

## La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ?

Nicolas Berghmans (Iddri)

---

### L'EFFICACITÉ ÉNERGETIQUE ET LES EFFETS DE STRUCTURE DE L'ÉCONOMIE MODÈRENT LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Dans un contexte de faible croissance économique et démographique, la stabilisation récente de la demande d'électricité française en France s'explique par des facteurs « structurels » : la tertiarisation continue de l'économie et l'accélération de l'amélioration des gains d'efficacité énergétique. Ces évolutions ont été mal anticipées par les acteurs du secteur, ce qui a contribué au déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité constaté au niveau européen. Sans rupture majeure, la planification de la transition du système électrique doit se faire sous l'hypothèse d'une demande globalement stable.

### CINQ ENJEUX CLÉS DE L'ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Pourtant des transformations majeures viendront modifier la nature des besoins adressés au système électrique, les moments auxquels l'énergie est consommée, les potentiels de pilotage des consommations et la localisation sur le réseau des consommations. Cinq enjeux majeurs sont identifiés pour anticiper l'évolution des consommations électriques : le rôle de l'électricité pour répondre aux besoins thermiques dans le bâtiment, l'intégration de la recharge des véhicules électriques, l'évolution de la pointe de consommation hivernale, le développement du pilotage des consommations et l'émergence d'un système électrique basé sur l'équilibre local.

### UNE VISION POLITIQUE DE LA DEMANDE POUR FACILITER LA TRANSITION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Trop souvent considérée comme une donnée exogène, l'évolution des consommations électriques devient centrale et devrait être réaffirmée comme point de départ de la planification, autour d'une vision politique ambitieuse et d'objectifs chiffrés. Cette vision doit se bâtir en cohérence avec les stratégies sectorielles du bâtiment et de déploiement de la mobilité verte. La définition d'une trajectoire « cible » finement articulée avec l'évolution des autres énergies de réseau (gaz et chaleur) permettrait d'améliorer la visibilité pour les acteurs du secteur et de réduire le coût global de la transition du système électrique.

Copyright © 2017 Iddri

En tant que fondation reconnue d'utilité publique, l'Iddri encourage, sous réserve de citation (référence bibliographique et/ou URL correspondante), la reproduction et la communication de ses contenus, à des fins personnelles, dans le cadre de recherches ou à des fins pédagogiques. Toute utilisation commerciale (en version imprimée ou électronique) est toutefois interdite.

Sauf mention contraire, les opinions, interprétations et conclusions exprimées sont celles de leurs auteurs, et n'engagent pas nécessairement l'Iddri en tant qu'institution ni les individus ou les organisations consultés dans le cadre de cette étude.

Citation : Berghmans, N. (2017). La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ?, *Studies* N°06/17, Iddri, Paris, France, 32 p.



Ce travail a bénéficié d'une aide de l'État gérée par l'Agence nationale de la recherche au titre du programme « Investissements d'avenir » portant la référence ANR-10-LABX-01.



Pour toute question sur cette publication, merci de contacter :  
Nicolas Berghmans – [nicolas.berghmans@iddri.org](mailto:nicolas.berghmans@iddri.org)

ISSN 2258-7535

# La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ?

Nicolas Berghmans (Iddri)

---

<b>INTRODUCTION</b>	<b>5</b>
<b>1. LA PLACE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE</b>	<b>6</b>
1.1. La modération de la demande d'électricité : une tendance globale	7
1.2. L'électrification, pilier des scénarios de la réduction d'émissions de CO2 à long terme	10
1.3. L'efficacité énergétique : une priorité politique en France et en Europe	11
1.4. Déploiement de l'électricité renouvelable : vers une flexibilisation du système électrique	12
1.5. La demande d'électricité, clé de voûte de la transition du système électrique	12
<b>2. PERSPECTIVES SUR LES CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ SECTORIELLES EN FRANCE</b>	<b>13</b>
2.1. La consommation résidentielle, tirée par l'électrification du chauffage et la multiplication des appareils électriques, se stabilise	14
2.2. L'amélioration de la performance des appareils électriques et de l'éclairage : une base de consommation qui disparaît	15
2.3. La tertiarisation de l'économie entraîne une baisse de l'intensité énergétique des activités productives	17
2.4. La consommation d'électricité industrielle dépendra de l'évolution des débouchés des filières	18
2.5. La consommation d'électricité des services : entre hausse de l'activité et potentiels d'économies d'énergie	20
<b>3. CINQ ENJEUX CLÉS LIÉS À L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>	<b>21</b>
3.1. L'articulation de la stratégie de réhabilitation du parc de bâtiments avec la planification du système électrique	21
3.2. Le défi de l'intégration du développement de l'électromobilité	23
3.3. L'évolution de la pointe de consommation hivernale	24
3.4. Le développement du pilotage de la demande comme solution de flexibilité pour le système électrique	25
3.5. La place de la demande d'électricité dans un système plus décentralisé	26
<b>4. CONCLUSION</b>	<b>27</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>29</b>



## INTRODUCTION

De 1990 à 2010, la demande d'électricité en France a augmenté en moyenne de 2,1 % par an, poussée par la hausse de l'activité économique, une population croissante et la réduction du nombre d'habitants par logement. Elle a également été renforcée par l'extension des usages de l'électricité, pour les besoins thermiques du bâtiment (chauffage, eau chaude sanitaire [ECS]) ou les usages dits « spécifiques »<sup>1</sup> de l'électricité. L'augmentation de ces usages, concentrés sur les secteurs résidentiel et tertiaire, a contribué à faire croître encore plus vite le phénomène de « pointe hivernale », maximum annuel de consommation d'électricité qui intervient les jours de semaine à 19 h en hiver. Cette perspective de croissance continue des demandes d'électricité en volume et maximale a longtemps servi de base au dimensionnement du parc de production et du réseau électrique français.

Pourtant, à l'instar de nombreux pays développés, la France observe depuis 2010 une stabilisation de sa consommation électrique tandis que la croissance de la « pointe hivernale » s'est interrompue. Cette modération a été mal anticipée par les acteurs du secteur alors que les projections prévoient pour cette décennie la poursuite de l'augmentation de la demande d'électricité à un rythme équivalent à la décennie 2000-2010. Ce décalage est l'un des facteurs qui expliquent la situation actuelle de déséquilibre entre l'offre et la demande au niveau européen et les prix bas constatés sur les marchés de gros de l'électricité. Ce ralentissement s'est révélé lors de la contraction « conjoncturelle » de l'activité économique en Europe (cf. crise économique de 2008). Néanmoins, il trouve son origine également dans des facteurs « structurels » agissant sur les niveaux

d'électricité demandés : la tertiarisation toujours plus importante de l'activité économique et l'accélération des progrès dans l'efficacité énergétique encouragée par des politiques publiques dédiées. La France s'est notamment dotée en 2015 d'un objectif de réduction de la consommation énergétique pour la France de 50 % à l'horizon 2050 par rapport à 2012 dans le cadre de la Loi relative à la transition énergétique et pour la croissance verte (loi TECV).

À plus long terme, l'électricité est pourtant considérée comme un vecteur énergétique clé pour la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et devrait voir son poids dans le système énergétique croître. La maturité des moyens de production d'électricité décarbonée, renouvelable ou nucléaire fait de la substitution des énergies fossiles par de l'électricité dans les usages finaux une solution majeure pour réduire les émissions liées aux transports ou au logement. Dans un premier temps, le développement des véhicules électriques ou l'utilisation accrue des pompes à chaleur pour répondre aux besoins thermiques des bâtiments augmenterait dans une certaine mesure la demande d'électricité. Dans un second temps, des évolutions technologiques plus radicales basées sur la transformation de l'électricité en vecteurs énergétiques alternatifs (chaleur, gaz ou hydrogène) pourraient modifier en profondeur le rôle de l'électricité dans le système énergétique et pousser encore plus loin la part des besoins énergétiques couverte par l'électricité.

Du côté de la production, la part d'électricité d'origine renouvelable croît significativement en France et dans le monde, sous l'effet du déploiement rapide des technologies photovoltaïque et éolienne. Cette croissance devrait se poursuivre à un rythme soutenu en raison des baisses de coût importantes de ces technologies et de la fixation d'objectifs de développement ambitieux, dont la dernière déclinaison française, 32 % de la consommation d'énergie et 40 % de production d'électricité

1. Les usages « spécifiques » de l'électricité regroupent les appareils qui ne peuvent fonctionner qu'à l'électricité.

renouvelable en 2030, découle également d'objectifs adoptés dans le cadre de la loi TECV. Or, les technologies photovoltaïques et éoliennes ont des caractéristiques propres qui transforment en profondeur l'organisation du système et des marchés de l'électricité car leurs productions dépendent de la disponibilité du vent et de l'ensoleillement. Pour répondre à ce défi, l'adaptation des niveaux de demande d'électricité par le pilotage des consommations en réponse aux variations de la production des énergies renouvelables (ENR) est une solution de « flexibilité » envisagée pour le système électrique.

La demande d'électricité se trouve donc à la convergence d'évolutions technologiques majeures, d'orientations de politiques environnementales et énergétiques et de tendances sociales et économiques. En fonction de l'équilibre entre ces différentes dimensions, il est possible d'aboutir à des visions radicalement différentes sur les besoins d'électricité et *in fine* sur le dimensionnement du parc de production et du réseau. Entre des visions centrées sur la sobriété des usages ou sur la décarbonation par l'électrification, les scénarios présentés dans le cadre du Débat national sur la transition énergétique (DNTE) présentaient des niveaux de demande annuelle d'électricité contrastés à l'horizon 2030 : de 388 TWh à 632 TWh (+63 %). Afin de clarifier ces horizons, il convient d'explorer en détails, usage par usage, les dynamiques et facteurs à l'œuvre pour qualifier les volumes demandés et marges d'incertitudes existantes concernant l'évolution de la consommation d'électricité.

