consommation-electrique-france)

<sup>22</sup> Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000041814432&categorieLien=id>

<sup>23</sup> Ainsi que la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 (soit une réduction de capacité d'environ 2 000 à 3 800 MW).

<sup>24</sup> 25 GW hydraulique et 26 GW solaire et éolien

Pour la date intermédiaire de 2025, RTE prévoit une capacité installée totale de 159 GW, dont 54 GW d'éolien et de solaire<sup>25</sup>. Les simulations réalisées par RTE à l'horizon 2035 dans le cadre de son bilan prévisionnel (BP) 2017<sup>26</sup> présentent quatre scénarios, dont deux (« Ampère » et « Volt ») sont les plus cohérents avec les décisions politiques traduites depuis la parution de ce document dans la loi et la PPE : dans le scénario « Ampère », la capacité totale installée monte à 210 GW (dont 116 GW d'éolien et de solaire), alors qu'elle reste limitée à 181 GW (dont 86 GW d'éolien et de solaire) dans le scénario « Volt »<sup>27</sup>.

Les études de RTE (et notamment le bilan prévisionnel 2017) montrent, à cet horizon 2035, plusieurs phénomènes :

- la sécurité d'approvisionnement est assurée sans difficulté particulière dans ces scénarios (elle est même plutôt améliorée), étant entendu que la « pointe d'hiver » reste la période la plus délicate ; l'effacement reste un outil efficace à cet égard ;
- l'hydraulique de réservoir et les stations de pompage (STEP) jouent un rôle essentiel pour assurer le suivi de la courbe de charge et les interconnexions croissent en importance, dans un contexte où les productions renouvelables auront considérablement augmenté dans toute l'Europe ;
- la France renforce sa capacité exportatrice ;
- l'augmentation très importante des capacités totales de production, dans un contexte de stagnation des consommations, est la contrepartie du caractère fortement variable de la production éolienne et solaire ; elle génère, en cas de conditions météorologiques favorables, une surproduction « fatale » importante pouvant conduire, soit à des prix momentanément négatifs<sup>28</sup>, soit à un « déversement » de production<sup>29</sup>.

RTE avance les mots de « flexibilité, modulation, pilotage »<sup>30</sup> pour souligner l'utilité de trouver la bonne combinaison instantanée de mesures permettant de piloter, dans diverses configurations, aussi bien

---

<sup>25</sup> Bilan prévisionnel (BP) 2019. On voit que la capacité « hors éolien et hors solaire » sera encore de 105 GW, soit un niveau très proche du niveau de 2019.

<sup>26</sup> Cette modélisation consiste à simuler l'équilibre offre-demande au pas horaire à l'échelle européenne (en considérant les possibilités d'échanges aux interconnexions) et pour un très grand nombre de chroniques d'aléas (consommation, production éolienne, solaire et hydraulique, disponibilité des centrales nucléaires et thermiques à flamme, etc.).

<sup>27</sup> A cet horizon les décisions gouvernementales auront ramené la capacité nucléaire de 63,1 GW en 2019 à environ 52 GW (hypothèse de fermeture de 14 réacteurs).

<sup>28</sup> Les coûts variables de production du solaire et de l'éolien sont nuls, ce qui les place en tête de « l'ordre de mérite » sur le marché ; les autres productions, qui n'ont pas nécessairement une flexibilité totale, peuvent être conduites à « payer » pour ne pas s'arrêter totalement et être en mesure de redémarrer ultérieurement sans problème.

<sup>29</sup> Le paragraphe 6.7.3 du BP 2017 de RTE, qui porte sur le scénario Ampère, a pour titre : « *Des configurations offre-demande inédites apparaissent et soulignent l'intérêt des leviers permettant de mieux piloter l'offre et la demande* ». Il indique : « *Dans le cas de référence du scénario Ampère, un volume significatif de production ne trouvant pas de débouchés apparaît (9 TWh). Ce chiffre est à comparer au volume annuel cumulé de production renouvelable (314 TWh). (...) Le déversement de production peut atteindre plus de 40 GW sur certains jours d'été au midi solaire.* »

De même, le paragraphe 8.6.3, qui concerne le scénario Volt, relève : « *Les flexibilités sur la consommation (pilotage de la recharge des véhicules électrique, de l'eau chaude sanitaire, modulation des consommateurs industriels, etc.) présentent (...) un intérêt évident pour maximiser l'utilisation de ce parc de production à coût variable faible.* » Constatant que de nouveaux moyens de stockage peineront à trouver une rentabilité à cet horizon, il conclut : « *Ainsi, un enjeu important réside dans la mobilisation des leviers existants (comme le pilotage de l'eau chaude sanitaire) ou qui émergeront pour d'autres besoins (comme les véhicules électriques).* »

<sup>30</sup> Titre du chapitre 6.7 du BP 2017

l'offre (hydraulique de barrage, modulation des centrales nucléaires, déstockage) que la demande (modulation des consommations et de la recharge des véhicules électriques, stockage, effacement).

Dès 2015, RTE avait d'ailleurs publié un rapport sur la valeur économique de la flexibilité, qui a été actualisé et complété en 2017 sous l'intitulé « Réseaux électriques intelligents - Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble ». Ce dernier document envisage de nombreuses « solutions *smart grid* », souvent en compétition les unes avec les autres<sup>31</sup>, et les met en œuvre à l'horizon 2030 au moyen d'un modèle de simulation du fonctionnement du système électrique pour en optimiser les coûts en améliorant sa flexibilité sans dégrader la sécurité d'approvisionnement ; il met en évidence les bénéfices économiques à en attendre. Le pilotage de la demande est l'une de ces solutions. Certaines des données de ce document, relatives aux consommations résidentielles, seront commentées dans la suite du présent rapport au paragraphe 3.2.6.

Si on focalise l'attention, comme c'est l'objet du présent rapport, sur le pilotage de la demande, il apparaît donc que, à partir de 2030-2035, le système électrique français, qu'il faut désormais envisager dans son cadre européen, trouvera un bénéfice économique à un pilotage ne se limitant pas à l'écrêtement de pointes grâce à l'effacement, mais incluant une gestion plus permanente des « creux » et des « bosses » de la production d'électricité renouvelable, au moyen du stockage et de la modulation de la demande. En ayant en tête la hiérarchie des coûts variables de production<sup>32</sup> et des émissions de CO<sub>2</sub>, et en considérant que des moyens thermiques subsisteront (en France<sup>33</sup> et sur la plaque ouest-européenne), on peut aisément convenir que l'économie française doit pouvoir trouver un avantage à ce que le pays réduise sa consommation lorsque le marché doit faire appel à des moyens autres que le nucléaire et les renouvelables, donc à coûts marginaux élevés et émetteurs de CO<sub>2</sub>, et à la concentrer sur les périodes d'abondance de la ressource renouvelable à l'échelle européenne.

La préoccupation se déplace donc de la problématique de l'effacement (permettant de faire face à des pointes de consommation somme toute assez rares) à celle de la flexibilité « généralisée » (au sens où une gestion active de la demande, comme pour l'offre, revêt un intérêt économique toute l'année).

### 1.3 Se projeter après 2035

Ce phénomène, déjà bien documenté pour 2035, devrait s'accroître dans la période suivante. On ne dispose pas de scénario « officiel » décrivant l'évolution du système électrique jusqu'en 2050 et au-delà. Toutefois, les engagements internationaux de l'accord de Paris (de la France et de l'Union européenne), l'objectif de « neutralité carbone » en 2050 et, pour la France, la stratégie nationale bas-carbone offrent des indications utiles. Ainsi, il est probable que la puissance installée en énergie renouvelable continuera à croître sur la plaque ouest-européenne au-delà de 2035 : même dans des scénarios à fort taux d'économies d'énergie, le développement des usages de l'électricité (notamment

---

<sup>31</sup> Les solutions « *smart grid* » étudiées, dont le pilotage de la demande, sont notamment en compétition, dans leurs premières phases de développement, pour l'accès aux mécanismes les plus rémunérateurs, comme la participation à la réserve primaire et à la réserve secondaire, directement rémunérés par RTE. Les volumes disponibles dans ce cadre sont cependant limités ; le présent rapport s'intéresse pour sa part aux volumes en cause dans l'équilibre offre-demande sur le système, beaucoup plus importants mais offrant des perspectives de rémunération moins favorables.

<sup>32</sup> De manière simplifiée, du moins cher au plus cher (compte tenu d'un prix du carbone) : énergies renouvelables, énergie nucléaire, énergies fossiles (gaz puis fuel et charbon)

<sup>33</sup> En France continentale, il s'agira de centrales à gaz.

pour le véhicule électrique) ne permettrait pas d'envisager la fermeture de moyens de production à base de combustibles fossiles sans compensation par une production décarbonée nouvelle, et l'hypothèse du lancement en France d'un nouveau programme de réacteurs nucléaires s'entend, le cas échéant, comme venant en substitution partielle de réacteurs en fin de vie.

L'ADEME a publié en 2018 une étude intitulée « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 », qui conclut à l'intérêt économique de trajectoires conduisant à une production d'électricité assurée par les énergies renouvelables à hauteur de 85 % en 2050 et 95 % en 2060 (en France), pour des niveaux de demande compris entre 430 et 600 TWh par an. Cette étude de trajectoires faisait suite à une autre étude, publiée en 2015, intitulée « Un mix électrique 100 % EnR : analyses et optimisation » ; cette étude exploratoire (ne précisant pas de trajectoire d'évolution entre aujourd'hui et 2050) avait permis de démontrer, selon l'ADEME, et pour la France métropolitaine, la faisabilité technique d'équilibrer au pas de temps horaire la demande d'électricité avec un mix de production 100 % EnR, associé à du stockage et une flexibilité de la demande.

Il n'entre pas dans l'objet du présent rapport de se pencher sur les hypothèses nombreuses qui sous-tendent ces études et conditionnent leurs conclusions ; elles ont donné lieu à des débats publics. En revanche, il est intéressant de noter que le stockage et la flexibilité de la demande d'électricité y jouent des rôles centraux : plus la place des productions électriques éolienne et solaire (non pilotables) sera importante dans le système électrique, plus la capacité à faire coïncider en temps réel offre et demande reposera sur un pilotage dynamique de la demande (combiné au stockage). Ainsi l'étude dégage un maximum théorique de 22 GW de flexibilité à la hausse (stimulation de consommation) et 8 GW à la baisse (effacement) ; cette flexibilité étant toutefois techniquement substituable en faisant appel à des moyens de stockage journalier complémentaires.

Le Tableau 1 ci-dessous résume les hypothèses (communes) de flexibilité des différents usages de l'électricité retenues par l'ADEME dans ces deux études<sup>34</sup>. La « part de flexibilité » est définie comme la part de la consommation de l'usage considéré « dont le profil est optimisé (sous certaines contraintes) de manière à optimiser le coût global d'approvisionnement du système ». Les contraintes concernent par exemple la consommation journalière (donnée) ou la puissance maximale<sup>35</sup>. La suite du présent rapport permettra d'éclairer ces différentes hypothèses au regard de leur faisabilité technique, économique et sociale (sur les champs du véhicule électrique et du bâtiment).

---

<sup>34</sup> Dans ces études, la définition des « produits blancs » n'inclut pas le « froid » (réfrigérateurs et congélateurs, dont la flexibilité est certainement moins élevée que celle des lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle – voir paragraphe 3.2.7).

<sup>35</sup> Il en va ainsi, par exemple, de l'eau chaude sanitaire (ECS) ; la flexibilité à 100 % à partir de 2050 implique que la consommation journalière est entièrement réalisée aux heures les plus favorables de la journée (et non plus, par exemple, systématiquement aux heures creuses associées à un contrat HP/HC « statique »).

Part flexible par usage (en %)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
ECS	0%	25%	50%	63%	75%	88%	100%	100%	100%
Véhicules électriques (charge à la maison)	0%	13%	25%	40%	53%	66%	80%	80%	80%
Véhicules électriques (charge au travail)	0%	13%	25%	40%	53%	66%	80%	80%	80%
Chauffage	0%	13%	25%	38%	50%	63%	75%	75%	75%
Produits blancs	0%	0%	0%	9%	19%	28%	38%	47%	56%
Industrie	20%	30%	40%	43%	45%	48%	50%	53%	55%

Tableau 1 – Part flexible de certains usages de l'électricité dans les scénarios long terme de l'ADEME (source : ADEME)

#### 1.4 De nouveaux modèles d'affaires à inventer pour des prestataires de flexibilité

L'effacement est aujourd'hui organisé « d'en haut », grâce à un système partiellement obligatoire et néanmoins incitatif géré par RTE sous le contrôle de la CRE. La rémunération des acteurs y est organisée de manière « explicite », selon des mécanismes complexes et administrés (appels d'offres, rémunération de la capacité, etc.). Ce système – conçu pour gérer des pointes de consommation - coexiste avec une flexibilité intégrée aux contrats ou aux tarifs, dont la rémunération est « implicite » (le consommateur étant incité par son contrat à consommer aux heures creuses ou en dehors des périodes de pointe, le contrat reflétant alors le partage de la valeur économique de cette flexibilité entre le fournisseur et son client).

A partir de 2030-2035, comme indiqué ci-dessus, une flexibilité plus générale de la consommation sera recherchée pour des raisons économiques, en concurrence avec d'autres solutions techniques comme le stockage ou les centrales à gaz pour assurer l'équilibre offre demande. Le besoin sera plus symétrique puisque cette flexibilité visera, non seulement à éviter des pointes où la demande ne pourrait être satisfaite, mais aussi à consommer davantage pendant les heures de production « fatale » excessive ; il s'agira de différer ou d'anticiper certains usages (l'anticipation se traduisant par du stockage électrique – par exemple dans les batteries des véhicules électriques - ou thermique – dans les ballons d'eau chaude sanitaire ou dans l'inertie thermique offerte par des radiateurs évolués ou l'enveloppe des bâtiments). Reposant davantage sur des décisions décentralisées, cette flexibilité sera générée « d'en bas » par des consommateurs réagissant à des signaux de prix de leurs fournisseurs.

On s'attachera, dans la suite de ce rapport, à examiner les modalités selon lesquelles les consommateurs, leurs fournisseurs et des prestataires éventuels pourront interagir pour assurer cette « réactivité tarifaire » dans différents cas de figure (véhicule électrique, habitat, bâtiments tertiaires). On tentera également, à partir des éléments recueillis à la lecture de rapports et auprès des experts

consultés, de caractériser les coûts associés aux différentes solutions technologiques et de quantifier – de manière nécessairement sommaire – les « gisements de flexibilité » susceptibles d’être atteints sous différentes hypothèses.

En tout cas, la variabilité de la production d’électricité renouvelable (éolienne et solaire) se traduira nécessairement, dès 2035, par une grande variabilité des prix de gros de l’électricité sur le marché européen<sup>36</sup>. Les fournisseurs, qui achèteront l’électricité à des prix très volatils sur le marché de gros, auront un fort intérêt à répercuter ces variations de prix sur leurs clients finals et donc à créer les structures tarifaires et les services qui rendront possible l’évolution vers le pilotage de la demande. Il est donc probable qu’ils créeront, en s’adaptant au cadre réglementaire qui devra être entre-temps adapté pour le permettre, des entités ou des filiales pour conseiller leurs clients et leur proposer à cet effet matériels et services (incluant le cas échéant une part de prise en charge directe du pilotage de la consommation des clients). On observe d’ailleurs d’ores et déjà l’émergence de ce marché sur certaines niches comme le véhicule électrique ou l’autoconsommation solaire (voir ci-après), où interviennent d’autres opérateurs, indépendants des fournisseurs d’électricité (comme par exemple des « jeunes pousses » ou les grands opérateurs d’internet). Les actuels « agrégateurs », opérateurs d’effacement, pourraient logiquement, en fonction des évolutions à venir, élargir leurs interventions à ce type de services, y compris vers les particuliers. Ce transfert effectif de la variabilité des coûts vers les consommateurs correspond au demeurant à un optimum économique vers lequel il est souhaitable de tendre.

La question du partage de la valeur économique que représentera la flexibilité entre fournisseurs, prestataires et consommateurs sera évidemment centrale dans le développement de ce marché. Des modèles d’affaires nouveaux sont à inventer, dans un contexte qui sera vraisemblablement très concurrentiel ; ceci sera illustré dans les chapitres suivants.

---

<sup>36</sup> Rappelons que l’électricité s’échange en gros sur les marchés à des prix établis demi-heure par demi-heure. Dans le scénario « Volt » de RTE, le ratio en 2035 entre le prix moyen des cinq derniers et des cinq premiers centiles est de près de 20 ; il est supérieur à 300 dans le scénario « Ampère », qui comporte davantage de capacité renouvelable (communication privée RTE).

## 2 LE VEHICULE ELECTRIQUE

Même si le déploiement du véhicule électrique (VE) en France est aujourd'hui moins rapide que dans certains pays d'Europe du Nord, il apparaît, au moins en métropole continentale où le mix de production électrique est très faiblement carboné, comme la meilleure façon de contribuer à la décarbonation du secteur des transports<sup>37</sup>.

Depuis plusieurs années, des politiques publiques sont menées dans ce sens, aux niveaux français et européen. On citera notamment les mesures incitatives à l'achat de ces véhicules ("bonus écologique") et le décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures de transposition de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs. Ce décret prévoit en son article 7 que « les points de recharge ouverts au public<sup>38</sup> utilisent des dispositifs de mesure et de contrôle permettant de piloter la recharge ».

La plus récente expression de ces politiques publiques est la loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (LOM) qui prévoit à son article 73 la décarbonation du secteur des transports terrestres en 2050 « entendue sur le cycle carbone de l'énergie utilisée » et, à cet effet, la fin des ventes de véhicules neufs utilisant une énergie fossile en 2040. Cette loi prévoit également de nombreuses mesures pour développer les ventes de véhicules électriques (accélération de l'installation d'infrastructures de recharge, covoiturage et partage de véhicules, etc.).

Les obstacles mis en avant par certains opposants sont un manque d'autonomie pour les trajets longs, une insuffisance de solutions de recharge - surtout dans l'habitat collectif et sur la voie publique (6 millions de ménages ne possèdent pas de place de stationnement) -, les temps de recharge encore longs par rapport au temps de remplissage d'un réservoir de carburant et plus rarement le risque de surcharge du réseau électrique.

Au 30 avril 2020, on compte plus de 2 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables dans l'Union européenne et l'AELE, dont 350 000 en France. Sur les 239 532 de l'Union européenne et de l'AELE, notre pays compte à la même date 29 578 points de recharge ouverts au public (soit un point pour 11 véhicules).

### **2.1 Les enjeux de l'électromobilité pour le système électrique : enseignements d'une étude RTE**

RTE a publié en mai 2019 une étude de modélisation très complète de l'impact du déploiement du véhicule électrique sur le système électrique, réalisée avec le concours de l'association Avere France<sup>39</sup>.

---

<sup>37</sup> La situation des ZNI, qui présentent un mix à ce jour très carboné, mais des distances plus courtes et généralement un fort ensoleillement, devra trouver des solutions adaptées.

<sup>38</sup> Est notamment considéré comme un point de recharge ouvert au public :

- un point de recharge dont l'emplacement de stationnement est physiquement accessible au public, y compris moyennant une autorisation ou le paiement d'un droit d'accès ;
- un point de recharge rattaché à un système de voitures partagées et accessible à des tiers, y compris moyennant le paiement du service de la recharge.

<sup>39</sup> Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique – RTE mai 2019.

Compte tenu de sa richesse, il n'est pas question ici d'en présenter tous les aspects, mais simplement d'en souligner les principales conclusions, qui sous-tendent en grande partie les propositions du présent rapport. Le lecteur est incité à se reporter à l'étude elle-même ou à sa synthèse, disponibles en ligne sur le site de RTE.

Cette étude s'appuie sur le même modèle du système électrique que les bilans prévisionnels annuels, sur la base d'un scénario proche de « Volt » et « Ampère » (cf. chapitre 1) prenant en compte les décisions gouvernementales et le projet de PPE qui était disponible en mai 2019. Elle comporte, pour le parc de véhicules électriques, trois projections d'ambition progressive<sup>40</sup>, aboutissant à un parc de 8,2 à 15,6 millions de véhicules électriques ou hybrides rechargeables en 2035. Pour mémoire, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit un parc de VE particuliers de 660 000 fin 2023 et 3 millions fin 2028, auxquels s'ajouteront 500 000 véhicules hybrides rechargeables fin 2023 et 1,8 million fin 2028 (ainsi que 170 000 puis 500 000 véhicules utilitaires légers). Le contrat stratégique de filière automobile pose pour sa part un objectif de 1 million de véhicules « électrifiés » fin 2022.

La Figure 1 présente diverses hypothèses quantitatives concernant le développement du véhicule électrique. Les courbes « RTE haut » et « RTE médian » sont utilisées par la suite, de même qu'une hypothèse basse à 8,2 millions de véhicules en 2035.

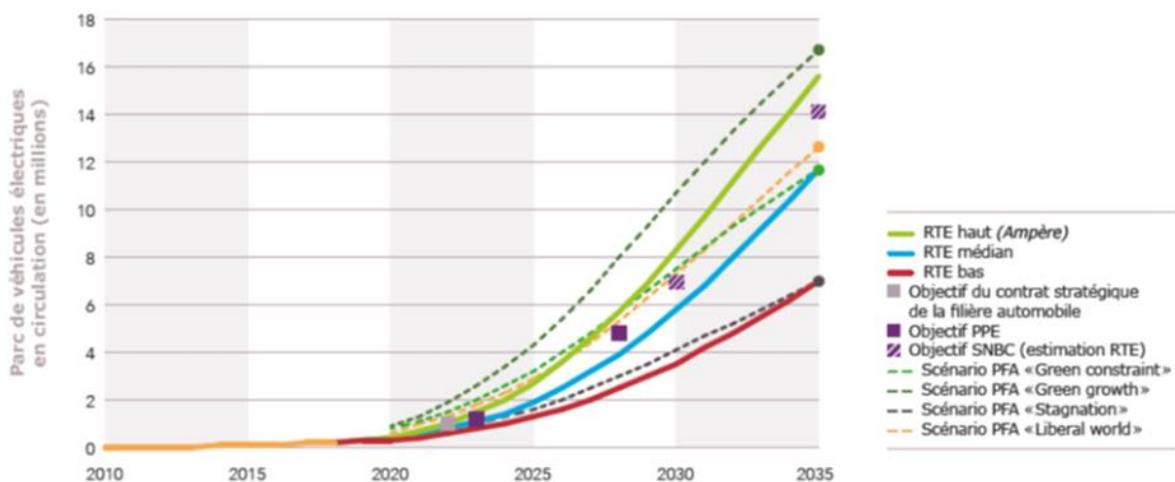


Figure 1 – Projections d'évolution du nombre de véhicules légers (particuliers et utilitaires) électriques en France, toutes technologies confondues (100 % électriques et hybrides rechargeables) – (source : RTE)

L'étude modélise ensuite les effets de la recharge de ces véhicules sur le réseau électrique suivant cinq scénarios incluant trois variantes.

<sup>40</sup> Ces scénarios sont partiellement « calés » sur ceux de la Plateforme automobile (PFA), organisation qui réunit les entreprises françaises du secteur de la construction et des équipements automobiles.

Au-delà du nombre de véhicules électriques, les principaux paramètres intéressant la flexibilité de la demande mis en œuvre dans les différents scénarios portent sur la proportion de recharges pilotées (permettant d'adapter la période de recharge à la disponibilité ou à la cherté de l'offre) et sur celle de véhicules fournissant de l'électricité au réseau lors des périodes de déficit d'offre (*vehicle to grid* ou V2G).

Plus précisément, le modèle distingue trois modes de pilotage :

- le pilotage le plus simple concerne la recharge monodirectionnelle<sup>41</sup> sur une prise "classique" et utilise un abonnement domestique de type heures pleines / heures creuses (HP/HC), déjà largement déployé pour les chauffe-eau ; il ne nécessite aucun aménagement complémentaire ;
- un pilotage plus sophistiqué de la recharge monodirectionnelle s'appuie sur une tarification dynamique mise en place par le fournisseur d'électricité (en lien avec la pénétration croissante des EnR au sein du parc de production) ou sur un couplage avec une production photovoltaïque domestique ;
- la recharge bi-directionnelle (V2G) permet de restituer de l'énergie au foyer ou au réseau.

Selon cette étude, 85 % des recharges sont jugées flexibles, c'est-à-dire ne correspondant pas à des recharges en temps contraint sur des axes routiers ou le domaine public (notamment les recharges au domicile ou au travail sont considérées comme flexibles).

RTE calcule que, même pour son hypothèse la plus haute, très au-dessus des estimations de la PPE (puisqu'elle prévoit environ 8 millions de véhicules électriques en 2028 pour un objectif PPE de 5,3 millions et conduit à 15,6 millions de véhicules électriques ou hybrides rechargeables en 2035), l'énergie consommée par la recharge ne représenterait que 35 à 40 TWh par an, soit environ 8 % de la production nationale totale. Compte tenu de la production d'électricité attendue du parc installé en 2035, cet accroissement ne pose aucun problème quantitatif.

Pour ce qui est de la puissance, il faut dès à présent éviter d'accentuer le phénomène de pointe de demande hivernale en soirée, donc "éviter de brancher le véhicule lors du retour le soir à la maison". Le Tableau 2 ci-dessous présente à cet égard l'effet sur la pointe d'hiver des différents scénarios.

Comme le montre le scénario "Forte" dans le Tableau 2, un fort déploiement du VE sans contrainte particulière concernant les périodes de recharge (seulement 40 % des recharges étant pilotées) conduirait à un accroissement de 8 GW de la pointe hivernale en 2035, ce qui dépasse largement le montant des réserves actuelles et conduirait vraisemblablement à devoir réaliser des investissements importants en stockage ou en centrales à gaz. Ce scénario (peu contraignant quant à la recharge) constitue en quelque sorte le "stress test" de cette étude.

Avec un pilotage simple (type HP/HC) appliqué à 60 % et un déploiement marginal du V2G (3 %), le scénario tendanciel dit "Crescendo (médian)" (avec 11,7 millions de véhicules en 2035) reste contributeur de 2,2 GW à la pointe hivernale, ce qui est inférieur à l'appel de puissance qui résulte

---

<sup>41</sup> La recharge monodirectionnelle autorise un flux d'énergie uniquement du réseau vers le véhicule, contrairement à la recharge bidirectionnelle qui permet également l'inverse (*vehicle to grid*).

actuellement d'une baisse de température de 1 degré Celsius et n'est donc pas considéré comme critique.

Plus volontaire en matière de pilotage et de V2G, le scénario "Opéra", qui suppose un pilotage de 80 % des recharges et 20 % de V2G, permet un gain de 5,2 GW lors de la pointe hivernale (grâce à l'injection sur le réseau de l'électricité des batteries) ; ce quantum est comparable à celui actuellement évité par les ballons d'eau chaude sanitaire.

Le scénario "Alto" prévoit une généralisation du véhicule partagé (qui contraint davantage les périodes de recharge possibles) et le scénario "Piano" est le plus "vert", avec des citadines à autonomie réduite.

Scénario	Nombre VE (millions)	% recharges pilotées	% V2G	Energie consommée TWh/an	Pointe hivernale GW
Crescendo médian	11,7	60	3	29	2,2
Crescendo haut	15,6	60	3	40	3,6
Opéra médian	11,7	80	20	28	-5,2
Opéra haut	15,6	80	20	40	-5,2
Forte médian	11,7	40	0	32	5,7
Forte haut	15,7	40	0	45	8
Alto	8,2	100*	0	48	4,4
Piano	15,6	80	20	40	-3,3

\* Dans le scénario "Alto" (généralisation du véhicule partagé), la totalité des recharges est pilotée (notamment pour pouvoir renseigner les utilisateurs sur l'autonomie du véhicule) ; cependant, les véhicules sont davantage utilisés que dans les autres scénarios et les batteries doivent être en permanence suffisamment chargées, ce qui diminue fortement les reports potentiels.

*Tableau 2- Hypothèses des différents scénarios de déploiement du véhicule électrique et impacts sur le système électrique (source : d'après RTE)*

En 2035, la tension sur l'équilibre du système électrique se concentrera encore fortement sur les pointes hivernales. Ce Tableau 2 montre que, dans certaines configurations (scénarios Opéra et Piano), le véhicule électrique permet de fournir des marges de manœuvre supplémentaires au système électrique, ce qui met en valeur tout l'intérêt du pilotage des recharges et du V2G. Cet intérêt se prolongera lorsque les périodes de déséquilibre potentiel s'élargiront avec la montée en puissance des EnR non pilotables sur la plaque ouest-européenne.

Dans le scénario Opéra, l'étude de RTE met également en évidence que le pilotage et le V2G permettent de tirer le meilleur parti, dans des circonstances météorologiques favorables, d'une production électrique renouvelable "fatale" et d'énergie nucléaire disponibles à bon marché<sup>42</sup> : par rapport à une situation sans développement du véhicule électrique, la quantité d'énergie décarbonée "récupérée" pour la recharge des véhicules (c'est-à-dire qui serait, à défaut, perdue) est estimée à

<sup>42</sup> Il peut ici s'agir aussi bien d'éviter de moduler à la baisse la production nucléaire que de valoriser une quantité supplémentaire d'énergie renouvelable.

11,1 TWh (Opéra médian) ou 13,8 TWh (Opéra haut). Les batteries jouent alors le rôle d'une capacité de stockage répartie.

L'étude estime en outre l'impact sur les émissions de CO<sub>2</sub> des différents scénarios au niveau mondial (en calculant donc une "empreinte carbone" de ces scénarios) par rapport à une situation de référence sans développement du véhicule électrique. En se limitant au scénario Opéra, l'empreinte carbone évitée est estimée à 23 Mt CO<sub>2</sub>/an (Opéra médian) ou 27 Mt CO<sub>2</sub>/an (Opéra haut). Le rapport souligne que "Près de 5 Mt CO<sub>2</sub> par an peuvent (...) être évitées avec une généralisation du pilotage (par rapport à un scénario où il ne serait pas mis en œuvre)."

L'étude RTE modélise également la création de valeur économique (pour le système électrique) associée au pilotage des recharges et au V2G : la mise en œuvre de ces solutions permet de réduire de l'ordre de 1,2 à 1,4 milliard d'euros par an le coût du système en 2035 (voir Figure 2 ci-dessous). Le rapport souligne néanmoins que les solutions permettant le pilotage de la recharge mono-directionnelle sont simples et ne nécessitent pas d'investissement significatif complémentaire, alors que l'équipement en recharge bi-directionnelle (V2G) représente un coût d'équipement qui n'est pas encore complètement appréhendé (ce qui explique la prudence des hypothèses retenues dans les différents scénarios – cf. ci-dessus). Il évoque à cet égard la possibilité de cibler particulièrement, pour la recharge bi-directionnelle, certaines situations (comme les flottes captives et le couplage à l'autoconsommation). Ces aspects seront examinés plus en détail au paragraphe 2.2.4.

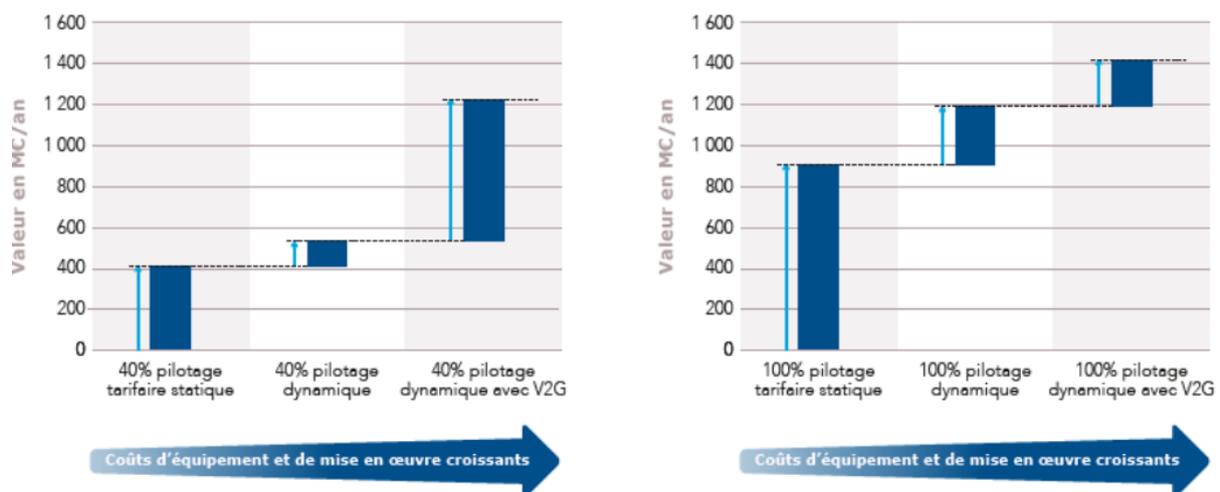


Figure 2 – Gisement de valeur (en M€/an) associé au pilotage dans le scénario Crescendo haut (par rapport à une recharge non pilotée) – (source : RTE)

Enfin, le rapport RTE donne un éclairage intéressant sur les gains que le pilotage de la recharge et le V2G peuvent procurer, à l'horizon 2035, au consommateur qui utilise un véhicule électrique. La synthèse du rapport<sup>43</sup> résume ainsi : "Pour un véhicule de catégorie moyenne parcourant entre 14 000 et 15 300 km par an et ne se rechargeant qu'à domicile, le « plein d'électricité » coûte de l'ordre de 400 € par an s'il n'y a aucun pilotage et que le profil de mobilité conduit l'utilisateur à se recharger en heures pleines. (...) [Le] pilotage de la recharge constitue un levier significatif de maîtrise de la facture : rien qu'en utilisant des modes simples de recharge, un bénéfice de l'ordre de 60 à 170 € par an est

<sup>43</sup> Synthèse du rapport, page 54

atteignable, selon les situations. (...) [En] activant les différentes solutions de recharge pilotée et de recharge réversible (...) [il est possible de] gagner jusqu'à 100 € (...) en supplément (...)."

## 2.2 L'état des lieux pour la recharge « intelligente » des VE et le V2G

Dans le paragraphe précédent a été évoqué tout le potentiel à tirer du parc de VE en matière de pilotage de la demande électrique. En l'occurrence, il s'agit d'utiliser au mieux les technologies existantes afin de permettre une gestion intelligente du processus de charge assurant une optimisation des factures électriques des utilisateurs, ainsi que l'introduction d'une certaine flexibilité au regard de l'équilibre offre-demande, en jouant sur la demande. Au-delà de la gestion de la demande, le déploiement du parc de VE a conduit également à s'intéresser au gisement d'énergie stockée dans les batteries des véhicules, ce qui a débouché sur la notion de *vehicle to grid* (V2G). Dans les paragraphes qui suivent, après un rappel de l'état des technologies en matière de VE et d'infrastructure de recharge (IRVE), un état des lieux sera dressé afin de faire le point et d'énoncer des propositions sur les différents aspects touchant à la recharge intelligente des VE (réseaux de bornes, normalisation, expérimentations et initiatives en cours...) ainsi que sur les perspectives associées au V2G et à la réutilisation des batteries en mode stationnaire.

### 2.2.1 Le véhicule électrique : description et état des technologies

#### 2.2.1.1 Descriptif sommaire du véhicule électrique

La Figure 3 ci-dessous présente de manière schématique les différents organes constitutifs d'un véhicule électrique « standard » tel que proposé actuellement sur le marché.

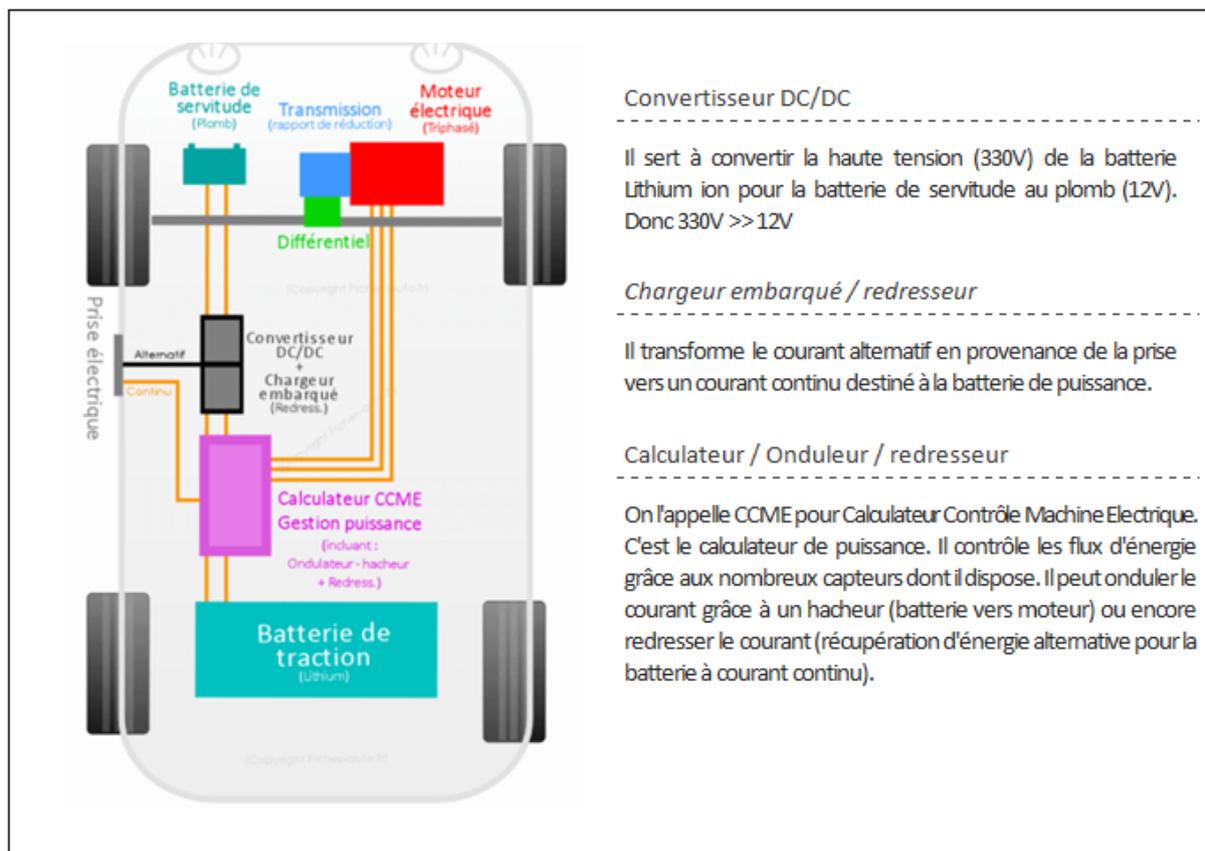


Figure 3 - Description schématique d'un véhicule électrique standard (source : Renault)

On notera deux différences majeures entre les véhicules électriques (VE) actuels et ceux produits dans les années 1990 : 1) les VE actuels sont dotés de moteurs fonctionnant en courant alternatif triphasé, alors que les premiers VE utilisaient des moteurs à courant continu, et 2) les batteries au plomb, puis au nickel-cadmium (Ni-Cd), utilisées pour alimenter les premiers VE, ont depuis été détrônées par les batteries de type lithium-ion<sup>44</sup>.

Les véhicules hybrides rechargeables sont nécessairement de conception plus complexe mais leurs fonctionnalités électriques sont, pour les besoins du présent chapitre, essentiellement les mêmes. Le vocable « véhicule électrique » (ou VE) sera donc utilisé ci-après, comme dans les textes officiels, pour désigner l'ensemble des véhicules électriques à batteries (VEB) et des véhicules hybrides rechargeables (VHR).

Afin d'assurer la recharge des véhicules électriques, deux interfaces avec le réseau électrique sont disponibles. L'une permet la recharge en courant alternatif (AC), directement à partir du réseau (via une borne ou une simple prise), alors que la seconde permet une recharge en courant continu (DC), via une borne assurant la conversion AC du réseau/DC. La puissance fournie par un point de recharge peut aller de 2 kVA à 43 kVA en courant alternatif et jusqu'à 350 kW en courant continu<sup>45</sup>.

S'agissant de la recharge directe en courant alternatif, le convertisseur AC/DC présent dans le véhicule étant relativement encombrant, les puissances sont de fait limitées dans ce mode de recharge. Ainsi, sur la majorité des voitures électriques, la puissance du convertisseur se situe entre 6 et 11 kVA. On trouve cependant certains modèles de VE dotés de convertisseurs capables de charger en courant alternatif jusqu'à des puissances allant de 22 à 43 kVA. En revanche, s'agissant de la recharge en continu, le convertisseur AC/DC étant cette fois-ci externe au VE, les niveaux de puissance de recharge peuvent aller jusqu'à 350 kW, comme indiqué ci-dessus.

#### *2.2.1.2 État des normes relatives aux interfaces de recharge et aux bornes et points de recharge*

La définition des interfaces de recharge a conduit à l'élaboration d'un ensemble de textes (normes et textes réglementaires) portant sur les types de connecteur, sur les modes de recharge, ainsi que sur les dispositions techniques à prendre selon les lieux d'implantation des bornes et des points de recharge. Ces textes sont rappelés dans l'encadré ci-dessous.

---

<sup>44</sup> Si la grande majorité des constructeurs automobiles a opté pour cette technologie, c'est avant tout en raison d'une plus forte densité d'énergie par rapport aux technologies précédentes. En outre, les batteries lithium-ion présentent l'avantage d'éviter les problèmes de « mémoire » rencontrés avec les batteries Ni-Cd, facilitant ainsi la gestion de la recharge, tout en permettant une plus grande autonomie à masse de batterie égale. Il est à noter que ces avantages de la technologie lithium-ion se retrouvent dans différentes déclinaisons qui font varier le type d'électrolyte utilisé, qui peut être solide ou liquide, ou celui de l'électrode. C'est en particulier le cas de la technologie lithium-métal-polymère (LMP) qui se range dans la catégorie des batteries lithium-ion à électrolyte solide (avec toutefois l'inconvénient de nécessiter un maintien à une température suffisante, ce qui restreint sa diffusion actuelle).