- Quels progrès en termes d'efficacité énergétique à moyen terme dans les usages actuellement couverts par le vecteur électrique ? Quelle influence de l'évolution de la structure de l'économie et de la démographie sur les besoins d'électricité ? Quels volumes d'électricité provenant du développement de nouveaux usages ? Quel impact de l'usage du numérique et du changement climatique sur ces données ?
- Quelles évolutions des « moments » auxquels l'électricité est consommée et de la forme des courbes de charge (annuelle, saisonnière, hebdomadaire ou journalière) ?
- Quels potentiels, techniques et économiques, pour le pilotage des consommations comme solution de flexibilité pour le système électrique ?
- Quelle influence de ces évolutions sur l'échelle d'équilibrage du réseau électrique ?

Cette étude part d'une observation fine des tendances à l'œuvre pour chacun des usages de l'électricité afin de former une vision prospective sur leurs évolutions à moyen terme (volume total,

puissance et marges d'incertitude) et d'identifier les enjeux importants à considérer dans un processus de planification de la transition du secteur. Rendre explicite les options possibles entre différentes stratégies sur les usages de l'électricité permet d'abord d'informer le débat sur les orientations de la transition énergétique en France; ensuite d'être une base pour l'élaboration d'une véritable « stratégie » visant des niveaux de consommation d'électricité « cible » dans le cadre du pilotage de la transition. Une telle vision aurait comme avantage de renforcer la visibilité pour les acteurs du secteur et la cohérence entre les besoins des consommateurs et les développements de capacités de production, des réseaux électriques et des moyens de flexibilités pour le système. Ce faisant, l'étude identifie cinq enjeux clés liés aux consommations d'électricité à considérer pour le pilotage de la transition du système électrique français :

- l'articulation entre la stratégie de rénovation du parc de bâtiments et la consommation d'électricité ;
- l'intégration de la demande d'électricité provenant du développement des véhicules électriques ;
- le traitement de la « pointe » de consommation hivernale par des politiques de demande dédiées ;
- l'établissement des modèles économiques de pilotage des consommations d'électricité comme solution de flexibilité pour le système électrique ;
- l'impact de l'émergence d'un système électrique décentralisé, équilibré localement et couplé avec d'autres vecteurs énergétiques sur la *nature* de la demande adressée au réseau électrique.

## 1. LA PLACE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Alors qu'elle occupe une place majeure dans les débats énergétiques, l'électricité ne représente qu'un quart de l'énergie consommée en France et généralement moins dans les autres pays industrialisés (voir Encadré 1.). Le poids relatif du vecteur électrique dans l'approvisionnement en énergie s'est régulièrement accru avec l'apparition de nouveaux usages finaux et les transferts d'usages d'autres vecteurs vers l'électricité. Si à long terme cette tendance pourrait se poursuivre, l'électrification de nouveaux usages étant considérée comme une solution pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, à court terme les volumes d'électricité consommés se sont stabilisés ces dernières années sous l'effet de progrès importants en matière d'efficacité

Figure 1. Consommation électrique en France continentale



Source : Bilan prévisionnel 2015 et 2016, Réseau de transport d'électricité (RTE).

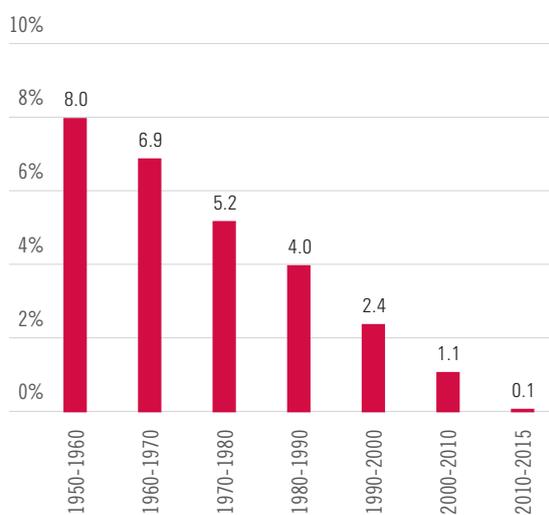
énergétique. Une attention particulière doit être portée sur l'anticipation des évolutions de demande d'électricité pour planifier la transition et dimensionner le système électrique français.

### 1.1. La modération de la demande d'électricité : une tendance globale

Le volume d'électricité consommé en France a augmenté de façon continue depuis la seconde moitié du xx<sup>e</sup> siècle jusqu'à la fin des années 2000 : 496 TWh/an en 2010 contre 432 TWh/an en 2001. Cette croissance s'explique par les dynamiques démographiques (hausse de la population et décohabitation), la hausse de l'activité économique et l'augmentation des usages de l'électricité. Néanmoins, le taux de croissance de la consommation d'électricité s'est réduit de façon régulière depuis 1950, le taux de croissance annuel moyen de la consommation d'électricité passant de 8 % entre 1950 et 1960 à 1,1 % entre 2001 et 2010 pour tomber à 0,1 % sur la période 2010-2015 (voir Figure 2). Pourtant, une perspective de croissance continue de la demande d'électricité a longtemps servi de base pour la planification du secteur électrique.

Cette stagnation de la demande d'électricité n'est pas unique à la France. La crise majeure qui a touché l'économie mondiale à partir de 2008 a permis d'exposer un phénomène de modération et dans certains cas de baisse de la demande d'électricité qui touche toutes les économies industrialisées. Alors que la croissance démographique continue de ralentir, l'effet « conjoncturel » d'une

Figure 2. Taux de croissance annuel moyen de la consommation d'électricité par décennie

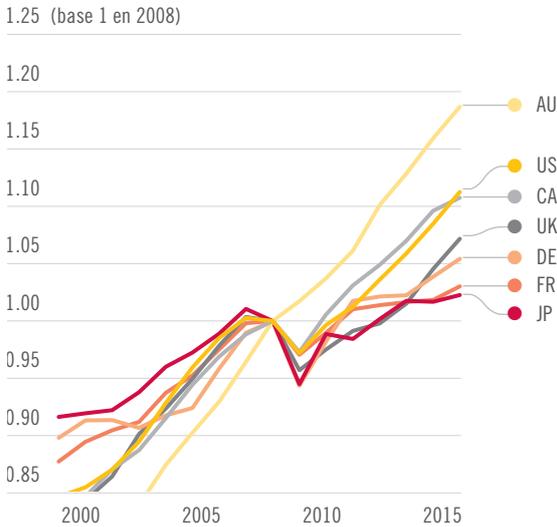


Source : Bilan prévisionnel 2015 et 2016, Réseau de transport d'électricité (RTE).

baisse de l'activité économique sur la demande d'électricité est indéniable, mais s'accompagne de deux autres tendances de fond : l'accélération des gains d'efficacité énergétique des usages de l'électricité et les transformations de la « structure » de l'économie vers une moindre importance des activités intensives en énergie (voir section suivante). La Figure 3 montre ainsi comment la consommation d'électricité s'est découplée de la croissance économique dans les pays industrialisés.

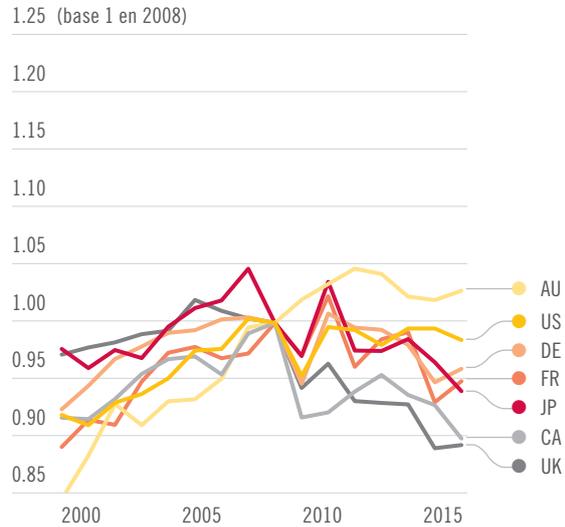
Figure 3. Le découplage entre la croissance du PIB et la demande d'électricité depuis 2008

3.a. PIB à prix constant (en US\$ de 2005)



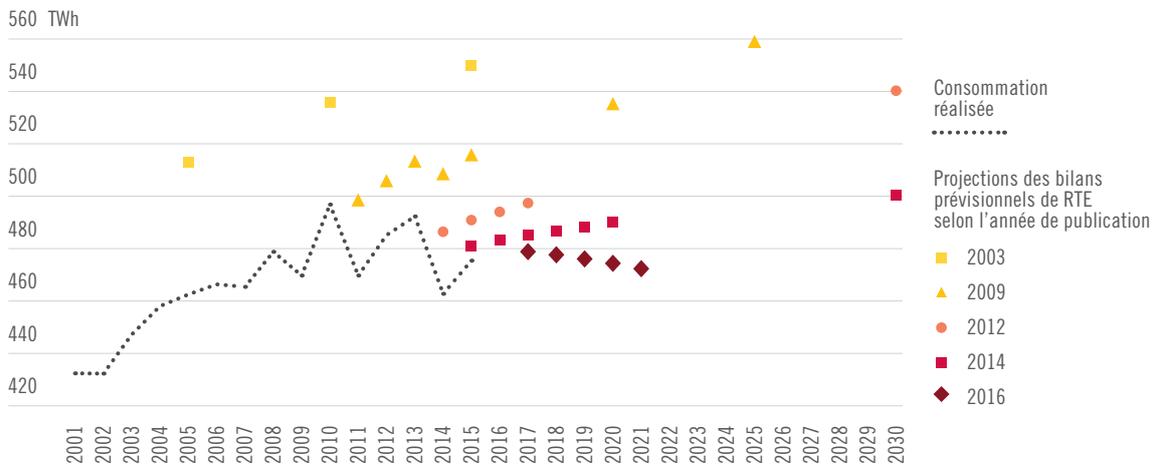
Source : Enerdata.

3.b. Consommation domestique d'électricité



Source : Enerdata.

Figure 4. Évolution des projections et de la consommation d'électricité pour la France



Source : Bilans prévisionnels du Réseau de transport d'électricité (RTE) 2003, 2009, 2012, 2014 et 2016.