<sup>45</sup> Les recharges rapides de haute puissance imposent l'existence d'un circuit de refroidissement de la batterie à eau glycolée ; c'est aujourd'hui le cas sur les modèles de haut de gamme Tesla.

### Les normes

- La norme **NF 61851-1** porte sur « Les systèmes de charge conductive pour véhicules électriques » et définit les modes de recharge (modes 1 à 4). Cette norme définit par ailleurs les signaux échangés entre le véhicule et la borne par un « fil pilote » afin d'assurer la sécurité du déroulement de la recharge. Ces signaux portent notamment sur : 1) la puissance maximale disponible à la borne, que le véhicule ne doit pas dépasser ; 2) l'intensité maximale de courant admise ; 3) des éléments relatifs à la sécurité tels que la continuité de terre.
- La norme **NF C61-314** définit le socle de prise de courant de type E, seule prise utilisable par les équipements de recharge d'une puissance inférieure ou égale à 3,7 kW et qui ne sont pas accessibles au public. Par ailleurs, lors de l'utilisation de ce type de prise, l'intensité de charge est limitée à 8 A par le dispositif de recharge du véhicule. À noter également que le socle de prise de type E permet de répondre à l'ensemble des besoins des véhicules d'ancienne génération, des quadricycles, de certains véhicules hybrides rechargeables ou autres moyens de transport (deux-roues, etc.).
- La norme **NF 62196-2** s'applique aux fiches, aux socles de prise de courant, aux prises mobiles et socles de connecteurs de véhicule, à broches et alvéoles, de configurations normalisées. Ces appareils destinés à la charge conductive des véhicules électriques en courant alternatif de fréquence 50 à 60 Hz ont une tension de service assignée ne dépassant pas 500 V et un courant assigné ne dépassant pas 63 A en triphasé ou 70 A en monophasé. Cette norme définit notamment les caractéristiques des connecteurs de type 2 (ou T2) et T2S (T2 avec obturateur).
- La norme **NF 62196-3** s'applique aux fiches, aux socles de prise de courant, aux prises mobiles et socles de connecteurs de véhicule, à broches et alvéoles, de configurations normalisées. Elle précise les exigences dimensionnelles de compatibilité et d'interchangeabilité pour les connecteurs de véhicule à broches et alvéoles pour courant continu et pour courant alternatif et continu. Y sont notamment définies les caractéristiques des connecteurs CHAdeMO (connecteur continu seul) et Combo2 (connecteur combiné continu et alternatif).
- La norme **ISO 15118** définit un protocole de communication entre un véhicule électrique et un point de charge. Comparativement à la solution par fil pilote (norme NF 61851), elle enrichit significativement les informations qu'il est possible de transmettre entre ces deux systèmes pour offrir des services de recharge plus sécurisés et à haute valeur ajoutée pour les acteurs de l'écosystème de la mobilité électrique. La norme ISO 15118 a été publiée en différents documents (ISO 15118-1 à ISO 15118-8) entre 2013 et 2018. Parmi ceux-ci, le document ISO 15118-2, paru en 2014, détermine la communication entre un point de charge et un véhicule électrique (VE) et constitue la partie centrale de la norme.

### Les décrets

- Le décret n° **2011-873 du 25 juillet 2011** fixe les dispositions nécessaires à l'installation d'équipements électriques permettant la charge des véhicules électriques et hybrides dans les parcs de stationnement des bâtiments d'habitation et de bureaux. Il s'applique aux bâtiments neufs dont la date de dépôt de la demande de permis de construire est postérieure au 1er juillet 2012, ainsi qu'aux bâtiments existants à compter du 1er janvier 2015.
- Le décret n° **2017-26 du 12 janvier 2017** est relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et porte diverses mesures de transposition de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (directive « DAFI »). À noter que, dans cette transposition française partielle de la directive DAFI, les notions de « recharge normale » et de « recharge rapide » sont définies (voir ci-après paragraphe 2.2.1.3) et que les trois standards T2, Combo2 et CHAdeMO restent obligatoires jusqu'au 31 décembre 2024 pour l'implantation des bornes de recharge rapide accessibles au public<sup>46</sup>. Au-delà de cette date, les connecteurs CHAdeMO ne seront plus obligatoires sur les nouveaux points de recharge rapide en courant continu.

<sup>46</sup> Au-delà de ces 3 standards, le décret n° 2017-26 va plus loin que ce que la directive édicte en ce qu'il impose l'intégration d'une prise domestique (connecteur de type E) au minimum par station de recharge ouverte au public. De cette manière, les véhicules légers électriques sont assurés de bénéficier d'au moins une prise par zone de recharge. Par ailleurs, autre spécificité française, lorsque le point de recharge est installé dans un bâtiment, le connecteur de type 2 doit être pourvu d'obturateurs de sécurité (connecteur de type 2S).

### 2.2.1.3 Les modes de recharge selon la norme NF 61851-1

On distingue en général :

- la recharge « normale » en courant alternatif (AC), pour les puissances jusqu'à 22 kW, qui fait appel au redresseur présent dans le véhicule pour passer du réseau en courant alternatif aux batteries du véhicule en courant continu ;
- la recharge « rapide », au-delà de 22 kW, qui peut se faire en courant alternatif ou en courant continu (DC) ; dans ce dernier cas, comme indiqué plus haut, le redresseur est inclus dans la borne.

Plus précisément, la norme NF 61851-1 évoquée ci-dessus définit 4 modes de recharge dont les caractéristiques sont décrites ci-après (Figure 4).

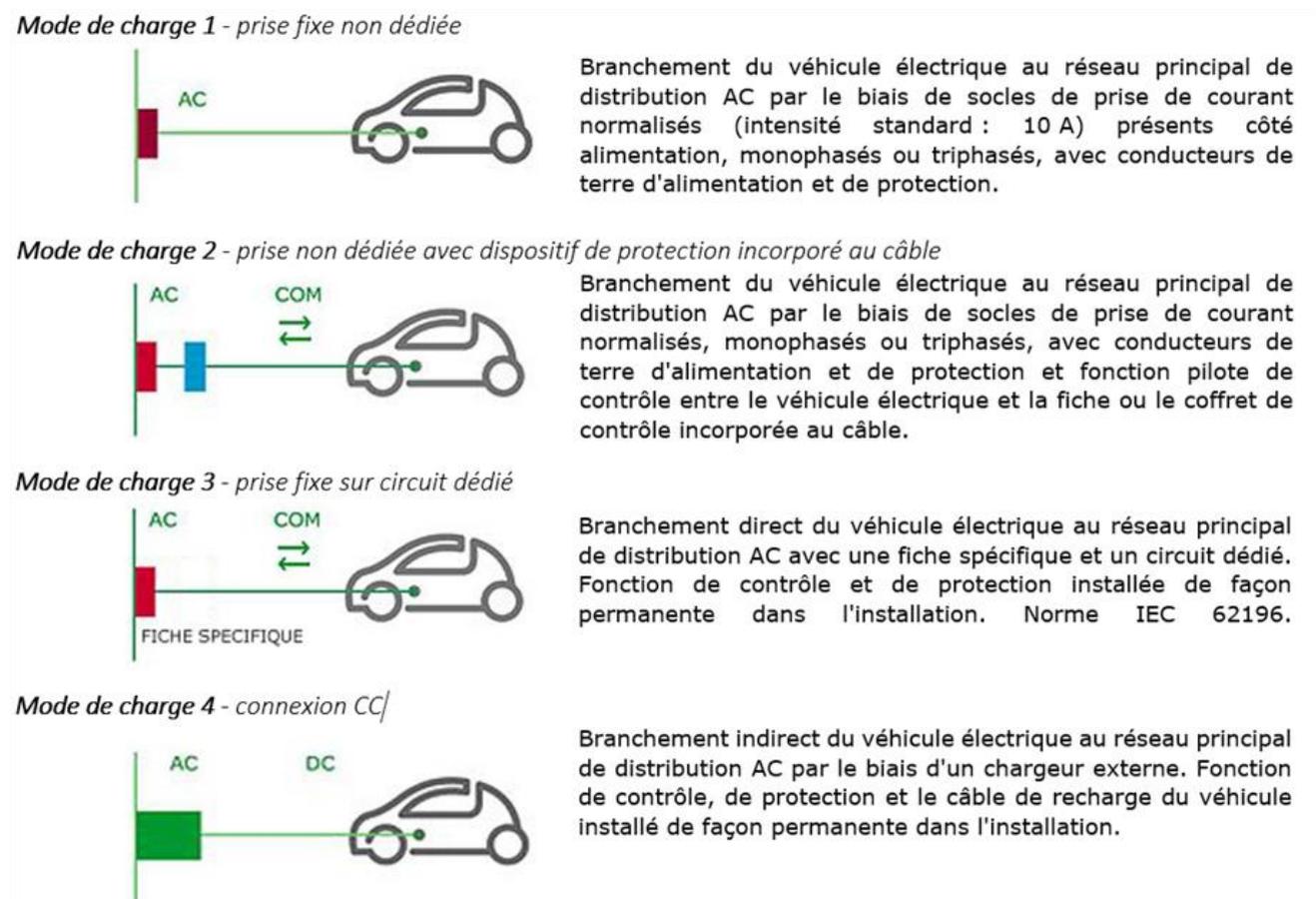


Figure 4 - Les modes de recharge selon la norme NF 61851-1 (Source : <http://www.sigma-tec.fr>)

### 2.2.1.4 Les différents types de connecteurs selon les normes NF 62196-2 et NF 62196-3

Les caractéristiques des types de connecteurs définis par les normes [NF C61-314](#), NF 62196-2 et NF 62196-3 évoquées ci-dessus sont décrits dans les trois figures qui suivent : la Figure 5 porte sur les 4 types de connecteurs définis pour les véhicules, la Figure 6 porte sur les connecteurs définis pour les

bornes en courant alternatif (charge normale jusqu'à 22 kVA, et rapide au-delà), et la Figure 7 porte sur les connecteurs côté borne en courant continu (charge rapide)<sup>47</sup>.

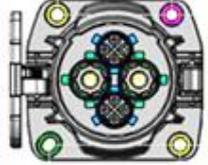
	Courant AC		Courant DC	AC	DC
	de 3 à 43kVA		50kVA	43kVA	50kVA
Véhicule	Type-1	Type-2	Type 4	Combo	
Phase	Monophasée	Mono Tri	DC	Mono Tri	
Courant maxi.	32 A	70A 63A	125 A	70A 63A	125A
Tension maxi.	250 V AC	500 V AC	500 V DC	500V	500V
Nbre broches	5	7	10	7	2
Prises					

Figure 5 - Les types de connecteurs « côté véhicules » tels que définis par la norme NF 62196-2 (Source : <http://www.sigma-tec.fr>)

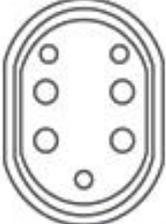
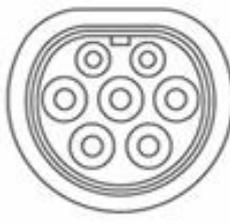
Borne	Courant AC		
	de 3 à 22kVA		2kVA
	Type-3	Type-2	Type-E
Phase	Mono Tri	Mono Tri	Mono
Courant maxi.	32 A 32 A	70A 63A	8A
Tension maxi.	500 V AC	500 V AC	250 V AC
Nbre broches	7	7	3
Prises			

Figure 6 - Les types de connecteurs « côté bornes » tels que définis par la norme NF 62196-3 (Source : <http://www.sigma-tec.fr>)

<sup>47</sup> Pour la charge rapide, le câble est solidaire de la borne, alors que le câble utilisé en charge normale est celui du véhicule.



Figure 7 - Les types de connecteurs en courant continu « côté bornes » tels que définis par la norme NF 62196-3

Le Tableau 3 précise, pour les différents modes de recharge, les paliers de puissance associés, ainsi que le courant de recharge et les types de connecteurs côté infrastructure. Par ailleurs, on trouvera dans le Tableau 4 les caractéristiques détaillées des points de recharge en AC, dans le cas de la recharge normale.

CARACTERISTIQUES DES POINTS DE RECHARGE EN COURANT ALTERNATIF ou CONTINU					
TYPE DE RECHARGE		NORMALE	RAPIDE		
PALIER DE PUISSANCE		≤ 22 kW	> 22 kW	43 kW	≥ 50kW *
COURANT DE RECHARGE	MODE 3		230/400 V AC - 63A 3P en AC		
	MODE 4		400-500 V DC - ≤ 125 A en DC		
TYPE de CONNECTEUR côté INFRASTRUCTURE	MODE 3		 TYPE 2 ou 2S NF EN 62196-2		
	MODE 4		 Combo 2 (CCS) / CHAdeMO NF-EN 62196-3		
Ordre de grandeur de l'autonomie type pour 1 heure de recharge à la puissance du palier			140 km	250 km	> 250 km
* La limite de 50 kW pourra évoluer avec l'arrivée de bornes avec des puissances supérieures					

Tableau 3 - Caractéristiques des points de recharge en AC ou DC (Source : Recueil IRVE 2018)

CARACTERISTIQUES DES POINTS DE RECHARGE EN COURANT ALTERNATIF *					
TYPE DE RECHARGE		NORMALE			
PALIER DE PUISSANCE		≤ 3,7 kVA	7,4 kVA	11 kVA	≤ 22 kVA
COURANT DE RECHARGE	MODE 2	230 V <sub>AC</sub> ≤16A			
	MODE 3	230 V <sub>AC</sub> ≤16A	230 V AC 32 A	400 V AC 16 A	400 V AC 32 A
TYPE de PRISE ou CONNECTEUR côté INFRASTRUCTURE	MODE 2	TYPE E NF C 61-314	identification "VE" 		
	MODE 3		TYPE 2S (obturateurs) ou TYPE 2  NF EN 62196-2 		
Ordre de grandeur de l'autonomie type pour 1 heure de recharge à la puissance du palier		20 km	45 km	70 km	140 km

Tableau 4 - Caractéristiques détaillées des points de recharge normale en AC (Source : Recueil IRVE 2018)

## 2.2.2 Les infrastructures de recharge

### 2.2.2.1 Les réseaux de bornes publiques

Dans les lieux de stationnement ou de recharge ouverts au public, l'infrastructure (ou station) de recharge se présente sous la forme d'un ensemble de bornes de recharge, comportant les fonctionnalités requises pour une utilisation partagée, ainsi que pour un accès du public aux différents points de charge. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit une cible fixée à 100 000 points ouverts au public à l'horizon 2023 (contre 29 578 au 30 avril 2020).

En application de l'article 7 du décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 (cf. paragraphe 2.2.1.2), ces points de recharge publics sont obligatoirement pilotables<sup>48</sup>. Cependant, il ne semble pas exister à ce jour d'opérateur d'infrastructure de recharge qui proposerait des tarifs différenciés selon le prix de l'électricité (ou selon l'heure de la journée en fonction de contraintes propres au réseau local).

Le paragraphe 2.2.3 ci-dessous examinera plus en détail l'intérêt et les conditions du pilotage de ces bornes.

<sup>48</sup> Plus précisément, l'article 1er de l'arrêté du 19 juillet 2018 pris pour l'application dudit article 7 indique : « Une station de recharge pour véhicules électriques ouverte au public est équipée d'un dispositif permettant une modulation temporaire de la puissance électrique appellable, sur réception et interprétation de signaux, dont notamment les signaux transmis par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité. La modulation temporaire de puissance est déclinable par point de recharge. »

### Les différentes configurations des stations de recharge publiques

En fonction de la disposition des places de stationnement, différentes configurations de stations de recharge peuvent être envisagées pour l'installation et le raccordement des bornes publiques. Les trois configurations généralement déployées sont les suivantes :

- configuration n° 1 : une seule borne avec deux points de charge pour un seul point de livraison raccordé au réseau de distribution d'électricité ;
- configuration n° 2 : une borne principale « totem » avec monétique intégrée, plus deux bornes associées, offrant ainsi six points de charge pour un seul point de livraison d'électricité, ce qui permet une optimisation des coûts de raccordement ;
- configuration n° 3 : une borne principale « totem », plus cinq bornes associées, offrant douze points de charge pour un seul point de livraison d'électricité.

En raison des coûts de raccordement pouvant devenir significatifs avec des niveaux de puissance élevés, la configuration n° 1 est recommandée pour des lieux très ciblés où la structure du parc de stationnement ne permet pas de mutualiser un point de livraison entre plusieurs points de recharge. La configuration n° 2 est plutôt recommandée en voirie, pour desservir les places de stationnement dédiées aux véhicules électriques. Quant à la configuration n° 3, elle est davantage adaptée au stationnement en parkings publics ou privés (centre commerciaux par exemple), compte tenu du nombre élevé de places de stationnement impliquées.

S'agissant plus particulièrement des stationnements publics en bâtiments et en sous-sol, l'aménagement répond aux conditions d'une installation électrique intérieure. Il est ainsi réalisé en partant du tableau de répartition qui alimente le bâtiment. Dans tous les cas, il convient de déterminer la puissance de raccordement (ou son augmentation pour un raccordement existant, si nécessaire) et de vérifier la possibilité de raccordement auprès du gestionnaire du réseau public de distribution (GRD), ce qui peut ensuite conduire à une gestion optimisée des bornes.

Le décret n° 2017-26 aborde également les questions relatives à l'itinérance<sup>49</sup> de la recharge pour les infrastructures publiques. La notion d'itinérance y est définie comme « *la faculté pour l'utilisateur, titulaire ou non d'un contrat ou d'un abonnement avec un opérateur de mobilité, d'utiliser les réseaux de recharge de différents opérateurs d'infrastructures de recharge sans inscription préalable auprès de l'opérateur exploitant le réseau dont il utilise ponctuellement le service de recharge* ». Cela peut être réalisé de deux manières pour l'utilisateur : "*soit en ayant accès à la recharge et au paiement du service par l'intermédiaire d'un opérateur de mobilité avec lequel il a un contrat ou un abonnement, soit en ayant accès à la recharge et au paiement du service directement auprès de l'opérateur de l'infrastructure à laquelle il recharge son véhicule*".

En tout état de cause, que le service soit gratuit ou payant, tout point de recharge d'un opérateur d'infrastructure donné doit prévoir une solution de paiement à l'acte ainsi que l'accès au paiement pour tout utilisateur abonné à un opérateur de mobilité engagé dans une relation d'interopérabilité avec l'opérateur d'infrastructure.

Parallèlement, l'interopérabilité des réseaux de charge a été rendue obligatoire dès lorsqu'un opérateur de mobilité français ou européen en fait la demande auprès d'un opérateur d'infrastructure

---

<sup>49</sup> « *roaming* » en anglais

de recharge, moyennant une juste contrepartie financière. Celle-ci peut être réalisée de manière contractuelle ou bien passer par une plateforme d'interopérabilité assurant l'échange de données, sur le modèle de GIREVE (cf. Figure 8), une SAS créée en France en 2013 par la Caisse des dépôts, Renault, EDF, ENEDIS et la CNR, sous l'égide des ministres intéressés. Le principal objectif assigné alors à GIREVE était de créer les conditions d'une itinérance harmonieuse. Cependant, quasiment chacun des (environ 500) opérateurs locaux a mis en place son propre badge d'accès aux bornes de recharge et l'itinérance s'avère de ce fait compliquée à gérer ; de nombreux incidents sont semble-t-il signalés. C'est ce qui a amené les associations de consommateurs européennes à revendiquer, pour les utilisateurs, un accès direct aux bornes de recharge en utilisant leur carte bancaire. Si une telle possibilité est jugée hautement souhaitable pour le développement du VE, son coût serait, selon certaines études, compris dans une fourchette de 5 à 15 c€ par transaction (ce qui ne paraît pas excessif aux rédacteurs).

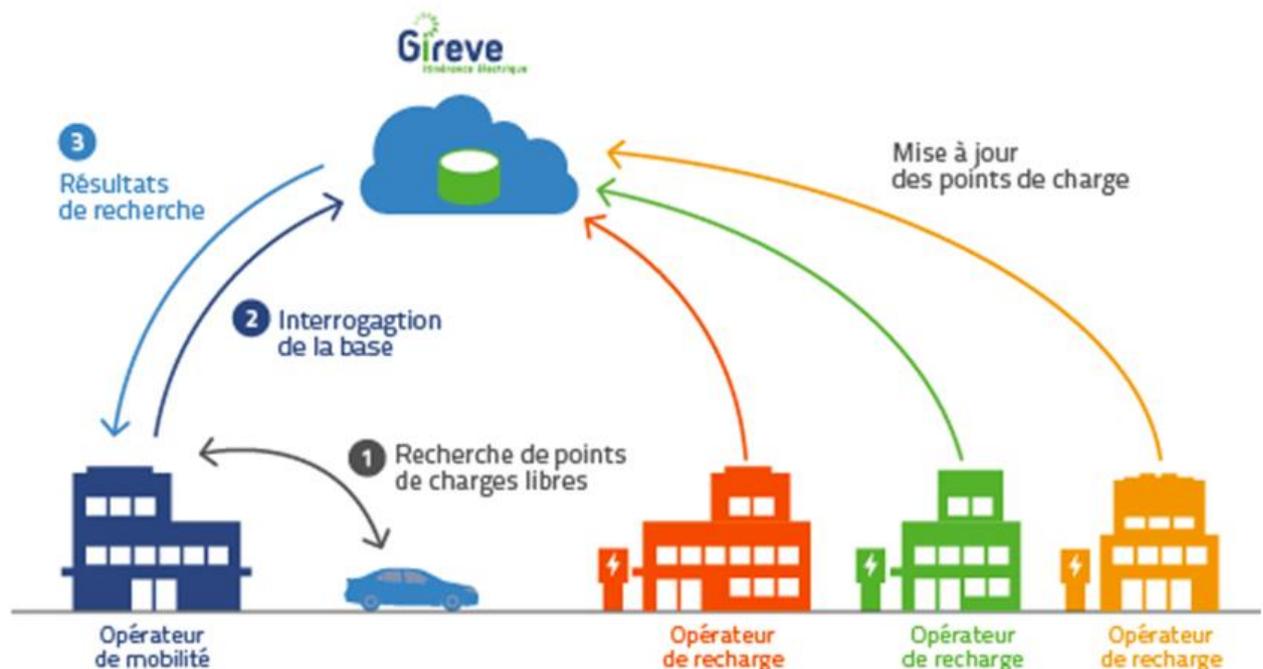


Figure 8 – Échange de données via la plateforme GIREVE (Source : Avere France)

Des évolutions allant dans le sens de la simplification du processus de charge et de facturation sont cependant attendues avec l'introduction du système « Plug&Charge » défini par la norme 15118-2, en cours de déploiement (cf. paragraphe 2.2.1.2). Dans les grandes lignes, l'idée est de s'affranchir du classique badge d'accès aux bornes de recharge pour définir un nouveau protocole d'authentification entre la voiture et la borne en passant directement par le câble de rechargement. En pratique, le « dialogue » s'enclenche dès lors que l'utilisateur branche sa voiture sur la borne. Transmis par la voiture, un certificat d'authentification passe par différents canaux avant d'être validé et renvoyé pour lancer et facturer la charge. Néanmoins, s'agissant des prises T2S existantes sur certaines bornes, une redondance persistera entre le futur système « Plug&Charge » et les badges d'accès des opérateurs de recharge. En effet, une des fonctions des badges actuels est de débloquent les obturateurs en préalable à tout branchement du VE.

### 2.2.2.2 Les réseaux de bornes privées

A ce jour, environ 90 % de la recharge des véhicules électriques se fait, soit à domicile, soit au travail. On comptait en France plus de 210 000 bornes à usage privé au 31 décembre 2019. Contrairement au cas des réseaux de bornes publiques évoqué ci-dessus, les infrastructures afférentes aux recharges effectuées au domicile ou sur les lieux de travail relèvent exclusivement de l'initiative privée et ne sont pas aujourd'hui soumises à l'obligation de présenter une aptitude au pilotage de la recharge.

Le particulier peut recharger chez lui son VE grâce à une prise renforcée de type E (délivrante 3 kW pour un prix d'achat de 100 € environ – mode de charge 1) ou grâce à une borne pilotable ou « Wallbox » (de type 2, délivrant 7 kW pour un prix d'achat de 700 € environ – mode de charge 2) ; actuellement en France les bornes sont peu répandues.

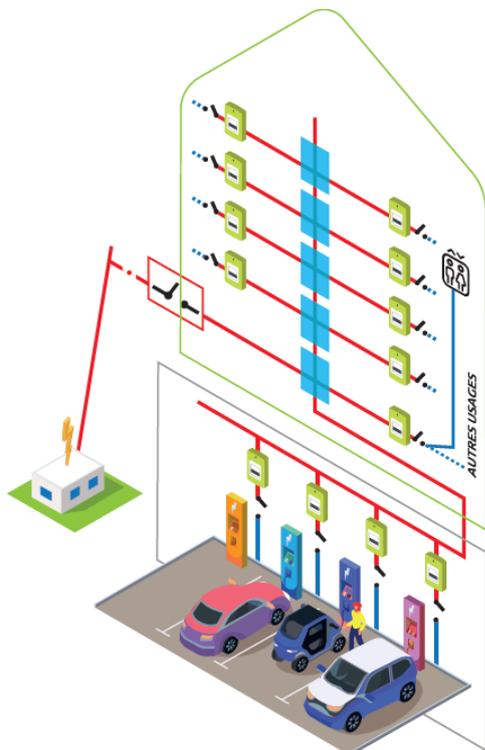
Si les infrastructures déployées sur les lieux de travail (ex : pool de véhicules d'entreprise) ne posent pas de problèmes de conception particuliers (cf. par exemple la configuration n° 3 du paragraphe 2.2.2.1), ni d'ailleurs les infrastructures en logement individuel, il n'en va pas de même pour celles qui doivent être installées en immeuble collectif (par exemple en copropriété). Pour traiter ce cas précis, qui concerne 44 % des foyers français (ce ratio peut monter jusqu'à 90 % dans les principales métropoles), 4 configurations ont été identifiées (cf. Figure 9 ci-après). Leurs principales caractéristiques sont les suivantes :

- configuration n° 1 (cf. Figure 9-a) : cette configuration s'appuie sur l'installation par ENEDIS<sup>50</sup> d'une « colonne électrique horizontale » en complément de la colonne montante desservant les appartements, sur laquelle des dérivations individuelles sont réalisées pour chaque utilisateur qui en fait la demande ;
- configuration n° 2 (cf. Figure 9-b) : cette configuration présente l'avantage d'être simple et rapide à mettre en œuvre : elle s'appuie sur la capacité de puissance disponible sur un compteur des services généraux ; toutefois, il convient de s'assurer que cette puissance permet d'alimenter à terme l'ensemble des besoins de l'immeuble et d'identifier avec le fournisseur et le distributeur d'électricité les possibilités d'augmentation de puissance ; de plus, cette configuration nécessite pour le syndic de réaliser une répartition des charges ;
- configuration n° 3 (cf. Figure 9-c) : cette configuration constitue une variante de la configuration précédente ; elle implique le raccordement indirect en aval du compteur des services généraux, avec la mise en place d'un compteur dédié par le distributeur permettant au consommateur (ou à l'opérateur auquel il confie la gestion de sa borne) de prendre son propre fournisseur d'électricité indépendamment de celui de l'immeuble. Dans ce cas, la part « acheminement » de la facture d'électricité reste supportée par le contrat des services généraux qui est « l'hébergeur » ;
- configuration n° 4 (cf. Figure 9-d) : cette configuration permet de séparer les usages « recharge des véhicules électriques » des usages classiques des services généraux : l'installation et la gestion de l'infrastructure peuvent être confiées à un opérateur qui assure la connexion des bornes et le pilotage intelligent de l'ensemble afin de limiter la puissance souscrite ; dans une copropriété, celle-ci peut choisir, soit de faire répartir les charges par le

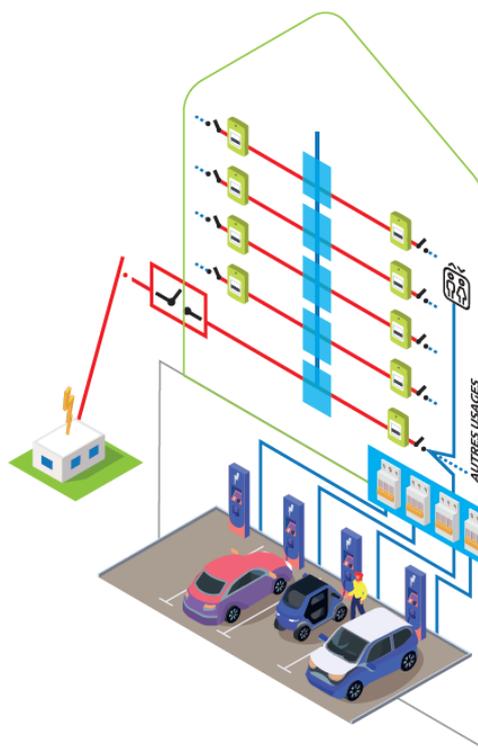
---

<sup>50</sup> Ou le distributeur local

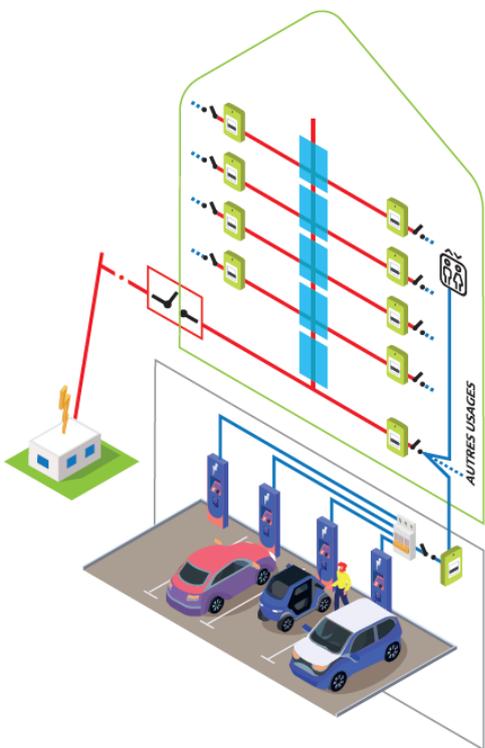
syndic, soit de déléguer l'exploitation à un opérateur de service qui facture généralement chaque utilisateur sous la forme d'un forfait.



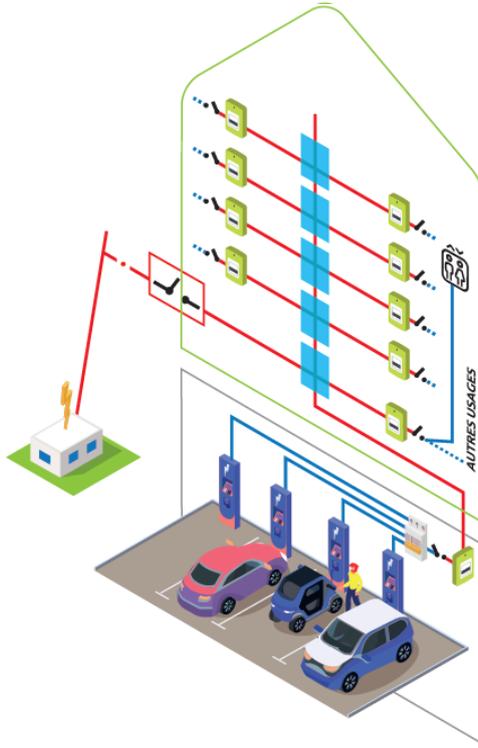
(a) Colonne horizontale publique et création de compteurs individuels pour chaque utilisateur



(b) Infrastructure de recharge connectée à un compteur des services généraux



(c) Infrastructure de recharge connectée à un compteur dédié en aval des services généraux



(d) Infrastructure de recharge connectée à un compteur dédié

Figure 9 – Les configurations possibles en immeuble collectif (Source : EdEnmag N°9 – 2020)

Par ailleurs, afin de permettre à tout locataire ou propriétaire d'un logement en immeuble collectif de revendiquer l'installation d'un point de recharge sur sa place de parking, un droit à la prise a été institué en 2014. Cette possibilité a été introduite par le décret n° 2014-1302 du 1<sup>er</sup> novembre 2014. La loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (LOM) a renforcé ce « droit à la prise », tout en promouvant l'équipement collectif pour les copropriétés. Les principales dispositions régissant ce droit sont à ce jour les suivantes :

- le droit à la prise peut être revendiqué par tout « occupant de bonne foi » d'une place de parking ;
- la copropriété ne peut s'opposer sans « motif sérieux et légitime » à l'exercice de ce droit ;
- le « droit à la prise » est étendu à tout type de bâtiment, un décret étant prévu afin de préciser, pour les copropriétés, dans quel délai la convention entre le syndic et le prestataire choisi pour la réalisation des travaux doit être passée.

En outre, les copropriétés sont incitées à faire réaliser des études préalables à la mise en place d'un équipement collectif, la question devant être obligatoirement inscrite à l'ordre du jour d'une assemblée générale avant le 1<sup>er</sup> janvier 2023.

Enfin, dans les bâtiments neufs, c'est un décret du 13 juillet 2016<sup>51</sup> qui pose à ce jour les obligations de pré-équipement : ainsi, un parc de stationnement doit disposer d'un circuit électrique spécialisé pour la recharge des véhicules électriques, qui comporte des fourreaux, des chemins de câble ou des conduits à partir du tableau général basse tension (TGBT) et desservant une certaine proportion des places (fixée, par exemple, pour les parkings de plus de 40 places, à 75 % dans les immeubles d'habitation ou à 20 % dans le tertiaire ou l'industrie). Les passages de câbles doivent présenter une section minimale de 100 mm. Le minimum de puissance à délivrer est fixé à 7,4 kW par place dans les immeubles d'habitation et en général à 22 kW dans les autres immeubles. Le TGBT doit être dimensionné pour la puissance requise, calculée en fonction du nombre de places à desservir, avec cependant une exigence moins forte pour les bâtiments d'habitation où l'obligation ne porte que sur 20 % des places de stationnement.

La loi d'orientation des mobilités (LOM) a renforcé ces exigences : en particulier, toutes les places devront désormais<sup>52</sup> être pré-équipées dans les immeubles d'habitation disposant de plus de 10 places et l'équipement de recharge devra permettre un décompte individualisé des consommations d'électricité.

### **2.2.3 Le pilotage de la recharge**

Ainsi que l'analyse l'étude RTE exposée au paragraphe 2.1, la plupart des recharges de VE devrait à l'avenir continuer à se faire à domicile ou sur le lieu de travail, donc sur des bornes privées. En effet, les courts trajets quotidiens, de l'ordre d'une trentaine de kilomètres en moyenne, ramènent en général en l'un de ces lieux, où un emplacement sera souvent accessible sans recherche et sans coût supplémentaire. L'autonomie désormais importante (de l'ordre de 400 km) des VE du commerce

---

<sup>51</sup> Décret n° 2016-968 du 13 juillet 2016 relatif aux installations dédiées à la recharge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables et aux infrastructures permettant le stationnement des vélos lors de la construction de bâtiments neufs

<sup>52</sup> Pour les demandes de permis de construire déposées à partir du 11 mars 2021.

autorise en outre à ne pas les charger tous les jours. Du point de vue du pilotage de la recharge, on voit donc que ces véhicules devraient facilement pouvoir être rechargés à des heures favorables (heures de faible consommation la nuit, lors de pointes de production solaires méridiennes, le week-end, etc.). Il en va de même des flottes de véhicules d'entreprises qui sont stationnés en des lieux permettant une gestion optimisée de l'énergie.

Parmi ceux qui se chargeront sur le lieu de travail figurera une partie des six millions de véhicules particuliers qui aujourd'hui sont garés en soirée sur la voie publique. Les usagers ne disposant pas de moyen de recharge à domicile devront néanmoins, au moins épisodiquement, faire appel à des bornes publiques (en milieu essentiellement urbain ou suburbain, pour les usages de proximité) ; pour répondre à ce besoin, des bornes de recharge « normales » (en courant alternatif, pour une puissance maximale de 22 kW) seront appropriées et il est envisageable à terme que des tarifs de recharge variables reflètent les prix de l'électricité (le consommateur ayant alors le choix, s'il est pressé, de « forcer » la recharge à prix fort ou de laisser l'opérateur réaliser celle-ci à un moment plus favorable – par exemple pendant la nuit – pour un prix inférieur). La concrétisation de cette forme de pilotage suppose toutefois, à la fois un réseau public de recharge largement dimensionné, une variabilité tarifaire susceptible de créer une incitation suffisante et le développement d'interfaces adaptées par les opérateurs d'infrastructures de recharge. La priorité à ce stade, pour les pouvoirs publics, devrait être – en s'appuyant sur l'article 7 du décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 - de s'assurer que la normalisation des bornes et leur connectivité permettront la mise en place de ce type de service.

Par ailleurs, des bornes publiques sont nécessaires pour « couvrir » les grands trajets, le long des réseaux routier et autoroutier. Le conducteur disposant en ce cas, par construction, de peu de temps pour la recharge de son véhicule, aura besoin d'une borne à recharge rapide (en courant continu, d'une puissance de 50 kW et davantage). Leur disponibilité en nombre suffisant est d'ailleurs présentée comme un facteur limitant actuel du développement des ventes de VE. Les conditions de l'utilisation de ces bornes rendent toutefois peu envisageable leur pilotage en fonction de l'état du système électrique, la satisfaction immédiate du consommateur étant prioritaire. Il convient même de noter que l'usage intensif de ce réseau lors de quelques épisodes annuels – comme particulièrement les fêtes de fin d'année, période de consommation électrique élevée – est susceptible de justifier des renforcements de réseau ou l'adossement des stations-services à des moyens de production (champs d'éoliennes ou de capteurs photovoltaïques) et/ou de stockage électrochimique. Paradoxalement, les rédacteurs constatent donc que ce réseau, dont le développement est jugé prioritaire par ailleurs, et dont les bornes doivent être « pilotables » en vertu de l'article 7 du décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017, ne constitue pas une priorité en matière de pilotage selon les besoins d'équilibre du système électrique<sup>53</sup>.

Aujourd'hui, le pilotage de la recharge peut d'ores et déjà s'effectuer selon deux grandes voies :

- sur le véhicule, soit grâce à une programmation en local à partir du tableau de bord, soit à distance via un smartphone et une plateforme gérée par le constructeur<sup>54</sup> ; cette option est ouverte pour tout type de recharge, sur des bornes publiques ou privées ;

---

<sup>53</sup> Ceci n'exclut cependant pas d'envisager un certain degré de pilotage « local » pour tenir compte de contraintes liées à la saturation du réseau de transport ou de distribution, sans nuire gravement à la satisfaction des clients.

<sup>54</sup> En effet, les constructeurs, qui sont aujourd'hui propriétaires des batteries ou à défaut en garantissent la longévité, ont accès, quasiment en permanence (par liaison 3G), aux données sur les batteries. Leurs plateformes peuvent être utilisées

- sur l'installation fixe de recharge ; pour des installations à domicile avec branchement privatif (par exemple en maison individuelle), il est facile de relier la borne (ou la prise) au tableau électrique et d'utiliser un contact sec ou virtuel de Linky<sup>55</sup> pour tenir compte de signaux tarifaires (en l'occurrence le basculement entre heures pleines et heures creuses) ; dans les autres cas, seul le gestionnaire de l'infrastructure de recharge serait en mesure de mettre en place un « pilotage tarifaire », ce qui n'est pas encore une pratique en vigueur.

A terme, le pilotage à domicile pourrait s'effectuer, à l'initiative du consommateur, par une communication entre Linky et les bornes de recharge communicantes, en utilisant la TIC (télé-information client), ou via des boîtiers domotiques – en liaison ou non avec Linky - comme pour les autres équipements de la maison (cf. paragraphes 3.2.2 et 3.2.3 ci-après).

Ceci dit, et même si elle peut être gênée par des obstacles, la communication en 3G vers les véhicules (à partir des plateformes des constructeurs automobiles) permet d'envisager à court terme des coopérations entre les fournisseurs d'électricité et les constructeurs pour mettre en place un pilotage qui tienne compte des données du véhicule (et des souhaits du consommateur disponibles sur la plateforme du constructeur) comme de celles du système électrique. Il faudra pour ce faire bâtir des interfaces entre les systèmes d'information des fournisseurs et ceux des constructeurs. C'est ce que le groupe EDF entend faire, dans le cadre de son « *plan mobilité électrique* », à travers la signature en 2019 d'un accord de coopération avec Nissan ; et c'est dans cet esprit que DREEV, filiale d'EDF<sup>56</sup>, entend agir à court terme avec les constructeurs pour inciter les acheteurs individuels de VE à prendre une option de pilotage via le véhicule lors de l'achat – à condition de disposer d'un contrat de fourniture d'électricité offrant une différenciation des tarifs. A titre indicatif, selon les dirigeants de DREEV, l'avantage économique du pilotage par utilisateur serait de l'ordre de 90 €/an avec un tarif heures pleines/ heures creuses et pourrait atteindre environ 140 €/an avec un tarif plus « intelligent » - montant dont il faudra toutefois soustraire le coût du service ; le modèle d'affaires, fondé sur le partage de ces économies entre l'utilisateur final et les intervenants, reste toutefois à inventer.