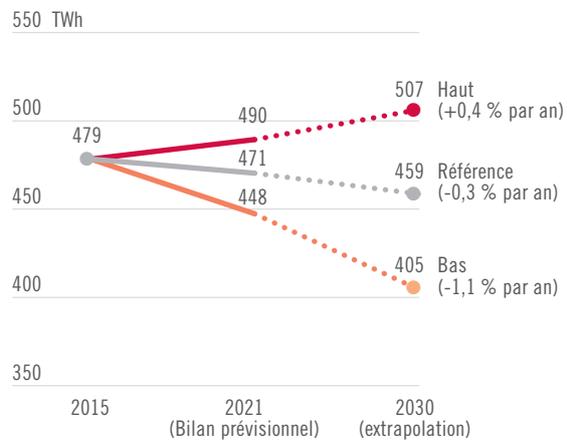
Ce changement de tendance a été généralement mal anticipé par les acteurs du marché électrique et constitue l'une des principales raisons qui expliquent le déséquilibre existant sur le marché européen de l'électricité (Rüdinger *et al.*, 2014). Les prévisions de croissance de la consommation d'électricité à 2030 ont été ainsi abaissées de 1 000 TWh entre 2003 et 2013 à l'échelle de l'UE-25. La Figure 4 montre les projections, régulièrement révisées à la baisse, faites pour la France par le gestionnaire de réseau de transport d'électricité (RTE) dans le cadre de l'élaboration de ses

bilans prévisionnels (BP). Entre 2009 et 2016, la projection de consommation annuelle d'électricité pour l'année 2020 a baissé de 535 à 474 TWh.

Le dernier BP de RTE publié en 2016 est ainsi le premier à anticiper une baisse modérée de la consommation d'électricité dans son scénario moyen de -0,3 %/an à l'horizon 2021. Dans un contexte de faible croissance économique et démographique, les progrès l'efficacité énergétique surpassent désormais la hausse de la demande d'électricité issue des nouveaux usages de l'électricité et la hausse de l'activité économique et de la

population. À l'horizon 2021 dans les trois scénarios (haut, moyen et bas), l'amélioration de l'efficacité énergétique a une forte influence à la baisse sur la demande d'électricité (-35 à -39 TWh). Les principales incertitudes proviennent de la croissance économique et démographique (+4 à +29 TWh) et des transferts et nouveaux usages de l'électricité (+4 à +18 TWh). Les prochaines années seront, d'après ces prévisions, marquées par un renforcement de la baisse de la demande d'électricité, en raison de gains d'efficacité énergétique certains, et par une incertitude élevée concernant les facteurs de hausse de la consommation d'électricité. La Figure 5 montre ces trois projections et les prolonge à 2030. Dans le scénario moyen, une prolongation de ces tendances signifierait une baisse de la consommation annuelle d'électricité de 4 % d'ici 2030 à 459 TWh, soit un retour au niveau de consommation de 2006.

**Figure 5.** Évolution de la consommation intérieure d'électricité selon les tendances du bilan prévisionnel de RTE



Source : Iddri, données RTE (2016a).

**Encadré 1. La France, grande consommatrice d'électricité**

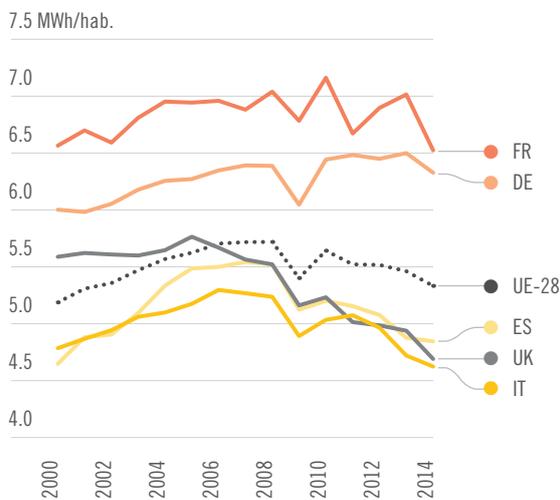
La France se distingue de ses voisins européens par un niveau de consommation d'électricité élevé. Depuis 2000, la consommation d'électricité par habitant se situe entre 6 500 et 7 000 kWh en France, soit 20 % au-dessus de la moyenne européenne (5 500 kWh/hab). Parmi les pays de taille comparable, seule l'Allemagne se rapproche de ces niveaux de consommation d'électricité. L'Espagne, l'Italie et le Royaume-Uni ont quant à eux vu leurs consommations diminuer fortement à partir de la crise économique de 2008, et n'ont plus depuis atteint les mêmes niveaux de consommation (voir Figure 6).

Cette particularité française s'explique principalement par la part relativement plus élevée d'équipement en chauffage électrique, ce qui implique de fortes variations de la consommation électrique française en fonction des conditions climatiques. La

« thermo-sensibilité » de la consommation française est estimée à + 2400 MW/°C les soirs d'hiver à 19 h par RTE, ce qui représente la moitié de la « thermo-sensibilité » de l'ensemble de la plaque européenne (RTE, 2016a). Néanmoins, la Figure 6 montre également que la consommation d'électricité « spécifique » des ménages français s'établit à un niveau élevé (seule celle du Royaume-Uni est supérieure) et a continué de croître depuis 2000, contrairement aux tendances observées dans le reste de l'Europe et notamment à l'Allemagne. Cette différence peut s'expliquer par plusieurs facteurs : une performance énergétique relativement moins bonne des appareils électriques vendus en France, une utilisation moins économe de ceux-ci, ou encore le prix relativement bas de l'électricité en France par rapport au reste de l'Europe, peu incitatif aux comportements vertueux (Chappoz, 2012).

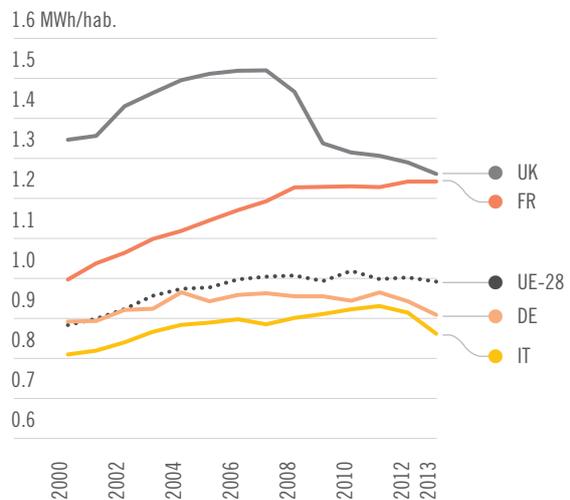
**Figure 6.** Consommation d'électricité par habitant en Europe

**6.a. Consommation d'électricité totale par habitant**



Source : Enerdata.

**6.b. Consommation spécifique résidentielle par habitant**



Source : Enerdata.

## 1.2. L'électrification, pilier des scénarios de la réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> à long terme

À moyen terme, l'électricité est considérée comme un vecteur énergétique clé pour la réussite de la transition vers un système énergétique bas-carbone. Les scénarios prospectifs de long terme compatibles avec les objectifs climatiques de long terme considèrent tous une hausse de la part de la consommation énergétique couverte par l'électricité. Ce rôle croissant du vecteur électrique est ainsi l'un des trois piliers identifiés de la transition de long terme vers des systèmes énergétiques bas-carbone (Deep Decarbonization Pathways Project, 2015), avec l'efficacité énergétique et la production d'énergie bas-carbone. Les transferts et nouveaux usages de l'électricité se trouvent d'abord dans les secteurs du transport et du bâtiment. Pour le transport, cela se matérialise par remplacement de véhicules à combustion par des véhicules électriques ou le report d'un trajet effectué en avion ou du transport de marchandise en camion vers le train. Dans le secteur du bâtiment, cela concerne le remplacement de solutions de chauffage de l'espace ou de l'eau sanitaire au gaz ou au fioul par des systèmes de pompes à chaleur (PAC) utilisant de l'électricité. À plus long terme, des évolutions technologiques plus radicales basées sur la conversion d'électricité en gaz ou en hydrogène pourraient se traduire par une modification du rôle de l'électricité qui deviendrait un vecteur énergétique « intermédiaire » et constituer une source de demande importante pour la production d'électricité (voir Encadré 1).

Au niveau européen, le scénario de référence de la Commission européenne prévoit une hausse de l'électricité dans la consommation finale d'énergie des pays de l'Union de 21 % en 2015 à 28 % en 2050, et anticipe une hausse significative de la part d'énergie consommée provenant de l'électricité sur la base des mesures réglementaires existantes (Commission européenne, 2016a). Cette part atteint 36 % à 39 % dans les différents scénarios respectant l'objectif de maintenir l'augmentation des températures à moins de 2°C d'ici 2050 considérés par la feuille de route énergétique de 2011 (Commission européenne, 2011). À l'échelle de la France, le scénario central des visions prospectives de l'Ademe envisage une augmentation de la part de l'électricité dans la consommation énergétique finale à 40 % en 2050 contre 25 % à l'heure actuelle (Ademe, 2013). Le volume total d'énergie finale consommée baisse de 47 % sous l'effet de gains importants d'efficacité énergétique et de changements de comportement vers plus de sobriété énergétique, ce qui réduit la

consommation d'électricité de 11 % par rapport à 2015 à 381 TWh. Les deux trajectoires construites pour la France dans le cadre du projet Deep Decarbonization Pathways anticipent une stabilisation ou une baisse de la demande d'électricité selon l'intensité des efforts entrepris en termes d'efficacité énergétique, accompagnée dans les deux cas d'une hausse de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale à 38 % en 2050 (Mathy, Criqui, & Hourcade, 2015). Le montant total d'électricité consommée dépendra donc à la fois de la part des consommations énergétiques et du niveau de développement encore incertain de nouvelles technologies, mais aussi de l'amélioration de l'efficacité des usages de l'électricité à long terme.

### Encadré 2. La conversion d'électricité en gaz : un facteur de hausse future des consommations d'électricité ?

- Les technologies dites *Power to Gas* ou *Power to Liquid* consistent à transformer l'électricité en hydrocarbures. Utilisées comme moyens de stockage intersaisonnier, en particulier le *Power to Gas*, ces technologies constituent une solution de flexibilité de plus long terme à des niveaux de pénétration des énergies renouvelables très élevés (au-delà de 70 %). En effet, elles permettent de valoriser la production excédentaire d'électricité qui pourrait intervenir à certains moments en raison de la variabilité des productions renouvelables éoliennes et photovoltaïques. Elles ont aussi l'avantage de pouvoir étendre la couverture des besoins énergétiques par des sources renouvelables électriques, notamment dans le transport (hydrogène) et l'industrie (dans l'industrie chimique par exemple), et pourraient s'appuyer sur le réseau de gaz existant pour le stockage d'énergie.
- Ces technologies sont encore à un stade expérimental et leur viabilité commerciale reste à démontrer. Leur généralisation constitue en théorie une source de demande importante à long terme pour la production d'électricité : l'actualisation 2016 du scénario de l'association Négawatt considère le déploiement de ces technologies à l'horizon 2050 en France et évalue à 181,1 TWh/an la consommation d'électricité de ces technologies de conversion qui viendraient s'ajouter aux 323 TWh/an de consommation finale d'électricité. Cette hausse de la demande d'électricité est due à la couverture de nouveaux usages finaux, mais aussi en partie aux pertes d'énergie liées au processus chimique. Par ailleurs, l'utilisation du *Power to Gas* comme moyen de stocker le surplus d'électricité en méthane qui sera réutilisé pour générer de l'électricité occasionne une perte de 67 % de l'énergie initialement produite (UBA, 2013).

### 1.3. L'efficacité énergétique : une priorité politique en France et en Europe

L'efficacité énergétique se définit comme une réduction de la consommation d'énergie pour un même service rendu. Son amélioration permet de réduire les pollutions associées à la production d'énergie, les coûts économiques associés et, dans les pays importateurs, la dépendance aux importations d'énergies fossiles. Améliorer l'efficacité des usages de l'électricité en augmentant la performance énergétique des appareils ou l'isolation des bâtiments est une source importante d'économies d'énergie. Différentes politiques d'efficacité énergétique dédiées s'appliquent aux usages de l'électricité dans le monde et en Europe, alors que la production d'électricité demeure le premier secteur émetteur de CO<sub>2</sub>. La France s'est fixée dans le cadre de la loi TECV des objectifs ambitieux de réduction de la consommation finale énergétique : 20 % en 2030 et 50 % en 2050. À l'échelle communautaire, une directive européenne dédiée<sup>2</sup> inclut un objectif européen d'amélioration de l'efficacité énergétique de 20 %<sup>3</sup> en 2020 que la Commission européenne propose de prolonger par un objectif de 30 % pour 2030<sup>4</sup> en application du Paquet énergie-climat 2030. L'efficacité énergétique fait aussi partie des cinq piliers<sup>5</sup> de la stratégie pour l'Union de l'énergie.

Les politiques d'efficacité énergétique qui ont l'impact le plus direct sur la demande d'électricité sont celles qui portent sur la consommation des bâtiments dans les secteurs résidentiel et tertiaire. La réglementation de la performance énergétique des appareils électriques d'une part et les politiques visant à améliorer la performance énergétiques des bâtiments d'autre part sont celles qui ont l'impact le plus direct sur l'électricité consommée.

La performance des appareils électriques est réglementée au niveau européen : normes de performance minimale pour accéder au marché, et obligation d'afficher la performance énergétique des appareils en fonction d'une échelle

comparative pour informer le consommateur dans sa décision d'achat pour une série d'appareils (parmi lesquels les lave-linges, les réfrigérateurs ou les télévisions, entre autres<sup>6</sup>). Ces règles sont généralement considérées comme des instruments efficaces pour réduire les consommations diffuses à moindre coût car elles permettent de mobiliser directement les fabricants dès la phase de conception des appareils et peuvent aussi être utilisées de manière dynamique afin de stimuler l'innovation, lorsqu'un calendrier prévoit que leurs exigences soient renforcées de façon périodique (Attali & Laponche, 2010).

L'amélioration du niveau de performance thermique de l'enveloppe des bâtiments est l'autre axe majeur pour réduire les dépenses énergétiques. L'objectif en France est d'atteindre un niveau global de performance moyen de 50 kWh/m<sup>2</sup>/an<sup>7</sup> pour l'ensemble du parc immobilier en 2050 alors que la consommation moyenne des résidences principales était estimée à 186.42 kWh/m<sup>2</sup> en 2014<sup>8</sup>. C'est, depuis 2012, le niveau de performance exigé pour les constructions neuves avec l'application de la norme « Bâtiment Basse Consommation ». Toutefois, les actions sur la construction neuve ne suffiront pas à atteindre l'objectif. En 2015, 318 000 nouveaux logements ont été construits pour environ 30 000 logements détruits par an. Rapportés à un stock de 34,2 millions de logements existants, le taux de renouvellement est inférieur à 0,1 %/an. La rénovation énergétique du parc de bâtiments existants constitue donc l'enjeu central pour l'atteinte des objectifs de performance énergétique des logements.

2. Directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

3. Par rapport à un scénario projeté de consommation énergétique en Europe.

4. La Commission européenne l'a proposé après la révision programmée de la directive relative à l'efficacité énergétique dans le cadre d'une large revue de ses directives énergie-climat fin 2016 : <http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

5. Les quatre autres piliers sont la sécurité d'approvisionnement, l'intégration du marché interne de l'énergie, la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et la recherche et innovation.

6. Directive « écoconception » 2009/125/CE établissant un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'écoconception applicable aux produits liés à l'énergie, et Directive sur l'« étiquetage énergétique » 2010/30/UE concernant l'indication, par voie d'étiquetage et d'informations uniformes relatives aux produits, de la consommation en énergie et en autres ressources des produits liés à l'énergie. Pour une liste complète des appareils couverts par la réglementation européenne : <http://www.eceee.org/ecodesign/>

7. Cette consommation recouvre les besoins en chauffage, eau chaude sanitaire, ventilation, climatisation et éclairage. Ce niveau cible est généralement modulé en fonction de la situation géographique du logement pour tenir compte des différences climatiques existantes au niveau nationale et en fonction du type de bâtiment (appartement, maison, immeuble de bureau) et de la taille du logement.

8. Données consultables sur le site de l'observatoire du bâtiment de la Commission européenne : <http://ec.europa.eu/energy/en/eu-buildings-database>

#### 1.4. Déploiement de l'électricité renouvelable : vers une flexibilisation du système électrique

Pour la production électrique, la France s'est fixée l'objectif de développer les énergies renouvelables, qui devront atteindre 40 % de la production nationale en 2030, contre 18,7 % en 2015. En Europe, l'objectif 2030 est d'atteindre 27 % d'ENR dans la consommation finale d'énergie, ce qui correspondrait à une part d'environ 50 % pour la production d'électricité, contre 28,6 % en 2015. Cette hausse reposera principalement sur le déploiement d'éoliennes (terrestres et maritimes) et de capacités solaires photovoltaïques dont les coûts ont baissé de façon importante ces dernières années. En 2016, l'Ademe estimait les coûts complets des centrales photovoltaïques au sol dans une fourchette de 74-135 €/MWh, en fonction des caractéristiques d'ensoleillement des régions, et entre 57-91 €/MWh pour l'éolien terrestre (Ademe, 2016b), soit des niveaux désormais comparables aux coûts de production des technologies thermiques conventionnelles (gaz, charbon ou nucléaire). Ces coûts devraient de plus continuer à baisser sous l'effet d'économies d'échelle et de progrès technologiques attendus. En conséquence, les capacités de production éoliennes et les centrales photovoltaïques sont appelées à devenir des composantes majeures du système électrique français : 16,5 GW étaient déjà installés début 2016, tandis que 43 à 49 GW sont prévus d'ici à fin 2023 par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2016, soit un rythme d'installation moyen de +3,3 à 4 GW/an jusqu'alors inconnu pour les filières ENR françaises.

Les éoliennes et les centrales photovoltaïques viennent néanmoins modifier en profondeur le fonctionnement du système électrique et l'équilibre entre l'offre et la demande en raison de leur dépendance aux conditions climatiques : leur production dépend des conditions de vent et de l'ensoleillement. Cette variabilité de la production d'électricité renouvelable nécessite d'adapter l'ensemble du système pour qu'il soit en mesure de répondre à ces fluctuations. Plusieurs solutions existent alors pour augmenter la « flexibilité » du système électrique et faciliter l'intégration des ENR : renforcer les réseaux électriques pour mutualiser, sur une zone géographique plus large, les moyens de production et profils de consommation ; flexibiliser d'avantage la production électrique conventionnelle ; développer le stockage d'électricité, l'écrêtement ponctuel de la production renouvelable et la gestion des consommations d'électricité pour qu'ils s'adaptent aux variations des productions d'électricité.

Si l'analyse du système électrique français pris dans son ensemble ne fait pas apparaître de besoin de développer des moyens de flexibilité dans l'immédiat (Mathieu, Rüdinger, & Pescia, 2016), il reste nécessaire, dans une optique de long terme, d'évaluer finement les potentiels techniques de pilotage des consommations en anticipant des niveaux élevés de production variable. Ces potentiels techniques doivent être considérés avec prudence et confrontés aux conditions économiques, sociales et comportementales.

#### 1.5. La demande d'électricité, clé de voûte de la transition du système électrique

Qu'elles soient issues d'une stratégie énergétique définie ou non, les hypothèses faites par les acteurs du secteur électrique sur l'évolution des besoins d'électricité et plus largement d'énergie sont structurantes pour l'évolution des capacités de production, du développement du réseau et du système électrique dans son ensemble. La loi TECV l'a reconnu lors de la définition du processus de pilotage de la transition du système énergétique français pour l'atteinte des objectifs de long terme. Prévue pour être renouvelé tous les cinq ans<sup>9</sup>, la PPE doit se fonder sur « des scénarios de besoins énergétiques associés aux activités consommatrices d'énergie, reposant sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique, de la balance commerciale et d'efficacité énergétique ».

Les objectifs de long terme fixés par la loi et conformes aux engagements internationaux de la France à lutter contre le changement climatique visent principalement à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et les consommations finales d'énergie finale, et à développer les ENR (voir Tableau 1).