En matière d'offre de service de recharge intelligente, une autre initiative intéressante est à signaler. Il s'agit de l'offre proposée par la société Jedlix, dont le constructeur Renault a acquis 25 % des parts en octobre 2017. Cette société, avec laquelle Renault travaille depuis 2015, est une jeune pousse néerlandaise issue de l'énergéticien ENECO. Le service de pilotage qu'elle propose est basé sur un algorithme permettant à la voiture, une fois branchée à la borne de recharge, de communiquer avec le gestionnaire du réseau électrique afin que la charge soit déclenchée au moment le plus propice. Pour cela une application mobile a été développée sur laquelle l'utilisateur renseigne son heure de départ ainsi que le niveau de charge souhaité. A partir de là, l'algorithme va croiser ces données avec celles transmises par le gestionnaire du réseau afin de lancer une recharge optimale<sup>57</sup>. Cette application est présentée comme un système à la fois « *set and forget* » et « *plug and play* » : d'une

---

comme voies d'accès à la programmation de la recharge. Les constructeurs pourraient également, d'un point de vue technique, piloter eux-mêmes la recharge à distance de la batterie, via le véhicule.

<sup>55</sup> Voir paragraphe 3.2.2 ci-après

<sup>56</sup> DREEV est une entreprise commune entre EDF et la jeune pousse californienne Nuvve. Voir également l'encadré du paragraphe 2.2.4.

<sup>57</sup> A priori il pourrait s'agir, soit d'éviter des périodes tarifaires pénalisantes, soit d'éviter des risques de congestion du réseau local.

part, l'utilisateur renseigne ses paramètres de préférences et n'a plus besoin de continuellement les modifier ; d'autre part, aucune installation matérielle n'est exigée et le dialogue avec le véhicule passe par la connexion 3G dont il est doté.

Les deux exemples évoqués ci-dessus semblent viser surtout les particuliers. Le pilotage par les bornes<sup>58</sup> devrait quant à lui s'imposer pour les usages professionnels et les flottes captives, dont les véhicules sont chargés dans les locaux de l'entreprise, de manière à permettre des optimisations (puissance appelée, prix de l'électricité) à l'échelle du parc ou de l'établissement.

Au-delà du périmètre professionnel et des flottes captives, le pilotage par les bornes pourrait également s'appliquer avantageusement dans le cadre du résidentiel collectif lorsque la configuration retenue prévoit l'installation d'un compteur commun dédié (cf. le schéma de la Figure 9-d, voire des variantes b et c) ; ce domaine représente en tout cas un enjeu majeur, non seulement du développement du véhicule électrique, mais aussi de la possibilité d'en piloter la recharge.

Les rédacteurs proposent, pour rendre le pilotage de la recharge effective sur le lieu de travail et les immeubles d'habitation collectifs, d'étendre à ces domaines l'obligation de pilotabilité aujourd'hui en vigueur pour les bornes publiques, à partir de la mise en place de six points de recharge.

<b>Recommandation n° 1.</b>	Rendre obligatoire le caractère pilotable de toute nouvelle installation de bornes de recharge de véhicules électriques non publiques, à partir de six points de recharge.
-----------------------------	--

#### 2.2.4 Le « *vehicle to grid* » (V2G)

Le « *vehicle to grid* » (ou V2G) est une technologie qui permet à un véhicule électrique de réinjecter l'énergie de sa batterie pour alimenter le réseau. Elle nécessite pour cela de mettre en œuvre des chargeurs bi-directionnels, en lieu et place des chargeurs mono-directionnels utilisés dans le cas d'une simple recharge pilotée (cf. Figure 10 - a). Il est à noter que l'introduction de la recharge bi-directionnelle a par ailleurs permis l'émergence de systèmes, dits « *vehicle to home* » (V2H), où l'énergie de la batterie du véhicule électrique est cette fois-ci utilisée pour alimenter une maison ou un bâtiment (cf. Figure 10 - b). Une troisième configuration, combinant V2H et V2G est également possible (cf. Figure 10 - c). En dehors de l'intérêt de la charge bidirectionnelle pour l'équilibre du système électrique (cf. paragraphe 2.1), le « *vehicle to grid* » pourrait aussi compenser partiellement les surcoûts d'acquisition des véhicules électriques, les revenus supplémentaires générés grâce à la revente de l'énergie réinjectée dans le réseau contribuant à équilibrer le coût total de possession.

---

<sup>58</sup> A titre d'exemple, Izivia, filiale d'EDF, a pour objectif l'implantation de 75 000 points de recharge en Europe d'ici 2022, dont 50 000 en France (dont 10 000 bornes publiques). Actuellement le déploiement en France concerne environ 8 000 bornes (dont 5 000 publiques). Ces bornes sont communicantes et donc pilotables, mais ne sont de fait pas pilotées à ce jour.

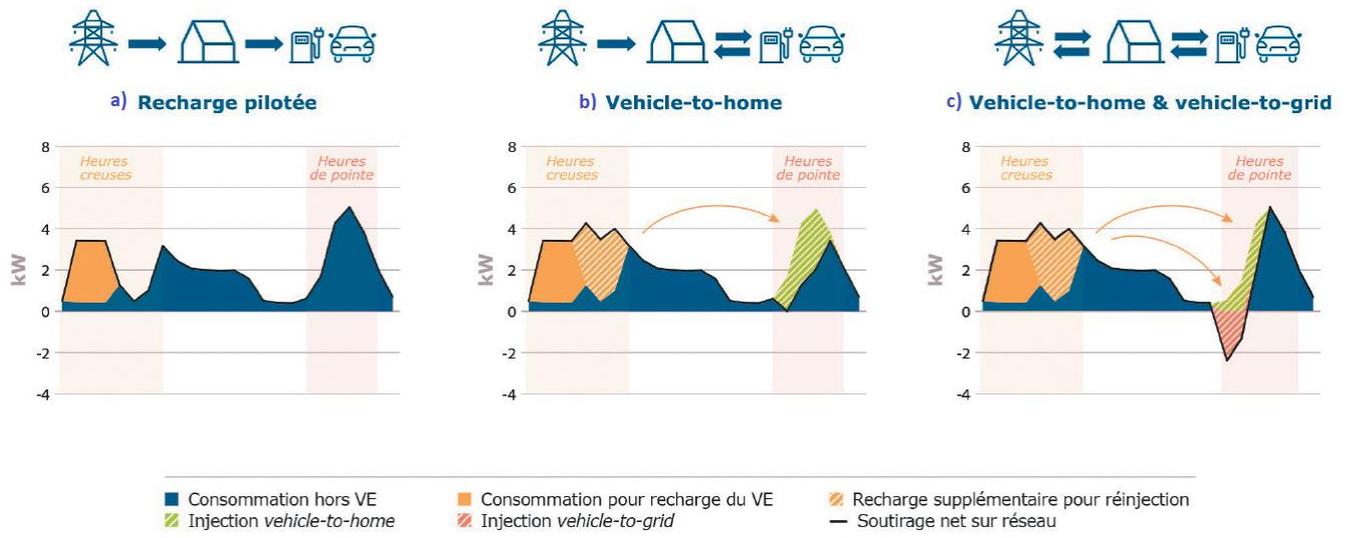


Figure 10 – Illustration du principe de la recharge pilotée, du V2H et du V2G (Source : RTE)

### Implantation et puissance de l'onduleur

L'introduction de la recharge bidirectionnelle implique d'intégrer une fonction d'onduleur dans le système « borne-VE », afin d'assurer la transformation DC/AC (pour transférer de l'énergie de la batterie vers le réseau), inverse de celle du redresseur réalisant la transformation AC/DC lors de la charge. Deux cas sont alors à considérer :

1. le branchement du VE est fait sur une borne délivrant du courant continu (donc dotée d'un redresseur) ; c'est le cas notamment de la technologie CHAdeMO, dominante au Japon, qui a par exemple permis à Nissan de ne pas intégrer, dans ce pays, de redresseur à bord de ses modèles Leaf et e-NV200 ; cette technologie est par ailleurs compatible avec la charge bidirectionnelle, ce que permet la présence, dans la borne, parallèlement au redresseur, d'un onduleur réalisant la transformation DC/AC<sup>59</sup> ; la configuration est similaire dans le cas d'une recharge rapide en courant continu via une prise de type Combo2, mais les bornes correspondantes ne comportent pas aujourd'hui d'onduleur ;
2. le branchement du VE est fait à partir d'une alimentation en courant alternatif (le redresseur étant à bord du véhicule) ; ce mode de recharge, que celle-ci soit normale ou rapide, se fait, côté VE, via une prise de type 2, qui ne permettrait pas une liaison inverse en courant continu ; l'onduleur nécessaire à la recharge bidirectionnelle doit donc être également situé à bord du véhicule électrique.

Les discussions menées entre l'ensemble des constructeurs ont permis de dégager un consensus au niveau européen sur le fait que les VE vont, à terme, tous embarquer un onduleur (permettant le V2G avec liaison VE-borne en courant alternatif) associé au redresseur déjà présent<sup>60</sup>. Toutefois, alors que

<sup>59</sup> Cette fonctionnalité a notamment permis, dès 2010, de développer au Japon des services V2H qui se sont avérés très utiles par la suite, afin de faire face aux nombreux délestages intervenus après l'arrêt prolongé de l'ensemble des réacteurs nucléaires du pays, arrêt consécutif au tremblement de terre et au tsunami du 11 mars 2011 ayant provoqué l'accident de Fukushima.

<sup>60</sup> Le sujet est actuellement discuté au niveau mondial entre chercheurs et spécialistes dans une Task Force de l'AIE.

les constructeurs asiatiques, s'appuyant sur le standard CHAdeMO, permettent la décharge de la batterie à une puissance de 22 kW, il est question, pour la norme européenne s'appuyant sur le standard Combo2, de la limiter à 10 kW, pour des raisons de coût et de préservation des batteries (gestion de la température, fonction de la puissance de soutirage)<sup>61</sup> ; mais ceci serait plutôt la position des constructeurs français, les allemands poussant apparemment pour un alignement sur 22 kW.

Le constructeur PSA, bien qu'ayant l'expérience de la norme CHAdeMO (qu'il a utilisée sur certains modèles en conséquence de ses accords avec Mitsubishi), envisagerait lui aussi de limiter la décharge à 10 kW, par prudence pour la santé des batteries. De son côté, Renault s'oriente vers une offre de V2G avec une capacité de décharge de 7 kW couplée avec la « charge lente » en courant alternatif, ce qui, pour le constructeur, serait la meilleure façon de démocratiser rapidement la technologie auprès du grand public. Selon le schéma promu par Renault, l'implantation d'un onduleur sur la voiture n'entraînerait qu'un surcoût de fabrication très faible (quelques dizaines d'euros), avec un impact sur le prix de vente du véhicule au client pouvant aller jusqu'à 200 €. Le constructeur, qui a participé à une expérimentation aux Pays-Bas, envisage l'arrivée sur le marché de véhicules ainsi équipés d'ici trois ou quatre ans.

#### Des initiatives en cours

La question du V2G a fait l'objet ces dernières années de nombreuses initiatives. Ainsi, en 2018, Avere France avait pu recenser 18 projets et expérimentations sur le V2G<sup>62</sup>. Il faut cependant noter que la plupart de ces expérimentations utilisent des onduleurs implantés dans les bornes, les véhicules équipés n'étant pas disponibles à ce stade.

Plus récemment, en septembre 2019, un partenariat s'est noué entre EDF et Nissan (déjà mentionné au paragraphe 2.2.3). Pour EDF, cet accord s'inscrit dans le prolongement du lancement de DREEV (voir encadré). Il fait également suite à un premier partenariat signé avec Nissan au Royaume-Uni<sup>63</sup>. De son côté, avec ce nouvel accord, Nissan pourra désormais s'appuyer sur un ensemble de services proposés par EDF qui offrira ses solutions de charge aux clients du constructeur. Ciblant principalement le secteur des entreprises, le partenariat conclu s'étend sur quatre grands marchés européens (France, Royaume-Uni, Belgique et Italie), et porte notamment sur la commercialisation des bornes de recharge rapide bidirectionnelles, avec un surcoût d'environ 1 000 € par rapport aux bornes mono-directionnelles (pour des bornes mono-véhicules coûtant environ 5 000 €, avec une production cible de quelques milliers d'exemplaires). Il est à noter que le constructeur Nissan propose d'ores et déjà, depuis avril 2019, une offre de V2G pour les flottes d'entreprises (« BtoB »). Cette offre est basée sur la technologie CHAdeMO, premier standard à avoir normalisé le protocole V2G et qui reste à ce jour la seule technologie permettant la commercialisation d'offres V2G (en courant continu), en attendant le déploiement de la future norme 15118-20 (cf. ci-après).

---

<sup>61</sup> Le V2G ne répond pas à des besoins urgents du client comme la recharge rapide des véhicules. D'autre part, si décharger ponctuellement à beaucoup plus de 10 kW n'est pas un problème en situation de conduite du véhicule (forte accélération durant quelques secondes), la durée de la décharge (jusqu'à une ou deux heures) risquerait de poser des problèmes de gestion de la température en régime de V2G (prévention du risque d'incendie sur les batteries Li-ion).

<sup>62</sup> [http://www.avery-france.org/Site/Article/?article\\_id=7275](http://www.avery-france.org/Site/Article/?article_id=7275)

<sup>63</sup> Officialisé en 2018, ce premier accord visait au développement d'offres partagées dans le domaine de la recharge intelligente mais aussi dans la seconde vie des batteries et le stockage des énergies renouvelables.

### Le V2G : une technologie au cœur de l'offre de DREEV

Spécialisée dans le développement de solutions de recharge bidirectionnelle, DREEV a été créée par EDF en collaboration avec la jeune pousse californienne Nuvee. La technologie V2G développée par cette dernière sera au cœur de l'offre de DREEV et ciblera essentiellement, dans un premier temps, les flottes d'entreprises et les collectivités, l'objectif affiché étant de permettre aux professionnels de mieux réguler leur consommation énergétique en intégrant une fonctionnalité de charge bidirectionnelle aux voitures électriques de leur parc. La société indique : « *Considérée comme un maillon essentiel de l'écosystème électrique, cette technologie sert également de solution de stockage, offrant la possibilité de « récupérer » les kilowattheures d'électricité d'origine renouvelable non consommés, une énergie qui pourra être ensuite être revendue au réseau* ». Selon DREEV, le système V2G pourrait ainsi rapporter au propriétaire de la flotte jusqu'à 20 euros par mois et par voiture. Si de prime abord le chiffre semble faible, le gain engrangé serait en fait non négligeable avec la multiplication du nombre de véhicules électrifiés dans les entreprises.

### L'évolution de la normalisation

S'agissant de la normalisation, la principale évolution attendue en matière de recharge bidirectionnelle concerne la norme ISO 15118-20, qui doit faire suite à la norme 15118-2. Outre l'introduction de la recharge bidirectionnelle, qui sera accessible via des prises Combo2, cette nouvelle norme, dont la publication est prévue dans le courant de l'année 2020, apportera également nombre de fonctionnalités nouvelles, portant sur les modes de transfert d'énergie (modes conductif automatique, et inductif), sur les technologies de communication avec le VE (WiFi), ou encore sur la gestion de la recharge (mode de contrôle dynamique). La Figure 11 présente l'évolution des fonctionnalités des bornes. Ces informations sont complétées par le Tableau 5 qui donne un comparatif des principales fonctionnalités offertes entre les normes 15118-2 et 15118-20.

	 <b>Borne sans 15118</b> (déployée aujourd'hui)	 <b>Borne 15118-2</b> (version actuelle)	 <b>Borne 15118-20</b> (version 2020)
<b>Technologie de transfert d'énergie permises</b>	 Conductive manuelle	 Conductive manuelle	 Conductive manuelle  Conductive automatique (ACD)  Inductive
<b>Technologie de com' avec le VE</b>		 Courant porteur en ligne (CPL)	 Courant porteur en ligne (CPL)  Wi-fi
<b>Moyen d'identification et de paiement</b>	 Badge RFID  CB  Smartphone	 Badge RFID  CB  Smartphone PnC Plug and Charge (1 contrat de mobilité)	 Badge RFID  CB  Smartphone PnC Plug and Charge (plusieurs contrats)
<b>Gestion de la recharge</b>	 Consigne de puissance max à ne pas dépasser	 Profil de charge programmé et négocié entre VE et borne  Renégociation possible du profil de recharge en cours de session	 Profil de charge programmé et négocié entre VE et borne  Renégociation possible du profil de recharge en cours de session  Mode de contrôle dynamique adapté aux services réseaux et aux contraintes locales d'énergie ou de puissance
<b>Sécurité de la com'</b>	<input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Obligatoire (avec le PnC uniquement)	<input checked="" type="checkbox"/> Obligatoire (tous modes d'identification)
<b>Recharge bidirectionnelle</b>	<input type="checkbox"/> Non	<input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Oui
<b>Transmission de données de tarification</b>	<input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Oui (tarifs relatifs)	<input checked="" type="checkbox"/> Oui (tarifs absolus et relatifs)

Figure 11 – Caractéristiques et fonctionnalités relatives aux normes ISO 15118-2 et 15118-20 (Source : AFIREV, Recommandations sur le déploiement de la norme ISO 15118 en France et des services associés)

	Technologie de transfert d'énergie			Technologie de communication avec le VE		Mode d'identification et de paiement		Sécurité de communication	Gestion de la recharge			
	Conductif manuel	ACD	Inductif	CPL	Wifi	PnC	Autres (préciser)	TLS	Smart Charging	Mode programmé	Mode dynamique	V2X
Version 15118-2												
Version 15118-20												

Tableau 5 – Fonctionnalités comparées entre les normes ISO 15118-2 et 15118-20 (Source : AFIREV, Recommandations sur le déploiement de la norme ISO 15118 en France et des services associés)

### Le déploiement en France

L'introduction de la charge bidirectionnelle devrait se faire de manière raisonnée : le rapport de RTE commenté au paragraphe 2.1 prend pour hypothèse, dans ses scénarios les plus optimistes, un taux d'utilisation du V2G de 20 % en 2035. Deux cas particuliers sont privilégiés : les flottes d'entreprise, qui pourraient aisément valoriser sur les marchés<sup>64</sup> l'injection d'électricité (en concurrence avec les autres moyens de stockage) et le V2H couplé à de l'autoconsommation (actuellement plutôt le fait de ménages en maison individuelle aisés et motivés, mais qui devrait se développer significativement à l'avenir). Par ailleurs, la pénétration de cette technologie ne pourrait pas se faire sans une participation active des constructeurs automobiles, qui sont aujourd'hui les propriétaires des batteries ou qui en garantissent la longévité : les constatations actuelles à ce propos sont que les cycles peu profonds, tels qu'ils sont envisagés dans le cadre de la décharge des batteries vers le réseau, n'ont pas d'effet néfaste sur les batteries<sup>65</sup>.

Les discussions en cours montrent que les véhicules pourraient à l'avenir tous être dotés d'un onduleur et des fonctions nécessaires à la recharge bidirectionnelle (avec un débit de décharge de 10 kW au moins, en courant alternatif) : cette solution aurait l'avantage, pour les constructeurs, d'industrialiser cette solution pour en réduire le coût tout en incorporant de la valeur dans le véhicule, de s'assurer une bonne connaissance des usages (avec un accès aux données correspondantes) et la maîtrise de l'usure des batteries, ce qui leur conférerait une place incontournable dans le nécessaire partage des rôles avec les énergéticiens (fournisseurs d'électricité, distributeurs, agrégateurs, etc.) et les opérateurs de recharge ou de mobilité<sup>66</sup>. Elle permettrait de limiter les coûts de déploiement du réseau des bornes publiques<sup>67</sup> et privées (qui n'auraient pas besoin de disposer d'un onduleur). Les véhicules

<sup>64</sup> A commencer par les services d'équilibrage (réserves primaire et secondaire) fortement rémunérateurs mais dont le volume est limité.

<sup>65</sup> Une décharge à 7 kW pendant une heure ne concerne, sur les modèles actuels, que 10 à 15 % de la capacité de la batterie (50 à 70 kWh). Par ailleurs, les constructeurs estiment aujourd'hui que la durée de vie des batteries (pour leur utilisation sur les véhicules) est essentiellement déterminée par leur âge (avec une limite à environ 10 ans) et non par le nombre de cycles qu'elles subissent en utilisation moyenne (environ 15 000 km par an), seuls les cycles « profonds » étant dommageables. Ce constat est fait sur les batteries actuelles et devrait se maintenir avec les évolutions technologiques attendues sur les batteries – même si le sujet est semble-t-il abordé avec davantage de prudence par certains constructeurs que par d'autres.

<sup>66</sup> Pour illustrer les rôles de ces opérateurs, voir Figure 8

<sup>67</sup> Les bornes publiques à recharge rapide ne sont pas les meilleures candidates pour l'utilisation du V2G puisqu'elles visent avant tout à satisfaire des besoins urgents de recharge, peu compatibles avec l'idée de décharge. Elles pourraient donc ne pas être bidirectionnelles. En revanche, les bornes de recharge normale sont davantage intéressantes de ce point de vue ;

étant appelés, au cours de leur vie, à connaître des situations de recharge très différentes (y compris à la suite de changements de propriétaires), leur aptitude au V2G est donc le meilleur garant d'un déploiement rapide de cette solution.

**Recommandation n° 2.** Rechercher activement au niveau européen un consensus sur l'équipement des véhicules et des bornes de recharge avec les dispositifs nécessaires au V2G (notamment onduleur, comptage...) puis rendre cette solution technique obligatoire pour les nouveaux véhicules et équipements à l'horizon 2028-2030 au plus tard.

En tout état de cause, les modèles d'affaires qui s'imposeront *in fine* sur le marché ne sont pas encore connus. Ils émergeront lorsque la valeur économique de la recharge pilotée, puis du V2G, deviendra significative, avec le développement du parc de véhicules électriques et les évolutions attendues sur le marché de l'électricité (développement de tarifs dynamiques, variabilité croissante des prix). Certains acteurs, dont ceux cités ci-dessus, testent actuellement leurs idées, nouent des alliances et expérimentent. Les pouvoirs publics devront veiller, à travers l'encadrement réglementaire et la surveillance de ce marché, à un développement harmonieux, évitant des chausse-trappes pour les consommateurs.

### 2.2.5 Perspectives d'utilisation des batteries en usage stationnaire

Avec le vieillissement temporel et d'usage, les batteries lithium-ion perdent lentement et progressivement leur capacité de stockage d'énergie. Le retour d'expérience sur la durée de vie de ces batteries pour un usage automobile la situe dans une fourchette allant de 8 à 12 ans. Au-delà de cette phase, si la perte de capacité de stockage, et donc d'autonomie pour le véhicule, rend ces batteries usagées inaptées à l'usage automobile, il existe néanmoins une possibilité d'usage « statique » ou « stationnaire », pour lequel le volume de la batterie est moins critique et où elles garderont une réelle valeur. Des cas d'usage typiques sont une association en « tampon » avec des dispositifs de production d'énergie électrique renouvelable<sup>68</sup> ou la restitution d'énergie temporisée (alimentant une borne de charge rapide par exemple).

Cette filière fait d'ores et déjà l'objet de pilotes expérimentaux, principalement à l'initiative des constructeurs automobiles qui, sur le territoire européen (cf. directive 2006/66/CE<sup>69</sup>), restent responsables des batteries en fin de vie vendues à leurs clients particuliers. Ils sont donc tenus de les reprendre (sauf éventuellement dans le cas de vente à des entreprises), et évaluent actuellement les

---

la présence d'onduleurs sur les véhicules limitera l'investissement nécessaire au déploiement du réseau de ces bornes (le coût évité pourrait être de 200 € par borne – ce qui est le surcoût mentionné à propos de certaines expérimentations).

<sup>68</sup> Ceci peut concerner de grandes installations (parcs éoliens ou photovoltaïques) ou de l'autoconsommation domestique. Nissan a ainsi conclu une alliance avec Eaton : Nissan vend les voitures électriques et installe la borne de rechargement à domicile et Eaton propose en complément du stockage d'électricité sur batteries (y compris des batteries déclassées de véhicules) et un système de gestion d'énergie pour la maison et la voiture.

<sup>69</sup> La directive 2006/66/CE du Parlement européen et du Conseil relative aux piles et accumulateurs ainsi qu'aux déchets de piles et d'accumulateurs et abrogeant la directive 91/157/CEE, dite « directive batteries », distingue les batteries par types d'utilisation et non par technologies (plomb, lithium...).

stratégies possibles, entre un recyclage immédiat après l'utilisation dans le véhicule<sup>70</sup> et un reconditionnement en vue d'une seconde vie en usage stationnaire avant recyclage<sup>71</sup>.

Compte tenu des faibles volumes disponibles, de la baisse des coûts des « packs batteries » neufs (150 US \$/kWh maximum), ainsi que du contenu en cobalt élevé<sup>72</sup> des premières batteries arrivant en fin de vie (qui rend le recyclage intéressant), le reconditionnement des « packs batteries » usagés apparaît aujourd'hui, selon les spécialistes consultés, comme trop coûteux par rapport au recyclage direct ; leur réutilisation « stationnaire » ne pourrait donc s'envisager économiquement aujourd'hui que sans étape préalable de reconditionnement. Il en ira autrement lorsque les opérations pourront être industrialisées (compte tenu du rythme de déploiement du VE, et avec un décalage d'environ dix ans) et que le système électrique pourra rémunérer des services de stockage (besoin de flexibilité), ce qui pourrait impliquer le même type de délai. Ce sujet méritera un suivi particulier de la part des pouvoirs publics, notamment dans le cadre de l'application de la politique en matière d'économie circulaire.

### **2.3 Conclusions concernant le véhicule électrique**

Le rapport de synthèse publié par RTE en mai 2019 met en lumière de manière très claire les risques (en termes de gestion des pointes de consommation) induits par le développement du véhicule électrique si la recharge n'était pas correctement pilotée ; mais surtout, il quantifie les bénéfices importants, en termes physiques, économiques et écologiques à attendre d'un pilotage intelligent et de la recharge bidirectionnelle (« *vehicle to grid* »). Les chiffres<sup>73</sup> sont éloquentes : en 2035, dans son scénario Opéra, l'appel de puissance à la pointe peut être réduit de 5,2 GW (par rapport à une référence sans développement du VE) et, dans la version haute de ce scénario<sup>74</sup>, plus du tiers de la consommation nouvelle d'électricité liée au véhicule électrique serait assurée par de l'énergie décarbonée « de récupération » (au sens où il s'agirait d'énergie renouvelable « fatale » ou d'une moindre modulation de la production nucléaire) - soit 13,8 TWh sur 40 TWh.

Il est clair que le développement du véhicule électrique est un levier essentiel de décarbonation de notre économie, qu'il faut promouvoir rapidement mais qu'il faut aussi gérer avec soin ; l'option proposée par le présent rapport consiste, pour les pouvoirs publics, à s'orienter résolument vers le pilotage et la recharge bidirectionnelle, partout où ces techniques peuvent trouver un marché dans les prochaines années, en créant par anticipation les conditions techniques adéquates. Le développement des moyens pilotables de recharge, pour les bornes publiques mais surtout dans le domaine privé, constitue une première priorité. L'adaptation des véhicules (dans le cadre européen) et des bornes à

---

<sup>70</sup> La constitution d'une filière française de recyclage des batteries de technologie lithium entre les principaux recycleurs et les constructeurs est en cours de consolidation.

<sup>71</sup> Le recyclage des batteries relève de la directive 2006/66/CE ainsi que du décret n° 2009-1139 du 22 septembre 2009 qui en assure la transposition en droit français. Ce décret est relatif à la mise sur le marché des piles et accumulateurs et à l'élimination des piles et accumulateurs usagés et apporte des modifications au code de l'environnement.

<sup>72</sup> Il est à noter que, aux Etats-Unis, Tesla recycle le cobalt de ses premières batteries mises en service entre 2008 et 2012. Ce n'est pas encore le cas en Europe.

<sup>73</sup> L'analyse est ici limitée aux véhicules légers.

<sup>74</sup> Ce scénario comporte 15,6 millions de VE en 2035. S'il n'est pas atteint cette année-là, ce chiffre le sera rapidement dans les quelques années suivantes.

la recharge bidirectionnelle en est une autre, indispensable pour limiter les coûts d'équipement à des niveaux très modestes, par l'industrialisation des solutions. Les **recommandations 1 et 2** du présent chapitre sont avancées dans cet esprit.

De même, des évolutions du Code de l'énergie et des règles édictées par la CRE seront nécessaires, notamment pour adapter les conditions de facturation de l'usage des réseaux à la recharge bidirectionnelle des véhicules (ce qui renvoie à des préoccupations exprimées par ailleurs quant au statut du stockage dans le système électrique). Il en ira de même de la fiscalité.

A long terme, c'est-à-dire en 2050 et au-delà, la quasi-totalité du parc de véhicules particuliers devrait être constituée de véhicules électriques (l'interdiction de vente de véhicules thermiques entrant en vigueur en 2040). S'il est égal en volume au parc actuel, soit 32 millions de véhicules, il représentera le double du volume simulé par RTE dans ses hypothèses hautes pour 2035, et sa consommation sera donc de l'ordre de 80 TWh/an. Par rapport à un scénario de recharge non pilotée, où une grande partie de la recharge s'effectuerait à des heures de forte demande électrique<sup>75</sup>, on peut considérer – compte tenu des résultats présentés par RTE pour 2035 et en étendant le raisonnement avec prudence - qu'un tiers au moins de cette consommation sera programmé à des moments favorables (plutôt qu'aux heures les plus « chères » et à fort contenu en carbone), si les hypothèses du scénario Opéra haut de RTE<sup>76</sup> sont réunies. Ceci représente un déplacement de consommation d'au minimum 25 TWh par an<sup>77</sup>. La pointe évitée serait de plus de 10 GW (par rapport à un scénario sans développement du véhicule électrique, donc beaucoup plus par rapport à un scénario à recharge non pilotée).

---

<sup>75</sup> notamment en semaine aux heures de travail pour la recharge sur le lieu de travail ou le soir après le travail pour la recharge au domicile

<sup>76</sup> notamment 80 % de la recharge pilotable et 20 % des véhicules participant à un schéma de recharge bidirectionnelle (V2G)

<sup>77</sup> Comme indiqué ci-dessus, dans ce scénario, plus d'un tiers de l'énergie utilisée pour la recharge viendrait en 2035 d'une « récupération » d'énergie renouvelable « fatale » ou d'une moindre modulation de la production nucléaire. Les reprogrammations de la recharge en fonction de signaux tarifaires ne se bornant pas à occuper ces périodes à prix quasi-nul de l'électricité, il faut considérer cet ordre de grandeur comme un strict minimum.

### 3 LE BATIMENT

#### 3.1 Le bâtiment tertiaire

##### 3.1.1 Les données et études disponibles

###### 3.1.1.1 La consommation d'électricité des bâtiments tertiaires

En 2016, selon le bilan prévisionnel (BP) 2017 de RTE, le secteur tertiaire représentait 28 % de la consommation d'électricité, à savoir 134,1 TWh (contre 158,5 TWh pour le secteur résidentiel). Pour 2011, cette consommation était de 133 TWh selon l'ADEME (chiffres clés énergie-climat) et 129 TWh selon RTE (BP 2012) ; elle a donc été très stable sur ces cinq années.

Toujours selon le BP 2017, le tertiaire bâti<sup>78</sup> représente 84,7 TWh en 2016, soit 63 % des consommations du secteur ; au sein de ces 63 %, le chauffage, la ventilation, la climatisation et la préparation d'eau chaude sanitaire (ECS) totalisent 27 % (36,1 TWh), soit moins de la moitié (l'informatique et l'éclairage formant l'essentiel du reste). Si on se limite aux bureaux (consommation 32,4 TWh/an), les usages thermiques représentent 46 % de la consommation. La répartition des consommations des secteurs tertiaire (et agricole) est illustrée par la Figure 12.

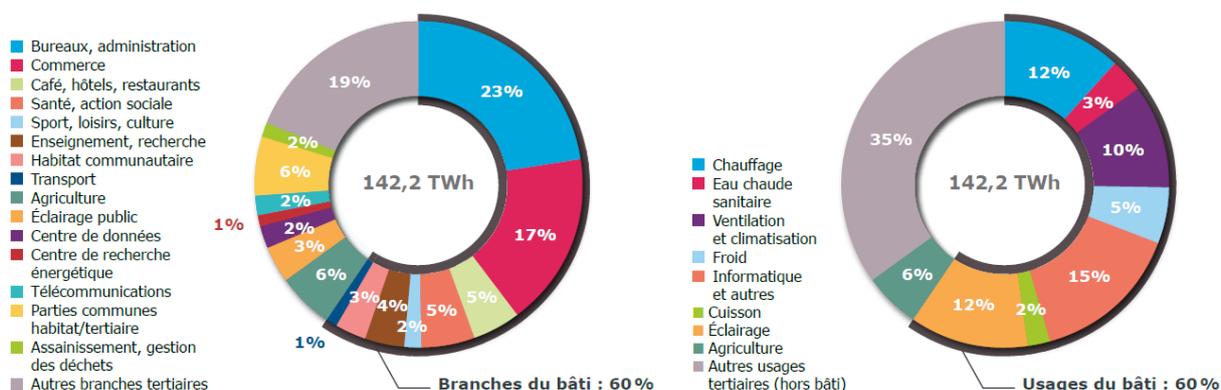


Figure 12- Répartition par branches et par usages de la demande électrique tertiaire et agricole en 2016 (source : RTE BP 2017)

L'étude « ADEME - E-CUBE Strategy Consultants – CEREN - L'effacement de consommation électrique en France – 2017 » examine plus précisément, sur la base de consommations estimées par le CEREN en 2013, quatre sous-secteurs liés au bâtiment, à savoir le grand commerce alimentaire (GCA) - avec une consommation de 9,6 TWh -, les entrepôts frigorifiques - avec une consommation de 1,1 TWh -, les bureaux - avec 35,1 TWh -, et les data centers - pour 3,4 TWh (le cas de ces derniers est examiné ci-après plus en détail, à la lumière de l'étude plus récente du CGE sur les consommations du numérique, déjà citée). On peut voir ci-dessous la part respective des différents usages dans un hypermarché chauffé à l'électricité (Figure 13) et dans le secteur des bureaux (Figure 14), selon ce rapport qui s'appuie sur diverses études antérieures.

<sup>78</sup> Il s'agit de l'activité tertiaire exercée au sein de bâtiments. Une partie de l'activité de services (comme la gestion de l'eau, le traitement des déchets ou l'éclairage public) n'est pas exercée au sein des bâtiments et n'entre pas dans le champ du présent rapport. Elle relève d'ailleurs davantage d'une approche de type industriel.

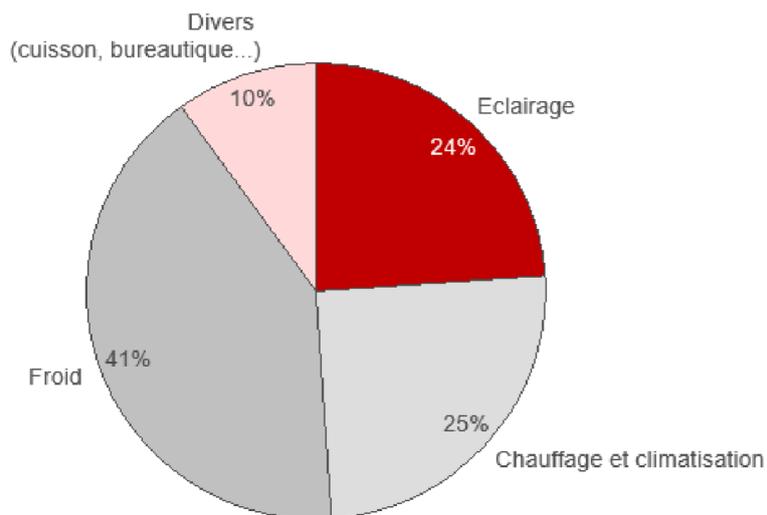


Figure 13 – Consommation électrique par usages d'un hypermarché chauffé à l'électricité (source : ADEME/PERIFEM 2010)

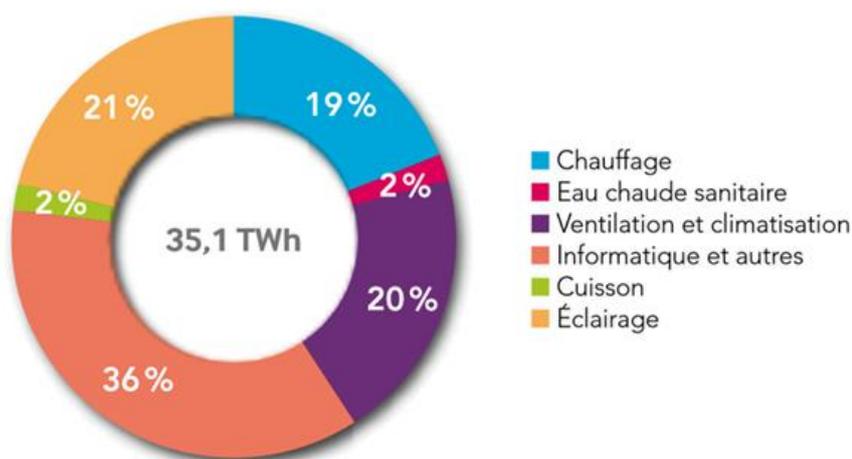


Figure 14 – Consommation électrique par usages du secteur des bureaux (source : RTE BP 2016)

Pour l'avenir, la tendance est à la baisse de consommation, même si les gains d'efficacité dus à l'amélioration des performances thermiques des bâtiments et à l'efficacité des équipements sont atténués par la croissance du parc. Avec des consommations en hausse, les data centers font toutefois exception (voir ci-après).

Ainsi, pour 2035, et comme l'illustre le Tableau 6 (qui inclut aussi l'agriculture), le BP 2017 de RTE prévoit une consommation du secteur tertiaire en baisse, plus ou moins sensible selon les trajectoires mais pouvant atteindre 25,9 TWh (- 19 %, pour un résultat de 108,2 TWh) pour la trajectoire basse ou 19,1 TWh (- 14 %, pour un résultat de 115 TWh) pour la trajectoire « intermédiaire 3 ».

Le tertiaire lié au bâtiment, qui représente 84,7 TWh en 2016, supporte la part principale de cette baisse. Les principaux gains sont portés par l'éclairage (avec une réduction de plus d'un facteur 2, assez conforme aux attentes compte tenu des remplacements par des technologies plus économes), le froid (avec une réduction de 35 à 40 %, également en phase avec les progrès sur les équipements), mais également, de manière plus surprenante, par l'informatique (avec un progrès de 20 à 25 %). Cette projection concernant l'informatique est en contradiction avec l'ensemble des études plus récentes qui prévoient, soit une forte progression (voire exponentielle suivant le Shift Project), soit une progression modérée mais bien réelle selon le rapport que le CGE a réalisé en 2020 sur les

consommations du numérique<sup>79</sup> ; en tout état de cause, aucun rapport actuel n'envisage de baisse dans ce domaine, marqué par des usages toujours plus gourmands en débit sur les réseaux et en volume de stockage.

Consommation en TWh	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
<b>TOTAL tertiaire et agriculture</b>	<b>142,2</b>	<b>115,3</b>	<b>116,3</b>	<b>122,5</b>	<b>130,4</b>
Chauffage	16,9	15,5	15,7	16,2	17,2
Ventilation et climatisation	14,6	13,8	14,8	15,3	17,1
Eau chaude sanitaire	4,6	4,9	4,8	5,1	5,2
Cuisson	3,2	2,7	2,7	3,0	2,9
Froid	7,9	4,7	4,7	5,1	5,0
Éclairage	16,6	7,0	6,1	7,5	6,6
Informatique et autres	21,0	15,4	15,9	16,7	17,6
Agriculture	8,1	7,1	7,4	7,5	8,0
Hors bâti	49,4	44,2	44,2	46,2	50,8

Tableau 6 – Consommations électriques 2016 et scénarios 2035 pour les secteurs tertiaire et agricole (source : RTE BP 2017)

De son côté, l'étude « Un mix électrique 100 % EnR : analyses et optimisation », publiée par l'ADEME en 2015 et déjà citée au paragraphe 1.3, prend pour hypothèse pour 2050 une consommation de l'ensemble du secteur tertiaire de 118 TWh<sup>80</sup>, supérieure donc à celles envisagées par RTE (dans trois de ses scénarios sur quatre) pour 2035 et peu différente de la situation actuelle. En termes de répartition, le Tableau 7 montre que l'efficacité énergétique sur les usages thermiques (chauffage, ventilation, ECS) équilibre la montée en puissance de la climatisation et des usages spécifiques.

	CEREN 2013	ADEME 2050
Usages thermiques	36 %	31 %
Climatisation	4 %	18 %
Électricité spécifique	40 %	43 %
Autres	20 %	10 %

Tableau 7 – Répartition par usages des consommations du secteur tertiaire en 2013 et 2050 (source : ADEME)

#### Le cas des data centers

Le terme de « data center » regroupe des entités de natures différentes, qui vont du centre de calcul d'une entreprise ou d'un service (auquel cas leur consommation est agglomérée aux autres dans les

<sup>79</sup> [https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions\\_services/cge/consommation-energie-numerique.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/consommation-energie-numerique.pdf)

<sup>80</sup> Dans son scénario de référence

statistiques<sup>81</sup>) aux grandes fermes de serveurs mises en place au cours des dix dernières années par les acteurs du numérique, soit pour héberger leurs services, soit pour proposer des services d'hébergement. Leur développement très rapide et leur grande consommation électrique rapportée à la surface des bâtiments, pour alimenter les serveurs mais aussi pour assurer le refroidissement, a conduit l'ensemble des acteurs à se préoccuper de la maîtrise de leur consommation d'énergie et de leur empreinte carbone (pour la phase d'utilisation mais également pour la fabrication et la fin de vie des équipements). Le rapport du CGE réalisé en 2019 sur les consommations du numérique, déjà cité, évalue à 7,8 TWh leur consommation en 2018 (au lieu de 3,4 TWh estimés en 2013 par le CEREN et repris par l'étude ADEME - E-CUBE Strategy Consultants – CEREN) et à 10 TWh en 2030. Les chiffres avancés par le Shift Project évoquent un doublement de la consommation mondiale de 2018 à 2024, donc une progression beaucoup plus rapide. L'étude ADEME - E-CUBE Strategy Consultants – CEREN, quant à elle, table sur une croissance annuelle de consommation de 3 % d'ici 2035.