La France ne s'est pas dotée d'objectif ni de trajectoire chiffrée concernant la consommation d'électricité. Néanmoins, en fonction de l'équilibre entre une stratégie priorisant la décarbonation de l'énergie via un recours accru à l'électricité pour les usages finaux et une stratégie portée sur l'amélioration de l'efficacité énergétique y compris des usages de l'électricité, complétées ou non par des actions de sobriété, les conséquences en termes de besoin d'électricité à l'avenir peuvent varier de façon importante. À titre d'illustration, les trajectoires étudiées pour le secteur électrique à l'horizon 2030 lors du DNTE de 2013, envisageaient des

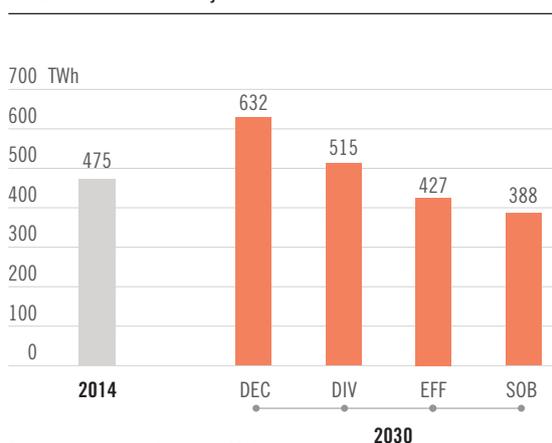
9. La PPE couvre deux périodes successives de cinq ans, à l'exception de la première version dont la première version s'arrête en 2018. La deuxième version devrait donc être publiée en 2018 et couvrir la période jusqu'à 2028.

futurs contrastés, allant d'une forte augmentation de la consommation intérieure<sup>10</sup> (+33 % par rapport à 2014) à une baisse marquée (-18 %), résumées par la Figure 7 (Carbone 4, 2014) et (DNTE, 2013).

**Tableau 1.** Objectifs de la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV)

Émissions de gaz à effet de serre	Réduction de 40 % des en 2030 par rapport à 1990
Consommation d'énergies fossiles	Diminution de 30 % en 2030 par rapport à 2012
Consommation énergétique finale	Réduction de 50 % en 2050 par rapport à 2012
Part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale d'énergie	32 % en 2030
Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité	40 % en 2030
Part du nucléaire dans la production d'électricité	50 % en 2025

**Figure 7.** Consommation intérieure brute d'électricité en 2030 selon les trajectoires étudiées lors du DNTE



Source : Iddri, données Carbone 4 (2014).

Former une vision prospective sur la demande d'électricité doit se baser sur une étude fine des facteurs sous-jacents expliquant les tendances des consommations électriques actuelles, usage par usage, mais aussi des potentiels de développement des nouveaux usages couverts actuellement par des énergies fossiles. Un tel travail permet d'encadrer les zones d'incertitudes existantes sur les évolutions futures de la demande d'électricité, tant en volumes consommés qu'en puissance appelée, et d'informer les anticipations des acteurs et plus généralement la planification de la transition du système électrique. L'enjeu est également de

comprendre les moments auxquels ces consommations interviendront et les marges existantes pour orienter les usages de l'électricité aux moments les plus adéquats pour le système. Si la question de la sécurité d'approvisionnement reste et restera à court terme dominée en France par l'enjeu de la pointe hivernale, il convient également de coupler cette analyse avec une vision de long terme sur la contribution du pilotage des consommations d'électricité à la « flexibilité » du système électrique pour intégrer les productions d'ENR variables.

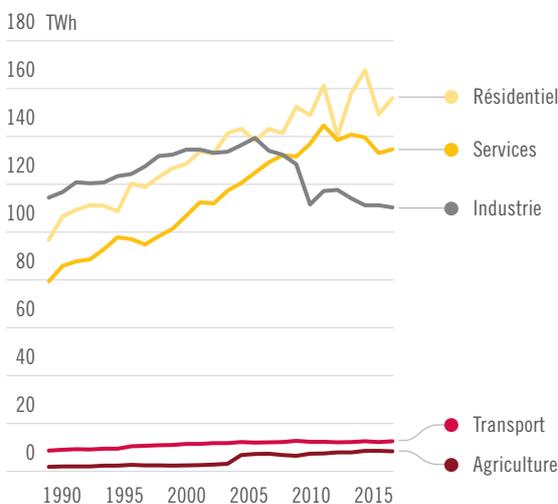
## 2. PERSPECTIVES SUR LES CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ SECTORIELLES EN FRANCE

De façon agrégée, la démographie et le niveau d'activité économique sont les deux facteurs qui font augmenter ou baisser la demande énergétique totale. Les consommations sectorielles et usage par usage répondent pourtant à des dynamiques plus diverses. En effet, les progrès technologiques ou organisationnels favorisant l'efficacité énergétique sont souvent propres à un usage ou une industrie tandis que les demandes pour des services de l'électricité peuvent apparaître ou disparaître en fonction des évolutions de la technologie et des modes de consommation. En particulier, l'utilisation d'un vecteur énergétique plutôt qu'un autre pour un usage (par exemple chauffage électrique plutôt qu'au gaz) répond au choix d'acteurs individuels qui répondent à des contextes technologiques, économiques et réglementaires qui évoluent dans le temps. Ces divergences sectorielles, qu'il convient d'explorer en détails, auront des conséquences différentes sur les besoins d'électricité, en volume et en puissance à un moment donné, et donc sur l'organisation du système électrique.

Comme illustré par la Figure 8, la répartition sectorielle des consommations d'électricité en France a subi des transformations profondes depuis 1990. La consommation d'électricité industrielle, anciennement majoritaire, a vu sa part se stabiliser puis se réduire à partir de 2005. À l'inverse, les consommations des secteurs résidentiel et tertiaire ont crû fortement jusqu'à se stabiliser à partir de 2009. Cette année-là, la consommation résidentielle atteignait près de 156 TWh, soit 34,4 % de la consommation nationale, contre 140 TWh (32 %) pour les services et 111 TWh (26 %) pour l'industrie. Parallèlement, la part des consommations énergétiques couvertes par l'électricité a continué de croître, d'environ 10 points, dans les principaux secteurs, à l'exception des transports

10. Par simplification, la consommation intérieure brute s'entend ici comme la production totale diminuée des exportations nettes.

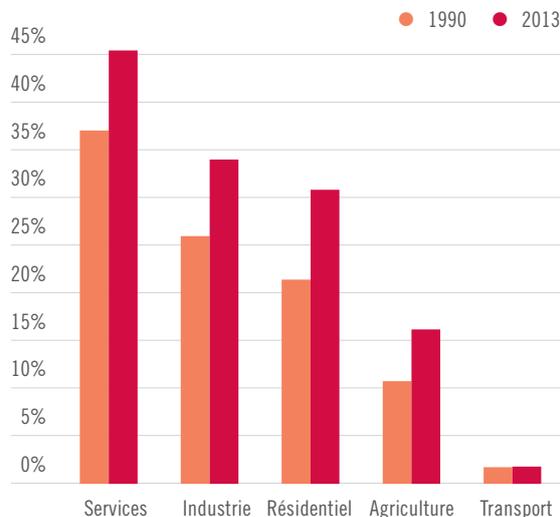
**Figure 8a.** Consommations d'électricité finale\* par secteur



\* La consommation finale d'électricité est la consommation réduite des consommations nécessaires à la production de l'électricité (enrichissement de l'uranium ou pompage de l'eau dans les barrages) et des pertes dues au transport de l'électricité sur les réseaux de transport et de distribution

Source : Enerdata.

**Figure 8b.** Part de l'électricité dans la consommation finale par secteur



dont la consommation d'électricité reste limitée à 12 TWh/an et est toujours constituée essentiellement par la demande du transport ferroviaire.

## 2.1. La consommation résidentielle, tirée par l'électrification du chauffage et la multiplication des appareils électriques, se stabilise

Les besoins en électricité du secteur résidentiel sont en premier lieu fonction du nombre de logements occupés. Le nombre de résidences principales françaises, qui atteint 28,3 millions en 2015, a crû plus fortement que la démographie en raison de la baisse du nombre d'habitants par logement, conséquence du vieillissement de la population et d'évolutions sociétales favorisant la décohabitation. Ensuite, il est aussi fonction de la taille des logements ramenée au nombre d'habitants. Plus le logement est grand, plus les besoins en éclairage ou en chauffage ont tendance à être élevés. Alors que la croissance démographique devrait rester modérée en France, une augmentation du nombre d'habitants par logement et une baisse de la taille des logements favoriserait une modération des besoins en électricité dans le secteur résidentiel. En détails, les usages dans le secteur résidentiel peuvent se distinguer en deux catégories :

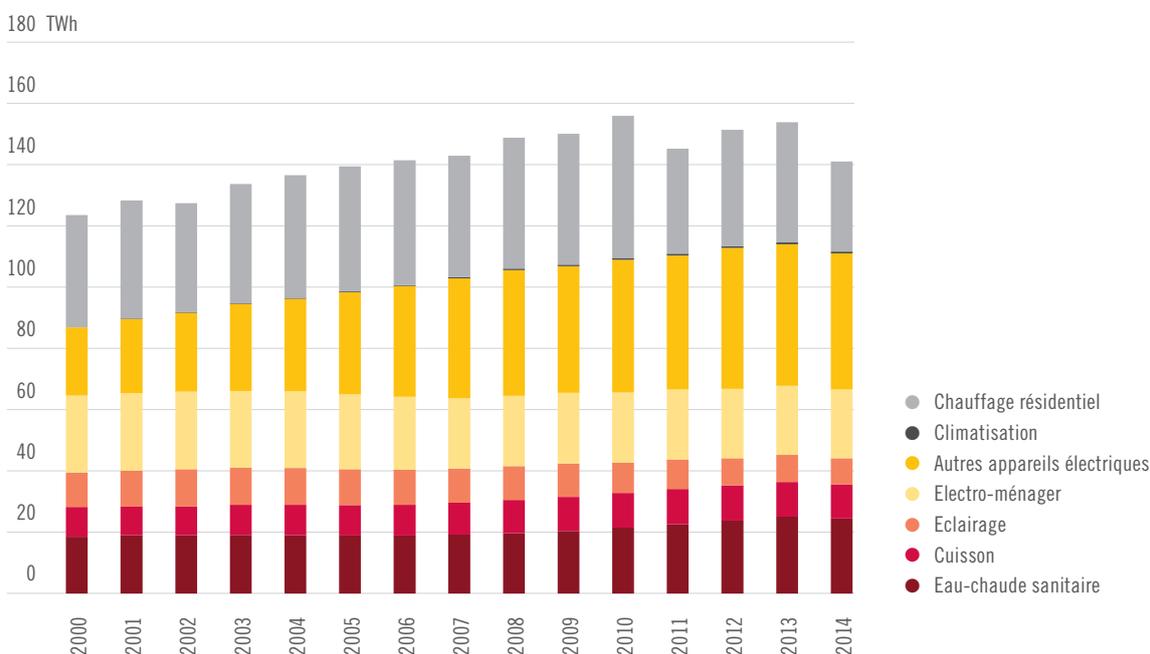
- les usages associés au bâtiment (40 % de la consommation finale d'électricité résidentielle) : il s'agit des principaux usages couverts par la réglementation thermique, à l'exception de

l'éclairage : chauffage, climatisation, ventilation et ECS. Le chauffage électrique des logements représente ici le premier poste de consommation : 39 TWh consommé en 2013 (25 % de la consommation résidentielle totale) et l'ECS 25 TWh (16 %). Pour ces deux usages, d'autres vecteurs énergétiques comme le gaz, le fioul, la biomasse, les chauffe-eau solaires ou l'alimentation par un réseau de chaleur peuvent se substituer à l'utilisation de l'électricité :

- les usages domestiques (environ 60 % de la consommation finale) : pour les appareils électriques, il convient de distinguer l'électroménager (22,5 TWh en 2013, 15 % de la consommation totale) des autres appareils électriques (48 TWh, 30 %), de la cuisson (11 TWh, 8 %) et de l'éclairage (9 TWh, 6 %). La cuisson des aliments est le seul usage pour lequel l'utilisation d'un autre vecteur énergétique est largement rependue : le gaz naturel.

La Figure 9 détaille les évolutions récentes des usages résidentiels de l'électricité. Globalement, les usages associés au bâti<sup>ii</sup> (+ 17 % entre 2000 et 2013) et domestiques (+ 30 %) ont crû avant de se stabiliser ces dernières années. Les dynamiques observées au sein des usages domestiques sont pourtant très contrastées. La hausse de 30 % provient ainsi essentiellement d'un doublement de

ii. La consommation du chauffage électrique varie d'une année sur l'autre en fonction des conditions de température.

**Figure 9.** Consommations d'électricité final par usage dans le secteur résidentiel

Source : Enerdata.

la consommation des appareils électriques hors électroménager de 23 à 46 TWh entre 2000 et 2013, poste de consommation devenu le premier des consommations résidentiels. À l'inverse, les consommations des appareils électroménagers (-10 % de 2000 à 2014, pour un niveau de 22 TWh/an en 2014) et de l'éclairage (-23 %, 8,6 TWh/an en 2014) diminuent.

## 2.2. L'amélioration de la performance des appareils électriques et de l'éclairage : une base de consommation qui disparaît

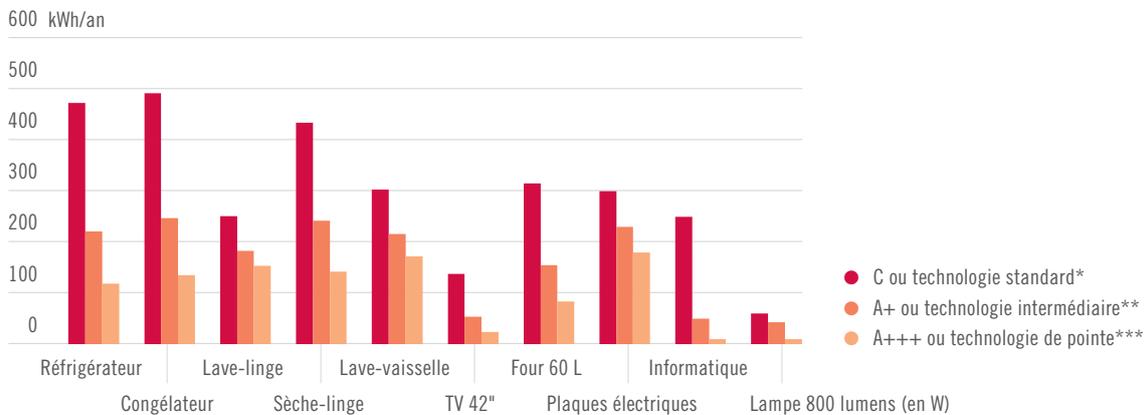
La baisse des consommations de l'électroménager et de l'éclairage s'explique par la diffusion ces dernières années de technologies plus performantes énergétiquement. Ces progrès se sont bâtis sur la combinaison des obligations européennes relatives à l'étiquetage énergétique, de programmes incitatifs nationaux<sup>12</sup> et d'accords volontaires passés avec les fabricants d'électroménager. En Europe, la part de marché des appareils électroménagers de classe énergétique A+ ou supérieure est ainsi passée de 51 % à 92 % en entre 2011 et 2014 (Bartoldi, Lopez Lorente, & Labanca, 2016). La Figure 10 montre les différences

importantes de consommation unitaire des appareils électriques en fonction de leur classe énergétique : entre la classe la plus performante et un appareil de classe C, les différences de consommation atteignent plus de 40 % pour les lave-linge et lave-vaisselle et près de 75 % pour les réfrigérateurs et les congélateurs (RTE, 2016a). Ces gains d'efficacité énergétique interviennent alors que les taux des ménages possédant un réfrigérateur (99 %) ou un lave-linge (96 %) sont élevés et limitent le potentiel de hausse par l'extension du parc d'appareils.

Des gains d'efficacité importants existent également pour l'éclairage, également réglementé par des normes européennes : la technologie LED permet par exemple une économie de 83 % par rapport aux ampoules incandescentes pour la même intensité d'éclairage. L'interdiction de vendre les sources lumineuses les moins efficaces a aidé à la diffusion rapide des gains en termes de consommation pour l'éclairage domestique et public. Ainsi, le scénario référence de RTE anticipe une baisse importante de 3,6 % par an des consommations résidentielles d'éclairage pour les cinq prochaines années, soit une réduction de 8,8 à 7,3 TWh entre 2015 et 2020, contre près de 12 TWh en 2004, tout en faisant l'hypothèse de la poursuite de la hausse du nombre de sources lumineuses par ménage de près de 10 % (actuellement 26 sources lumineuses par ménage en moyenne). À 19 h en hiver, la puissance appelée maximum pour

12. Citons, dans le cas de la France, le programme de certificats d'économie d'énergie.

Figure 10. Consommation annuelle estimée des ménages selon la technologie



\* La technologie standard correspond à la classe énergétique C pour l'électroménager et la TV. Pour les plaques électriques elles correspondent à l'utilisation de plaques en fontes. Pour l'informatique à un ordinateur fixe classique.

\*\* La technologie intermédiaire correspond à la classe énergétique A+ pour l'électroménager et la TV. Pour les plaques électriques à l'utilisation de plaques vitrocéramiques. Pour l'informatique à un ordinateur portable.

\*\*\* La technologie de pointe correspond à la classe énergétique A+++ pour l'électroménager et la TV. Pour les plaques électriques à l'utilisation de plaques à induction. Pour l'informatique à une tablette.

Source : Bilan prévisionnel RTE 2016.

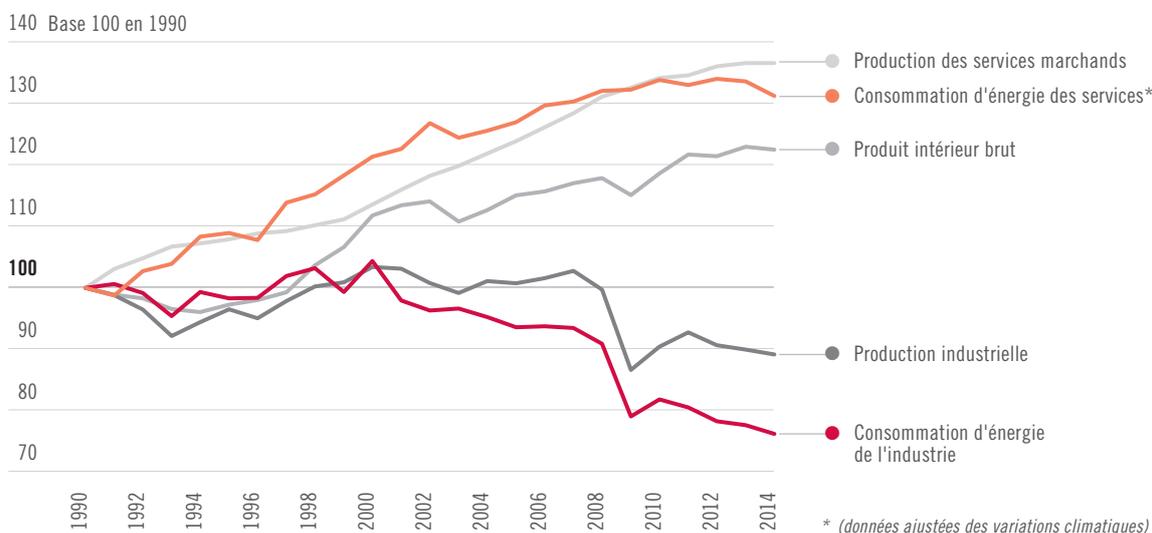
l'éclairage résidentiel baisserait rapidement de 5 à 4 GW, permettant ainsi au système électrique de récupérer des marges de manœuvre. À l'horizon 2050, les scénarios de l'Ademe estiment la baisse de la consommation annuelle de l'éclairage à 62 %, soit 3,4 TWh/an pour une puissance appelée le soir en hiver de 2 GW (Energies Demain, 2015).