Des initiatives volontaires et des normes ont été mises en place, notamment la norme EN 50600 parue en 2016, qui couvre le cycle de vie et propose des scénarios chiffrés de conception. Dans l'Union européenne, le règlement UE 2019/424 prévoit notamment de limiter la consommation totale en utilisation<sup>82</sup> (le ratio de l'énergie totale consommée par le data center à l'énergie consommée par les serveurs est le paramètre déterminant de leur efficacité<sup>83</sup>). Pour les data centers les plus récents, il est proche de 1,1.

### *3.1.1.2 Les études sur l'effacement et la flexibilité dans les bâtiments tertiaires*

L'étude ADEME - E-CUBE Strategy Consultants - CEREN (déjà citée), dont le rapport final a été publié en septembre 2017, propose une « évaluation du potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine ». C'est aujourd'hui la principale étude publique qui établit des potentiels d'effacement dans le secteur tertiaire. Bien qu'elle soit centrée sur l'effacement et n'envisage pas une flexibilité définie plus largement (incluant des modulations à la hausse comme à la baisse, en réponse à une nouvelle variabilité tarifaire – cf. chapitre 1), elle offre des données et des estimations précieuses. D'autre part, l'inscription des effacements recherchés par cette étude dans un champ de contraintes administratives (appels d'offres) et techniques très précises (notamment des temps de réponse maximaux et durées minimales garantis) limite de fait le volume identifié, là où le jeu d'incitations tarifaires beaucoup plus souples permettra certainement, à moyen et long termes, de révéler des possibilités de modulation nettement plus importantes, notamment pour des installations de petite ou moyenne puissance. Les rédacteurs du présent rapport utiliseront donc les potentiels d'effacement, exprimés en puissance (GW), en tant que minorants des potentiels de flexibilité (cf. paragraphe 3.1.3). Il sera en revanche plus délicat d'estimer des potentiels de déplacement de consommation (en TWh) prenant en compte la fréquence et la durée des ajustements, à la hausse comme à la baisse, des puissances appelées.

---

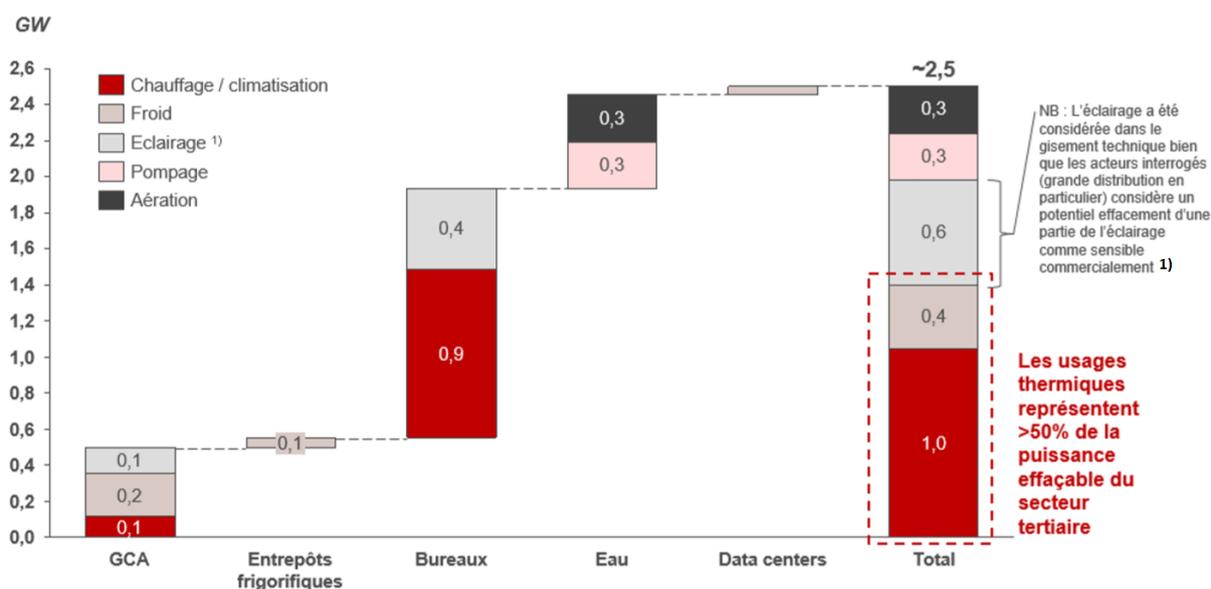
<sup>81</sup> Ainsi que pour l'application du « décret tertiaire » - voir ci-après paragraphe 3.1.2.2

<sup>82</sup> Prenant notamment en compte les systèmes d'alimentation et de refroidissement, en sus du fonctionnement des serveurs

<sup>83</sup> Ce ratio définit la PUE (Power Usage Effectiveness) dans la norme ISO/IEC 30134-2 JTC1/SC39

L'évaluation du « gisement » d'effacement tertiaire est, dans cette étude, restreinte aux sous-secteurs les plus adaptés à la réalisation d'effacements de consommation par modulation « de process<sup>84</sup> » : bureaux, grands commerces alimentaires (GCA), entrepôts frigorifiques, data centers et gestion de l'eau (production et distribution d'eau potable et traitement des eaux usées) ; la gestion de l'eau ne relève toutefois pas de la problématique « bâtiment » puisqu'elle est le plus souvent réalisée en plein air.

Cette étude aboutit tout d'abord à une estimation technique des gisements potentiels d'effacement en 2016, qui est résumée par la Figure 15 (pour une durée d'effacement d'une demi-heure). Au total, en excluant la gestion de l'eau, le potentiel technique d'effacement des bâtiments tertiaires se monte à environ 2 GW. Les grands commerces alimentaires (GCA) et les bureaux apparaissent comme les champs les plus intéressants, avec des puissances potentiellement effaçables de 0,5 et 1,4<sup>85</sup> GW respectivement. Le chauffage, la climatisation et l'éclairage représentent au total les principaux usages modulables, mais c'est le froid qui est dominant dans les GCA, malgré les contraintes sanitaires de conservation des produits qui limitent les possibilités en la matière<sup>86</sup>. Dans les bureaux, les consommations importantes de l'informatique offrent peu de possibilités d'effacement (et plus largement de flexibilité).



1) Seul 25% des consommations d'éclairage ont été considérées comme effaçables (soit environ le niveau de puissance d'éclairage effacé dans la grande distribution aux USA).

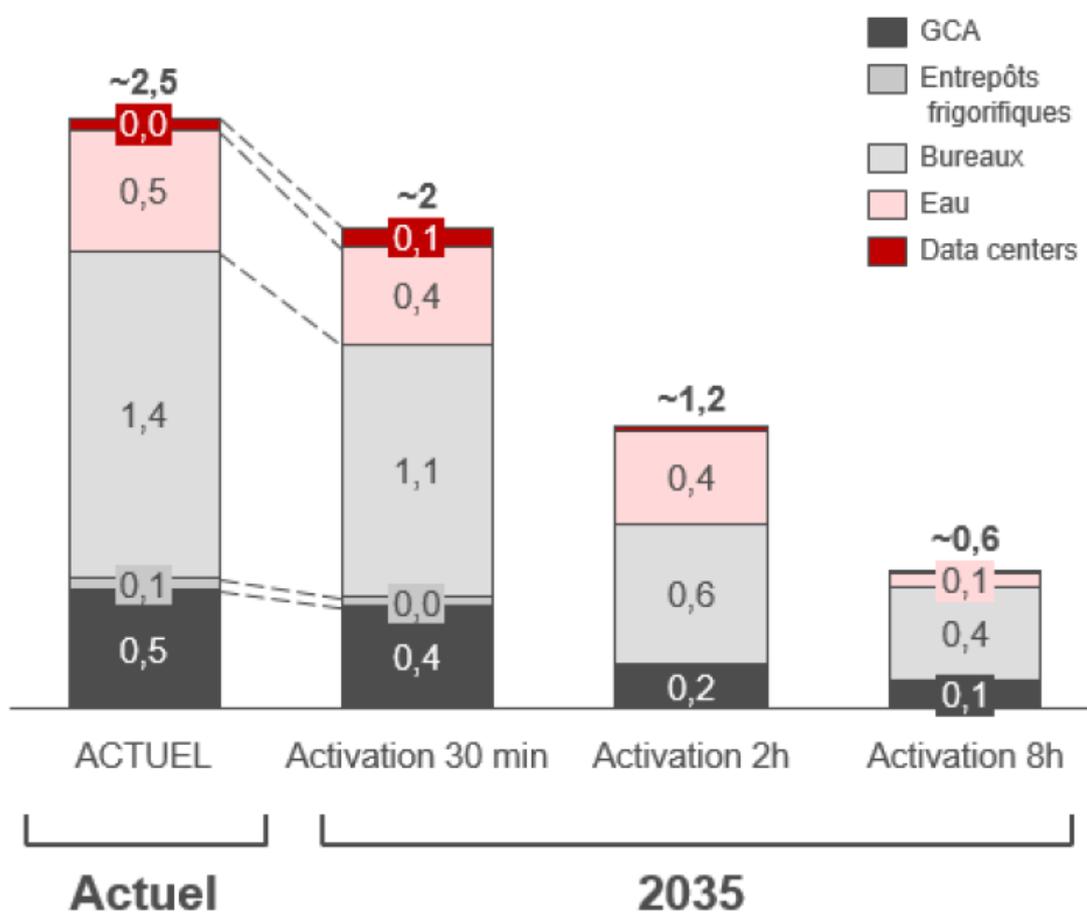
Figure 15 – Gisement technique d'effacement par usage et par sous-secteur du tertiaire (source : ADEME – E-CUBE Strategy Consultants – CEREN)

<sup>84</sup> Ceci signifie que l'étude ne porte pas sur les effacements que les consommateurs peuvent assurer en démarrant une production locale d'électricité (par exemple groupes électrogènes).

<sup>85</sup> Des problèmes d'arrondis expliquent probablement qu'on lise 0,4 et 1,3 sur la Figure 15.

<sup>86</sup> À noter que le « froid négatif » offre davantage de possibilités d'anticipation (car on peut sans dommage descendre la température de produits surgelés de plusieurs degrés Celsius) que le froid positif où les minimaux et maximaux possibles de température sont proches.

L'étude donne également une vision de l'évolution de ce gisement technique à l'horizon 2035, en tenant compte des gains d'efficacité et baisses de consommation attendus. La Figure 16 illustre la réduction de ce potentiel (ramené – en excluant la gestion de l'eau – à 1,5 GW, dont 0,4 GW pour les GCA et à 1,1 GW pour les bureaux) ainsi que les réductions complémentaires si on allonge à 2 h ou à 8 h la durée des effacements envisagés (à 0,8 et 0,5 GW respectivement).



- 1) Les scénarios haut et bas d'estimation du gisement technique ne sont ici pas représentés
  - 2) Hypothèses d'efficacité électrique du secteur tertiaire : -2%/an pour GCA, entrepôts froid, bureau et eau, +3%/an data centers (3% de croissance de la conso électrique des data centers par an – Source BMWi, Census Report – Global Data Center Power » publié par DCD-intelligence-)
- Source: Entretiens cas d'étude, données CEREN et ADEME, bases de données E-CUBE, Cisco, analyses CEREN et E-CUBE Strategy Consultants

Figure 16 – Evolution à l'horizon 2035 du gisement technique d'effacement dans le secteur tertiaire (source : ADEME – E-Cube Strategy Consultants – CEREN)

L'étude développe également une approche technico-économique, qui tient compte de la rémunération capacitaire possible des effacements et de la rentabilité des investissements nécessaires. Celle-ci aboutit à un « gisement technico-économique » calculé pour l'année 2016.

Les estimations sont fondées sur trois niveaux de rémunération capacitaire de l'effacement, à 30, 60 et 100 k€/MW.an<sup>87</sup> ; la valeur inférieure de 30 k€/MW.an est un majorant de la rémunération

<sup>87</sup> Ceci veut dire que l'opérateur d'effacement sera rémunéré 100 € s'il garantit 1 MW d'effacement possible pendant une année.

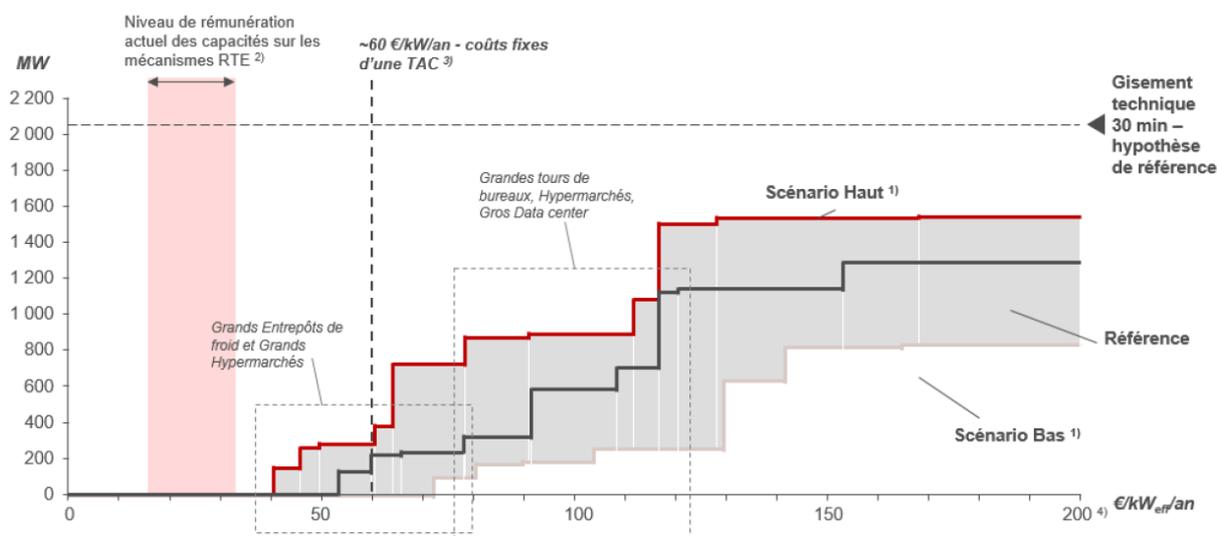
actuellement offerte sur le marché par RTE et la valeur médiane de 60 k€/MW.an correspond aux coûts fixes d'une turbine à gaz (considérée comme moyen de production de pointe substituable aux effacements). D'autre part, les coûts de mise en place des moyens nécessaires à l'effacement sont évalués par site, pour les grands commerces alimentaires (GCA), les entrepôts frigorifiques et les bureaux, en considérant la nécessité de disposer d'une GTB (nouvelle ou adaptée)<sup>88</sup>. L'investissement initial et les coûts de fonctionnement considérés figurent au Tableau 8. Les sites constituant le gisement sont ceux pour lesquels la rémunération offre un temps de retour sur investissement d'au plus trois ans.

		investissement	fonctionnement
GCA et bureaux	si nouvelle GTB	6 000 € + 150 €/kW installé	1 150 €/an
	si GTB existante	2 000 € + 50 €/kW installé	1 150 €/an
Entrepôts frigorifiques	si nouvelle GTB	80 000 €	1 150 €/an
	si GTB existante	50 000 €	1 150 €/an

Tableau 8 - Coûts de mise en place des effacements par site en 2016 (source : ADEME – E-CUBE Strategy Consultants – CEREN)

Les potentiels d'effacement technico-économiques ainsi dégagés sont, en 2016, très inférieurs aux potentiels techniques : 0,3 GW pour les GCA, ainsi que pour les bureaux, soit un total de 0,6 GW pour une rémunération capacitaire de 100 k€/MW.an. La Figure 17 permet de comparer le gisement technico-économique au gisement technique, en fonction de la rémunération capacitaire envisagée, pour une durée d'effacement de 30 mn. On voit que le gisement technico-économique maximal est atteint à partir de 120 k€/MW.an et ne dépasse pas 1,6 GW, soit 80 % du gisement technique.

<sup>88</sup> Pour les data centers, l'approche est calquée sur l'industrie et est fondée sur une réduction de la facture d'électricité.



- 1) Les scénarios haut et bas sont estimés sur la base d'hypothèses min et max à la fois sur le gisement technique (+/- 10 % de part effaçable sur les différents usages) et sur le gisement économique (attentes de rémunération et coûts de mise en œuvre des effacements) ;
- 2) ~ 14 €/kW.an → estimation de la rémunération pour l'AO effacement 2016 (30 M€ de budget pour 1 900 MW industriels + 200 MW diffus (source RTE) ) / ~ 36 €/kW.an, rémunération pour la RR 2015-2016 (source RTE) ;
- 3) 60 €/kW.an est pris ici comme seuil de référence car cette valeur correspond en ordre de grandeur aux coûts fixes annuels d'une turbine à combustion (TAC) et représente donc d'un point de vue théorique un plafond de valeur pour les capacités d'effacement ;
- 4) Le graphique est ici volontairement limité à 200 €/kW.an, le reste du gisement n'est pas représenté.

RR = réserve rapide

Figure 17 – Evolution du gisement technico-économique d'effacement dans le secteur tertiaire en 2016 en fonction de la rémunération capacitaire pour une durée d'effacement de 30 mn (source : ADEME – E-CUBE Strategy Consultants – CEREN)

En 2035, en revanche, les GTB sont, de manière générale, supposées intégrer des fonctions natives « intelligentes » (« smart grid ready ») permettant de gérer la flexibilité (cf. paragraphe 3.1.2.3 ci-après) et les coûts à considérer sont donc largement inférieurs. Tout en tenant compte de la réduction du gisement technique par rapport à 2016, l'étude procède alors à une analyse de sensibilité sur les coûts en question, à laquelle le lecteur est invité à se reporter pour plus de détails.

Enfin, à l'horizon 2050, l'étude « Un mix électrique 100 % EnR : analyses et optimisation », publiée par l'ADEME en 2015 prend pour hypothèse une consommation de l'ensemble du secteur tertiaire de 118 TWh, où les usages thermiques (chauffage et ECS) représentent 31 %, soit 37 TWh (cf. paragraphe 3.1.1.1). Ce sont ces usages qui sont considérés par l'ADEME comme présentant un potentiel de flexibilité : la préparation d'ECS est supposée entièrement flexible à l'échelle de la journée, alors que le chauffage le serait à 75 %.

Les rédacteurs du présent rapport présenteront leurs propres conclusions sur le potentiel de flexibilité du secteur au paragraphe 3.1.3, après avoir analysé le contexte technique et réglementaire ainsi que les initiatives professionnelles en cours.

### 3.1.2 L'automatisation au service de la flexibilité

#### 3.1.2.1 Un marché de l'automatisation dynamique

Selon le Syndicat des automatismes du génie climatique et de la régulation (ACR), qui regroupe 80 % des industriels du secteur, le marché français de la régulation et de la gestion technique des bâtiments (GTB) atteint 340,4 M€ de chiffre d'affaires (CA) et a progressé de 1,8 % en 2019 par rapport à 2018, après une hausse de 1,6 % l'année précédente.

La régulation des équipements de génie climatique (chauffage, ventilation, climatisation) est le premier segment de ce marché, avec un CA de 198,3 millions d'euros en 2019. Il est marqué, d'après l'ACR, par une stabilité qui masque une croissance des volumes et par une très forte concurrence qui pousse à la baisse des prix.

Par ailleurs, la GTB<sup>89</sup> a connu une croissance de 5 % en 2019, avec un chiffre d'affaires de 79,2 M€. C'est le segment le plus dynamique du marché et sa croissance devrait se poursuivre, selon le syndicat, « *grâce aux efforts de standardisation portés par les industriels au niveau mondial* ».

### *3.1.2.2 Une réglementation qui devrait accélérer le développement du marché*

Le « décret tertiaire »<sup>90</sup>, codifié aux articles R. 131-38 à R. 131-44 du code de la construction et de l'habitation, met en œuvre les obligations (fixées par ledit code à l'article L. 111-10-3) de réduction des consommations d'énergie finale des bâtiments tertiaires existants de surface supérieure à 1 000 m<sup>2</sup>, égales à 40 % en 2030, 50 % en 2040 et 60 % en 2050, par rapport à une référence 2010 (ou postérieure)<sup>91</sup>. Il demande<sup>92</sup> que soient mises en œuvre à cet effet des « actions » qui portent notamment sur :

« 1° *La performance énergétique des bâtiments ;*

2° *L'installation d'équipements performants et de dispositifs de contrôle et de gestion active de ces équipements ;*

3° *Les modalités d'exploitation des équipements ;*

4° *L'adaptation des locaux à un usage économe en énergie et le comportement des occupants. »*

Ainsi, la « gestion active » est expressément reconnue (au 2°) comme un des moyens de réduire les consommations. Il convient de noter que ce type d'action, qui passe le plus souvent par la mise en place d'une GTB<sup>93</sup>, consiste à faire varier les consommations pour les ajuster sur les besoins en temps réel et conduit donc à un pilotage en fonction de divers paramètres, parmi lesquels le tarif de l'électricité peut parfaitement trouver sa place. De plus, une telle mesure figure souvent parmi les moins chères en termes d'investissement et présente un temps de retour parmi les plus courts dans un programme d'économies d'énergie désormais obligatoire. Il y a donc fort à parier que le décret tertiaire va avoir un effet accélérateur sur les investissements en GTB, comme s'y attend du reste la profession.

---

<sup>89</sup> Gestion technique du bâtiment, incluant les régulateurs communicants et les centrales de gestion de l'énergie et multiservices, etc.

<sup>90</sup> Décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire, complété par l'arrêté du 10 avril 2020 relatif aux obligations d'actions de réduction des consommations d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire

<sup>91</sup> Toutefois, des réductions à des niveaux exprimés en valeur absolue seront également possibles ; les niveaux correspondants seront très prochainement fixés par arrêté ministériel.

<sup>92</sup> Avec des sanctions qui restent mesurées : publication de listes de contrevenants (« *name and shame* »), amendes administratives.

<sup>93</sup> La norme NF EN 15-232 rev. 2017 définit les fonctions liées à la régulation et à la gestion technique du bâtiment (GTB). Celles-ci visent deux grands objectifs : « consommer moins » et « consommer mieux » (ce qui renvoie notamment à la flexibilité de la demande).

Par ailleurs, la révision de la directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments intervenue en 2018<sup>94</sup> rend obligatoire l'installation de systèmes d'automatisation et de contrôle des bâtiments<sup>95</sup> d'ici 2025 dans tous les bâtiments non résidentiels neufs et existants pour les installations dont la puissance (chaud et froid cumulé) est supérieure à 290 kW. Le « décret BACS », qui doit en assurer la transposition en droit français, est actuellement en cours de publication. La profession de l'automatisation en attend également une accélération du marché.

On notera que le gouvernement suit par ailleurs, à travers le dispositif des certificats d'économies d'énergie, une politique d'incitation au remplacement des chaudières à fioul<sup>96</sup>, qui devrait conduire à un certain nombre de remplacements par des pompes à chaleur (y compris réversibles), futures candidates à une « gestion active ».

### 3.1.2.3 Le bâtiment intelligent et la flexibilité

Le secteur tertiaire représente aujourd'hui une part minoritaire des mécanismes d'effacement, où domine la grande industrie. Les agrégateurs d'effacement, actifs sur le marché de capacité, sont intéressés à développer leurs activités vers les très gros consommateurs tertiaires, mais ces derniers resteront de toute manière de taille modeste par rapport aux grands industriels qui sont leurs clients naturels. À ce jour, il n'existe pas, au-delà des mécanismes d'effacement « administrés », de « marché de la flexibilité » en tant que tel. Cependant, de nombreuses initiatives visent à développer le pilotage des installations techniques des bâtiments en les équipant de solutions numériques ; ces développements permettront dans les prochaines années une prise en compte progressive et sans heurt des incitations tarifaires (avec une rémunération « implicite » de la flexibilité).

C'est dans ce contexte qu'a été créée la « *Smart Buildings Alliance for Smart Cities* » (SBA), qui réunit des professionnels de l'offre (matériels, systèmes, énergie, services, consultance, immobilier, etc.) et vise à « combiner transition numérique et transition énergétique au service de tous les usagers » du bâtiment. SBA a lancé un travail méthodologique pour décrire ce que pouvait être un bâtiment intelligent et créer ainsi un « cadre de confiance numérique » du bâtiment, en se concentrant sur la spécification d'une infrastructure numérique. Sa première cible de travail a été le bâtiment tertiaire, même si SBA développe désormais ses activités vers l'habitat et plus largement la ville<sup>97</sup>. Ceci a conduit à la publication, avec Certivéa et l'alliance HQE, du référentiel R2S (« *Ready to services* ») pour les bâtiments tertiaires et à un label de conformité à ce référentiel, lancé en juin 2018 et délivré par Certivéa. Ce référentiel implique la fourniture documentée des données d'interface des API ainsi que des conditions d'accès aux données des différents systèmes ou sous-ensembles du bâtiment. Le bâtiment y devient une plateforme de services.

---

<sup>94</sup> Directive (UE) 2018/844 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique

<sup>95</sup> BACS selon l'acronyme anglais (*Building Automation and Control Systems*) ; c'est l'équivalent de la GTB en français.

<sup>96</sup> Arrêté du 14 mai 2020 mettant en place des bonifications pour des opérations d'économies d'énergie dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie et de la création d'une charte « Coup de pouce Chauffage des bâtiments tertiaires » (JO du 19 mai 2020).

<sup>97</sup> SBA édite des brochures sur le numérique et le logement social, les territoires, la mobilité en ville, etc.

SBA a en outre une action en cours pour développer un référentiel de bâtiments intelligents spécifique à la gestion de l'énergie, déclinaison ou extension du référentiel R2S et intitulé « *Ready to Grids* » (R2G). Il vise l'échelle du bâtiment puis celle de l'îlot ou du quartier. Une certification R2G sera également organisée. Ce travail devrait être prêt à fin 2020.

La directive sur la performance énergétique des bâtiments prévoit par ailleurs (dans sa version révisée en 2018) le développement de « *Smart Readiness Indicators* » pour les bâtiments de toutes natures. Les études sont en cours depuis 2017. Beaucoup d'entités françaises, dont l'administration, participent aux travaux qui portent sur trois sujets : la flexibilité du bâtiment vis-à-vis du réseau électrique, l'information des usagers et la maintenance des équipements. De l'avis des professionnels, cependant, le processus s'avère complexe, notamment avec une tentative de création d'un moteur de calcul avec 8 domaines et 10 critères d'impact.

Une tentative de rendre visible la flexibilité des bâtiments « dans leur territoire » a donc été développée par le GIMELEC<sup>98</sup>, à travers l'indicateur GOFLEX, qui doit notamment faciliter la participation aux mécanismes d'effacement ou l'activation d'un « pilotage tarifaire dynamique » (en intégrant l'autoconsommation et le stockage). GOFLEX s'articule autour d'une combinaison de 3 indicateurs :

- La classe du système de pilotage (Classe A, B, C ou D<sup>99</sup>)
- La durée du préavis de la demande de flexibilité (préavis supérieur à 24 h, supérieur à 3 h ou sans préavis)
- La puissance modulable en hiver comme en été.

L'indicateur comporte donc une lettre, et trois triplets composés d'un chiffre et de deux nombres, inscrits graphiquement dans un tableau. Après la lettre, le chiffre (de 1 à 3) caractérise la durée de préavis et, pour chacun des trois préavis possibles, deux nombres expriment les puissances modulables réelles en été et en hiver (en kW). Il faut noter que ce caractère « modulable » de la puissance est entendu « à la baisse », dans une logique qui reste celle de l'effacement.

De nombreuses études, s'appuyant parfois sur les expérimentations territoriales des « réseaux intelligents » menées dans le cadre du programme des investissements d'avenir, explorent par ailleurs la faisabilité technique et les bénéfices économiques des solutions de flexibilité. Dans les conditions économiques actuelles, les spécialistes semblent s'accorder pour constater que les conditions de développement de la flexibilité tertiaire incluent les raisonnements en puissance (non exclusivement en énergie)<sup>100</sup>, des efforts de quantification des consommations et l'utilisation d'outils comme les « *Smart Readiness Indicators* » ou l'indicateur GOFLEX (cf. ci-dessus).

---

<sup>98</sup> Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés

<sup>99</sup> Le bâtiment ayant un système de pilotage de classe D n'est pas communicant et ne peut faire que de la gestion en « tout ou rien » (commandes ON/OFF), le bâtiment de classe A est totalement ouvert sur son quartier et pilote ses consommations et son injection d'EnR sur le réseau tout en gérant le confort de ses occupants.

<sup>100</sup> D'importantes économies pour le consommateur peuvent être attendues d'une limitation des puissances souscrites, par rapport à la somme des puissances des matériels installés.

Les expérimentations territoriales des « réseaux intelligents » ont toutefois montré, d'après l'ADEME qui en a publié un bilan en mars 2020<sup>101</sup>, que « *la diversité des acteurs impliqués dans la gestion de l'énergie sur les sites professionnels rend complexe la mise en place de mesures d'efficacité énergétique et de pilotage de la demande* ». Les différents intervenants incluent le propriétaire, les entreprises locataires, les responsables techniques des sites, leurs employés, les occupants, etc. L'ADEME indique qu'une sensibilisation aux questions énergétiques ainsi qu'une bonne coordination entre ces intervenants devraient être assurées tout au long du cycle de vie des systèmes d'utilisation de l'énergie et de pilotage de la demande. Les rédacteurs partagent ce constat important.

D'après Schneider Electric, la transition des bâtiments tertiaires (de bureau) vers la gestion active, qui requiert l'installation d'une GTB, peut s'envisager, d'un point de vue économique, de manière différenciée :

- pour les grands bâtiments disposant déjà d'une GTB, il est possible d'installer une couche applicative « *smart grid ready* », qui permet de faire des prévisions de production et de consommation et intègre un protocole approprié pour la gestion tarifaire<sup>102</sup> ; le coût est d'environ 30 à 50 k€ pour 20 000 m<sup>2</sup>, pour une économie potentielle de 5 à 10 k€ par an (effacement et impact sur la consommation) sur des bâtiments récents<sup>103</sup> ; le temps de retour de l'investissement est donc souvent de moins de cinq ans ;
- pour les bâtiments plus petits, généralement non équipés de GTB, le temps de retour sur investissement est supérieur à 10 ans si on prend en compte la seule flexibilité et non les économies d'énergie éventuellement générées ; les coûts d'installation d'une GTB sont de l'ordre de 10 à 15 € par m<sup>2</sup> dans les bâtiments de taille moyenne (de 2 000 à 10 000 m<sup>2</sup>), et de 20 €/m<sup>2</sup> dans les petits<sup>104</sup>.

### Le projet FLEXENR

Le projet FLEXENR réunit l'ADEME, l'IFPEB<sup>105</sup>, le CSTB<sup>106</sup>, DALKIA, SETEC et des acteurs tertiaires (maîtres d'ouvrage, bureaux d'études). L'expérimentation FLEXENR « cherche à définir un cadre opérationnel de flexibilité électrique pour les bâtiments tertiaires transposable dans les opérations en neuf et en existant avec et sans rénovation ». Ce cadre implique notamment de procéder systématiquement à l'inventaire des « charges flexibles » et de leur potentiel de réponse à un pilotage actif, et de dégager des « routines de pilotage » en flexibilité, les plus productives, réalistes et acceptables pour les activités hébergées. Sur une variété d'immeubles bénéficiant d'outils de simulation existants seront appliquées des simulations de scénarios de flexibilité (aux échelles horaire et journalière/hebdomadaire) visant à mettre en évidence le gisement de flexibilité et les limites.

<sup>101</sup> Systèmes Électriques Intelligents – Le soutien de l'ADEME à l'innovation depuis 2010 – mars 2020

<sup>102</sup> Selon le standard Open ADR (*Automated Demand Response*), développé par une alliance d'industriels

<sup>103</sup> Ces données ne sont pas applicables aux bâtiments neufs (conformes à la RT 2012), dont les performances élevées limitent l'intérêt d'une telle intervention *ex post*.

<sup>104</sup> Ces coûts ne sont pas directement comparables, mais semblent plutôt légèrement supérieurs, à ceux utilisés dans l'étude ADEME – E-CUBE Strategy Consultants – CEREN (cf. paragraphe 3.1.1.2 et Tableau 8).

<sup>105</sup> Institut français pour la performance du bâtiment

<sup>106</sup> Centre scientifique et technique du bâtiment

Le projet cherche également à « étoffer le modèle économique, les gains en puissance installée et en énergie » et à « guider les investisseurs, maîtres d'ouvrages, bureaux d'études et exploitants » dans la mise en œuvre. Ces travaux devraient être valorisés auprès de la SBA (à travers le référentiel « Ready to Grids »), ainsi que pour l'expérimentation E+C- et les « évolutions » de la RE2020.

### Le cas particulier des data centers

Si l'efficacité énergétique des data centers fait partie des indicateurs définis dans les normes et des contraintes imposées par les réglementations, aucun indicateur ne prend en compte la flexibilité. La consommation des équipements informatiques du data center dépend en partie de la charge et de l'activité de ces équipements, qui ne sont pas du ressort du gestionnaire du centre, et l'optimisation imposée des équipements liés au bâtiment, notamment pour le refroidissement, ajoutée aux montants des risques encourus en cas de surchauffe et d'arrêt forcé, laisse sans doute une marge très étroite à une éventuelle recherche de flexibilité liée à des tarifs dynamiques, en dehors des auxiliaires de secours. À ce titre, les data centers sont en effet généralement munis, soit de « fermes » de batteries, soit de groupes électrogènes, pour faire face à une éventuelle défaillance du réseau électrique. Comme les batteries de véhicules électriques, ces installations pourraient restituer de l'électricité au réseau, ou permettre l'effacement de la consommation du data center lors des périodes de forte contrainte sur le système électrique<sup>107</sup>, mais les gestionnaires de parc mettront en avant le risque encouru par les équipements informatiques, donc la nécessité d'un revenu élevé pour ces « décharges ».

Pour autant, cette recherche n'est pas totalement absente, notamment pour des problèmes d'image liée à l'empreinte carbone, et certains acteurs mettent en avant leur consommation d'électricité verte (par exemple Microsoft, dont certains sites sont couplés avec des fermes éoliennes).

### **3.1.3 Le potentiel et les conditions de la flexibilité des bâtiments tertiaires**

Le paragraphe 3.1.1.2 a permis de présenter l'étude ADEME – E-CUBE Strategy Consultants – CEREN qui identifie des potentiels d'effacement techniques, puis technico-économiques, en considérant une rémunération capacitaire de l'effacement, en 2016 puis en 2035. Pour évaluer des potentiels de flexibilité à partir de 2035 et au-delà, les rédacteurs ont déjà noté que le cadre des mécanismes d'effacement « administrés » - avec rémunération capacitaire explicite - est trop restrictif car il ne prend pas en compte le jeu des prix de l'énergie. De nombreux acteurs économiques chercheront en effet à bénéficier des variations de prix de détail plutôt que de les subir, dans un contexte de forte variabilité de ces derniers et d'offres contractuelles adaptées ; la rémunération de leur flexibilité s'opérera de manière « implicite », par le simple jeu de leur contrat de fourniture. De plus, ils disposeront pour beaucoup d'entre eux, à cet horizon, des moyens de pilotage nécessaires (GTB avec fonctionnalités « smart grid »). On considérera donc que le gisement technique d'effacement déterminé selon la méthodologie de l'étude ADEME – E-CUBE Strategy Consultants – CEREN offre un minorant du gisement de flexibilité mobilisable<sup>108</sup> : ce minorant est de 0,4 GW pour les grands commerces alimentaires et de 1,1 GW pour les bureaux (voir paragraphe 3.1.1.2 et Figure 16).

<sup>107</sup> Ceci pourrait notamment se produire en hiver, alors que les besoins de refroidissement, qui sont dominants pour les data centers, sont moins élevés.

<sup>108</sup> Il est toutefois probable, dans nombre de cas, que les augmentations temporaires de puissance appelée (par anticipation des besoins en vue d'un stockage, par exemple sous forme de chaleur ou de froid) ne pourront pas égaler la puissance

Une autre approche peut être développée à l'horizon 2050, en se plaçant dans l'hypothèse d'une variabilité importante des prix de l'électricité et en considérant que le parc tertiaire aura été complètement modernisé (du point de vue de sa gestion technique), ce qui le rendra apte au pilotage de la consommation. L'étude « Un mix électrique 100 % EnR : analyses et optimisation », publiée par l'ADEME en 2015, prend pour hypothèse une consommation de l'ensemble du secteur tertiaire de 118 TWh en 2050 (comme indiqué au paragraphe 3.1.1.1). Les usages thermiques (chauffage et ECS) représentent 31 % de cette quantité (soit 37 TWh) et la climatisation 18 % (21 TWh), soit au total 49 % (ou 58 TWh). L'ADEME ne considère que les usages thermiques et suppose que la préparation d'ECS est entièrement flexible à l'échelle de la journée, alors que le chauffage le serait à 75 % (ce qui veut dire que les quantités d'électricité concernées peuvent être déplacées au sein de la journée à des fins d'optimisation – cf. paragraphe 1.3 et Tableau 1)<sup>109</sup>.

Les rédacteurs du présent rapport, pour leur part, estiment que la climatisation offre également un potentiel de flexibilité<sup>110</sup>. Ils considèrent que cet ensemble de consommations offrira de bonnes capacités de modulation dans les bâtiments tertiaires (grâce notamment au développement de la GTB dans les grands commerces, les entrepôts frigorifiques et les bureaux). Il apparaît cependant très optimiste d'envisager, comme le fait l'ADEME, que 75 % de la consommation devienne aisément « déplaçable » au sein de chaque journée. Compte tenu des contraintes de confort en milieu de travail (bureaux) ou dans des établissements commerciaux (recevant des clients), il est envisageable d'effacer (ou symétriquement d'anticiper) des consommations, en réponse à des signaux tarifaires, pour des plages horaires de l'ordre d'une heure et de renouveler cette opération deux fois dans la même journée de travail ou d'ouverture des locaux. Sur des horaires d'ouverture limités, dans le secteur, à environ 8 heures par jour, et en supposant les consommations ramenées au plus bas pendant la période nocturne, ce serait ainsi au maximum 25 % de la consommation qui pourrait être déplacée.

En appliquant ce pourcentage à la consommation identifiée de 58 TWh/an, on voit que le secteur tertiaire pourrait offrir une capacité de déplacement de consommation de l'ordre de 15 TWh/an (dont près d'un tiers pour la climatisation).

Si l'on s'intéresse à la pointe d'hiver la plus forte et à la capacité du secteur tertiaire à effacer alors ses consommations, il faut restreindre l'analyse au chauffage, qui est alors le poste le plus important. Il faut considérer que celui-ci représentera environ les trois quarts des usages thermiques du bâtiment tertiaire et donc environ 27 TWh en 2050 ; ceci peut être mis en rapport avec les 40 TWh envisagés dans le secteur résidentiel (cf. paragraphe 3.2.7.1 ci-après). Les rédacteurs proposent, en appliquant un taux d'adhésion de 75 % des consommateurs professionnels à l'effacement<sup>111</sup>, similaire à celui qu'ils proposeront pour les résidents se chauffant à l'électricité, de considérer que la puissance effacée

---

effaçable (par arrêt pur et simple de certains équipements). En ce sens, l'effacement lors des pointes de consommation pourrait être un majorant des autres cas de flexibilité.

<sup>109</sup> Les rédacteurs comprennent que ces hypothèses sont appliquées par l'ADEME aussi bien pour le secteur résidentiel que pour les bâtiments tertiaires.

<sup>110</sup> La climatisation sera nettement plus développée, d'après les hypothèses mêmes de l'ADEME, dans le secteur tertiaire que dans l'habitat, et elle fonctionnera pendant de plus longues périodes (compte tenu notamment des productions de chaleur internes aux bâtiments de bureaux, dues à l'équipement informatique). Des anticipations et reports de consommation (autour, par exemple, du maximum journalier de production solaire photovoltaïque) sont donc bien envisageables, les pompes à chaleur offrant par ailleurs sans difficulté les fonctionnalités nécessaires au pilotage.

<sup>111</sup> Dans un contexte d'incitation par les prix très stimulant, résultant de tarifs dynamiques

pourrait se monter à environ 10 GW<sup>112</sup> (soit environ un quart de la puissance de pointe du chauffage sur le territoire national, supposée assez proche de la valeur actuelle).

Pour faire en sorte que la disponibilité des consommateurs professionnels à moduler leurs consommations en fonction de signaux tarifaires se matérialise, il faut que ceux-ci disposent des moyens techniques adaptés, c'est-à-dire essentiellement une bonne régulation supervisée par une GTB communiquant avec le système électrique. Les rédacteurs se sont interrogés sur les moyens que les pouvoirs publics devraient employer pour anticiper ces évolutions et pousser, dès à présent, les entreprises (propriétaires, promoteurs, etc.) à mettre en place ces équipements.

Le « décret tertiaire » (déjà cité, et paru très récemment) reconnaît la « gestion active » comme moyen de réduire les consommations des bâtiments existants. En parallèle, la réglementation des bâtiments neufs en cours de préparation (RE 2020) pourrait constituer à cet égard un vecteur de progrès ; les rédacteurs comprennent en effet que le moteur de calcul associé à cette réglementation prendra en compte les économies d'énergie qui peuvent être générées par la « gestion active ». Si la flexibilité en elle-même ne figure pas parmi les objectifs de ces réglementations, il est donc rassurant de noter qu'une partie des moyens techniques qui seront mis en œuvre dans ce cadre devraient contribuer à créer les conditions de la flexibilité. Étant donné le calendrier prévisionnel de la concertation sur la RE 2020 et de sa publication, les rédacteurs ne proposent pas d'aller plus loin à ce stade.

En revanche, ils considèrent que l'obligation de mettre en place une GTB, issue de la directive sur la performance énergétique des bâtiments, pourrait progressivement – entre 2025 et 2030 - être étendue à l'ensemble du champ du « décret tertiaire », soit tous les bâtiments de plus de 1 000 m<sup>2</sup>, à condition qu'ils utilisent l'électricité comme moyen de chauffage ou de climatisation (ce qui devrait se traduire par un seuil complémentaire de puissance électrique installée, à déterminer). En effet, le seuil prévu par la directive européenne (et le futur décret de transposition dit « BACS » – cf. paragraphe 3.1.2.2) est de 290 kW, ce qui correspond à des bâtiments de taille importante (de l'ordre de 10 000 m<sup>2</sup>), alors que les moyens numériques du pilotage de la demande seront à terme également utiles aux consommateurs tertiaires de taille plus modeste (au moins dans les bureaux, surfaces alimentaires, entrepôts frigorifiques).

**Recommandation n° 3.** Étendre progressivement, avec effet entre 2025 et 2030, à l'ensemble des bâtiments concernés par le « décret tertiaire » et chauffés ou climatisés à l'électricité, l'obligation de mettre en place un système de gestion technique du bâtiment (GTB) tel que défini par la directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments.

---

<sup>112</sup> Il est toutefois possible qu'un tel potentiel soit partiellement déjà exploité, notamment dans les immeubles de bureaux qui interrompent le chauffage avant 19 h pour des raisons d'économies d'énergie et qui le redémarrent tôt le matin avant réouverture.

## 3.2 Le bâtiment résidentiel

### 3.2.1 Les consommations électriques de l'habitat

On peut distinguer deux grandes catégories d'usages dans l'habitat, ceux intrinsèquement liés au bâti, à savoir l'ensemble « chauffage<sup>113</sup>-ventilation-climatisation » et l'eau chaude sanitaire (ECS), et ceux liés à l'équipement des foyers. Les premiers représentent, si on y ajoute l'éclairage, les usages dits réglementés du bâtiment parce qu'ils sont couverts par la réglementation thermique ; celle-ci est assez contraignante pour les bâtiments neufs (actuellement RT 2012), plus souple (mais accompagnée par des aides publiques à la rénovation) dans l'ancien. Les seconds constituent en général (éclairage compris) des usages « spécifiques » (au sens où ils font appel à l'électricité à l'exclusion de toute autre forme d'énergie) - la cuisson échappant toutefois à cette définition - et font l'objet de réglementations liées aux équipements, en général harmonisées au niveau européen<sup>114</sup>. La réglementation européenne impose en effet des contraintes d'efficacité aux appareils ménagers et d'éclairage (mais non, de manière générale, aux appareils du domaine numérique - voir ci-après). Des règlements de la Commission prévoient des échéanciers concernant les nouveaux équipements mis sur le marché.

Le Tableau 9 ci-dessous, issu du BP 2017 de RTE, détaille la répartition des usages électriques dans le secteur résidentiel en 2016. La consommation totale y est de 158,5 TWh, dont 66,1 TWh pour l'eau chaude sanitaire et l'ensemble « chauffage-ventilation-climatisation<sup>115</sup> » (CVC) et 66,8 TWh pour les principaux usages domestiques (produits blancs<sup>116</sup>, technologies de l'information et de la communication, cuisson et éclairage). Les « autres usages », qui cumulent 25,7 TWh, recouvrent une variété de consommations diverses (petit électroménager, sèche-cheveux, piscines, etc.). On peut reconstituer une évaluation pour les usages spécifiques à 81,2 TWh.

RTE a également évalué l'évolution de ces consommations à moyen terme dans ses prévisions sur l'équilibre offre-demande ; le Tableau 9 expose différentes trajectoires à l'horizon 2035 et la Figure 18 permet de visualiser l'une d'entre elles (« intermédiaire 3 »).

---

<sup>113</sup> Les données utilisées dans le présent rapport relatives à la consommation électrique liée au chauffage ne concernent que le chauffage électrique. Cependant les autres moyens de chauffage peuvent utiliser des auxiliaires électriques ; c'est notamment le cas des chaudières à gaz ou à fuel, qui font appel à des pompes de circulation électriques, dont la consommation n'est à la connaissance des rédacteurs pas comptabilisée dans la partie chauffage et pas retenue dans les calculs de la RT 2012.

<sup>114</sup> Strictement parlant, la ventilation et la climatisation sont des usages spécifiques. Pour la clarté du propos, ils ne seront pas inclus ici dans cette catégorie (les corrections nécessaires étant réalisées sur les chiffres cités ci-après).

<sup>115</sup> La part de la climatisation est aujourd'hui marginale et incluse dans le Tableau 9 dans le poste ventilation.

<sup>116</sup> Y compris le froid

Consommation en TWh	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
<b>TOTAL résidentiel</b>	<b>158,5</b>	<b>123,5</b>	<b>124,4</b>	<b>134,7</b>	<b>136,9</b>
Chauffage	43,7	39,4	38,4	42,4	41,0
Eau chaude sanitaire	19,6	15,4	15,4	16,0	16,7
Ventilation	2,8	3,7	4,0	4,4	5,0
Blanc	26,0	15,4	16,1	16,9	17,7
TIC	20,9	11,4	11,8	12,9	13,5
Cuisson	11,3	10,1	10,4	11,3	11,6
Éclairage	8,6	3,3	3,0	3,6	3,7
Autres usages	25,7	24,8	25,3	27,1	27,8

Tableau 9 – Consommations d'électricité des usages résidentiels en 2016 et projections 2035 (source : RTE – BP 2017)

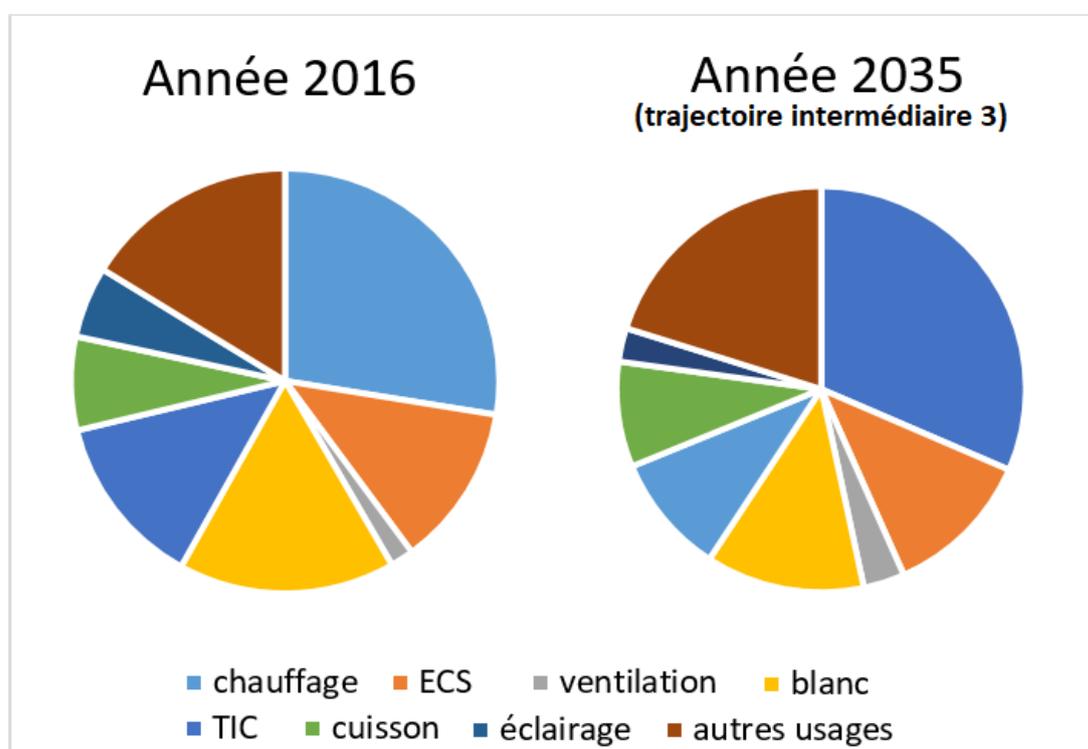


Figure 18 - Consommations d'électricité des usages résidentiels en 2016 et projections 2035 (source : RTE – BP 2017)

Toutefois, d'autres sources donnent des chiffres différents. On citera notamment le CEREN et EDF R&D. Cette dernière source est à l'origine d'un article très détaillé, tiré d'études réalisées en 2013 et 2016, intitulé « Connaître les usages électriques résidentiels : un enjeu majeur » publié dans la

Revue de l'énergie (n° 641 – novembre-décembre 2018) par MM. Guillaume Binet et Jean-Michel Cayla. On retiendra notamment que le total des consommations du secteur est estimé à 139 TWh en 2016, dont 70,4 TWh d'usages spécifiques (après soustraction des postes ventilation et climatisation). Les estimations par EDF R&D des consommations spécifiques de 2016, tirées de l'article cité, figurent de manière détaillée sur la Figure 19 ainsi que, de manière comparable avec les autres sources, au Tableau 10 ci-dessous.

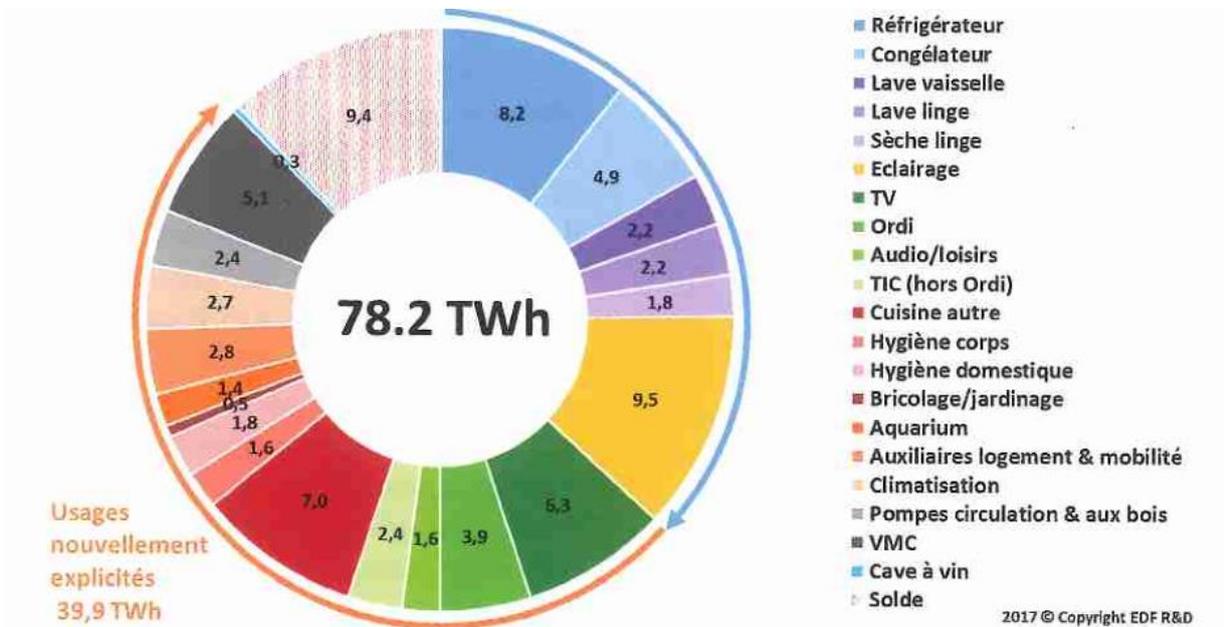


Figure 19 – Estimation et décomposition du poste électricité spécifique – y compris ventilation et climatisation - en 2016 (source : EDF R&D)

Les niveaux de ces consommations ont par ailleurs été évalués par l'ADEME dans ses études à long terme. Pour 2050, cette agence utilise (dans son scénario de « demande basse », qui constitue sa référence<sup>117</sup>) les chiffres du Tableau 10, dans lequel on a également reporté à des fins de comparaison<sup>118</sup> les données de la « trajectoire intermédiaire 3 » de RTE pour 2035 et les valeurs de 2016 issues du Tableau 9.

On peut noter sur ce Tableau 10 une anticipation de fortes baisses, très marquée côté ADEME sur le chauffage et l'eau chaude sanitaire et côté RTE sur les produits blancs (mais à des dates différentes).

<sup>117</sup> ADEME – Étude 100 % EnR – annexe consommation (2015). Les principales hypothèses qui sous-tendent la projection de référence de l'ADEME à 2050 (approche normative dite « facteur 4 ») sont les suivantes :

- le parc de logements rénové thermiquement (75 %) consomme 130 kWhep (énergie primaire) par m<sup>2</sup> et le parc neuf (25 %) consomme 100 kWhep/m<sup>2</sup> ;
- le vecteur électrique représente un tiers des consommations de chauffage, entièrement sous la forme de pompes à chaleur « multifonctions » ; le chauffage par effet Joule n'existe plus ;
- les consommations de climatisation sont multipliées par 6 par rapport à 2010 ;
- pour la préparation d'eau chaude sanitaire, les chauffe-eau thermodynamiques et l'énergie solaire représentent 20 % du parc ;
- les usages spécifiques de l'électricité représentent 50 kWhep/m<sup>2</sup> (environ le niveau actuel).

<sup>118</sup> La comparaison ne peut être parfaite. On notera notamment qu'une partie importante des consommations liées au numérique est, dans les chiffres ADEME, incluse dans la catégorie « autres » alors que les TIC font l'objet d'une rubrique spécifique parmi celles utilisées par RTE (pour EDF R&D il s'agit d'une somme de postes individuels très détaillés).

Usages	Consommation 2050 selon l'ADEME (TWh)	Consommation 2035 selon RTE* (TWh)	Consommation 2016 selon RTE (TWh)	Consommation 2016 selon EDF R&D (TWh)
Chauffage	13,6	42,4	43,7	N.D.**
Ventilation / climatisation***	4,7	4,4	2,8	7,8
ECS	6,5	16,0	19,6	N.D.**
Cuisson****	15,2	11,3	11,3	N.D.**
Electricité spécifique*****	65,8	60,5	81,2	70,4
- dont éclairage	3,4	3,6	8,6	9,5
- dont réfrigérateur	4,6	Blanc 16,9	Blanc 26	8,2
- dont congélateur	4,9			4,9
- dont lave-linge	4,5			2,2
- dont sèche-linge	10,5			1,8
- dont lave-vaisselle	5,0			2,2
- dont TV/TIC*****	3,1			12,9
- dont autres*****	29,8	27,1	25,7	27,4
<b>Total</b>	<b>105,8</b>	<b>134,7</b>	<b>158,5</b>	<b>139</b>

\* trajectoire intermédiaire 3

\*\* L'article ne traite que de l'électricité spécifique

\*\*\* chiffres agrégés (l'ADEME mentionnant exclusivement la climatisation)

\*\*\*\* fours encastrables, cuisinières et tables de cuisson (à l'exclusion des fours à micro-ondes, grille-pain, etc.)

\*\*\*\*\* hors ventilation-climatisation - RTE ne spécifie pas si sa catégorie « Autres » correspond à une consommation d'électricité spécifique

\*\*\*\*\* pour RTE et EDF R&D, ensemble des TIC – pour l'ADEME, seulement le téléviseur

\*\*\*\*\* pour l'ADEME, le poste « autres » inclut les usages numériques (hors téléviseur)

Tableau 10 – Consommations des différents usages domestiques en 2050 (source : ADEME 2015) comparés aux estimations 2016 et 2035 (sources : RTE – BP 2017 et article EDF R&D)

Ces données seront examinées plus en détail au paragraphe 3.2.7 qui analysera les possibilités et l'intérêt d'introduire un pilotage de la demande pour chacun de ces postes de consommation. Auparavant, les paragraphes 3.2.2 à 3.2.5 vont permettre d'identifier les solutions techniques et de cerner les conditions sociales permettant d'envisager une telle introduction.

### 3.2.2 Le compteur Linky et ses possibilités

Le présent paragraphe vise à présenter l'utilisation qui pourrait être faite du « système » et du compteur Linky afin de piloter les différents appareils (ou usages) consommateurs d'électricité dans le logement. Les volumes d'électricité concernés et les contraintes propres à chaque usage, qui déterminent l'intérêt et la faisabilité pratique d'un tel pilotage, seront examinés usage par usage au paragraphe 3.2.7.

Le compteur Linky est en cours d'installation dans quasiment toutes les habitations<sup>119</sup> par ENEDIS, dans les zones où cet opérateur assure la distribution d'électricité<sup>120</sup>.

Il convient de noter que l'installation du compteur chez les particuliers n'est que l'aspect le plus visible du programme, qui est déployé par zones successives et qui concerne également la numérisation des postes-sources, la mise en place de « concentrateurs » et d'un système d'information permettant de gérer les informations descendantes et montantes. Le « système » Linky, dont le déploiement est fortement avancé et se réalise au rythme attendu, fonctionne aujourd'hui à la satisfaction d'ENEDIS<sup>121</sup>. Son déploiement doit être terminé fin 2021.

Une prochaine génération de Linky pourrait apparaître après 2035.

### Origine et objectifs du compteur Linky

L'introduction de Linky a donné lieu à des travaux préparatoires entre 2007 et 2011, dans le cadre d'une concertation organisée par la CRE et le gouvernement, pour répondre à une directive communautaire prévoyant l'installation de compteurs communicants, sous réserve de l'étude de leurs bénéfices socio-économiques dans chaque situation nationale. Les résultats de cette étude pour notre pays ont fait apparaître une absence de rentabilité satisfaisante pour l'opérateur ENEDIS (alors ERDF) mais un intérêt socio-économique à l'échelle nationale, qui a conduit à une décision de mise en œuvre. Dans une délibération du 2 juillet 2014<sup>122</sup>, la CRE énumère en effet les opportunités suivantes liées à cette nouvelle génération de compteurs :

« - elle permettra le pilotage des équipements des consommateurs et contribuera à la limitation de leur consommation pendant les périodes où la consommation est la plus élevée ;  
- elle simplifiera la vie quotidienne des consommateurs (télé-relevé et interventions à distance) ;  
- elle les aidera à maîtriser leurs dépenses par la transmission d'informations plus précises et enrichies sur leur consommation réelle ;  
- elle permettra aux fournisseurs de proposer des offres tarifaires adaptées aux besoins spécifiques de chacun, avec des prix différents selon les périodes de l'année ou de la journée ;  
- enfin, les compteurs évolués constituent un élément essentiel du développement des réseaux électriques intelligents, les Smart grids. »

---

<sup>119</sup> Environ 23 millions de compteurs Linky sont installés au moment de la rédaction du présent rapport (pour un objectif d'environ 35 millions, couvrant 90 % des habitations). La contestation de l'installation du compteur Linky, qui se traduit par des procédures judiciaires, porte essentiellement sur deux aspects : l'effet sur la santé des rayonnements électromagnétiques et la collecte de données personnelles. Le présent rapport n'aborde pas le premier aspect. En revanche, le deuxième est fortement lié à l'objet du présent rapport et sera abordé ci-après, dans la triple optique d'assurer une bonne protection des données privées, de faciliter l'émergence de pratiques de pilotage de la demande d'électricité bénéfiques pour l'économie et l'environnement et d'assurer un partage maîtrisé de la valeur correspondante entre les parties prenantes.

<sup>120</sup> Les autres zones du territoire devraient pouvoir bénéficier des mêmes possibilités, dans la mesure où les distributeurs locaux implantent également Linky (ou des compteurs « communicants » offrant des fonctionnalités similaires).

<sup>121</sup> Techniquement, Linky répond à certains besoins propres d'ENEDIS, à commencer par le télé-relevé des consommations.

<sup>122</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juillet 2014 portant projet de décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

On constate que cette énumération met l'accent sur l'intérêt des consommateurs plus que sur celui d'ENEDIS et renvoie fortement à des préoccupations qui sont celles du présent rapport. On verra toutefois ci-après que les opportunités évoquées sont encore largement, en 2020, en attente de concrétisation.

### Fonctionnalités du compteur Linky

Linky est tout d'abord un compteur. Il enregistre donc sur différents « index » le cumul des consommations d'électricité et les restitue quotidiennement à ENEDIS via le réseau électrique (CPL).

Techniquement, Linky mesure les consommations sur des plages de 10 minutes et stocke en local les informations correspondantes, soit 144 données de comptage par jour. Le choix de cette fréquence est fondé sur des considérations de volume d'information à stocker.

Les dix index « fournisseur » agrègent ensuite les consommations sur (au maximum) dix plages temporelles différentes, ce qui permet à ENEDIS de transmettre ces informations aux fournisseurs sur une base mensuelle à des fins de facturation des clients. Le choix de « seulement » 10 index « fournisseur » vise à réduire la taille de l'infrastructure de stockage de données chez ENEDIS (15 000 serveurs).

Les tarifs réglementés « historiques » (tarifs HP/HC ou EJP/Tempo), comme des offres de marché plus innovantes, bénéficient de cette fonctionnalité. Au titre de ces dernières, qui n'ont pu être mises en place qu'avec l'introduction de Linky, on mentionnera certaines offres d'Engie, de Total - Direct Energie et d'Ohm Energie, qui comportent des plages tarifaires particulières correspondant respectivement au week-end, à des « super heures creuses » et à des « heures creuses plus week-end »<sup>123</sup>. Pour les offres dynamiques, comme celles d'EDF (EJP/Tempo), un préavis de 6 h est pratiqué entre le fournisseur et le gestionnaire de réseau pour permettre d'adapter la programmation des index.

On voit donc que Linky est un outil adapté, dans certaines limites, pour prendre en compte des politiques tarifaires différentes selon les fournisseurs, et notamment des tarifs « dynamiques ». Le compteur Linky dispose en effet d'un logiciel qui peut être mis à jour à distance par ENEDIS ; ceci peut être mis en œuvre en cas d'évolution des besoins, par exemple pour introduire de nouvelles plages tarifaires. Il est clair toutefois que la multiplication des tarifs différents et leur caractère « dynamique » devraient s'accompagner à l'avenir d'un renforcement des capacités du système d'information d'ENEDIS.

Le compteur Linky dispose également de quatre index « réseau » dont la programmation (indépendante de la précédente) est calquée sur les plages tarifaires du TURPE<sup>124</sup> ; il s'agit aujourd'hui du TURPE 5 (qui distingue saison haute et basse ainsi que heures pleines et creuses).

---

<sup>123</sup> EDF propose une offre de marché adaptée au véhicule électrique intitulée « vert électrique », qui comporte des heures creuses de week-end. Le pilotage de la recharge peut ensuite s'appuyer, via l'offre de la société Izivia, partenaire d'EDF, sur les signaux transmis par le compteur Linky qui est à cet égard indispensable.

Engie a aussi développé une offre adaptée aux véhicules électriques.

<sup>124</sup> Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Enfin, Linky dispose également de 4 index « production », un pour mesurer l'énergie injectée par le consommateur<sup>125</sup> et les trois autres utilisés par ENEDIS pour régler la puissance réactive.

Le compteur Linky reçoit des informations en temps réel envoyées par le gestionnaire de réseau, notamment lors des basculements entre plages tarifaires. Ces basculements conduisent aux changements d'index mais peuvent également commander des « contacts secs », qui sont autant d'interrupteurs que le client peut installer sur les départs de son tableau électrique.

Le compteur Linky comporte un contact sec « physique » (comme pour les anciens compteurs, celui-ci coupe le départ vers le chauffe-eau – ou d'autres points de consommation comme le véhicule électrique – lors du passage en heures pleines) et sept contacts secs « virtuels ». Les contacts secs virtuels sont des informations codées (0 ou 1) disponibles sur des sorties spécifiques du compteur, qui permettent donc, via un décodeur très simple, de couper ou remettre le courant sur le tableau électrique selon une logique marche/arrêt (*ON/OFF*) vers certains appareils en fonction du câblage de l'installation intérieure du client ; malheureusement il semble qu'il n'existe aujourd'hui pas de décodeur de ce type sur le marché.

Il convient de noter que, pour éviter des à-coups sur le réseau (coupure brutale ou démarrage brutal d'un grand nombre d'appareils en même temps lors des basculements tarifaires) et donc assurer un « foisonnement » des ordres de basculement, le système Linky étale les ordres par pas de 2 mn dans un intervalle de  $\pm 10$  mn pour chaque échéance. Le décalage est fixe pour chaque utilisateur et en principe connu de lui (via son fournisseur). C'est pourquoi ENEDIS insiste sur l'importance que les ordres donnés aux appareils consommateurs soient actionnés localement par le gestionnaire de réseau et couplés aux signaux tarifaires transitant par Linky ; c'est aussi une garantie pour le client que le basculement du comptage de ses consommations sera simultané aux ordres donnés aux appareils.

Par ailleurs, une « sortie » du compteur Linky est constituée par la télé-information client (TIC), par laquelle les informations présentes dans Linky peuvent être exportées. Ceci concerne évidemment les consommations (à des mailles variables) aux fins d'information des clients ainsi que les signaux tarifaires à des fins de pilotage en « aval compteur ». On voit que les basculements entre plages tarifaires pourraient ainsi être notifiés à des thermostats ou des appareils consommateurs communicants ou encore à un boîtier domotique (« gestionnaire d'énergie ») qui les prendrait en compte.

Les informations de la TIC peuvent être transmises par une liaison filaire ou via un « émetteur radio Linky » (ERL) qui peut être facilement branché sur le compteur sous son capot (et est alimenté en courant électrique par ce dernier). Les ERL peuvent utiliser les protocoles de communication issus de l'industrie de la domotique KNX ou Zigbee (en conformité avec les spécifications initiales du compteur) mais également aujourd'hui une connexion Wifi (en respectant les spécifications de puissance imposées par le compteur)<sup>126</sup>.

---

<sup>125</sup> Par exemple si le consommateur dispose de capteurs solaires photovoltaïques ou – à l'avenir - pratique le « *vehicle to grid* » (voir chapitre 2).

<sup>126</sup> Certains compteurs Linky se trouvent dans des sous-sols, où la pénétration du Wifi est limitée.

Des ERL ont été développés par différents fabricants mais sont très peu diffusés à ce jour sur le marché faute de demande (voir cependant ci-dessous).

#### Le développement de l'« aval compteur »

L'intérêt que présente le compteur Linky pour piloter la demande d'électricité de particuliers est donc clair et reconnu. Toutefois, une communication directe de signaux tarifaires reste sommaire : soit elle déclenche une action de type marche/arrêt (par exemple via les contacts secs si le câblage électrique a été prévu en conséquence<sup>127</sup>), soit une logique de programmation doit avoir été mise en place pour déterminer l'action précise que les appareils doivent réaliser en fonction du signal reçu. Certains appareils comme des radiateurs ou des thermostats peuvent incorporer de telles fonctions (avec toutefois des interfaces utilisateur assez limitées), mais il sera le plus souvent fait appel à un boîtier qui pourra lui-même communiquer en aval avec les appareils. La programmation sera, soit entièrement locale sur le boîtier lui-même (via une interface utilisateur spécifique), soit réalisée ou adaptée à distance via internet (sur un smartphone ou sur une plateforme de services). En ce cas, les logiques de programmation ne seront pas limitées à l'alternative marche/arrêt et seront plus « fines » via un boîtier que sur les appareils eux-mêmes.

Des initiatives sont en cours, comme le montrent les évolutions suivantes, présentées à titre d'exemples.

Direct Energie commercialise un ERL (« ATOME ») complètement compatible avec Linky et a développé un partenariat avec le fabricant français de radiateurs Lancey dont les produits comportent une fonction batterie (pour stocker de l'électricité en heures creuses) et réagissent sur le signal de Linky pour moduler la consigne de chauffage. À partir de 2020, Delta Dore doit proposer également un module ERL qui pourra commander, soit directement les radiateurs communicants, soit le boîtier domotique que ce fabricant commercialise<sup>128</sup> - les éléments de programmation se situant soit dans l'ERL, soit dans le boîtier (qui pourra être lui-même connecté à celui du fournisseur d'accès internet et communiquer ainsi avec l'application dont dispose le client sur son smartphone). Engie a récemment acheté la société suisse TIKO, qui a l'ambition de développer le pilotage des usages - chauffage et ECS - , en prenant la main sur l'équipement des consommateurs et en valorisant sur le marché la capacité d'effacement ou de report de consommation, grâce notamment à Linky et un ERL.

Toutefois, les spécialistes du secteur reconnaissent que l'introduction du compteur Linky n'a pas donné lieu, à ce jour, au développement d'un fort courant d'innovations. La question d'une plus large utilisation du compteur Linky se pose donc, notamment à des fins de pilotage de la demande d'électricité. Or ENEDIS constate que la loi confère à RTE la responsabilité de l'équilibre offre-demande sur le système électrique et qu'elle n'est de fait pas chargée de développer le pilotage de la demande (sauf dans la mesure où celle-ci constituerait localement une alternative économique à un renforcement du réseau de distribution<sup>129</sup>). La société coopère toutefois avec ses partenaires pour

---

<sup>127</sup> Solution assez rigide, toute évolution impliquant une intervention physique sur le tableau électrique par un spécialiste

<sup>128</sup> Ce sera apparemment la première occasion où un boîtier (gestionnaire d'énergie) sera commercialisé par un industriel de la domotique avec une fonction explicite d'utilisation des signaux de Linky.

<sup>129</sup> Ceci donne lieu à des initiatives visant une « flexibilité locale », qui sortent toutefois de la logique d'équilibre offre-demande qui sous-tend le présent rapport. On notera que les sujets peuvent être largement déconnectés (par exemple,

inciter au développement des applications de Linky. Un évènement a été organisé à ce sujet le 28 septembre 2018 avec l'ADEME (puis renouvelé au Salon des maires), avec la participation des principaux fournisseurs d'électricité (EDF, Direct Energie, Enercoop, etc.). Un projet « aval compteur » est développé par ENEDIS pour animer les professions concernées : environ 120 personnes ont été réunies en février 2019. ENEDIS a en outre mis en place un Linky Lab à Nanterre destiné aux tiers et aux fournisseurs<sup>130</sup>.

Les rédacteurs proposent d'amplifier ces actions afin qu'ENEDIS, qui a été le promoteur du programme Linky, puisse jouer un rôle plus actif dans le déploiement de solutions de flexibilité appuyées sur ses fonctionnalités, y compris en engageant des ressources financières (avec validation par la CRE, en considération des bénéfices socio-économiques attachés au développement futur du pilotage de la demande).

**Recommandation n° 4.** Donner le mandat à ENEDIS, au titre de ses missions de service public et sur des bases agréées par la CRE, de susciter, en participant avec l'ADEME au montage et au financement d'appels à projets de recherche, développement et innovation (RDI) – y compris pour des expérimentations ou opérations de démonstration -, le développement et le déploiement de solutions simples, sûres et très bon marché de programmation et de pilotage des équipements de la maison en utilisant des signaux tarifaires transitant par le compteur Linky.

#### La question des données personnelles

Dans la phase préparatoire au déploiement du compteur Linky, la Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL) s'est prononcée<sup>131</sup> sur les précautions à prendre pour protéger les données à caractère personnel (dans la mesure où des informations très précises sur les consommations d'électricité pouvaient révéler certains détails sur la vie privée des consommateurs). Le 11 février 2020, la Présidente de la CNIL a mis en demeure les sociétés EDF et ENGIE en raison du « *non-respect de certaines des exigences relatives au recueil du consentement à la collecte des données de consommation issues des compteurs communicants Linky, ainsi que pour une durée de conservation excessive des données de consommation* ». Elle a rappelé à cette occasion les règles de la manière suivante :

*« Pour mémoire, les règles applicables à la collecte des données de consommation fines diffèrent selon la précision de la donnée (données journalières ou données de consommation fines à l'heure ou à la demi-heure) et le rôle du responsable de traitement dans la chaîne énergétique (gestionnaire du réseau de distribution ou fournisseur).*

---

une surproduction locale momentanée saturant un réseau local de distribution n'est pas incompatible avec une insuffisance de l'offre sur la plaque ouest-européenne et donc des prix de gros élevés).

<sup>130</sup> Mais, aux dires d'ENEDIS, ces derniers semblent privilégier des études internes.

<sup>131</sup> Délibération n° 2012-404 du 15 novembre 2012 portant recommandation relative aux traitements des données de consommation détaillées collectées par les compteurs communicants

*S'agissant du gestionnaire du réseau de distribution :*

*Le code de l'énergie l'autorise à collecter par défaut les consommations journalières, pour permettre à l'utilisateur de consulter gratuitement l'historique de ses consommations.*

*En revanche, le gestionnaire de réseau ne collecte pas les données de consommation fines (horaires et/ou à la demi-heure) de manière automatique. La collecte de ces données n'est possible qu'avec l'accord préalable de l'utilisateur ou, de manière ponctuelle, lorsqu'elles sont nécessaires à l'accomplissement des missions de service public assignées par le code de l'énergie (par exemple, pour l'entretien et la maintenance du réseau ou l'intégration des énergies renouvelables).*

*Par ailleurs, le code de l'énergie prévoit que l'enregistrement des données de consommation horaires peut s'effectuer « en local », dans la mémoire du compteur Linky, sans transmission au gestionnaire de réseau ou à un tiers.*

*S'agissant des fournisseurs (tels qu'EDF et ENGIE) :*

*Ils peuvent disposer des données de consommation mensuelle pour établir leur facturation. En revanche, ils ne peuvent collecter les consommations quotidiennes et horaires et/ou à la demi-heure qu'avec l'accord de l'abonné.*

*La transmission des données de consommation détaillée (données horaires et/ou à la demi-heure) à des sociétés tierces, notamment à des fins commerciales (par exemple, des sociétés proposant des travaux d'isolation) ne peut elle aussi intervenir qu'avec l'accord de l'abonné. »*

D'après certaines informations recueillies, seulement 3 % des clients semblent avoir demandé un accès à leurs données horaires, semi-horaires ou journalières (donc ils ne disposent que d'un relevé mensuel). La plupart des professionnels regrettent les limitations ainsi apportées à la disponibilité des données, qui rendent difficile l'analyse des profils de consommation et donc la formulation d'offres adaptées aux différents clients résidentiels. Les rédacteurs du présent rapport ne sont toutefois pas convaincus que cette question, qui concerne avant tout la concurrence sur le marché et l'ouverture de ce dernier, soit aujourd'hui un frein puissant à la conception d'offres de marché plus innovantes, qui anticipent sur la nécessité de mieux piloter la demande.

#### L'information sur les consommations et la question de l'afficheur déporté

L'article L. 124-5 du code de l'énergie a prévu la mise à disposition d'un « afficheur déporté » pour les ménages précaires donnant accès, grâce à une liaison par radio (ERL) avec le compteur Linky, aux consommations d'électricité « en temps réel ». Cet afficheur déporté doit leur être fourni gratuitement par leurs fournisseurs d'électricité, mais le financement est à la charge de l'Etat. Prévu pour le 1<sup>er</sup> janvier 2018, puis repoussé d'un an, ce dispositif n'a finalement pas été mis en œuvre.

L'administration considère aujourd'hui<sup>132</sup>, devant le coût budgétaire du dispositif (évalué à 272 millions d'euros) que la loi a prévu d'autres moyens, utilisables par l'ensemble des clients, pour accéder sur internet à leurs données détaillées de consommation : des obligations pèsent en effet en ce sens simultanément sur les gestionnaires de réseaux et sur les fournisseurs<sup>133</sup>, pourvu que les clients leur

---

<sup>132</sup> Réponse à la question écrite n° 09215 de M. Patrick Chaize, sénateur (Ain – Les Républicains) publiée dans le JO Sénat du 28/02/2019 - page 1099

<sup>133</sup> Décrets du 10 février et du 10 mai 2017

aient donné l'autorisation de « remonter » les données, conformément aux règles rappelées par la CNIL. L'administration note que le fournisseur est en mesure de « traduire » en euros<sup>134</sup> la consommation de ses clients (contrairement au distributeur)<sup>135</sup>. Toutefois, les rédacteurs notent que la vertu pédagogique d'un accès aux consommations tient en grande partie à l'aspect « temps réel », qui permet de mettre en relation les postes de consommation en service dans le logement et la consommation constatée. Les données disponibles sur les sites internet ne portent au mieux que sur la journée précédant la consultation.

Au Royaume-Uni, il existe 7 millions d'afficheurs de consommations chez les particuliers (non fixés au mur), alimentés par le compteur communicant via le protocole Zigbee. Il est donc dommage qu'un tel produit ne soit pas largement diffusé en France<sup>136</sup>, d'autant plus que la transmission purement locale des informations entre le compteur Linky et un afficheur dans le logement ne se heurte pas aux limitations instaurées pour respecter la vie privée et peut s'adresser à des clients peu désireux d'autoriser la transmission de leurs données ou de se rendre sur internet pour suivre leurs consommations (ou qui ne sont pas en mesure de le faire).

Les rédacteurs considèrent que l'éducation concernant les consommations d'électricité des différents appareils de la maison est importante, dans une optique d'économies d'énergie mais aussi parce que la conscience de ces consommations s'avérera très utile dans un contexte de prix variables et de pilotage de la demande. En conséquence, ils recommandent aux pouvoirs publics de reprendre le sujet des afficheurs déportés, en suscitant la fabrication de ces équipements dans un cadre concurrentiel et en ouvrant largement la possibilité aux consommateurs de s'en procurer sur le marché (notamment via leurs fournisseurs), tout en organisant pour les ménages précaires une possibilité d'achat à des tarifs préférentiels (par exemple quelques euros, dans le cadre du système des certificats d'économies d'énergie, avec une gestion très simplifiée) et un accompagnement initial à l'utilisation (à contractualiser éventuellement avec diverses associations assurant un soutien aux plus déshérités, avec formation des intervenants). L'abandon du système actuellement prévu par la loi, gratuit et à la charge de l'État, nécessitera bien entendu une modification législative, qu'il faut faire précéder d'une concertation avec les parties prenantes.

**Recommandation n° 5.** Après concertation avec les parties prenantes, définir une stratégie de diffusion sur le marché d'afficheurs déportés visant tous les consommateurs et organiser un accès préférentiel à bas coût pour les ménages précaires, avec un accompagnement initial à l'utilisation.

<sup>134</sup> Le bilan établi par l'ADEME en mars 2020 des expérimentations territoriales de « réseaux intelligents » (déjà cité) indique – sur la base d'un des projets - que « contrairement aux idées reçues, les utilisateurs semblent préférer les affichages en kWh plutôt qu'en euros ». Pour les rédacteurs, ceci est interprété comme un indice du fait que les consommateurs souhaitent conserver la maîtrise de leurs consommations, sans être perturbés par les conditions contractuelles qu'ils imputent aux fournisseurs et sur lesquelles ils n'ont pas directement prise.

<sup>135</sup> Les fournisseurs mettent effectivement en œuvre cette possibilité et en « profitent » pour offrir des conseils à leurs clients ; par exemple, l'offre de conseil sur internet « ma conso », destinée aux clients d'Engie, utilise les données de Linky (via ENEDIS, après autorisation des clients) et permet un suivi de consommation (en euros) en apportant des éléments de comparaison avec des foyers similaires.

<sup>136</sup> Notons que des produits existent : Delta Dore commercialise en France des appareils « indicateurs de consommations d'énergie » qui permettent de respecter, selon elle, l'exigence d'information figurant à ce propos dans la RT 2012 (mais qui peut aussi être satisfaite par des simulateurs).

### 3.2.3 Des solutions de flexibilité « internet pures » qui contournent Linky

La gestion de l'énergie dans le logement est un marché qui intéresse potentiellement des acteurs variés.

Le pilotage des équipements de la maison relève du métier de la domotique, qui couvre, outre l'énergie, la ventilation (qualité de l'air intérieur), l'éclairage, l'ouverture des portes et la sécurité (détection, alarme, contrôle d'accès...), les volets roulants, etc. Les industriels de la domotique vendent des solutions intégrées, comportant des capteurs divers répartis dans la maison et un boîtier local (programmable et susceptible d'intégrer des fonctions d'apprentissage), avec possibilité de pilotage à distance via des applications sur smartphone (ce qui implique une connexion du boîtier à internet et éventuellement à un serveur central). Le boîtier envoie des instructions aux équipements qui doivent être communicants et compatibles avec le système domotique (ce qui implique l'utilisation de protocoles communs<sup>137</sup>) ; ainsi, par exemple, le système Tahoma de Somfy admet environ 200 types d'équipements compatibles. Les industriels de la domotique peuvent aussi proposer des solutions plus modestes, exclusivement centrées sur la gestion de l'énergie. La France dispose d'entreprises au savoir-faire reconnu en la matière (comme Schneider Electric, Legrand, Delta Dore, Somfy, etc.). En outre, certains fabricants comme Atlantic proposent également des boîtiers permettant de piloter un ensemble de radiateurs. Le coût d'un boîtier domotique est en général de quelques dizaines à quelques centaines d'euros ; aujourd'hui, il n'est en général pas demandé au client de payer un abonnement annuel au service.

Dans une optique d'optimisation de la gestion énergétique chez les clients, et dans un contexte de prix de l'électricité fortement variables, ces systèmes devraient pouvoir sans difficulté intégrer des données tarifaires ; comme on l'a vu au paragraphe précédent (3.2.2), ceci peut se faire via une connexion au compteur Linky, mais le lien à un serveur central permet également d'envisager que les données tarifaires arrivent du fournisseur par internet<sup>138</sup> ; ceci pourrait être le fruit d'accords passés entre les fournisseurs et les industriels de la domotique, chacun ayant intérêt à promouvoir une « gestion active » chez leurs clients communs<sup>139</sup>.