Au final, en faisant l'hypothèse que tous les ménages passent à des appareils et des sources d'éclairage de la meilleure classe énergétique, la consommation électrique annuelle domestique des ménages tomberait à environ 1 300 kWh, soit moitié moins que les 2 600 kWh/an actuels (RTE, 2016a). Rapportée aux 28 millions de ménages français, une telle baisse représenterait à terme une réduction de 36 TWh/an de la consommation électrique des ménages, soit 20 % par rapport à aujourd'hui. À long terme, ces évolutions auront comme conséquence, d'une part, la réduction d'une « base » de consommation provenant de la consommation des équipements d'électroménagers fonctionnant en continu et, d'autre part, la baisse de la consommation électrique le soir provenant de l'éclairage et de l'utilisation des appareils de lavage, contrebalancée en partie par la hausse du recours à l'électricité pour la cuisson. Ces deux évolutions contribuent positivement à réduire l'appel de puissance les soirs d'hiver, lors des pointes de consommation électrique. La baisse des consommations électriques d'appareils électroménagers réduit néanmoins un gisement de pilotage des consommations chez les ménages.

### Encadré 3. Usages numériques et consommation d'électricité

- Le doublement de la consommation des appareils électriques hors électroménagers entre 2000 et 2013 provient notamment de la hausse des usages numériques dits de loisir. En 2008, un rapport du ministère du Développement durable estimait la consommation de la consommation d'électricité finale liée aux technologies de l'information et de la communication (TIC) à environ 55-60 TWh par an (tous secteurs confondus), soit 13,5 % de la consommation totale d'électricité, et pointait son augmentation rapide d'environ 10 % par an sur les dix années précédentes (CGDD, 2008). Précédemment réservées aux usages professionnels, les TIC se sont massivement démocratisées au cours des deux dernières décennies, tandis que la multiplication des appareils (ordinateurs, consoles de jeux, lecteurs DVD...) a favorisé une hausse soutenue de leurs consommations électriques. Cette hausse s'est maintenant inversée grâce à des progrès importants d'efficacité énergétique des appareils numériques : la consommation d'une tablette informatique représente ainsi 25 fois moins que celle d'un ordinateur fixe : 10 kWh/an contre 250 kWh/an. Cette baisse est renforcée par l'utilisation d'appareils nomades et adaptés à de multiples usages (vidéo, musique, communication, lecture...), dont l'autonomie énergétique est un critère de différenciation clé pour les consommateurs (smartphones, tablettes, ordinateurs portables).
- Ce reflux des consommations d'électricité dû au numérique n'est pourtant en rien définitif. La baisse de la consommation des terminaux de consommation finale s'accompagne d'un accroissement de la part des consommations numériques portées par le réseau de communication et les centres de données. Les études sur le sujet relèvent trois

**Figure 11.** Évolution des productions et consommation finale d'énergie des services et de l'industrie et produit intérieur brut en France



Source : Enerdata et Insee.

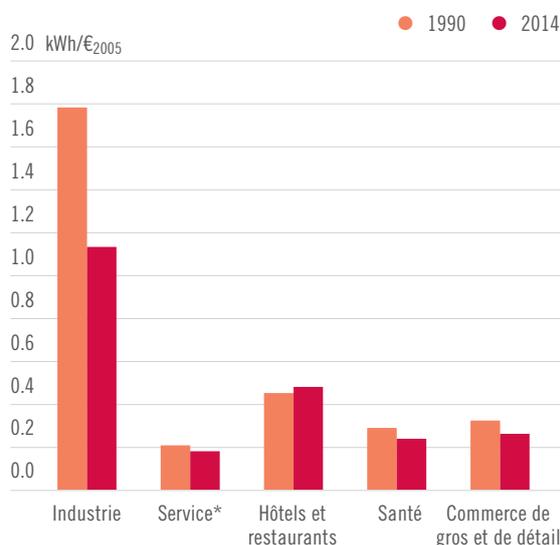
zones d'incertitudes importantes pour l'évolution future des consommations énergétiques des usages numériques : le développement de réseaux à distance de plus en plus rapides, l'impact du stockage des données à distance, notamment pour les usages particuliers, et la multiplication des objets connectés (voir notamment Corcoran & Andrae [2013] et Van Heddeghem *et al.* [2014]).

### 2.3. La tertiarisation de l'économie entraîne une baisse de l'intensité énergétique des activités productives

Les consommations énergétiques dans les secteurs tertiaire et industriel suivent en premier lieu les évolutions des niveaux d'activité économique. La Figure 11 montre que les demandes énergétiques de ces deux secteurs suivent de près leurs niveaux d'activité et reflètent la « tertiarisation » progressive de l'économie française depuis 1990. En conséquence, la consommation énergétique du secteur des services a augmenté de près de 30 % entre 1990 et 2014, tandis que sur la même période la demande industrielle d'énergie a stagné puis décliné de 25 % depuis 2000.

L'intensité énergétique des services est près de six fois moins élevée que celle de l'industrie en 2014 (1,13 kWh/€<sub>2005</sub> contre 0,18 kWh/€<sub>2005</sub>, voir Figure 12). Cette évolution structurelle est donc un premier facteur explicatif de la baisse de l'intensité énergétique de l'économie française, passée de 2 kWh consommés par €<sub>2005</sub> d'activité généré

**Figure 12.** Intensité énergétique de l'industrie et des services en France



\* (données ajustées des variations climatiques)

Source : Enerdata.

à 1,55 kWh/€<sub>2005</sub> de 1997 à 2014. Si une partie de cette baisse de l'intensité énergétique est également attribuable à des progrès dans l'efficacité énergétique des processus de production, la baisse de l'intensité énergétique est d'abord due à cet effet de structure. Les tendances sont équivalentes, mais de moindre ampleur, pour le vecteur électrique pour deux raisons. D'une part, la part de

la consommation énergétique couverte par le vecteur électrique continue d'augmenter dans l'industrie et les services. D'autre part, la consommation énergétique des services dont la croissance est plus dynamique est couverte de façon plus importante par le vecteur électrique : 46 % pour les services contre 34 % pour l'industrie en 2013 (voir Figure 8).

#### 2.4. La consommation d'électricité industrielle dépendra de l'évolution des débouchés des filières

La consommation d'électricité de l'industrie reste concentrée sur un nombre réduit de filières. La Figure 13 montre que les quatre industries les plus consommatrices représentent 60 % du total en 2013, tandis que la moitié de la consommation d'électricité provient toujours des industries dites « lourdes » les plus énergivores : chimie, métallurgie, minéraux non-métalliques et papier-carton. Si la plupart des industries ont vu leur demande d'électricité se réduire parallèlement à leurs niveaux d'activité depuis 2000, certaines filières industrielles de taille plus modeste et dont les consommations d'énergie et d'électricité représentent une part moins importante de leur chiffre d'affaires ont maintenu, voir augmenté leurs niveaux de consommation (voir Figure 14) : la demande de l'industrie alimentaire a ainsi crû de 20 % entre 2000 et 2013 et est désormais deuxième secteur consommateur d'électricité. Ces industries, moins intensives en énergie, couvrent une plus grande part de leurs besoins en énergie par l'électricité (de 32 % à 71 % pour l'industrie alimentaire et la production de caoutchouc/plastique). Elles sont aussi plus souvent organisées autour de sites de production de petite ou moyenne taille, connectés au réseau de distribution d'électricité, au contraire des industries « lourdes », généralement concentrées sur de grands sites industriels connectés au réseau de transport d'électricité.

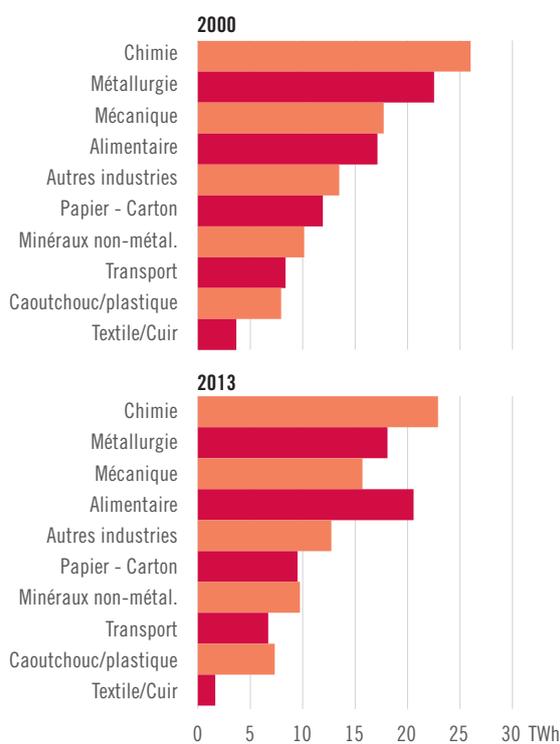
Si l'évolution de la demande énergétique de l'industrie dépend à court terme de la conjoncture économique, elle est aussi fonction de l'amélioration de l'efficacité énergétique des processus de production. Les potentiels de gains d'efficacité énergétique s'évaluent au niveau des filières industrielles et peuvent être issus de progrès technologiques ou de changements organisationnels. Dans le cadre de ses travaux prospectifs, l'Ademe évalue les gains d'efficacité énergétique atteignables d'ici 2030 : ceux-ci sont plus importants dans les industries peu intensives en énergie (7,5 % pour la sidérurgie, 18 % pour la chimie, 27,7 % pour l'équipement, 29,4 % dans l'agro-alimentaire [Ademe, 2013]).