#### **L'offre de Schneider Electric**

Pour le logement résidentiel, Schneider Electric propose au niveau mondial une passerelle « Wiser Home » focalisée sur l'énergie, qui se connecte en WiFi via le boîtier ADSL à une plateforme Schneider Electric centrale disposant d'algorithmes mutualisés et sait dialoguer avec les capteurs et appareils de chauffage (notamment avec les équipements Verelec, en Zigbee - ou en EN-Ocean en Allemagne). Le boîtier Schneider Electric est également programmable en local. De nouvelles versions sont régulièrement développées (3 ans) afin d'assurer l'agilité.

<sup>137</sup> Aujourd'hui tous les constructeurs tendent à rendre leurs matériels compatibles avec la plupart des protocoles courants du marché.

<sup>138</sup> Sous réserve d'une gestion appropriée du « foisonnement » des ordres ainsi transmis, en liaison avec les distributeurs d'électricité.

<sup>139</sup> Une attention particulière devrait alors être apportée au partage de la valeur de la flexibilité, pour que celle-ci ne soit pas entièrement captée par le fournisseur et l'industriel de la domotique au détriment du consommateur.

L'intelligence se trouve dans la plateforme centrale qui peut proposer une optimisation si l'utilisateur le souhaite. Le kit de base vaut de l'ordre de 400 € (aucun abonnement à souscrire) ; il permet de piloter trois radiateurs et inclut l'ajout d'un ERL sur le compteur (toutefois, le développement de la partie applicative spécifique à la France pour l'utilisation de Linky n'est pas encore certain).

Le boîtier Schneider Electric facilite l'utilisation de l'électricité solaire autoproduite pour la recharge des véhicules électriques, celle-ci étant gérée par une « Wallbox » en connexion avec le « Wiser Home » et sa touche « Home Touch ».

Une autre catégorie d'entreprises ayant conçu un intérêt pour le pilotage des équipements énergétiques de la maison est celle des fabricants de matériels (chaudières, pompes à chaleur, etc.) ; ils sont en effet intéressés à fournir à leurs clients des diagnostics et des conseils en exploitation, ainsi que des services de maintenance optimisés, et souhaitent s'appuyer pour ce faire sur des remontées régulières d'information concernant l'utilisation et l'état des équipements ; ceux-ci sont donc aujourd'hui souvent dotés de moyens de communication utilisant divers protocoles possibles (KNX, Zigbee, Wifi, Lora, etc.), la remontée des données étant suivie d'un stockage sur leurs serveurs. De là, elles peuvent aussi être échangées dans le « nuage » avec d'autres intervenants (voir ci-dessous).

Certains « géants du Net » (Amazon, Google, Apple) et d'autres entreprises, notamment coréennes, proposent aujourd'hui aux consommateurs des haut-parleurs connectés qui, au-delà d'une fonction de diffusion du son, sont autant de microphones susceptibles de recevoir des ordres oraux envoyés par les consommateurs à destination d'objets connectés (commande vocale). La même fonction existe sur les smartphones. Ces informations sont transmises vers les plateformes centralisées de ces opérateurs, qui se dotent de fonctions d'intelligence artificielle, et les instructions sont ensuite données aux objets connectés à partir de ces mêmes plateformes, en passant par un boîtier situé dans le logement. Compte tenu du développement de ce marché, tous les constructeurs de matériels passent des alliances avec les géants du Net pour rendre leurs équipements compatibles avec leurs standards<sup>140</sup>. C'est ainsi qu'Amazon, par exemple, peut afficher, pour sa plateforme Alexa, qu'elle est compatible avec 20 000 types d'objets connectés de tous types et de tous fabricants. De plus, pour interpréter une commande orale simple (comme par exemple « il fait froid, monte le chauffage ») et la transformer en instruction vers les radiateurs ou la chaudière, l'opérateur peut trouver avantage à échanger « dans le nuage » des données collectées en temps réel par les fabricants de matériels avec lesquels ils ont une alliance.

Compte tenu de leur spectre très large (couvrant la culture et les loisirs comme les fonctions techniques de la maison), ces systèmes (dont les équipements sont aujourd'hui proposés par certains des GAFAs à des prix assez modiques<sup>141</sup>) pourraient, selon certains, s'imposer sur le marché comme des points de passage obligés de la gestion de l'énergie. Il serait assez facile, théoriquement, pour ces géants du Net, d'intégrer dans les logiques de pilotage les informations concernant l'état du système électrique et le prix de l'électricité pour les clients (au moyen d'échanges de données avec leurs fournisseurs d'électricité). Néanmoins, cette gestion de l'énergie dans le logement reste un métier

---

<sup>140</sup> Les boîtiers vendus par les industriels de la domotique, qui peuvent parfois préexister chez le client et commander certains matériels (comme les volets roulants pour Somfy), sont également rendus compatibles avec les systèmes proposés par ces opérateurs du Net.

<sup>141</sup> Une enceinte Alexa coûte moins de 100 €.

complexe et il n'est pas certain qu'un service de qualité puisse être gratuit pour le client final (auquel cas ce dernier serait conduit à souscrire un abonnement complémentaire au contrat passé avec son fournisseur d'électricité) – ou qu'il n'implique pas un accaparement au profit du seul opérateur de la valeur de la flexibilité offerte au système électrique, au détriment du consommateur. Par ailleurs, une telle gestion impliquerait de donner à ces acteurs un accès en temps réel à toutes les données énergétiques des clients, qui seraient transmises par les appareils eux-mêmes, et un pouvoir de marché important impliquant leurs relations avec les fournisseurs d'énergie et leurs clients. Il est possible, dans ces conditions, que certains consommateurs d'électricité soient réticents à recourir à ce type de services et que les autorités de la concurrence ou la CNIL souhaitent définir des limites à leur développement.

Il convient de noter également le développement de certaines « jeunes pousses » technologiques sur le marché de la gestion optimisée de l'énergie chez les particuliers, aujourd'hui centré sur des niches particulières, au premier rang desquelles on trouve l'autoconsommation (avec des panneaux solaires photovoltaïques). L'offre de ces « jeunes pousses » fait souvent appel à la remontée d'informations du consommateur sur une plateforme de services internet (tout en intégrant en général les données instantanées de Linky retraçant aussi bien l'exportation de courant que les consommations) ; la prise en compte d'une variabilité tarifaire liée à l'état du système électrique ne semble toutefois pas encore avoir été abordée.

Le cas particulier de l'autoconsommation fait l'objet du paragraphe 3.2.8 ci-dessous.

### 3.2.4 Les appareils de la maison communicants

La directive « écoconception » ou « *ecodesign* »<sup>142</sup> de 2009 fixe un cadre permettant d'imposer des performances écologiques, et notamment énergétiques, à de nombreux produits utilisés dans les bâtiments (produits blancs, produits bruns, etc.). Chaque groupe de produits fait l'objet de mesures d'application, soit dans le cadre d'engagements volontaires, soit le plus souvent via un règlement de la Commission<sup>143</sup>. En complément, le règlement « *ecolabelling* »<sup>144</sup> permet d'imposer à certains produits les « étiquettes énergie » en fonction de classes de performance définies.

Dans ce cadre, une « étude préparatoire » sur les appareils « intelligents » (*Ecodesign Preparatory Study on Smart Appliances*) est en cours depuis 2014 sous le nom de « lot 33 » et a analysé, avec les partenaires intéressés, les aspects techniques, économiques et sociaux d'une large diffusion de ces appareils. Cette démarche devrait prochainement déboucher sur le lancement d'un logo « *Energy smart* » (complétant, le cas échéant, les étiquettes énergie) et caractérisant notamment la capacité des appareils à recevoir des signaux d'effacement.

---

<sup>142</sup> Directive 2009/125/CE du Parlement européen et du Conseil du 21 octobre 2009 établissant un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'écoconception applicables aux produits liés à l'énergie

<sup>143</sup> Par exemple, en 2019 sont parus de nouvelles versions des règlements concernant les lave-vaisselle, les réfrigérateurs, les lave-linge et les téléviseurs. Ils envisagent le cas où ces équipements sont communicants, sans pour autant rendre cette fonction obligatoire.

<sup>144</sup> Règlement (UE) 2017/1369 du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2017 établissant un cadre pour l'étiquetage énergétique et abrogeant la directive 2010/30/UE

L'organisme professionnel français qui participe à ces travaux pour les produits blancs, le GIFAM<sup>145</sup>, rappelle les bons résultats de l'étiquetage énergie obligatoire depuis 1990, révisé en 2010 puis en 2012, qui a permis une économie globale de consommation de 50 % et d'éliminer du marché les produits les moins performants. Concernant l'évolution de cet étiquetage vers la flexibilité et le logo « *Energy smart* », les fabricants ne souhaitent pas que leurs appareils soient à l'avenir nécessairement liés à un système de type « boîtier », alors qu'ils pourraient les doter d'interfaces permettant de réagir à des signaux tarifaires venant de Linky (permettant par exemple pour les lave-linges de lancer ou non les cycles de fonctionnement<sup>146</sup>). Cependant, pour les produits blancs, ils notent que la tarification actuelle ne les incite pas à proposer de tels équipements flexibles.

Comme déjà indiqué ci-dessus, certains radiateurs électriques et pompes à chaleur (ou chauffe-eau thermodynamiques) sont quant à eux déjà en mesure de recevoir des signaux, par ondes radio ou par liaison filaire, et sont dotés d'une capacité locale de programmation en fonction de tels signaux. Plusieurs protocoles, « propriétaires » ou non, sont utilisés dans ce contexte. Comme évoqué ci-dessus, les fabricants de matériels tendent aujourd'hui à rendre leurs équipements compatibles avec plusieurs protocoles, en ne se limitant plus à ceux qu'ils ont eux-mêmes développés ou initialement adoptés.

La Commission européenne a suscité, via une étude confiée à TNO, l'émergence d'une ontologie normalisée pour les appareils intelligents, intitulée *Smart Appliances REFerence ontology* (SAREF)<sup>147</sup> et transformée ensuite en spécification technique ETSI TS 103 264<sup>148</sup>. Pour faciliter l'interopérabilité entre les systèmes et appareils des différents fournisseurs, cette spécification propose un modèle de référence « *open* » permettant une traduction et un « mappage » entre les différents « actifs » (modèles, normes, logiciels) utilisés par ces systèmes.

Le CENELEC prépare, au sein du groupe de travail n°7 (WG 7) de sa commission TC 59 X (Aptitude à la fonction des appareils électrodomestiques et analogues), en s'appuyant sur l'ontologie SAREF, un document plus focalisé sur l'énergie (SAREF4ENERGY) destiné à constituer un « langage » commun compatible avec les différents protocoles. Toutefois, ces travaux portent aujourd'hui surtout sur les produits blancs et le domaine chauffage-ventilation-climatisation (CVC) n'est, de l'opinion de la profession, pas encore abordé de manière suffisante.

Ces efforts rejoignent la demande exprimée dans le « lot 33 » de la directive « *ecodesign* » (voir ci-dessus) de disposer d'un modèle de données uniformisé entre les différents produits ; il semble que le

---

<sup>145</sup> Groupement des marques d'appareils pour la maison

<sup>146</sup> Toutefois, le mode de fonctionnement d'un appareil piloté peut justifier des adaptations de conception allant au-delà du simple ajout d'une fonction de communication. Les évolutions doivent donc être suffisamment anticipées pour permettre une adaptation des gammes d'appareils.

La profession rappelle par ailleurs les impératifs de sécurité sanitaire pour le froid (ainsi que la spécificité de la réglementation française qui impose depuis 2002 pour les réfrigérateurs une zone froide devant rester entre 0 et 4°C). Sauf à améliorer encore leur isolation et à augmenter leur inertie thermique, ces exigences limitent les possibilités de pilotage des équipements en question.

<sup>147</sup> <https://portail-qualite.public.lu/fr/actualites/normes-normalisation/2015/etsi-smart-appliances.html>

<sup>148</sup> La spécification s'intitule « SmartM2M ; Smart Appliances ; Reference Ontology and oneM2M Mapping ».

ETSI = European Telecommunications Standards Institute

projet de l'association EEBus, d'origine allemande, soit en train de s'imposer dans ce cadre (sur les produits blancs uniquement, et non sur les produits CVC).

Tous les acteurs s'accordent en tout cas pour ne pas essayer d'imposer l'usage d'un protocole commun (ce qui apparaît impossible) mais pour définir un « langage » commun compatible avec une variété d'API permettant la communication vers les équipements et vers le « nuage ».

En conclusion, on peut raisonnablement attendre des travaux en cours au niveau européen qu'ils conduisent les industriels de la domotique et les fabricants de matériels vers le développement et la mise sur le marché d'un nombre croissant de matériels communicants. On verra au paragraphe 3.2.7 les types d'appareils pour lesquels une telle évolution présente un intérêt significatif dans l'objectif de piloter la demande. Les pouvoirs publics devraient, en liaison avec les professions concernées, soutenir ces évolutions et les efforts des industriels français ; dans cet esprit, et compte tenu que le besoin de pilotage de la demande d'électricité pourrait se manifester chez certains de nos voisins de manière plus urgente que dans notre pays<sup>149</sup>, il convient de veiller à ce que celui-ci offre néanmoins, dès avant la fin de cette décennie, un terrain favorable au déploiement des solutions correspondantes<sup>150</sup>. La France devrait ainsi favoriser toute mesure visant à la diffusion rapide du label « *Energy smart* » sur son territoire (notamment à travers les systèmes d'aide à la rénovation des logements, pour ce qui concerne les appareils de chauffage-ventilation-climatisation ou de préparation d'eau chaude sanitaire, ainsi que dans les futures réglementations environnementales de la construction neuve).

### 3.2.5 Attentes et protection du consommateur

Le pilotage de la demande d'électricité des ménages n'a de sens qu'appuyé sur une bonne participation de ces derniers. Celle-ci suppose un minimum de compréhension partagée des enjeux et, pour une grande majorité de la population, l'existence d'un intérêt économique. Les observateurs notent que le consommateur français est relativement bien placé de ce point de vue, puisqu'il connaît depuis de nombreuses années déjà les tarifs avec heures pleines et heures creuses ainsi que, pour les « gros » consommateurs ayant un chauffage électrique, EJP ou Tempo. Les études sociologiques, qui ont souvent accompagné les expérimentations récentes menées sur les « réseaux intelligents » (*smart grids*) (programme confié à l'ADEME dans le cadre des investissements d'avenir), ont permis d'observer les comportements des consommateurs face à des problématiques d'économies d'énergie et, partiellement, de pilotage de la demande<sup>151</sup>.

---

<sup>149</sup> En raison des caractéristiques de leur système électrique, et malgré le recours aux interconnexions, les pays dont la production reposera, davantage qu'en France, sur les énergies renouvelables, trouveront avant 2030-2035 un intérêt économique à développer le stockage et le pilotage de la demande.

<sup>150</sup> Ceci passe bien entendu par l'apparition effective d'une offre de tarifs dynamiques sur le marché français, comme l'exige l'article 11 – 1<sup>er</sup> paragraphe - de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE : « *Les États membres veillent à ce que le cadre réglementaire national permette aux fournisseurs de proposer un contrat d'électricité à tarification dynamique. Les États membres veillent à ce que les clients finals qui sont équipés d'un compteur intelligent puissent demander à conclure un contrat d'électricité à tarification dynamique auprès d'au moins un fournisseur et auprès de chaque fournisseur qui a plus de 200 000 clients finals.* »

<sup>151</sup> On citera par exemple le projet Greenlys (Lyon, Grenoble), où des effacements et des simulations de grilles tarifaires dynamiques ont été testés.

Dans le bilan publié en mars 2020 par l'ADEME sur ces expérimentations de « systèmes électriques intelligents » (déjà cité), cette agence signale, à partir d'un des projets, que « deux bénéfices majeurs de la flexibilité du point de vue du client particulier ont été identifiés :

- *Réduction des factures énergétiques : il faut toutefois noter que le bénéfice du point de vue du consommateur ne résulte pas que d'un simple calcul économique et rationnel ; en effet, seule une faible part des ménages du projet (10 à 15 %) fait son choix uniquement à partir du calcul explicite de l'impact de chaque tarif proposé sur sa facture ;*
- *Services perçus liés aux équipements de pilotage fournis avec l'offre : meilleure programmation du chauffage, confort, image sociale... 24 % des ménages interrogés sont intéressés par ces services et la moitié d'entre eux est disposée à payer jusqu'à 2,80 euros/mois pour le service proposé ».*

Plus largement, les sociologues étudient depuis au moins une trentaine d'années les attitudes et les attentes des Français par rapport à leurs consommations d'énergie<sup>152</sup>.

Face aux multiples questions posées quant à la participation future des citoyens à des initiatives en matière de pilotage de leurs consommations d'électricité, les rédacteurs proposent les conseils suivants, qui découlent assez directement des entretiens qu'ils ont eus, notamment avec des sociologues :

- Il faut tout d'abord reconnaître la grande variété des publics et des leurs attitudes par rapport à des sujets comme la technique, le progrès, la consommation, l'écologie, le changement climatique, les différentes sources d'énergie, la confiance dans les institutions, le compteur Linky, le rôle du secteur privé, les « grands groupes », la mondialisation, la protection des libertés individuelles, etc., tous sujets qui interfèrent potentiellement avec le pilotage de la demande d'électricité et le choix des prestataires associés ; on notera que les personnes qui pourraient être les plus intéressées par le pilotage de la demande appartiennent à des groupes sociologiques très différents, comme notamment les « technophiles » (intéressés par les possibilités d'optimisation qu'offrent les techniques numériques) et les « écolos » (séduits par la minimisation des impacts environnementaux et promoteurs des énergies renouvelables) ; par ailleurs, certains défenseurs des libertés individuelles pourraient être réticents face à des transferts de données ou une « prise en mains » de leurs consommations par des tiers ;
- il ne faut donc pas aborder la flexibilité de la demande avec une offre technologique ou tarifaire unique « à prendre ou à laisser » ; il faut au contraire que les gens aient le choix (d'où un besoin d'élargir le panel des offres, qu'il s'agisse des tarifs proposés par les fournisseurs ou de solutions de pilotage), même si la majorité recherchera *a priori* la simplicité<sup>153</sup> ;
- d'un autre côté, les gens voudront de manière générale avoir le sentiment de « garder le contrôle » (à partir de leur smartphone, ou localement sur une interface ou via une commande

---

<sup>152</sup> Des expériences plus « engagées » existent et sont suivies sur la durée, comme celle du mouvement des 7 000 à 8 000 « familles à énergie positive », qui promeut un changement des pratiques en s'appuyant sur des « capitaines » ayant reçu une formation spécifique.

<sup>153</sup> Des interviews en « face à face » ont été conduites dans le cadre du projet Greenlys : seuls les gens avertis sur les sujets énergétiques s'orientent spontanément vers les offres dynamiques, les autres ne pourront être attirés que par la perspective d'un gain économique significatif.

vocale<sup>154</sup>) sur les décisions concernant leur logement ; seule une minorité sera probablement prête à déléguer complètement la gestion de ses équipements domestiques à un prestataire de service<sup>155</sup> ; le savoir-faire des offreurs de solutions de pilotage consistera à trouver des équilibres attractifs entre maîtrise et délégation, à des prix compétitifs ;

- beaucoup de gens seront réticents à acheter un service ou un matériel (un boîtier par exemple) en sus de leur contrat de fourniture d'électricité, tant pour des raisons de simplicité que de confiance : ceci confirme le fournisseur d'électricité comme premier interlocuteur du consommateur et le place en position favorable pour accompagner ses clients dans l'appropriation de la démarche (attachée à la souscription d'un tarif adapté) ; ceci plaide également pour que la programmation des équipements consommateurs d'électricité en fonction de futurs signaux tarifaires se fasse sur des équipements déjà connus (notamment le téléphone portable) ou fournis par le fournisseur d'électricité<sup>156</sup> ;
- Les gens exerceront leurs choix contractuels et programmeront leurs équipements en fonction de leurs critères, en premier lieu l'optimisation (sous contrainte de coût) de leur confort, y compris leur confort « cognitif » (ce qui appelle à éviter trop de complexité, tant en ce qui concerne les offres tarifaires que les interfaces de programmation) ;
- La nécessité d'apporter un conseil puis une assistance à la programmation des équipements est évidente et forte ; c'est probablement le facteur essentiel de coût de l'introduction du pilotage de la demande ; des structures locales indépendantes mandatées par les pouvoirs publics peuvent être envisagées<sup>157</sup> mais les fournisseurs d'électricité doivent aussi pouvoir jouer un rôle d'assistance auprès de leurs clients<sup>158</sup> ; c'est lors de la souscription d'un nouveau contrat de fourniture, associé à un moyen de gestion de la flexibilité (ERL Linky, boîtier) qu'il faut intervenir pour assister le client ;
- Il faudra pouvoir tenir un langage très clair aux clients sur la protection de leurs données personnelles ; dans certains dispositifs envisagés, l'information transitant par Linky à des fins de pilotage de la demande sera purement descendante (il s'agira des signaux tarifaires qui seront alors utilisés localement par les appareils, avec ou sans interposition d'un boîtier<sup>159</sup>, et de l'information sur les consommations qui peut être présentée par des interfaces utilisateur

---

<sup>154</sup> L'interface homme-machine pour le résidentiel s'oriente actuellement vers la commande vocale, sous l'impulsion et donc sous le contrôle croissant des GAFAM.

<sup>155</sup> Les prestataires (GAFAM, « jeunes pousses », etc.) voudront se différencier par l'originalité et la « puissance » de leurs offres de pilotage, qui impliqueront souvent une large « délégation de gestion ».

Les fournisseurs pourront de leur côté imaginer des offres très simples (assorties d'une large délégation leur permettant d'assumer le risque de la variabilité des prix sur le marché) ou des offres plus dynamiques où le client pourra, au prix d'une gestion programmée par ses soins, davantage bénéficier de cette variabilité des prix.

<sup>156</sup> Il ne pourrait s'agir, pour autant, de donner une exclusivité aux fournisseurs d'électricité pour proposer ce type de services. L'innovation sera d'ailleurs pour certains un critère de choix qui les conduira vers des prestataires indépendants.

<sup>157</sup> Il faudra sans aucun doute que cette compétence nouvelle soit une composante d'une mission plus large concernant les économies d'énergie, faisant appel à des compétences mixtes, techniques et de communication.

<sup>158</sup> L'éventuelle reconversion dans le conseil de proximité de certains personnels des distributeurs, « libérés » par la généralisation de Linky, a été évoquée ; cependant la question de l'employeur se pose.

<sup>159</sup> Delta Dore proposera en 2020, dans son boîtier domotique, un dispositif pour piloter le chauffe-eau en fonction des tarifs avec une intelligence suffisante en local pour assurer un apprentissage respectueux de la protection de la vie privée.

simples au sein de l'habitation) ; dans les autres cas, y compris lorsque le client utilise une interface sur son smartphone pour modifier ses paramètres de programmation, son consentement préalable doit être recueilli pour un traitement de ses données dans le « nuage », conformément au RGPD (les règles spécifiques établies par la CNIL concernant la remontée de données de consommation via le compteur Linky n'étant pas particulièrement impactées par la mise en place d'un pilotage de la demande).

Le consommateur devra par ailleurs être protégé face aux éventuels excès d'un marché devenu beaucoup plus « foisonnant » d'offres variées, à la fois tarifaires (de la part des fournisseurs) et de pilotage (de la part de prestataires variés, comme les industriels de la domotique ou les fabricants de matériels, les GAFAM et d'autres entreprises plus ou moins « innovantes »). L'amplitude de variation des prix de l'électricité applicables aux différentes tranches horaires pour le consommateur domestique devra certainement faire l'objet d'un encadrement réglementaire, laissant une part de risque aux fournisseurs et facilitant la comparaison des offres. La clarté des contrats<sup>160</sup>, les conditions de rétractation et de résiliation et le contenu de la publicité devront également être surveillés.

### 3.2.6 Intérêt économique de la flexibilité de la consommation électrique dans l'habitat : état des lieux

On pourra noter tout d'abord que l'habitat ne contribue aujourd'hui que très peu aux mécanismes d'effacement « administrés » (sauf à travers l'offre de la société Voltalis – voir encadré ci-dessous) et que les études récentes sur l'effacement ne chiffrent pas de potentiel significatif à court terme dans l'habitat.

#### L'effacement « diffus » dans l'habitat : l'activité de Voltalis

Le système d'effacement diffus proposé par la société Voltalis a été initié en 2006. Le système repose sur un boîtier installé aujourd'hui dans 100 000 foyers et qui concerne environ 1 million d'équipements. Le boîtier est fixé par un professionnel sur le tableau électrique des logements ; à la réception d'une commande lancée par Voltalis (en cas de demande d'effacement lancé par RTE), le boîtier « débranche » certains appareils raccordés (du type climatiseurs, chauffe-eau, radiateurs électriques, etc.) pendant 10 à 30 minutes.

Un espace personnel accessible sur PC, tablettes et smartphones, permet d'obtenir des informations sur la consommation des appareils reliés au boîtier et lui permet un pilotage basique à distance.

Une étude de l'ADEME<sup>161</sup> et du CSTB réalisée sur un panel d'adhérents Voltalis évoque un taux d'économie de 5 à 7,6 % sur la consommation les jours d'effacement, cette économie portant essentiellement sur le chauffage.

Voltalis a été retenue en février 2020 pour la fourniture de 119 MW d'effacement dans le cadre de l'appel d'offres long terme lancé par le MTES et RTE, ce qui lui ouvre l'accès à une rémunération pendant sept ans dans le cadre du mécanisme de capacité. Par ailleurs, l'entreprise a bénéficié en janvier 2020 d'un prêt de 20 millions d'euros de la BEI qui devrait lui permettre de déployer 150 000 boîtiers supplémentaires.

<sup>160</sup> Pour éviter des contrats incompréhensibles (éventuellement, mal traduits ou inadaptés au contexte réglementaire français en cas d'entreprises d'origine étrangère), des clauses-typiques d'ordre public pourraient être envisagées.

<sup>161</sup> [https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/avis\\_ademe\\_effacement\\_diffus\\_janv2015.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/avis_ademe_effacement_diffus_janv2015.pdf)

Toutefois, l'étude de RTE « Réseaux électriques intelligents - Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble » déjà citée (cf. paragraphe 1.2) a réalisé en 2017 une approche, à l'horizon 2030, de diverses sources de flexibilité afin de déterminer leur intérêt économique, à partir d'une modélisation complète du fonctionnement du système.

L'hypothèse concernant le parc de production est celle du scénario « nouveau mix » publié par RTE en 2014, dans lequel la part du nucléaire dans la production était limitée à 50 % et la part des EnR était de 37 %. En ce sens, ce scénario est assez proche de la situation anticipée aujourd'hui pour 2035<sup>162</sup>. Les « solutions smart grids » considérées dans cette étude permettent notamment d'éviter la construction de nouveaux moyens de production de pointe qui, à défaut, seraient nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Les bénéfices associés correspondent ainsi, pour l'essentiel, aux coûts évités dans de nouvelles capacités de production, qui sont importants (autour de 60 k€/MW.an<sup>163</sup>), ainsi qu'à des coûts de combustibles évités (avec un fort risque d'accroissement des émissions de CO<sub>2</sub>).

Parmi ces « solutions », l'étude examine notamment le pilotage des consommations résidentielles, en considérant le chauffage, la préparation d'eau chaude sanitaire et la recharge à domicile des véhicules électriques. L'inclusion de ce dernier point rend évidemment délicate l'interprétation de cette étude en ce qui concerne les usages domestiques « classiques » ; en effet, ses résultats agrègent souvent les trois usages considérés et la recharge des VE constitue un enjeu important – même si l'étude considère que le bénéfice principal du pilotage de cette recharge est atteint par un simple asservissement au signal HP/HC<sup>164</sup>. En tout état de cause, on considérera ici que cette étude est supplantée, dans le domaine du véhicule électrique, par celle publiée par RTE en 2019 – cf. paragraphe 2.1 – et on s'attachera à cerner, parmi ses conclusions, celle qui sont utiles dans le domaine des usages domestiques « classiques ».

L'étude distingue trois niveaux de « pilotage », définis comme suit :

- Un pilotage « statique » de type heures pleines – heures creuses (HP/HC), en « tout ou rien », qui est celui aujourd'hui largement pratiqué pour les chauffe-eau à effet Joule grâce au contact sec des compteurs électriques ; ce niveau sert de référence pour évaluer l'intérêt des deux niveaux suivants ;
- Un pilotage « statique plus sophistiqué via les compteurs communicants », fonctionnant également en « tout ou rien », mais étendu au chauffage (avec une activation maximale journalière pendant quatre plages horaires d'une heure) ;
- Un pilotage « dynamique au plus proche du temps réel », où il est supposé que les usages ECS et chauffage sont modulés sur une base infra-journalière, indépendamment du compteur communicant, grâce aux signaux transmis en temps réel par un boîtier dédié.

---

<sup>162</sup> Cependant, le parc d'EnR installé y est un peu plus faible, ce qui – toutes choses égales par ailleurs – amoindrit la sécurité d'approvisionnement et est donc économiquement plus favorable à l'introduction de solutions de flexibilité.

<sup>163</sup> Référence de la turbine à gaz

<sup>164</sup> Ceci a pour conséquence que le véhicule électrique tient – dans cette étude - une part minoritaire dans l'évaluation de l'intérêt des options de pilotage plus sophistiquées, qui représentent ici le centre d'intérêt principal.

Les principales hypothèses décrivant les deuxième et troisième niveaux de cette « solution smart grid » figurent au Tableau 11.

Caractéristiques	Usages pilotés	Participation aux réserves tertiaires	Contraintes	Gisement	Coût fixe complet annualisé
Pilotage statique via compteurs communicants (profil mensuel statique)	- Chauffage (effacement avec report de 85 %) - Eau chaude sanitaire (modulation)	NON	Chauffage : 4 activations d'1h/jour  Eau chaude sanitaire : modulation infrajournalière sous contrainte des besoins d'ECS	25 % des foyers	Coût des compteurs et asservissement ECS [et VE]* hors scope Asservissement du chauffage : 15 €/foyer.an
Pilotage dynamique temps réel via « boîtiers » dédiés	[- Recharge véhicules électriques (modulation du soutirage uniquement)]*	OUI	[Véhicule électrique : modulation infrajournalière/hebdo sous contrainte des besoins de déplacements]*	Différentes catégories de foyers	72 €/foyer.an

\* Les informations concernant le véhicule électrique sont indiquées pour mémoire

Tableau 11 – Principales hypothèses technico-économiques de l'effacement/modulation de la consommation résidentielle (source : RTE)

Compte tenu que l'installation des compteurs Linky est d'ores et déjà programmée et financée, le coût d'installation des compteurs communicants n'est pas considéré. Dans le niveau de « pilotage via les compteurs communicants », le coût fixe pour les ménages est le coût spécifique de mise en place de l'asservissement du chauffage au compteur communicant, évalué à 15 €/an par ménage sur une base annualisée (correspondant typiquement à un coût d'intervention sur le tableau électrique par un électricien qualifié). Le coût d'implantation du niveau de pilotage « dynamique au plus proche du temps réel » est quant à lui pris égal à 75 €/an par ménage<sup>165</sup> sur une base annualisée (ce qui peut représenter un coût d'achat d'équipement, d'installation sur site et d'abonnement éventuel).

Dans ces conditions, l'étude conclut à un volume pertinent de pilotage « via les compteurs communicants » correspondant à 710 000 foyers et, pour le pilotage « dynamique au plus proche du temps réel », à une cible pertinente de 270 000 foyers supplémentaires (compte tenu du coût fixe plus élevé, il s'agit de « gros » consommateurs). Dans ces conditions, les bénéfices pour la collectivité, rapportés à un foyer moyen, sont évalués à environ 40 €/an pour le chauffe-eau asservi au signal HP/HC, 40 €/an supplémentaires pour l'introduction du pilotage « par compteur communicant » (essentiellement grâce au chauffage) et à nouveau 40 €/an pour un pilotage « dynamique au plus proche du temps réel ».

<sup>165</sup> Le rapport de l'étude utilise indifféremment les notions de ménage et de foyer ; il mentionne également les deux chiffres de 72 et 75 € par an.

L'étude indique toutefois que, si le coût d'installation du pilotage « dynamique au plus proche du temps réel » pouvait être réduit à 15 ou 20 €/an par ménage sur une base annualisée, un déploiement auprès de 2,8 millions de foyers serait économiquement pertinent.

Les rédacteurs du présent rapport relèvent la sensibilité des résultats au coût initial d'implantation des solutions. Ils ne partagent cependant pas les termes de la segmentation opérée par l'étude entre les trois niveaux de pilotage. En effet, le paragraphe 3.2.2 a montré que les fonctionnalités du compteur Linky permettent, pour un coût qui doit être à moyen terme très modeste<sup>166</sup>, de transmettre au consommateur une information tarifaire quotidienne pour le lendemain, et à ses appareils préalablement programmés (en local ou via un boîtier) les signaux de basculement en temps réel. Un pilotage « dynamique » des appareils communicants<sup>167</sup> sera donc possible en utilisant Linky, pour un coût probablement inférieur à 75 €/an par ménage en base annualisée ; certes un tel pilotage ne répondra probablement pas à la définition d'un pilotage « au plus proche du temps réel » (c'est-à-dire réagissant aux évolutions infra-journalières non prévues sur le système électrique) car il sera déterminé par des plages horaires et tarifaires notifiées la veille au distributeur par le fournisseur, mais sa capacité à répondre aux variations de l'équilibre offre-demande sur le système électrique sera néanmoins très supérieure à celle du pilotage « statique » (étendu au chauffage mais fonctionnant en « tout ou rien » sur des plages horaires fixes) envisagée comme alternative par l'étude.

Les rédacteurs retiennent donc surtout de cette étude les conclusions suivantes :

- À l'horizon 2030/2035, une grande partie du bénéfice collectif à attendre du pilotage de la préparation d'ECS est atteint avec le simple maintien de l'asservissement au signal HP/HC, éventuellement réaménagé par rapport à la situation actuelle;
- Il existe dès cet horizon temporel un intérêt collectif réel à asservir le chauffage des locaux à des signaux tarifaires, si le coût initial d'équipement pour les ménages peut être maîtrisé ; toutefois, cet intérêt dépendra du développement effectif du véhicule électrique, qui offre des perspectives plus importantes.

Cette étude très intéressante mériterait d'être régulièrement actualisée, et dans un premier temps étendue à 2035, en intégrant la vision du système électrique découlant de la PPE (telle que développée par ailleurs par RTE) et plusieurs scénarios de développement du véhicule électrique et des pratiques de recharge (à la maison / au travail notamment) – en cohérence avec l'étude réalisée en 2019 sur le véhicule électrique - et en réexaminant les hypothèses d'utilisation des fonctionnalités du compteur Linky pour les usages domestiques « classiques ».

---

<sup>166</sup> Le coût d'un ERL pour le consommateur ne devrait pas dépasser, dans le cadre d'une large production, une vingtaine d'euros TTC. Les radiateurs, pompes à chaleur, etc. devraient tous à terme être communicants et programmables, sans surcoût important. De plus, un boîtier programmable localement (à partir de signaux tarifaires transmis par l'ERL) devrait coûter quelques dizaines d'euros et le coût supplémentaire d'utilisation d'une application sur un smartphone pour le programmer à distance devrait être quasiment nul pour un foyer doté d'une liaison internet (un boîtier « énergie » pouvant communiquer en Wifi avec celui donnant accès à internet ou en constituant une extension). Une assistance à l'installation – qui peut se faire à distance ou via des tutoriels – pourrait par ailleurs être apportée gratuitement par le fournisseur d'électricité ou un organisme public pour un coût de revient très faible.

<sup>167</sup> Pour les appareils de chauffage à effet Joule, les anciens convecteurs bon marché dits « grille-pain » ne sont pas communicants et disposent de réglages assez sommaires. Les nouveaux appareils sont des radiateurs (offrant un meilleur confort à l'utilisateur) et peuvent présenter une inertie propice à un pilotage temporel ; ils sont en général communicants.

### 3.2.7 Les potentiels de flexibilité des différents usages de l'électricité

Les différents usages de l'électricité dans le bâtiment résidentiel présentent des caractéristiques assez différentes, qui méritent un examen séparé. De manière générale, on pourra distinguer, à des fins de flexibilité, des charges « modulables » (comme par exemple le chauffage, où l'on pourra jouer sur la température de consigne des thermostats), des charges « décalables » (comme les appareils de lavage, dont le démarrage peut être assez facilement programmé à des heures favorables mais qu'il n'est pas souhaitable d'interrompre en cours de cycle) et des charges interruptibles (comme la préparation d'eau chaude sanitaire<sup>168</sup> qui peut être momentanément interrompue).

#### 3.2.7.1 L'ensemble « chauffage-ventilation-climatisation » (CVC)

##### Le chauffage

D'après RTE, le chauffage électrique dans l'habitat représente une consommation annuelle de 43,7 TWh en 2016, soit 28 % de la consommation d'électricité des bâtiments résidentiels (en incluant la consommation électrique des PAC). Selon le BP 2017 de RTE, cette consommation devrait rester assez stable d'ici 2035, avec 42,4 TWh, les gains d'efficacité due aux rénovations et à une réglementation plus exigeante dans la construction neuve étant compensés par la croissance démographique, un report vers le chauffage électrique et un effet rebond (voir Figure 20 ci-dessous).

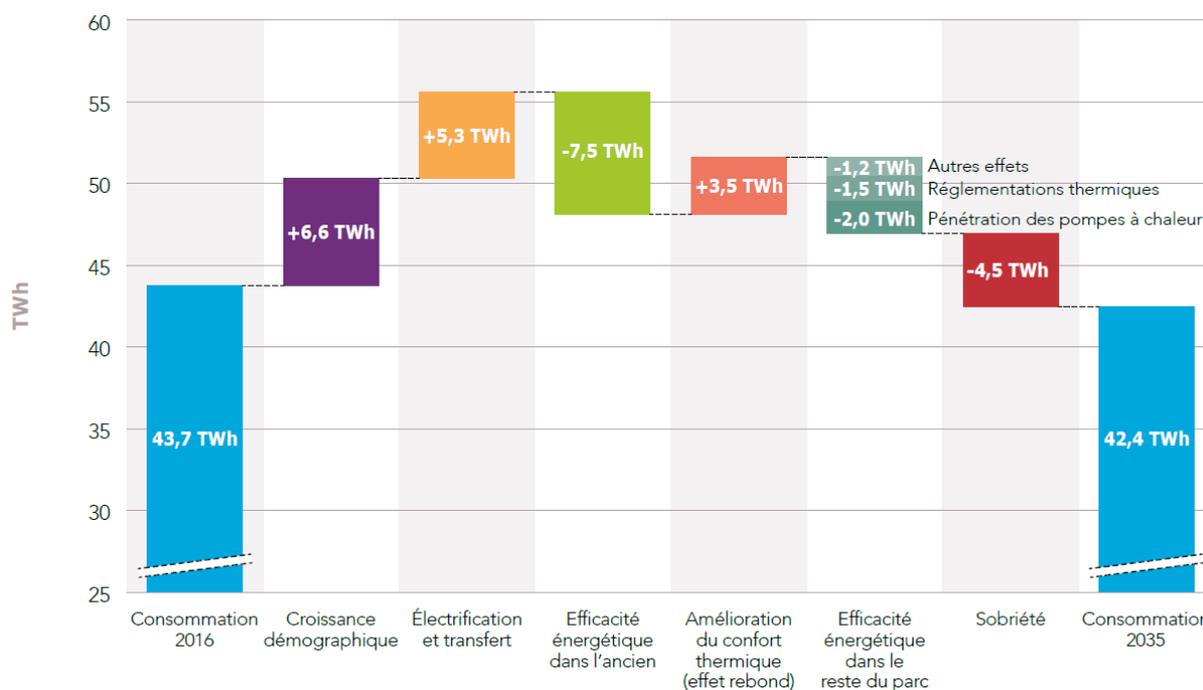


Figure 20 – Décomposition des effets sur la consommation électrique totale du chauffage résidentiel entre 2016 et 2035 - trajectoire intermédiaire 3 (source : RTE – BP 2017)

<sup>168</sup> À noter que, d'après les fabricants, le fonctionnement des pompes à chaleur et des chauffe-eau thermodynamiques doit être suspendu, pour des raisons de préservation de l'équipement, par le programmeur de commande et non par un interrupteur extérieur qui couperait brutalement la tension.

Dans ses études de long terme déjà citées, l'ADEME évalue pour sa part la consommation d'électricité à des fins de chauffage dans l'habitat en 2050 à 13,6 TWh, exclusivement sous la forme de pompes à chaleur (voir discussion ci-dessous).

L'équipement en chauffage électrique des bâtiments est le reflet des politiques publiques depuis le premier choc pétrolier, avec des effets très massifs non toujours totalement maîtrisés ; à titre d'illustration, on peut voir sur la Figure 21 ci-dessous une complète inversion entre le gaz et l'électricité dans le choix de l'énergie de chauffage dans la construction neuve sur une période de 12 ans.

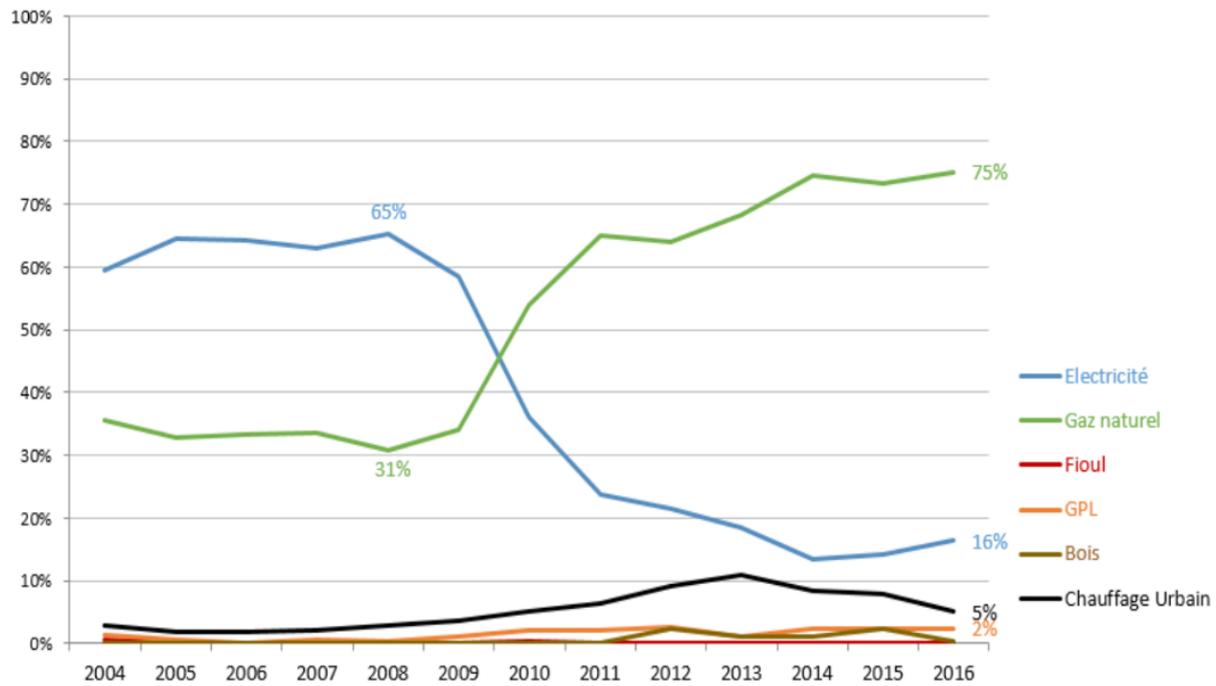


Figure 21 - Évolution des parts de marché des énergies de chauffage en logements collectifs – exprimées en surface de plancher, France entière (source : BatiEtudes, avril 2017)

En effet, le développement rapide du chauffage électrique jusqu'à la fin des années 2000, tant dans le neuf que dans l'ancien (à la faveur de rénovations « spontanées » du parc de logements et d'une exigence accrue de confort, y compris dans des bâtiments insuffisamment isolés), a contribué à créer en France un phénomène de « pointe » thermosensible de demande hivernale dont la croissance a été jusqu'en 2012 plus rapide que celle de la consommation électrique<sup>169</sup>. Cette thermo-sensibilité correspond à une demande supplémentaire en soirée de + 2,4 GW par degré Celsius lors des périodes de froid (le record actuel ayant été atteint le 8 février 2012 avec 102 GW appelés à 19 h). Non jugulée, la croissance de cette pointe aurait pu conduire à la construction d'installations de production rapidement pilotables (turbines à gaz) mais rarement sollicitées, donc non rentables.

Face à cette perspective, la nouvelle réglementation thermique mise en place en 2012 (RT 2012) a clairement défavorisé le chauffage par effet Joule, ce qui a conduit à sa quasi-disparition dans le bâtiment collectif neuf. Les pouvoirs publics ont également encouragé des rénovations de meilleure

<sup>169</sup> La production d'eau chaude sanitaire (ECS) ne joue que peu de rôle dans cette pointe, beaucoup de ballons d'eau chaude étant uniquement enclenchés lors des heures creuses des tarifs heures pleines / heures creuses.

qualité dans l'ancien. De ce fait, depuis 2012, la pointe de demande a effectivement cessé de croître, même si le réchauffement hivernal y a certainement joué le rôle principal (la RT 2012 n'ayant eu quant à elle d'effet que sur une assez faible part des bâtiments).

Pour ce qui est des maisons individuelles, et notamment celles installées dans les zones non desservies par le gaz, la RT 2012 a conduit à l'installation de pompes à chaleur (PAC) qui, avec leur bon coefficient de performance<sup>170</sup> moyen, permettent de respecter le seuil réglementaire de consommation en énergie primaire. En général pilotables, elles permettent une meilleure utilisation de l'électricité que l'effet Joule (d'un facteur 2,5 à 4, qui se détériore cependant dans les périodes très froides pour les PAC sur air extérieur<sup>171</sup>), et offrent un bon potentiel de flexibilité vis-à-vis de la demande électrique (y compris lorsque, réversibles, elles sont utilisées l'été pour rafraîchir). Elles n'ont cependant pas été installées dans l'habitat collectif, faute de solutions techniques adaptées à un coût compétitif.

Utilisées en chauffage et éventuellement en climatisation, les pompes à chaleur présentent donc certainement un bon vecteur de flexibilité dans l'avenir. En particulier, leur technologie permet aujourd'hui une régulation de leur puissance sans perte de performance, ce qui leur permet de s'adapter à toute forme de pilotage.

Toutefois, en ce qui concerne la rénovation du parc ancien de logements, l'introduction de PAC est aujourd'hui pratiquement limitée au remplacement de chaudières alimentée au fuel ou au gaz de pétrole liquéfié (GPL) dans l'habitat individuel<sup>172</sup>, faute d'une offre de matériels adaptés à l'habitat collectif. Il serait donc nécessaire d'encourager le développement et la mise sur le marché, de préférence par les constructeurs français, de PAC de moyenne et grande puissances adaptées à l'habitat collectif à un prix accessible.

**Recommandation n° 6.** Susciter la mise sur le marché, par les fabricants français, de PAC adaptées aux immeubles résidentiels collectifs, à des coûts admissibles pour leurs propriétaires, à la fois pour le bâtiment neuf et le remplacement des chaudières à combustibles fossiles. Sécuriser le développement du marché par des aides accrues en rénovation.

Comme le montrent les graphiques de la *Figure 22* ci-dessous, le parc installé en rénovation (dans l'habitat individuel) atteignait 1,2 million d'unités en 2016 (source ADEME, Marchés & emplois liés à l'efficacité énergétique dans le domaine du bâtiment résidentiel, juillet 2017).

<sup>170</sup> Le coefficient de performance (COP selon l'acronyme anglais) peut être défini, en première analyse, comme le rapport de l'énergie délivrée au condenseur de la pompe à chaleur (source chaude) à l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement du cycle thermodynamique. Il se situe typiquement entre 2 et 5 suivant les régimes de fonctionnement et les classes d'appareils ; il est d'autant meilleur que l'écart entre la source froide et la source chaude est faible ; les normes de qualité tendant à exiger un COP moyen sur une saison de chauffe d'au moins 3,5 ou 4.

<sup>171</sup> Mais non pour les PAC géothermiques, insensibles à la température de l'air extérieur.

<sup>172</sup> Par ailleurs, en maison individuelle et dans les zones desservies par le gaz naturel, les PAC sont aujourd'hui encore plus chères, en coût d'usage global, que les chaudières à gaz à haute performance. Elles ne pénètrent donc pas ce marché.

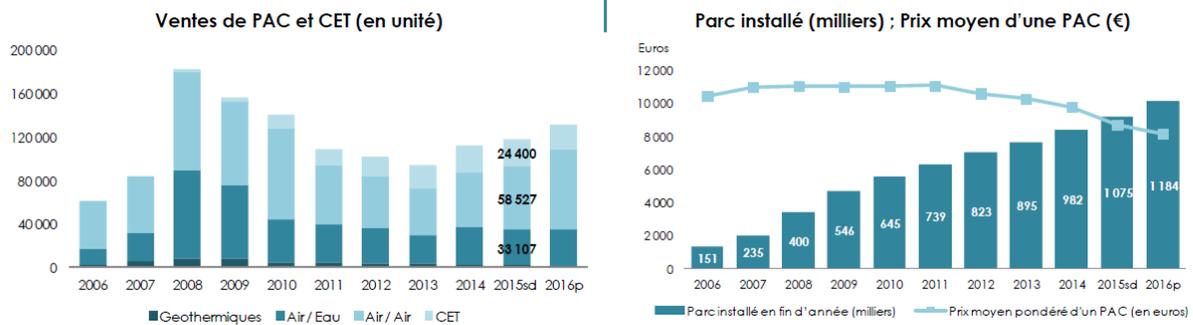


Figure 22- Ventes annuelles de pompes à chaleur et de chauffe-eau thermodynamiques – Parc de PAC installé et prix moyen d'une PAC (source : ADEME)

Mais c'est essentiellement le parc ancien chauffé par effet Joule qui pose le problème de thermosensibilité lors des périodes froides (et qui, mal isolé, pourrait également faire l'objet d'installation de climatiseurs portatifs susceptibles de créer à l'avenir une thermosensibilité estivale – voir ci-après). Dans son recueil de « chiffres-clés du bâtiment » de 2013, l'ADEME indiquait – sur la base d'une source CEREN - que les logements bâtis avant les premières normes d'efficacité énergétique (1975) représentaient alors 55 % du parc de 28 millions de résidences principales et 64 % de ses consommations d'énergie finale. En 2012, 3,1 millions de ménages habitaient un logement ancien chauffé à l'électricité. Or, les rénovations thermiques des bâtiments chauffés par effet Joule, si elles s'accompagnent de l'abandon de ce mode de chauffage, sont particulièrement coûteuses, puisqu'elles supposent à la fois des travaux d'isolation et l'installation de nouveaux dispositifs de chauffage (en général à circulation d'eau) plus efficaces, mais plus onéreux et exigeant des modifications significatives du bâti ; il en va notamment ainsi, dans la plupart des cas, si l'on veut introduire une PAC.

C'est d'ailleurs pourquoi, prenant acte de cette situation, le gouvernement a introduit en 2019, dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie, une incitation particulière<sup>173</sup> au remplacement de convecteurs électriques anciens et peu performants par des radiateurs modernes plus efficaces. En raison de la difficulté à substituer à l'effet Joule une autre source de chauffage dans l'existant, le parc « électrique » à effet Joule devrait probablement subsister en grande partie à moyen et long termes, tout en devenant moins consommateur grâce au changement des appareils, mais surtout grâce à la rénovation du bâti. S'agissant de la capacité à piloter ses consommations, on peut noter que la régulation du chauffage est souvent assurée, dès aujourd'hui, par un fil pilote faisant dépendre le fonctionnement du radiateur des indications d'un thermostat d'ambiance ; à l'avenir, ces thermostats pourraient être « communicants » et accepter ou programmer des modifications de consignes dépendant de l'état du système électrique (sur des informations transmises par un boîtier ou directement par un compteur Linky). Certains modèles de radiateurs récents dits « connectés » sont également aujourd'hui dotés d'un mode de communication radio et d'une capacité de programmation locale.

<sup>173</sup> Opération « Coup de pouce » ; toutefois, celle-ci est justifiée par l'efficacité énergétique et non par la pilotabilité, qui ne constitue pas une exigence formelle dans ce contexte.

Une augmentation de l'inertie du bâti (qui permet de stocker de la chaleur dans les structures des bâtiments) devrait être explicitement visée dans les aides à la rénovation (et également dans les réglementations thermiques de la construction neuve) – au moins lorsque le mode de chauffage fait appel à l'électricité - ; certains radiateurs récents offrent eux-mêmes également une inertie (des normes minimales pourraient aussi être envisagées à ce sujet). La conjugaison de ces différents facteurs permettrait d'envisager à long terme une bien meilleure pilotabilité du chauffage électrique, sans perte de confort pour les occupants<sup>174</sup>.

Les rédacteurs recommandent donc aux pouvoirs publics de renforcer leurs ambitions concernant la rénovation des bâtiments d'habitation anciens chauffés à l'électricité par effet Joule, à la fois quant à l'efficacité et à la pilotabilité du système de chauffage (thermostats, radiateurs) et quant à l'amélioration de la performance du bâti (isolation, inertie). Il faut toutefois noter, en matière de rénovation thermique, qu'introduire un pilotage d'appareils de chauffage en l'absence de bonne isolation a des effets limités en raison de la faible inertie thermique du bâti ; la pilotabilité d'un chauffage électrique ne peut donc dispenser, à terme, d'une action concernant la performance de l'enveloppe.

**Recommandation n° 7.** Donner une priorité explicite dans les mécanismes d'aides à la rénovation – à l'égal de celle accordée au remplacement des chaudières au fuel – à l'amélioration de la performance de l'enveloppe des bâtiments d'habitation anciens chauffés à l'électricité (isolation et inertie thermiques).

De plus, le remplacement de chaudières au fuel ou au gaz par des pompes à chaleur dans la rénovation énergétique des maisons individuelles pourrait également contribuer à la pointe de consommation électrique en période froide. C'est la raison pour laquelle les constructeurs de pompes à chaleur prônent l'installation dans certains cas de pompes à chaleur « hybrides » (c'est-à-dire avec une possibilité d'appoint gaz - ou de substitution gaz – lors des pointes de consommation électrique<sup>175</sup>, correspondant à des coûts plus élevés et à des émissions plus carbonées du système électrique). Les rédacteurs partagent cette option, au moins en ce qui concerne les cas où une amélioration importante de l'isolation du bâti ne peut pas être réalisée en même temps que le changement de mode de chauffage ; ils constatent avec satisfaction que ces PAC hybrides sont incluses parmi les opérations éligibles au système des certificats d'économies d'énergie (y compris l'opération « Coup de pouce » en cours) et aux aides Ma Prime Renov<sup>176</sup> ; ils recommandent que ce type d'aides soit prolongé au moins

<sup>174</sup> Les habitants n'étant pas prêts à laisser la température intérieure du logement baisser de manière trop importante, la possibilité de couper ou même de baisser fortement le chauffage est très limitée dans le temps si le bâti ne présente pas une bonne inertie. On considère qu'un demi-degré n'est pas très perceptible et qu'un degré Celsius peut être accepté par beaucoup de consommateurs s'il existe une incitation économique ; ce peut correspondre à une durée allant d'une demi-heure (dans le pire des cas) à plusieurs heures d'interruption de chauffage.

<sup>175</sup> Il existe des PAC « hybrides » avec appoint électrique, dont la justification est tirée de la possibilité de dimensionner à la baisse le système thermodynamique de la PAC et du médiocre coefficient de performance de cette dernière lors des périodes les plus froides ; toutefois, ce système ne présente a priori pas d'intérêt pour réduire la pointe de consommation d'électricité et il n'est donc pas recommandé de le laisser se développer.

<sup>176</sup> Selon la documentation GRDF, pour être éligible aux aides, la PAC hybride gaz doit respecter quelques critères techniques :  
- l'efficacité énergétique saisonnière (ETAS) du module PAC doit être supérieure ou égale à 111 % (PAC moyenne / haute température) ;

jusqu'en 2023, c'est-à-dire cinq ans avant l'échéance à laquelle les « passoires thermiques » ont une obligation de travaux qui devrait les conduire à atteindre la classe E (donc à améliorer l'enveloppe du bâti de manière à diminuer significativement le besoin de chauffage et donc les appels de puissance émanant de la PAC).

Au total, s'agissant du pilotage des consommations d'électricité dues au chauffage, il y aura une grande différence entre les bâtiments récents (ou rénovés en profondeur), bien isolés et équipés d'installations efficaces et possiblement pilotables, et l'ancien (bâtiments construits avant 1975) médiocrement ou mal isolé et encore équipé d'installations non pilotables.

Comme mentionné ci-dessus, à partir d'une consommation d'électricité à des fins de chauffage dans l'habitat de 43,7 TWh en 2016, RTE évalue celle de 2035 à 42,4 TWh, alors que l'ADEME avance le chiffre de 13,6 TWh en 2050. Cependant, pour l'ADEME, il s'agit exclusivement de consommation des PAC, le chauffage par effet Joule étant alors supposé entièrement « éradiqué » ; cette dernière hypothèse, pour souhaitable qu'elle puisse paraître au regard de l'objectif de réduction de la pointe de demande, apparaît toutefois optimiste, pour les raisons évoquées ci-dessus<sup>177</sup>. En tenant compte, par ailleurs, de la pénétration attendue de l'électricité, souhaitée par les pouvoirs publics en raison de son caractère largement décarboné, dans les usages de chauffage (sous la forme de PAC), les rédacteurs raisonneront donc sur la poursuite jusqu'en 2050 du rythme très modéré de baisse de consommation anticipé par RTE pour 2035 (à défaut d'avoir à leur disposition de nouvelles simulations tenant compte de ces différents facteurs). L'ordre de grandeur de la consommation de chauffage en 2050 considéré ici sera donc de 40 TWh.

L'ADEME estime en outre le potentiel de flexibilité des consommations de chauffage à 38 % en 2035 et à 75 % en 2050. Il s'agit, dans le contexte d'un modèle de simulation du fonctionnement du système électrique, de la quantité d'électricité que le modèle peut « mobiliser » à des fins d'optimisation (sous contrainte<sup>178</sup>) ; le pourcentage en question reflète donc à la fois l'équipement des ménages en matériels communicants et la programmation desdits équipements (qui les autorise à répondre favorablement à des signaux tarifaires).

Pour les rédacteurs, la rénovation massive des bâtiments permettra bien, si leurs recommandations sont suivies d'effet, de rendre flexible une grande partie de cette consommation (grâce à des équipements communicants et à une bonne isolation et une meilleure inertie thermique des bâtiments). Cette flexibilité permettra de déplacer une part de consommation, par anticipation ou report de deux ou trois heures, en limitant à un demi-degré ou au maximum à un degré Celsius la variation de température dans les logements (la légère perte de confort étant censée être compensée

---

- la PAC hybride gaz doit être équipée d'un régulateur relevant de l'une des classes IV, V, VI, VII ou VIII.

<sup>177</sup> Le raisonnement utilisé ici concernant le remplacement du chauffage par effet Joule repose sur l'hypothèse de la mise en place d'un circuit d'eau chaude alimenté par une chaudière ou une PAC centralisée (géothermique ou le plus souvent air-eau) ; il existe bien sûr d'autres solutions, notamment en chauffage au bois (poêles) ou à base de PAC air-air, qui n'exigent pas forcément de circulation d'eau chaude mais qui imposent d'autres contraintes (cf. en particulier le bruit pour les « splits » air-air). Bien entendu, ces autres solutions ne doivent pas être *a priori* exclues des mécanismes d'aides à la rénovation.

<sup>178</sup> La contrainte peut concerner l'amplitude de la période à l'intérieur de laquelle la consommation peut être reportée (souvent la journée) ou la puissance maximale.

pour les habitants par les économies financières liées au différentiel de tarif appliqué). Ceci peut donc être un outil efficace de gestion – notamment - de ce qui restera probablement, en hiver, la « pointe du soir » entre 18 h et 20 h.

Il apparaît cependant très optimiste d'envisager que 75 % de la consommation devienne aisément « déplaçable » au sein de chaque journée. En retenant que 75 % des ménages se chauffant à l'électricité seraient à terme sensibles aux avantages financiers liés à des tarifs dynamiques et que la programmation de leurs appareils aboutirait de fait à autoriser le report (ou l'anticipation) d'un tiers de leurs consommations (soit l'équivalent d'environ 8 h par jour, en deux à quatre plages par exemple), le chiffre de 25 % de la consommation totale apparaît plus réaliste. En l'appliquant à une consommation de 40 TWh en 2050, on voit que le volume d'électricité potentiellement déplacé pourrait atteindre 10 TWh/an. On peut également en déduire que, lors de la pointe d'hiver la plus sévère, tous les ménages adhérant au principe, soit 75 % d'entre eux, s'effaceraient (si le système électrique est en limite d'équilibre à ce moment-là, c'est-à-dire si l'éolien produit peu) : la pointe de consommation évitée pourrait alors atteindre de l'ordre de 20 GW.

### La ventilation et la climatisation

En parallèle, selon RTE, la ventilation et la climatisation représentent, dans l'habitat en 2016, une consommation de 2,8 TWh, soit 1,8 % du total ; elle devrait croître fortement, à 4,4 TWh en 2035, essentiellement en raison du développement attendu de la climatisation. Pour EDF R&D, la ventilation représente 5,1 TWh en 2016 et la climatisation 2,7 TWh, soit un total de 7,8 TWh, très différent de l'estimation de RTE. L'ADEME avance un chiffre de 4,7 TWh en 2050 pour la seule climatisation<sup>179</sup>.

S'agissant de la ventilation, il est clair que la rénovation de l'enveloppe des bâtiments, en améliorant leur étanchéité, conduira à la mise en place, là où elle n'existe pas encore, d'une ventilation mécanique contrôlée (VMC). Dans un certain nombre de cas, parfois en rénovation mais surtout dans le neuf, il sera fait appel à une ventilation « double flux », en raison des économies de chaleur importantes que cette technologie permet. Ces évolutions devraient conduire à une augmentation de la consommation d'électricité pour la ventilation mais, en même temps, il devrait être possible d'asservir le fonctionnement de ces systèmes au réel besoin de renouvellement d'air, attesté par les indications de capteurs de présence humaine ou de pollution de l'air intérieur (notamment CO<sub>2</sub>) dans les logements. Ce « pilotage » souhaitable de la consommation n'obéira pas, dès lors, à des nécessités liées au système électrique. Il ne sera donc pas davantage évoqué ici.

S'agissant de la climatisation, il est non moins clair que les canicules récentes créent une demande de confort d'été nouvelle et il est probable que celle-ci ne pourra pas être partout entièrement satisfaite par la bonne gestion de dispositifs constructifs « passifs » liés au bâti (protections solaires, gestion des circulations d'air, etc.). Il reste évidemment souhaitable, notamment dans la construction neuve, de limiter au minimum le recours à des systèmes de climatisation « actifs », en privilégiant le cas échéant des solutions plus douces de « rafraîchissement », mais il est en tout cas indispensable d'éviter que les occupants ne soient conduits à se doter d'appareils mobiles au rendement souvent exécrationnel. Les

---

<sup>179</sup> la consommation de la climatisation étant multipliée par 6 par rapport à 2010 selon les hypothèses de l'ADEME

règles de construction (dans le neuf puis en rénovation) devraient, de l'avis des rédacteurs, rapidement traiter cette question de manière approfondie et réaliste.

Un équipement raisonné en matériel de climatisation, qui semble donc incontournable, devra s'appuyer sur des équipements de qualité, qui seront probablement communicants et pilotables (certains appareils aujourd'hui sur le marché offrent déjà cette fonction). En considérant par ailleurs la rénovation du bâti, génératrice d'isolation et d'inertie thermiques, on pourra dès lors considérer que la quasi-totalité des consommations de climatisation dans le logement devrait être pilotable à l'horizon 2050 (conduisant à des anticipations ou reports de consommation de l'ordre de deux ou trois heures par exemple). Il faut enfin souligner la très bonne synchronisation à attendre entre les besoins de climatisation dans l'habitat et la production solaire, ce qui réduira considérablement la difficulté à assurer la fourniture pour cet usage et le coût correspondant.

En conclusion, les rédacteurs retiennent que le chiffre de consommation avancé par l'ADEME pour 2050, soit 4,7 TWh/an, est un strict minimum ; le besoin de décaler cette consommation en fonction d'incitations tarifaires sur le système électrique restera très limité.

### 3.2.7.2 *La production d'eau chaude sanitaire*

La deuxième consommation électrique en quantité dans le bâtiment résidentiel est celle de l'eau chaude sanitaire (ECS). Elle représente 19,6 TWh en 2016 et 12 % du total selon RTE. La production – lorsqu'elle fait appel à l'électricité – est assurée principalement à l'heure actuelle par des chauffe-eau à ballon d'accumulation (qui constituent un stockage de chaleur), déjà largement utilisés (par 7 millions de foyers) en matière de déport de consommation vers les heures creuses, avec une capacité de report évaluée à 8 GW, ce qui en fait le principal levier actuel de flexibilité.

Selon RTE, la consommation devrait descendre à 16 TWh en 2035 (dans la trajectoire « intermédiaire 3 » du BP 2017). L'ADEME envisage pour sa part, dans ses études de long terme, une consommation réduite à 6,5 TWh en 2050, ce qui suppose l'utilisation systématique de moyens de production plus efficaces (chauffe-eau thermodynamiques ou pompes à chaleur multifonctions) ou ne faisant pas appel à l'électricité (solaire, gaz).

La flexibilité permise par l'ECS est appelée à perdurer et devrait pouvoir s'adapter facilement à un pilotage plus élaboré en liaison avec une tarification dynamique<sup>180</sup>. Elle est évaluée par l'ADEME à 63 % en 2035 et à 100 % en 2050. Néanmoins le report de consommation (probablement proche de la consommation totale évaluée à 19,6 TWh/an par RTE) est amené à se réduire avec le déploiement progressif de chauffe-eau thermodynamiques (CET), y compris dans le collectif. De manière cohérente avec une flexibilité de 100 %, il est ainsi évalué par l'ADEME à seulement 6,5 TWh en 2050.

---

<sup>180</sup> Le pilotage statique HP/HC actuel permet d'ores et déjà des adaptations locales, comme l'introduction d'heures creuses méridiennes, notamment dans le sud de la France. Toutefois, la durée minimale de ces plages a été fixée à deux heures car des durées inférieures ne permettent pas de maintenir une température de soutirage toujours suffisante dans des chauffe-eau à effet Joule où l'eau est stratifiée selon la température et où le fonctionnement de la résistance provoque un phénomène de brassage (« upwelling ») ; le même phénomène ne se produit pas sur les CET car la source de chaleur y est périphérique et répartie sur une grande partie de la hauteur.

Ceci n'aurait cependant pas d'inconvénient pour le système en ce qui concerne le passage des pointes de consommation hivernales puisque le remplacement de chauffe-eau à effet Joule par des chauffe-eau thermodynamiques ferait également baisser la demande de pointe potentielle – et, aujourd'hui comme en 2050, virtuelle – de ces équipements (l'ADEME estimant que la puissance maximale déplacée en 2050 serait de 3 GW au lieu des 8 GW actuels avancés par RTE). En revanche, cette mutation ferait également disparaître au moins une partie de la capacité des ballons d'eau chaude à accumuler – et donc à valoriser – une électricité « fatale » issue des énergies renouvelables pendant les périodes les plus favorables (*a priori* surtout des heures ensoleillées l'été ou en mi-saison) ; les rédacteurs n'ont pas tenté d'analyse détaillée qui permettrait de comparer les avantages (économiques et écologiques) d'une réduction importante de la consommation annuelle liée à la production d'ECS par des CET et la perte d'opportunité que cette réduction impliquerait quant à la valorisation d'électricité « fatale ».

Par ailleurs, le remplacement des « ballons d'eau chaude » à effet Joule existants par des CET va se heurter à des obstacles. En effet, même en présence d'une incitation économique (aujourd'hui absente), l'exiguïté de certains logements et de la place qui y est réservée au ballon d'eau chaude ne permettra pas toujours de le remplacer par un CET plus volumineux<sup>181</sup> et nécessitant un échangeur avec une source froide<sup>182</sup>. Aujourd'hui, ces équipements sont essentiellement installés dans la construction neuve. C'est pourquoi les rédacteurs ne retiennent pas, pour 2050, l'hypothèse de l'ADEME. Ils proposent, faute de simulations plus élaborées, de supposer la poursuite au-delà de 2035 du rythme de réduction de la consommation envisagé par RTE entre 2016 et 2035 ; ceci conduirait à une consommation d'environ 13 TWh en 2050, soit le double de celle envisagée par l'ADEME.

Quels que soient les équipements, il est toutefois clair que la production d'ECS peut sans difficulté majeure passer progressivement d'un état actuel de flexibilité « statique » (grâce aux tarifs HP/HC) à une flexibilité « dynamique » adaptée aux futures conditions du système et du marché électriques. Les rédacteurs retiendront donc, suite à une « règle de trois » très simple, un déplacement potentiel de consommation de 13 TWh et une pointe évitée de 6 GW en 2050.

### 3.2.7.3 Les autres usages de l'électricité dans le bâtiment résidentiel

#### Commentaires sur les estimations de consommation

Selon les chiffres de RTE figurant dans le Tableau 9 (cf. paragraphe 3.2.1), les usages de l'électricité dans les bâtiments résidentiels représentent - hors CVC et ECS - une consommation de 92,5 TWh en 2016, soit 58 % de la consommation totale de ces bâtiments. Les principaux usages domestiques (lavage, séchage et froid, technologies de l'information et de la communication, cuisson et éclairage) représentent un sous-ensemble qui compte pour 42 % des consommations, soit 66,8 TWh, dont 11,3 TWh pour la cuisson. Si on tient compte des autres usages plus diffus (25,7 TWh), les usages

---

<sup>181</sup> Le CET oblige à mettre en place un échangeur externe et un groupe compresseur, qui augmentent l'encombrement par rapport au chauffe-eau à effet Joule, à capacité de stockage d'eau chaude égale. Toutefois, le risque existe que les consommateurs réduisent la capacité de leurs ballons, prenant en considération qu'à puissance électrique appelée égale, le CET permet de chauffer l'eau trois ou quatre fois plus vite ; une telle évolution irait bien entendu à l'encontre de l'objectif de pilotabilité mais exposerait les consommateurs à des prix d'électricité momentanément élevés. L'introduction rapide de tarifs dynamiques devrait freiner une telle tendance.

<sup>182</sup> La source froide est idéalement l'air extrait par la ventilation mécanique mais, en rénovation, il s'agirait plus vraisemblablement de l'air ambiant du logement (créant un effet de refroidissement inverse de celui du réfrigérateur).

spécifiques (y compris éclairage mais hors cuisson) s'élèvent donc à 81,2 TWh, soit 51 % des consommations du bâtiment.

RTE prévoit que cette consommation spécifique diminuera de 81,2 TWh en 2016 à 60,5 TWh en 2035 (dans son scénario « intermédiaire 3 »). L'ADEME l'évalue à 65,8 TWh dans ses projections à 2050 ; elle apparaît donc au total comme modérément décroissante.

*La directive européenne « ecodesign » impose des contraintes d'efficacité aux appareils ménagers (voir paragraphe 3.2.4). Des règlements de la Commission prévoient des échéanciers concernant les nouveaux équipements mis sur le marché ; leur plein effet n'est atteint que progressivement, à la faveur du renouvellement du parc. La baisse de la consommation unitaire des équipements de la maison qui en découle est illustrée par les anticipations de RTE figurant au*

Tableau 12 (relatives à la trajectoire « intermédiaire 3 » du BP 2017). Les évolutions démographiques, du taux d'équipement des ménages et des usages sont des facteurs de hausse qui ne compensent donc pas une tendance générale à la baisse.

Consommation domestique moyenne			2016 2350 kWh	2035 1350 kWh
Blanc		Réfrigérateur	270 kWh	160 kWh
		Congélateur indépendant	340 kWh	170 kWh
		Lave-linge	160 kWh	120 kWh
		Sèche-linge	380 kWh	140 kWh
		Lave-vaisselle	200 kWh	140 kWh
TIC		TV 42 "	260 kWh	80 kWh
		Ordinateur	130 kWh	50 kWh
		Box TV/Internet	180 kWh	110 kWh
Cuisson		Plaques électriques	210 kWh	140 kWh
		Four	150 kWh	100 kWh
Éclairage		Éclairage	300 kWh	110 kWh

Tableau 12 – Estimation de la consommation annuelle par ménage équipé des équipements de la maison (source : RTE BP 2017)

Les usages spécifiques les plus consommateurs ont été étudiés par EDF R&D dans l'article de MM. Guillaume Binet et Jean-Michel Cayla précité, par exploitation d'une enquête portant sur 4 000 ménages représentatifs (cf. paragraphe 3.2.1). Le Tableau 13 ci-dessous couvre un volume de consommation de 39 TWh en 2016 identifié par EDF R&D, représentant plus de la moitié des usages spécifiques (70,4 TWh hors ventilation et climatisation, selon la même source) ; elle indique en outre le taux d'équipement des ménages pour chacun des appareils correspondants. Globalement, ce sont l'éclairage, les réfrigérateurs et les téléviseurs qui, avec des taux d'équipement très élevés, représentent les principaux postes.

	Consommations (TWh/an)	Taux d'équipement (%)
Ordinateur portable	1,2	105
Sèche-linge	1,8	30
Lave-vaisselle	2,2	58
Lave-linge	2,2	91
Ordinateur fixe	2,6	57
Congélateur	4,9	60
Téléviseur	6,3	157
Réfrigérateur	8,2	118
Eclairage	9,5	100
Total	39	-

Tableau 13- Consommations dues aux principaux usages spécifiques et taux d'équipement apparent des ménages (source : EDF R&D)

#### Le cas des appareils de lavage

Pour illustrer la complexité de l'évaluation de la consommation des usages spécifiques, l'étude EDF R&D propose un focus sur celle du lavage qui, malgré un champ très précis des appareils concernés (à savoir lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle), présente de fortes disparités entre quatre études différentes : comme indiqué dans le Tableau 14, un facteur 2 sépare les estimations de l'ADEME<sup>183</sup> et d'EDF R&D d'une part et celles de RTE<sup>184</sup> et du CEREN<sup>185</sup> d'autre part (pour 2015 ou 2016).

Etude	Année de référence	Consommation annuelle (TWh)			
		Lave-linge <sup>186</sup>	Sèche-linge	Lave-vaisselle	Total
ADEME	2015	2,3	1,7	2,7	6,7
EDF R&D	2016	2,2	1,8	2,2	6,2
RTE	2016				11,9
CEREN	2016				15,3

Tableau 14 – Consommation annuelle des appareils de lavage d'après quatre études (source : EDF R&D)

<sup>183</sup> ADEME - Campagne de mesures des appareils de production de froid, des appareils de lavage et de la climatisation – Rapport final juin 2016. La campagne de mesures a été réalisée en 2015.

<sup>184</sup> Chiffres 2016 issus du BP 2017

<sup>185</sup> CEREN – Suivi du parc et des consommations d'énergie - 2016

<sup>186</sup> Certains lave-linge peuvent disposer d'une fonction séchage, les auteurs font l'hypothèse qu'ils sont comptabilisés dans les lave-linge.

EDF R&D met en avant la fiabilité de ses résultats, très comparables avec ceux de l'ADEME, les deux études étant fondées sur des enquêtes auprès de ménages représentatifs. L'étude insiste sur l'importance de disposer d'un point de départ fiable (ici la consommation par poste en 2016) pour en déduire des trajectoires de consommation<sup>187</sup>.

EDF R&D indique en outre des taux d'équipement respectifs de 91 %, 58 % et 30 % pour les lave-linge, lave-vaisselle et sèche-linge ; ce taux est mesuré comme stable entre 2013 et 2016 pour les lave-linge et sèche-linge, mais en progression d'environ 10 % pour les lave-vaisselle. Par contre, la baisse de consommation par ménage équipé sur cette même période a été beaucoup plus sensible sur le lave-vaisselle (aux alentours de 13 %) que pour le lave-linge (3 %).

Cette tendance n'est cependant pas appelée à se poursuivre de manière homothétique, si on en croit les projections à 2035 de RTE figurant au Tableau 12 : elles prévoient en effet entre 2016 et 2035 une baisse de la consommation par ménage équipé de 25 % pour les lave-linge, de 30 % pour les lave-vaisselle et une quasi division par 3 pour les sèche-linge.

S'agissant de l'ADEME, les résultats de l'enquête citée ici, publiés en 2016, n'étaient manifestement pas disponibles lors de la parution de l'étude long terme « 100 % EnR » d'où sont tirés les chiffres du Tableau 10 (cf. paragraphe 3.2.1). Alors que cette agence met en évidence des consommations plus basses que RTE en 2015 / 2016 (cf. Tableau 14), ses anticipations pour 2050 (figurant dans une étude antérieure) apparaissent très élevées (20 TWh contre 6,7 TWh en 2015) ; le Tableau 10 met en évidence qu'elles sont aussi très élevées (sur un ensemble « blanc » incluant également le froid) par rapport aux prévisions de RTE en 2035 (près du double, à 29,5 TWh contre 16,9 TWh). Compte tenu des progrès continus réalisés dans la performance des équipements ménagers, les rédacteurs ne retiendront pas, dans la suite du présent rapport, les prévisions de l'ADEME pour 2050 en ce qui concerne les consommations liées au lavage.

Faute de meilleure estimation, ils observeront que les équipements de lavage représentent aujourd'hui, d'après EDF R&D, environ un tiers des consommations des produits blancs (lavage et froid) et ils supposeront que cette proportion restera largement valable à l'horizon 2050<sup>188</sup> ; en supposant que la croissance démographique et le développement des usages compenseront les gains d'efficacité sur ces équipements après 2035, ils appliqueront cette proportion à la prévision de RTE pour les produits blancs en 2035 (16,9 TWh) et retiendront donc – pour les besoins de la suite de ce rapport – une estimation très approximative de 5 à 6 TWh pour la consommation des lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle entre 2035 et 2050, légèrement inférieure donc à la consommation actuelle estimée par EDF R&D (6,2 TWh).

---

<sup>187</sup> Pour le présent rapport, la même remarque s'applique bien entendu à l'estimation des « gisements » de flexibilité.

<sup>188</sup> Ceci résulte aussi de la consultation du BP 2017.

### Le cas du numérique

Le BP 2017 de RTE établit que la consommation d'électricité du numérique (incluant l'audiovisuel) dans le secteur du bâtiment résidentiel est estimée à 13 % de la consommation totale, soit environ 20,9 TWh par an. Elle est légèrement supérieure à celle de l'eau chaude sanitaire pour ce qui est de l'électricité<sup>189</sup>. Récemment, le numérique a été présenté<sup>190</sup> comme porteur d'un risque de forte croissance de sa consommation au niveau mondial, dû à la fois à la multiplication d'usages fortement consommateurs dans les pays développés et à un développement rapide du téléphone mobile dans les pays en développement. Cette consommation du numérique se répartit suivant le schéma de la Figure 23, qui montre que la consommation réalisée au niveau de l'utilisateur - que l'on admettra liée au résidentiel<sup>191</sup> (donc 20,9 TWh/an en France selon RTE) - représente environ 20 % de la consommation totale liée au numérique, les autres parts se répartissant entre la fabrication des équipements, les réseaux et les data centers.

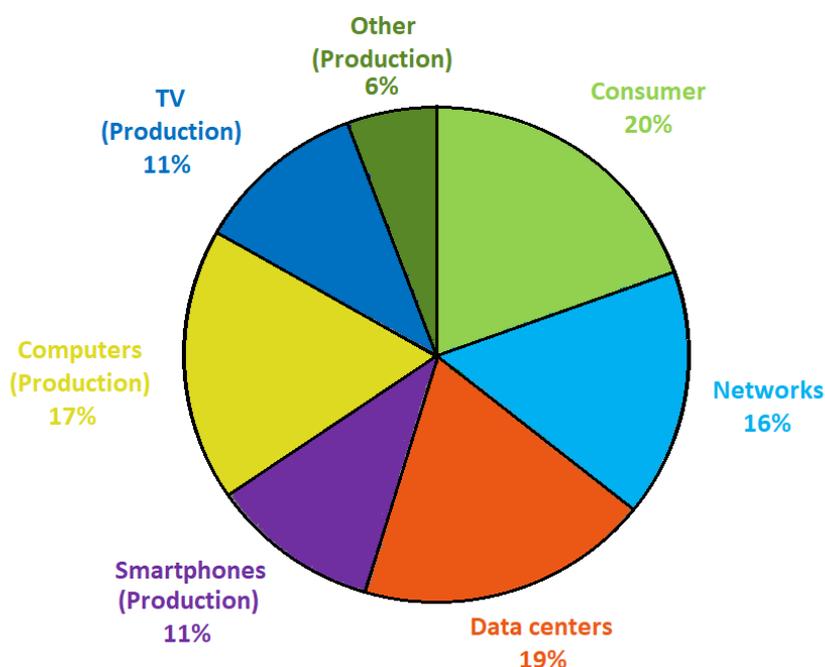


Figure 23 - Répartition des consommations du numérique au niveau mondial en 2017 (source : Shift Project)

L'étude du CGE sur les consommations du numérique réalisée en 2019, déjà citée au paragraphe 3.1, chiffre la consommation en France dans les bâtiments résidentiels<sup>192</sup> des différents équipements, à savoir les téléviseurs, les boîtiers, les téléphones mobiles et tablettes et les PC, à partir des parcs d'équipements ; elle établit ensuite des simulations qui permettent des projections en 2030.

Cette étude établit que cette consommation résidentielle annuelle est en légère baisse depuis dix ans et devrait baisser de façon assez significative d'ici 2030, notamment en raison d'une meilleure

<sup>189</sup> La préparation d'eau chaude sanitaire utilise également le gaz.

<sup>190</sup> Notamment par le Shift Project dans ses rapports

<sup>191</sup> Même si certains usages comme la recharge d'appareils nomades peuvent être effectués à l'extérieur, on verra dans la suite que la consommation est principalement due aux téléviseurs, aux boîtiers et aux PC domestiques.

<sup>192</sup> Indépendamment de la consommation « induite » dans les réseaux et les data centers

efficacité des équipements (cf. Tableau 15 ci-dessous qui montre, pour chaque famille d'équipements, les variations annuelles très rapides des facteurs-clés déterminant ces consommations).

Cette baisse devrait concerner notamment les téléviseurs, notamment grâce à l'utilisation de technologies LED moins consommatrices, avec une consommation divisée par 2 d'ici 2030 (de 10 à 5 TWh), et les ordinateurs et tablettes, avec une consommation réduite de 33 % (de 7,5 à 5 TWh). Celle des boîtiers devrait rester stable à 5 TWh. Il est à noter que, contrairement aux appareils ménagers, la consommation des équipements numériques de la maison est peu réglementée (sauf en ce qui concerne les téléviseurs qui appartiennent aux deux familles) et a plutôt fait l'objet d'initiatives volontaires des acteurs. Cependant, pour accroître l'autonomie des appareils mobiles (téléphones, PC et plus récemment tablettes), les fabricants au niveau mondial ont mis en œuvre une politique de sobriété, notamment pour les composants (ces efforts ayant été étendus aux PC fixes), ce qui a conduit à une baisse de la consommation globale de tous les équipements. Une exception reste le cas des boîtiers qui présentent le double inconvénient d'être toujours branchés et d'être spécifiés par les opérateurs, non intéressés à leur consommation qui est à la charge du client final. Elles représentent également de plus petites séries que les PC ou les mobiles.

	Consommation 2018 (GWh)	Variation du parc	Variation du temps d'utilisation	Efficacité énergétique	Consommation 2030 (GWh)
Téléviseurs	10 000	-0,6%	-3,2%	-5%	4 996
Smartphones	240	+1,9%	+4,5%	-5%	255
Ordinateurs-tablettes	7 510	0%	+4,5%	-7%	4 924
Box	5 030	0%	0%	0%	5 030
Data centers	7 870	+10,1% (pour moitié)		-4%	10 096
Réseaux	5 100	+10,1% (pour moitié)		-4%	6 543
<b>Total</b>	<b>35 750</b>				<b>31 843</b>

Tableau 15 - Consommations résidentielles du numérique en France – Situation en 2018 et projection en 2030 (source : CGE)

Par contre, les consommations des réseaux et des data centers, qui sont des consommations induites, devraient croître avec le développement de nouveaux usages vidéo. Le sujet des data centers est traité au paragraphe 3.1 concernant le bâtiment tertiaire.

Ces chiffres sont comparables à l'estimation de RTE citée ci-dessus (20,9 TWh en 2016 dans le secteur résidentiel), puisque cette dernière est assez proche du total des quatre premières lignes du Tableau 15 (qui correspondent très majoritairement à des consommations au domicile).

Le rapport du CGE énonce des recommandations qui portent notamment sur la mise en veille ou l'arrêt des équipements non utilisés et la définition de services et de protocoles sobres qui contribuent à la baisse globale de la demande<sup>193</sup>.

<sup>193</sup> Il n'a en revanche pas examiné la question de la flexibilité.

### Le pilotage des consommations

Pour ce qui est de la flexibilité, l'ADEME, dans ses simulations à long terme (2050 ou 2060 – cf. chapitre 1 et Tableau 1), juge le « blanc » (lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle, hors réfrigérateurs et congélateurs) assez peu flexible dans un futur proche (9 % en 2035), mais davantage à long terme (38 % en 2050 et 56 % en 2060). Pour 2050, cette prévision suppose que la moitié des usages « blancs » de 75 % des consommateurs résidentiels est pilotable quotidiennement.

Les rédacteurs proposent de retenir cette hypothèse comme réalisable, dans un contexte où le fonctionnement de la plupart de ces appareils est facilement « décalable », où ils seront à cet horizon massivement « communicants », et dans la mesure où une incitation économique au pilotage résultera du système des prix. Le fait de ne retenir que la moitié des usages et 75 % des consommateurs permet de prendre en considération des contraintes de voisinage, comme la gêne que peuvent causer le bruit et les vibrations dans la phase d'essorage des lave-linge ; il est cependant recommandé à cet égard de veiller à l'amélioration des performances de ces équipements dans le cadre des objectifs environnementaux poursuivis par la directive « écodesign » (voir paragraphe 3.2.4).

Cependant, l'ADEME applique ce pourcentage de 38 % de flexibilité à une consommation estimée de 20 TWh, ce qui la conduit à identifier un déplacement potentiel de consommation de 8 TWh annuels, avec une pointe évitée à 3 GW. Les rédacteurs ont pour leur part expliqué ci-dessus pourquoi ils retiennent plutôt une consommation de 5 à 6 TWh pour ce poste en 2050. Une simple « règle de trois » les conduit dès lors à estimer le potentiel de déplacement de consommation à environ 2 TWh et la pointe évitée à environ 1 GW.

Le « blanc » (limité au lavage-séchage) est le seul poste consommateur d'électricité de la maison (hors CVC et préparation d'ECS) qui est ainsi retenu par l'ADEME dans ses études long terme comme représentant un potentiel de pilotage significatif. Les rédacteurs concluent également que les autres usages qui représentent des consommations importantes, à savoir l'éclairage, le froid (réfrigérateur et congélateur), la cuisson (fours encastrables, cuisinières et tables de cuisson) et le numérique (TV, ordinateurs, audio, etc.) ne se prêtent pas facilement à un pilotage des consommations en fonction de signaux tarifaires, pour les raisons suivantes :

- la sécurité alimentaire exige de maintenir les températures dans les appareils de froid dans des limites précises, et l'inertie thermique de ces équipements peut difficilement permettre des arrêts prolongés du groupe frigorigène ; il faut par ailleurs qu'ils puissent rétablir rapidement leur température de consigne lorsqu'ils sont ouverts, ce qui a généralement lieu aux heures des repas, qui sont également des heures de grande consommation ;
- la cuisson a nécessairement un profil dépendant des heures de repas et s'accommoderait mal d'ordres d'effacement ou d'anticipation de consommation ;
- l'éclairage est évidemment très dépendant de l'heure de la journée ; s'il est probablement légèrement modulable, ce ne peut donc être que dans des limites fortes ; il faut enfin noter que ses consommations baissent rapidement avec les interdictions successives des lampes les plus consommatrices ;
- en dehors de la recharge des smartphones dont la consommation est très faible (255 GWh/an) et éventuellement de celle des ordinateurs portables (mais qui sont souvent utilisés branchés

au domicile), les autres consommations du numérique liées au bâtiment (TV, audio, etc.) sont directement associées à la présence au domicile et apparaissent de ce fait peu pilotables en fonction de paramètres liés au système électrique.

### 3.2.8 L'autoconsommation, niche pour le pilotage

Le dispositif de l'autoconsommation concerne les conditions juridiques et économiques d'insertion dans le système électrique d'une production décentralisée assurée par un consommateur (le plus souvent par des capteurs solaires photovoltaïques). Il sera ici question de l'autoconsommateur individuel et non des opérations collectives (qui mériteraient un examen spécifique, dans un esprit similaire).

Le principe de l'autoconsommation est que le producteur utilise l'électricité qu'il produit en priorité pour satisfaire ses besoins instantanés<sup>194</sup> ; il achète de l'électricité lorsque sa production propre ne lui permet pas de satisfaire ses besoins et il vend une partie de son électricité lorsque sa production est excédentaire. La vente peut s'effectuer, soit auprès d'EDF qui est soumise à une obligation d'achat à un prix fixé par la CRE pour la durée du contrat, soit auprès d'un autre fournisseur mais qui n'est soumis ni à cette obligation d'achat ni au tarif réglementé<sup>195</sup>. Le différentiel de prix de l'électricité entre l'achat au fournisseur<sup>196</sup> et la vente, actuellement toujours réalisée à un prix inférieur<sup>197</sup>, crée dès aujourd'hui pour l'autoconsommateur individuel une incitation forte à gérer au plus près, en fonction de sa production, ses périodes de consommation (et parfois de stockage/déstockage) et justifie l'investissement dans un système « gestionnaire d'énergie » et le recours aux services associés.

Il convient de noter que la configuration décrite ci-dessus se rencontre particulièrement dans les maisons individuelles neuves qui sont soumises, en application de la RT 2012, à une obligation d'utilisation d'énergie renouvelable à hauteur d'au moins 10 % de leurs consommations réglementées ; les pompes à chaleur et CET sont pris en compte pour satisfaire cette obligation, mais celle-ci peut également être satisfaite par l'installation de chauffe-eau solaires ou de panneaux solaires photovoltaïques. Dans ce contexte, EDF a promu une offre d'auto-consommation d'électricité photovoltaïque<sup>198</sup>.

Même si, d'un point de vue théorique, l'optimum individuel n'est pas toujours exactement en phase avec l'optimum global (à l'échelle du système), le développement de ce type d'offre est à encourager et à renforcer, au titre de l'apprentissage d'un comportement avisé de pilotage des consommations chez les citoyens-consommateurs et comme créatrice d'un marché domestique pour les équipements et services associés.

En effet, le pilotage de la demande d'électricité trouve ici une niche de rentabilité immédiate pour le consommateur qui devrait susciter – aux côtés du véhicule électrique qui lui est parfois associé – des

---

<sup>194</sup> et éventuellement pour charger une installation complémentaire de stockage

<sup>195</sup> Enercoop achète ainsi à 6 centimes les kWh superflus de ses clients.

<sup>196</sup> Traduit dans un « tarif de vente » TTC par le fournisseur

<sup>197</sup> La vente se fait à un « tarif d'achat » par EDF ou un autre fournisseur.

<sup>198</sup> Plutôt que de revente totale de la production

innovations technologiques, tarifaires et réglementaires préparant les phases ultérieures de généralisation du pilotage de la demande.

Les rédacteurs souhaitent que la réglementation applicable et les tarifs de vente et d'achat actuellement en vigueur soient à l'avenir adaptés pour suivre les évolutions du marché électrique.

**Recommandation n° 8.** De manière à maintenir durablement une incitation adéquate au pilotage de leur demande d'électricité par les autoconsommateurs, veiller à ce que la réglementation et les tarifs de vente et d'achat qui leur sont applicables évoluent en cohérence avec la montée en puissance progressive de tarifs dynamiques sur le marché des particuliers.

### **3.3 Conclusions concernant le bâtiment**

Le secteur du bâtiment, et particulièrement celui du logement, est le carrefour d'attentes multiples des citoyens et de politiques publiques (sociales, économiques, sanitaires, écologiques) censées y répondre. Si l'énergie a bien trouvé sa place, depuis (au moins) le premier choc pétrolier, parmi les problématiques à traiter, le lien entre la courbe de charge des consommations d'électricité du bâtiment et les mutations en cours de notre système électrique n'y a pas encore trouvé de traduction visible<sup>199</sup>. Or les technologies numériques permettront au consommateur professionnel ou domestique, dans les prochaines années – selon des modalités différentes et bien entendu dans certaines limites –, d'adapter ses consommations aux besoins de l'équilibre offre-demande du système électrique et de limiter ainsi sa facture, dans un contexte de variabilité croissante des prix (de gros comme de détail), tout en contribuant à réduire les coûts totaux et les impacts du système. Les coûts initiaux associés à cette évolution peuvent rester très modestes, dans la mesure où elle est conçue, notamment du côté des pouvoirs publics, en synergie avec les actions d'économies d'énergie – particulièrement vers les ménages en précarité énergétique - et avec la politique numérique.

Dans le bâtiment tertiaire, les logiques économiques devraient prévaloir pour permettre aux occupants de bénéficier, le moment venu, de la variabilité des prix de l'électricité – plutôt que de la subir – en s'appuyant sur des moyens techniques comme la GTB et des bâtiments « smart grid ready ». En excluant le véhicule électrique (traité au chapitre 2, mais dont la recharge sur le lieu de travail est bien identifié comme un aspect important), l'examen qualitatif et quantitatif (à partir des études examinées) des leviers de flexibilité dans ce secteur conduit à retenir essentiellement les grands commerces alimentaires et surtout les bureaux, pour les usages thermiques (chauffage et ECS) et la

---

<sup>199</sup> Le propos porte sur les mutations « en cours ». Le système électrique a connu de nombreuses mutations dans sa (jeune) histoire, la dernière (majeure) étant le programme électro-nucléaire, qui a été notamment accompagné d'une promotion de l'électricité comme moyen de chauffage des locaux et de préparation d'ECS. Diverses mesures en ont directement ou indirectement découlé comme, du côté de l'offre, l'introduction du « suivi de charge » dans le pilotage de nos centrales nucléaires et, du côté de la demande, les tarifs HP/HC et EJP (puis Tempo). Il s'agit aujourd'hui de concevoir, dans un esprit similaire mais dans un contexte très différent (ouverture du marché, interconnexions, numérique) des réponses adaptées à la transition énergétique.

climatisation. Le Tableau 16 indique les estimations – nécessairement approximatives - du potentiel de déplacement de consommation et de pointe évitée<sup>200</sup> auxquelles les rédacteurs sont parvenus.

Une analyse similaire concernant le secteur de l’habitat conduit en outre les rédacteurs à retenir le chauffage, l’eau chaude sanitaire et les « produits blancs » (lavage-séchage – hors froid). Les estimations des potentiels de déplacement de consommation – essentiellement au sein d’une même journée – et de pointe évitée à l’horizon 2050 sont également repris au Tableau 16.

	Déplacement de consommation (TWh/an)	Pointe de consommation évitée (GW)
<b>Tertiaire</b>		
Chauffage, ECS, climatisation	15	10
<b>Habitat</b>		
Chauffage	10	20
ECS	13	6
Produits blancs	2	1
<i>Total habitat</i>	25	27
<b>Total bâtiments</b>	<b>40</b>	<b>37</b>

Tableau 16 – Potentiels de flexibilité à l’horizon 2050

Le présent paragraphe 3.3 reprend et complète ci-dessous les recommandations concernant le bâtiment, qui s’inscrivent toutes dans cette logique.

#### Équiper en GTB les bâtiments tertiaires

La **recommandation n° 3** vise à étendre progressivement, avec effet entre 2025 et 2030, l’obligation de mise en place de GTB, issue de la directive européenne sur le performance énergétique des bâtiments, à tous les bâtiments tertiaires concernés par le « décret tertiaire » (plus de 1 000 m<sup>2</sup>) et ayant une puissance électrique installée suffisante.

<sup>200</sup> La « pointe évitée » concerne ici les épisodes les plus contraignants pour le système électrique (à savoir les pointes pendant les périodes les plus froides d’hiver, entre 18 h et 20 h). Ces chiffres, qui reposent en grande partie sur un effacement de moyens de chauffage et de préparation d’ECS, ne représentent donc pas un potentiel effaçable à n’importe quel moment.

Par ailleurs, la flexibilité, ainsi qu’expliqué au chapitre 1, ne consiste pas seulement à éviter des pointes mais également à gérer toute l’année « des creux et des bosses », et notamment à stimuler ou anticiper des consommations (en vue d’un stockage sous diverses formes) lorsque les conditions de marché sont favorables. Toutefois, les chiffres mentionnés ici sont tributaires – après les corrections jugées appropriées - d’estimations de rapports où les puissances « stimulées » n’apparaissent pas toujours. Les rédacteurs ne sont donc pas en mesure d’estimer un potentiel de « puissance stimulée ».

On notera enfin que les ratios entre énergie déplacée et pointe évitée sont très différents entre le chauffage et les deux autres types d’équipements : ceci tient à la très grande saisonnalité du chauffage, marqué par de fortes pointes relativement peu fréquentes.

### Créer l'incitation économique au pilotage de la demande

Les consommateurs domestiques, pour certains déjà familiarisés avec des tarifs HP/HC, EJP ou Tempo, doivent se voir proposer, conformément à l'article 11 de la directive dite « *market design* »<sup>201</sup>, « *un contrat d'électricité à tarification dynamique* ». Il conviendrait de veiller, malgré l'intérêt prioritaire qui sera certainement – à juste titre – porté au véhicule électrique en matière d'innovation tarifaire (voir chapitre 2), à ce que de telles offres émergent aussi de manière adaptée aux seules consommations du logement, dans de bonnes conditions de sécurité pour les consommateurs. Une bonne manière pour les pouvoirs publics de « créer le mouvement » serait d'autoriser EDF et ses concurrents à proposer une offre dynamique dans le cadre d'un tarif réglementé de vente (TRV), qui pourrait – sous réserve de l'accord de la Commission européenne<sup>202</sup> – se substituer au tarif Tempo puis évoluer progressivement pour refléter la situation du marché.

**Recommandation n° 9.** Veiller à l'émergence rapide d'offres de tarifs dynamiques adaptées aux consommations du logement ; définir, après concertation avec les parties prenantes, les conditions permettant une bonne protection des consommateurs ; appliquer ces principes, sous réserve de l'accord de la Commission européenne, à un tarif réglementé de vente (TRV) qui pourrait se substituer au tarif Tempo.

Les pouvoirs publics devraient, dans le même temps, encourager le développement d'offres de services complémentaires (éventuellement associées à des matériels comme des boîtiers) par divers prestataires concernant le pilotage de la demande, tout en surveillant le marché de manière à assurer la protection du consommateur<sup>203</sup>.

### Développer l'utilisation de Linky

Le compteur communicant Linky, qui aura fait l'objet d'un investissement majeur de la nation (5 milliards d'euros, payés *in fine* par les consommateurs d'électricité), offre les fonctionnalités nécessaires pour permettre aux ménages de piloter leurs consommations électriques sur la base des signaux tarifaires qu'il transmettra. Le présent rapport présente au paragraphe 3.2.2 une **recommandation n° 4** visant à ce qu'ENEDIS prenne, aux côtés de l'ADEME, un rôle plus actif dans le développement des solutions de pilotage utilisant Linky.

Dans ce contexte, les fournisseurs d'électricité devraient être vivement encouragés à accompagner leurs offres de tarifs dynamiques auprès de leurs clients par la mise à disposition (gratuite ou à bas

---

<sup>201</sup> Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE. La transposition de l'article 11 doit intervenir avant le 31 décembre 2020.

<sup>202</sup> Sans sous-estimer la complexité des discussions avec la Commission européenne concernant les évolutions du marché français (notamment la préparation des suites à la fin de l'ARENH), il est permis de penser que la prise en compte de cet article 11 dans les TRV pourrait constituer un engagement de notre pays reçu positivement.

<sup>203</sup> L'apparition constatée sur le marché de la rénovation énergétique de prestataires indélicats ou escrocs doit à cet égard appeler à la plus grande vigilance. Un dispositif de surveillance, partagé avec les principales parties prenantes, et notamment les associations de consommateurs, devrait être instauré.

coût) des matériels nécessaires à un pilotage simple de la demande à partir de Linky (décodeurs de contacts virtuels, ERL, boîtiers, interfaces sur certains appareils<sup>204</sup>, thermostats) et par une assistance à leur installation et à leur bon usage (programmation en local et/ou via des applications sur smartphone pour les personnes qui le souhaitent).

Dans le même temps, les parties prenantes devront se mettre d'accord pour créer les conditions d'apparition sur le marché d'une offre minimale d'équipements bon marché.

**Recommandation n° 10.** Encourager les fournisseurs d'électricité à proposer, avec leurs tarifs dynamiques, les équipements permettant d'utiliser au mieux les signaux tarifaires transmis par Linky et une assistance à leurs clients pour leur installation et leur bon usage.

Sans attendre une adoption large de tarifs dynamiques par les clients, la prise de conscience des consommations mérite d'être développée par une bonne utilisation des données exportables depuis le compteur Linky en quasi-temps réel. La **recommandation n° 5** du paragraphe 3.2.2 appelle à la définition d'une nouvelle stratégie de diffusion sur le marché d'afficheurs déportés visant tous les consommateurs et notamment les ménages précaires.

#### L'offre d'équipements en « courant fort »

Au paragraphe 3.2.7.1 a été relevée l'inexistence d'une offre de PAC adaptées aux immeubles résidentiels collectifs, à des coûts admissibles pour les propriétaires. La **recommandation n° 6** invite les pouvoirs publics à susciter la mise sur le marché de tels matériels par les fabricants français, à la fois pour le bâtiment neuf et le remplacement des chaudières à combustibles fossiles, et à sécuriser le développement du marché par des aides accrues en rénovation.

Par ailleurs, les équipements de la maison seront de plus en plus « communicants ». Le label « *Energy smart* », associé à l'étiquette « efficacité énergétique », devrait conduire à l'affichage de cette caractéristique. Comme indiqué au paragraphe 3.2.4, il faudrait veiller à ce que notre pays constitue, le moment venu, un terrain favorable à sa diffusion, en cohérence avec les orientations proposées ci-dessus (concernant notamment Linky et son bon usage).

Il résulte des analyses du paragraphe 3.2.7 que la priorité devrait être accordée aux radiateurs, PAC et thermostats (pour le chauffage et éventuellement la climatisation), aux chauffe-eau (par effet Joule et thermodynamiques), ainsi qu'aux lave-vaisselle, lave-linge et sèche-linge. Après une phase initiale d'accoutumance du marché au label « *Energy smart* », une obligation concernant le caractère

---

<sup>204</sup> Dans un premier temps, il est clair que l'enjeu principal concerne le chauffage (par effet Joule ou avec PAC) et la préparation d'ECS ; pour cette dernière, le consommateur sera souvent passé, par hypothèse, d'un tarif HP/HC à un nouveau tarif dynamique.

« communicant » des appareils mis sur le marché à partir de 2028-2030<sup>205</sup> devrait être promue dans le cadre européen<sup>206</sup>.

**Recommandation n° 11.** Favoriser la pénétration sur le marché français du futur label « *Energy smart* » puis, après une phase initiale d'accoutumance du marché, rendre obligatoire au niveau européen à l'horizon 2028-2030 le caractère « communicant » des thermostats, radiateurs, pompes à chaleur, climatiseurs, chauffe-eau électriques et thermodynamiques, lave-vaisselle, lave-linge et sèche-linge mis sur le marché.

#### Assurer la cohérence des politiques d'aide à la rénovation

Le paragraphe 3.2.7.1 montre que les 3,1 millions de logements anciens (d'avant 1975) chauffés à l'électricité contribuent à la thermosensibilité du système électrique et singulièrement aux pointes de consommation. Au-delà de la mise en place de radiateurs plus performants que les anciens convecteurs, et compte tenu du coût particulièrement élevé d'un changement complet de mode de chauffage, la **recommandation n° 7** propose de donner une priorité explicite dans les mécanismes d'aides à la rénovation à l'amélioration de la performance de l'enveloppe des bâtiments concernés (isolation et inertie thermiques). Cette mesure serait cohérente avec le développement, désormais bien engagé, de l'utilisation de pompes à chaleur pour le chauffage en substitution aux chaudières à combustibles fossiles.

#### Utiliser l'effet « niche » de l'autoconsommation

Les ménages s'équipant en capteurs solaires photovoltaïques et choisissant l'autoconsommation sont, dès aujourd'hui, intéressés économiquement à faire coïncider au maximum leurs périodes de consommation avec la production solaire ; de plus, ils s'équipent nécessairement d'un matériel « gestionnaire d'énergie » pour gérer leurs flux d'énergie. Ils sont donc conduits, avec l'aide de prestataires spécialisés, à piloter leurs appareils consommateurs. Cette niche de marché est donc particulièrement favorable à l'introduction des matériels correspondants (boîtier, électro-ménager communicant, etc.), en anticipation des développements futurs sur un marché de masse.

La **recommandation n° 8** appelle l'attention des pouvoirs publics sur le besoin de maintenir durablement une incitation adéquate au pilotage de la demande par les autoconsommateurs, en prenant notamment en compte la montée en puissance attendue des offres de tarifs dynamiques sur le marché des particuliers.

---

<sup>205</sup> Cette période-cible permettrait aux fabricants d'introduire progressivement cette fonctionnalité sur leurs équipements, probablement en commençant par le haut de gamme où les marges sont meilleures, avant de la faire migrer sur l'ensemble de leur production (la « massification » entraînant une baisse des coûts) ; elle permettrait également d'avoir le bénéfice d'un effet-parc significatif à partir de 2035.

<sup>206</sup> De même que l'étiquette énergie a permis progressivement de « sortir » du marché les équipements les moins performants de chaque famille d'appareils, par des décisions réglementaires.

### L'assistance au consommateur et la formation des professionnels

Les électriciens, et notamment ceux qui interviennent en rénovation dans les logements anciens, devront être soigneusement formés aux techniques utilisées pour la communication entre appareils (compteur Linky, boîtier, thermostats et appareils divers) et à la programmation des appareils et des principaux boîtiers du marché en fonction des signaux tarifaires. En effet, ce seront les premiers intervenants en contact direct avec les habitants en cas de travaux et ils pourront également être conduits, dans de nombreux cas, à préconiser des solutions auprès de leurs clients. Si les fournisseurs ou prestataires mettront certainement des tutoriels à disposition de leurs clients, il est clair que l'intervention des artisans aidera de nombreux consommateurs dans la mise en place de leur équipement.

Cependant, une fonction de conseil aux particuliers dans la mise en place de solutions de pilotage de leurs consommations – et, avant même cette étape, de prise de connaissance de leurs consommations pour leur permettre de réaliser de réelles économies – devrait pouvoir exister de manière neutre et indépendante des fournisseurs et prestataires, surtout à destination des ménages en précarité énergétique. Cette fonction pourrait par exemple prolonger celle du réseau FAIRE<sup>207</sup> actuel, centré sur la rénovation. Un enrichissement des compétences de ce réseau – s'il est décidé de s'appuyer sur lui – sera certainement nécessaire pour prendre en charge cette problématique nouvelle.

**Recommandation n° 12.** Veiller à la disponibilité d'un réseau de conseil aux particuliers gratuit, neutre et indépendant, sur la maîtrise de l'énergie et la rénovation énergétique des logements, capable de monter en compétences pour prendre en charge les questions relatives au pilotage de la demande d'électricité des ménages.

De plus, la croissance forte attendue de l'utilisation de PAC comme moyen de chauffage (et de préparation d'ECS) exige un effort particulier de formation des chauffagistes comme des électriciens, les entreprises (installateurs et exploitants) étant encouragées à réunir ces deux compétences dans leurs équipes. Une attention particulière doit être apportée, dans les formations, à la bonne gestion des fluides frigorigènes fluorés, qui sont de puissants gaz à effet de serre et dont les conditions d'utilisation sont très précisément réglementées.

---

<sup>207</sup> FAIRE (pour « Faciliter, Accompagner et Informer pour la Rénovation Energétique ») est une signature commune de tous les acteurs qui constituent le « service public » gratuit d'information et de conseil sur la rénovation énergétique de l'habitat. Il comporte près de 400 points d'accueil sur le territoire national. Son financement était assuré essentiellement jusqu'en 2019 par des collectivités territoriales et l'ADEME ; un « programme » du système des certificats d'économies d'énergie s'est désormais substitué à cette dernière, qui reste impliquée dans l'animation du réseau.

## **ANNEXES**



## Annexe 1 : Lettre de mission



Paris, le 10 janvier 2019

**CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE**  
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES

TELEDOC 792  
BATIMENT NECKER  
120, RUE DE BERCY  
75572 PARIS CEDEX 12

N° 2019/01/CGE/ICM

Le Vice-président

à

Madame Mireille CAMPANA  
Ingénieur général des mines

Monsieur François DEMARCQ  
Ingénieur en chef des mines

Monsieur Antoine MAUCORPS  
Ingénieur général des mines

Objet : numérique et équilibre du système électrique.

Dans le cadre des travaux internes au Conseil général de l'économie, je souhaite que vous conduisiez une mission pour identifier des actions visant à accélérer l'apport des technologies numériques à l'équilibre de notre système électrique.

Celui-ci devra en effet faire appel, dès les prochaines années puis à moyen et long termes, à une flexibilité accrue de la demande, pour faire face à la décroissance programmée des sources pilotables (notamment charbon et nucléaire) et à la montée en charge des sources variables et intermittentes (solaire photovoltaïque et éolien).

À cet égard, le numérique devrait permettre une plus grande flexibilité de la demande et ainsi faciliter le rapprochement en temps réel entre cette dernière et une offre électrique à coûts marginaux fortement variables et devenant de moins en moins pilotable.

Pour formuler vos propositions d'action, vous examinerez particulièrement les secteurs ci-après, qui présentent des caractéristiques particulières.

- Le bâtiment et ses usages, qui constituent le principal poste de consommation d'électricité, déterminent largement la forme de la courbe de demande d'électricité, en raison notamment des besoins de chauffage et, davantage à l'avenir, de climatisation, mais également des nouveaux usages de l'électricité.

La généralisation en cours de compteurs d'énergie « intelligents » et « communicants » pourrait permettre très prochainement l'émergence de tarifs reflétant davantage les prix de marché en temps réel, favorisant donc un pilotage de la demande d'électricité dans les bâtiments ; ceci nécessite que le cadre réglementaire et une diffusion généralisée des moyens techniques (« smart grids », domotique, etc.) permettent l'échange d'informations et des signaux tarifaires entre les fournisseurs et les consommateurs, tout en assurant une bonne protection de ces derniers. La mission examinera les projets des divers acteurs de ces domaines, les programmes de recherche et développement et les travaux normatifs en cours, la compétitivité des industriels français, ainsi que le cas échéant les études sociologiques sur les attitudes des Français et les cadres réglementaires applicables, de manière à faire toutes propositions utiles sur ces différents aspects ; elle donnera son estimation des gains à attendre d'une telle évolution en termes de flexibilité et de consommation, si possible à dix, vingt et trente ans, en identifiant les principaux postes de flexibilité (eau chaude, chauffage-climatisation, équipements domestiques, etc.).

Par ailleurs, ce secteur fait l'objet d'une intense activité réglementaire et de politiques incitatives concernant ses performances énergétique et écologique, tant dans le neuf que dans l'ancien. La mission pourra également formuler, à la lumière de ses investigations et des autres travaux du Conseil, des recommandations visant à assurer une meilleure cohérence entre ces politiques publiques et les exigences de moyen et long termes concernant la flexibilité de notre système électrique, tout en respectant nos engagements climatiques.

- Le secteur du transport, aujourd'hui très dépendant du pétrole, devrait connaître une forte croissance de l'utilisation de l'électricité ; des objectifs ambitieux ont notamment été fixés pour les automobiles.

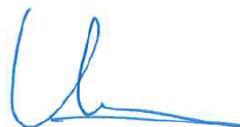
La mission examinera comment les exercices de prospective énergétique prennent en compte cette évolution attendue en termes de nombre de véhicules concernés et de capacités de batteries, comme d'augmentation de consommation et de puissance appelée sur le système électrique. La mission examinera en outre les travaux en cours chez les industriels et dans les laboratoires académiques sur l'utilisation des batteries des véhicules pour offrir des services de stockage/déstockage, tant au consommateur final qu'au réseau (« *vehicle to grid* »), ainsi que sur la réutilisation des batteries des véhicules pour un usage dans des installations stationnaires. Elle s'efforcera d'objectiver les impacts à attendre d'une telle évolution en termes de flexibilité et de consommation à différentes échelles de temps, et fera toutes propositions utiles.

Les projets développés ou envisagés par les gestionnaires de réseaux (transport et distribution) pour accroître la flexibilité du système électrique, et leurs avis sur les pistes évoquées ci-dessus, feront évidemment l'objet d'une attention particulière. La mission pourra formuler si nécessaire des recommandations visant à faciliter ou accélérer leurs actions sur ces questions.

Sans hésiter si nécessaire devant une mise à jour éventuelle des perspectives, la mission s'appuiera sur les travaux antérieurs du Conseil général de l'économie, notamment en ce qui concerne les technologies énergétiques et celles du numérique, comme les cadres réglementaires et la régulation des secteurs de l'énergie et des technologies de l'information et de la communication. Elle considérera particulièrement, dans l'élaboration de ses recommandations de toutes natures, les forces et faiblesses de l'industrie française et, si possible, européenne.

En termes de méthode :

- vous rendrez périodiquement compte de l'avancement de vos travaux à la section innovation, compétitivité et modernisation ; vous ouvrirez le débat avec vos collègues sur vos constats, vos interrogations et vos propositions ;
- entre les réunions de section, vous resterez en contact avec M. Fabrice DAMBRINE, que je désigne comme *challenger* de cette mission.



Luc ROUSSEAU



**Annexe 2 : Liste des acronymes utilisés**

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AC	Courant alternatif
ACR	Syndicat des automatismes du génie climatique et de la régulation
AELE	Association européenne de libre échange
AFIREV	Association française pour l'itinérance de la recharge électrique des véhicules
AIE	Agence internationale de l'énergie
API	<i>Application Programming Interface</i>
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
BACS	<i>Building Automation and Control System</i>
BEI	Banque européenne d'investissement
BP	Bilan prévisionnel
BT	Basse tension
CA	Chiffre d'affaires
CCME	Calculateur de contrôle de la machine électrique
CENELEC	Comité européen de normalisation électrique
CEREN	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
CET	Chauffe-eau thermodynamique
CGE	Conseil général de l'économie
CNIL	Commission nationale de l'informatique et des libertés
CNR	Compagnie nationale du Rhône
COP	Coefficient de performance
CPL	Courant porteur en ligne
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CVC	Chauffage-ventilation-climatisation
CSTB	Centre scientifique et technique du bâtiment
DAFI	Directive européenne sur une infrastructure pour carburants alternatifs
DC	Courant continu
ECS	Eau chaude sanitaire
EDF	Electricité de France
EJP	Effacement jours de pointe
EnR	Energies renouvelables
EPR	<i>European Pressurized Reactor</i>
ERL	Emetteur radio Linky
ETAS	Efficacité énergétique saisonnière
ETSI	<i>European Telecommunications Standards Institute</i>
FAIRE	Faciliter, Accompagner et Informer pour la Rénovation Energétique (réseau)
GAFAM	Google, Amazon, Facebook, Apple, Microsoft
GCA	Grand commerce alimentaire
GIFAM	Groupement des marques d'appareils pour la maison
GIMELEC	Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés
GPL	Gaz de pétrole liquéfié

GRDF	Gaz réseau distribution France
GTB	Gestion technique du bâtiment
HC	Heures creuses
HP	Heures pleines
HQE	Haute qualité environnementale
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IFPEB	Institut français pour la performance du bâtiment
IRVE	Infrastructure de recharge de véhicules électriques
LOM	Loi d'orientation des mobilités
MTES	Ministère de la transition écologique et solidaire
NEBEF	Notification d'échange de bloc d'effacement
PAC	Pompe à chaleur
PC	<i>Personal Computer</i>
PFA	Plateforme automobile
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
RDI	Recherche, développement et innovation
RR	Réserve rapide
RTE	Réseau de transport d'électricité
RT 2012	Réglementation thermique 2012
R2G	<i>Ready to grids</i>
R2S	<i>Ready to services</i>
R&D	Recherche et développement
SAREF	<i>Smart Appliances Reference Ontology</i>
SAREF4ENERGY	<i>SAREF for Energy</i>
SAS	Société par actions simplifiée
SBA	<i>Smart Buildings Alliance for Smart Cities</i>
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
TAC	Turbine à combustion
TGBT	Tableau général basse tension
TIC	Télé-information client <b>ou</b> Technologies de l'information et de la communication
TRV	Tarif réglementé de vente
TTC	Toutes taxes comprises
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
VE	Véhicule électrique
VEB	Véhicule électrique à batteries
VHR	Véhicule hybride rechargeable
VMC	Ventilation mécanique contrôlée
V2G	<i>Vehicle to grid</i>
V2H	<i>Vehicle to home</i>
ZNI	Zone non interconnectée

### **Annexe 3 : Liste des personnes rencontrées ou interrogées**

#### **Organismes publics et parapublics**

##### **Direction générale des entreprises, ministère de l'économie et des finances**

- M. Julien TOGNOLA, chef du service de l'industrie
- M. Alban GALLAND, chef du bureau TM3

##### **Direction générale de l'énergie et du climat, ministère de la transition écologique et solidaire**

- Mme Virginie SCHWARZ, directrice de l'énergie
- M. Nicolas CLAUSSET, chef du bureau système électrique, programmation et réseaux
- M. Pierre JEREMIE, chef du bureau des marchés de l'électricité
- M. Jean-Baptiste BLANC, adjoint au chef du bureau des marchés de l'électricité

##### **Commissariat général au développement durable, ministère de la transition écologique et solidaire**

- M. Jean-Marc MOULINIER, ingénieur général des ponts, des eaux et des forêts

##### **Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages, ministère de la transition écologique et solidaire, ministère de la cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales**

- M. Emmanuel ACCHIARDI, sous-directeur de la qualité et du développement durable dans la construction
- M. Aloïs THIEBAUT, chef de projet réglementation thermique

##### **Coordonnateur interministériel pour la mobilité électrique**

- M. Francis VUIBERT, préfet

##### **Commission de régulation de l'énergie (CRE)**

- M. Didier LAFFAILLE, chef du département technique
- Mme Maïlys METEREAU, chargée de mission

##### **Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)**

- M. Fabrice BOISSIER, directeur général délégué
- M. David MARCHAL, directeur adjoint productions et énergies durables
- Mme Marion BERTHOLON, ingénieur « systèmes électriques intelligents », service réseaux et ENR
- M. Raphaël GERSON, directeur régional adjoint Ile-de-France

##### **Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB)**

- M. Thierry GUIOT

## Organisations professionnelles

### Promotelec

- M. Dominique DESMOULINS, directeur général
- M. Nicolas CASCARINO, Promotelec Services

### Smart Building Alliance for Smart Cities (SBA)

- M. Emmanuel FRANCOIS, président

### Fédération des industries électriques, électroniques et de communication (FIEEC)

- Mme Florence MONIER, directrice du service énergie environnement
- M. Arthur VANDENBERGHE, chargé de mission
  - *Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés (GIMELEC)*
- Mme Hakima GHERSBRAHAM, chargée de mission affaires publiques
  - *Syndicat des entreprises de génie électrique et climatique (SERCE)*
- M. Antoine VALLET, chargé de mission bâtiment et efficacité énergétique
  - *Groupement des marques d'appareils pour la maison (GIFAM)*
- M. Patrick LE DEVEHAT, directeur technique
  - *Syndicat des automatismes du génie climatique et de la régulation (ACR)*
- M. Florent TROCHU, délégué général
  - *Syndicat des industries thermiques, aérauliques et frigorifiques (UNICLIMA)*
- M. Luc de TORQUAT, directeur adjoint affaires publiques du groupe Atlantic

### Institut français pour la performance du bâtiment (IFPEB)

- M. Cédric BOREL, directeur

### Avere France

- Mme Cécile GOUBET, secrétaire générale

## Entreprises

### EDF

- M. Hervé RIVOALEN, direction mobilité électrique groupe
- M. Quentin MAITRE, direction mobilité électrique groupe
- Mme Chantal DEGAND, direction développement clients et services

- Mme Isabelle ROUGIER-POPON, direction économie, tarifs et prix
- M. Laurent JOUDON, direction innovation, stratégie et programmation
- Mme Nadège CHATAGNON, EDF LAB Les Renardières
- M. Jacques MERLEY, direction stratégie groupe
- M. Jean-Jacques COURSOL

#### **DREEV**

- M. Eric MEVELLEC, directeur général, DREEV

#### **Engie**

- M. Jean-Baptiste SEJOURNE, directeur de la régulation
- M. Daniel VILLEFAILLEAU

#### **Direct Energie, groupe Total**

- M. Fabien CHONE, directeur stratégique de la division PGE de Total
- M. Frédéric BARTHELEMY
- M. Louis DUPPERY, directeur de l'innovation Direct Energie

#### **ENEDIS**

- M. Michel DERDEVET, secrétaire général
- M. Antoine JOURDAIN, directeur technique
- M. Christopher FABRE, chargé de mission au secrétariat général
- M. Emmanuel HUSSON, directeur du pôle acteurs du marché de l'électricité
- M. Jean-Baptiste GALLAND directeur de la stratégie
- M. Hervé CHAMPENOIS, directeur du programme Linky
- Mme Lydie SPITALIER, direction du programme Linky

#### **RTE**

- M. Olivier GRABETTE, directeur général adjoint prospective, expertise et solutions
- Mme Camille SCHWARTZ, pôle prospective, expertise et solutions
- M. Cédric LEONARD, chef du pôle modèle de marché et études économiques, direction stratégie et prospective

#### **Atlantic**

- M. Pierre-Louis FRANCOIS, président du directoire, groupe Atlantic
- M. Yves d'ANDON, directeur du marketing stratégique, groupe Atlantic

### **Schneider Electric**

- Mme Hélène MACELA-GOUIN, vice-présidente stratégie et innovation, Schneider Electric France
- M. Thierry DJAEL, directeur développement et prospective groupe

### **Delta Dore**

- M. Pascal PORTELLI, président du directoire Delta Dore Groupe

### **IBM**

- M. Philippe SAJHAU, Vice-Président IBM France, Enterprise Sales Unit Leader : Energy-Utilities, Telco-Media & Cities market
- M. Naji NAJJAR, Director Partnerships and Business Development, IBM Energy, Environment and Utilities Industry
- M. Alain ROBERT, directeur grands comptes, Energy and Utilities

### **Eaton Industries France**

- M. Quentin LEY, chef de produit marketing, distribution d'énergie tertiaire

### **La Poste**

- M. Jean-Louis MIEGEVILLE, branche services-courrier-colis, DSI – direction stratégie - innovation

### **Monabee**

- Mme Clara TREVISIOL, co-fondatrice, directrice générale

### **PSA**

- M Alexandre GUIGNARD, Senior Vice-President Low Emission Vehicles (LEV)
- M. Jérémie MAESTRACCHI, vice-président BU Electric Vehicle
- Mme Isabelle EDESSA, Public Affairs France
- M. Nicolas LECLERE

### **Nissan**

- M. Grégory NEVE

### **Renault**

- Mme Yasmine ASSEF, directrice de programme, New Energy Businesses, BU Electric Vehicle
- M. Christophe DUDÉSSERT
- Mme Marie-Laure LE NAIRE, affaires publiques, VE et nouveaux services de mobilité

### **Personnalités scientifiques**

- Mme Marie-Christine ZELEM, sociologue, professeure des universités, Toulouse 2
- M. Stéphane LA BRANCHE, sociologue, chercheur associé, Sciences Po Grenoble
- M. Yannick PEREZ, professeur en économie de l'énergie et de la mobilité, Centrale-Supelec