L'utilisation du vecteur électrique dans l'industrie correspond en grande partie à des usages dits « spécifiques » : 67 % de l'électricité sont consommés par des moteurs électriques pour le pompage, la ventilation, la production d'air comprimé, de froid ou pour les besoins des procédés de fabrication (RTE, 2016a). Les moteurs électriques, auxquels s'appliquent des normes européennes de performance énergétique, constituent le premier potentiel d'amélioration de l'efficacité électrique dans l'industrie : 31 TWh par an, soit un quart de la consommation industrielle totale d'après l'institut NégaWatt (NégaWatt, 2011) : en outre, plus d'un tiers des investissements pour exploiter ces potentiels sont rentables en moins de trois ans. L'existence de ces potentiels théoriques ne signifie pas pour autant qu'ils seront exploités rapidement par les industriels. L'adoption de meilleures technologies, si elle constitue un avantage compétitif certain et est souvent rentable à long terme pour l'industriel, est parfois freinée par la faiblesse des prix de l'énergie, qui réduit les gains économiques et allonge le temps de retour sur un investissement en efficacité énergétique, et par la concurrence de l'efficacité énergétique avec d'autres priorités de développement pour des ressources de financement limitées à l'échelle de l'entreprise, en particulier dans les industries dont la facture énergétique est plus faible (Ademe, 2016c).

À plus long terme, les besoins en énergie de l'industrie répondront aux changements des modes de consommation et besoins d'investissement et de l'évolution de l'organisation de la production industrielle. Les orientations de certains secteurs de l'économie, qui concentrent les débouchés des biens produits par les industries grandes consommatrices d'énergie, seront centrales. Par exemple, les évolutions dans le secteur du bâtiment, entre priorité ou non donnée à la rénovation et relance ou limitation des nouvelles constructions, et l'organisation territoriale, favorisant l'étalement urbain ou encourageant la densification des zones d'habitation, auront des conséquences importantes sur les besoins des filières qui fournissent les matériaux de construction (ciment, bois, verre) ou approvisionnent le secteur automobile (aciéries, plastiques). L'augmentation de la réutilisation des matériaux *via* le recyclage réduit également la demande adressée aux industries de transformation des matières premières et requiert moins d'énergie par tonne produite : 2 MWh/t contre 30 MWh/t pour l'aluminium, 2 MWh/t contre 6 MWh/t pour l'acier (NégaWatt, 2011).

Les démarches d'écoconception, visant notamment à réduire l'intégralité de l'empreinte énergétique des produits et services, peuvent également

**Figure 13.** Consommation d'électricité finale par industrie

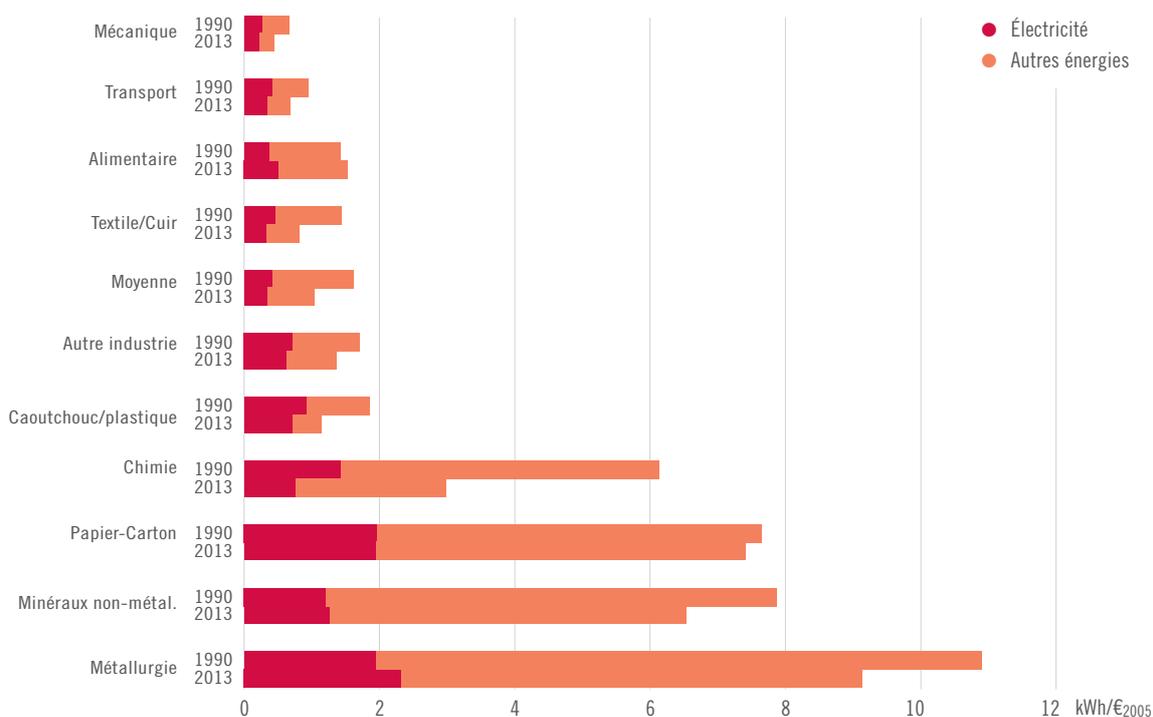


Source : Enerdata.

contribuer à réduire les consommations énergétiques de l'industrie par une réduction du besoin de renouvellement d'équipements à la durée de vie plus longue ou une baisse de l'utilisation des emballages. L'énergie contenue dans les biens et services des ménages représente en effet 60 % de l'emprise énergétique totale d'un ménage : 204 kWh/ménage/jour contre 83 kWh provenant de l'énergie directe utilisée par les ménages (électricité, gaz ou essence) et 55 kWh nécessaires à la production de cette énergie (Pourouchottamin, Barbier, Chancel, & Colombier, 2013).

Parallèlement, 46 % de ces 204 kWh d'énergie grise sont importés sous forme de produits finis ou intermédiaires. La relocalisation de tout ou partie de la production en France contribuerait dans une certaine mesure à augmenter la demande énergétique industrielle. Elle serait néanmoins limitée par la performance d'appareils de production de dernière génération, l'inertie de l'organisation des chaînes de valeur au niveau mondial et les effets récessifs d'une politique de relocalisation par imposition de tarifs douaniers. Le scénario NégaWatt estime qu'en France, une relocalisation intégrale de la production industrielle en 2050 aurait un impact haussier certain, mais inférieur aux gains de l'efficacité énergétique ou des actions

**Figure 14.** Intensité énergétique et électrique par industrie



Source : Enerdata.

de sobriété dans l'industrie. À une échelle plus locale, des évolutions organisationnelles, facilitées par la généralisation des imprimantes 3D et combinées aux technologies de la communication, pourraient également modifier la localisation des productions industrielles, sur des sites de plus petite taille et au plus près des consommateurs.

Au final, s'il est difficile d'anticiper le niveau d'activité industriel en France, la prolongation d'un contexte de faible croissance entraînerait vraisemblablement une stagnation ou une diminution des consommations d'énergie de l'industrie en raison de l'existence de potentiels importants de gains d'efficacité énergétique et d'un recours éventuellement accru au recyclage des matières premières, en particulier dans les industries intensives en énergie. Le renforcement de l'écoconception des produits et la hausse de comportements de consommation plus sobres contribueront également à la baisse des besoins énergétiques de l'industrie. Contrairement aux consommations résidentielles et tertiaires, la demande d'électricité industrielle est très peu sensible aux variations de température, et influera donc peu sur l'évolution de la pointe de consommation. Néanmoins, une baisse de la consommation d'électricité industrielle, en particulier pour les industries intensives en énergie, viendrait réduire les gisements d'effacement de consommation mobilisables par le réseau de transport lors des périodes de tension du système. En effet, ces industries constituent la majorité des effacements contractualisés par le réseau à l'heure actuelle.

## 2.5. La consommation d'électricité des services : entre hausse de l'activité et potentiels d'économies d'énergie

Tiré par l'augmentation des activités de service, le secteur tertiaire a été le principal vecteur de croissance de la demande électrique, de 35 % entre 2000 et 2010, avant de se stabiliser, comme dans le secteur résidentiel. Les usages de l'électricité dans le secteur des services sont les mêmes que dans le secteur résidentiel, mais leur répartition varie. Les usages thermiques liés au bâtiment représentent une part plus réduite que le résidentiel, mais la climatisation y est plus répandue : chauffage (12 % des 140 TWh consommés dans le secteur tertiaire en 2015), ventilation et climatisation (12 %), ECS (4 %) (RTE, 2016a). Ces besoins sont d'abord déterminés par la taille du parc de bâtiments tertiaires et leur densité d'occupation. La limitation de la croissance des surfaces de bâtiments tertiaires (bureaux, magasins) rapportée à même un niveau de service par habitant représente un levier majeur

de réduction des consommations énergétiques des services.

Les usages dits « spécifiques » sont quant à eux essentiellement constitués de l'informatique et de l'éclairage, qui représentent respectivement 19 et 16 % des 140,3 TWh consommés par les services en 2015 (RTE, 2016a). Ces deux usages comportent des potentiels importants de gains en termes d'efficacité énergétique (voir partie sur la demande résidentielle). La consommation électrique due à l'éclairage est plus importante dans le secteur tertiaire que dans le secteur résidentiel (22,4 TWh contre 8 TWh en 2015). Elle présente de plus des potentiels d'économies d'énergie plus importants provenant de comportements plus sobres, comme la réduction de l'éclairage de nuit, ou de l'intensité de l'éclairage. Une baisse à long terme de 62 % de l'usage de l'éclairage, similaire à celle envisagée dans le secteur résidentiel, permettrait d'économiser près de 14 TWh/an de consommation électrique, dont plus de 4 TWh/an d'éclairage public. Pour les usages informatiques, malgré les progrès importants d'efficacité des appareils, l'augmentation de la demande reste forte en raison de la multiplication des appareils et de la diffusion de nouvelles applications dans la santé ou l'enseignement. La consommation en particulier des centres de traitement de données, bien qu'elle ne représente qu'environ 3 TWh de consommation par an, fait l'objet d'une forte incertitude en raison de l'intensification de l'utilisation des données à pondérer par les progrès techniques qui permettent aux matériels de fonctionner de manière optimale à des températures plus élevée que par le passé (en moyenne 21°C contre 16°C à la fin des années 1980) (RTE, 2016a).

Globalement, le rythme observé d'amélioration de l'efficacité énergétique dans les activités de services reste néanmoins relativement faible, ce qui s'explique en partie par la faible part de la facture énergétique dans la structure des coûts de production des services qui incite peu à économiser l'énergie. Les activités de services requièrent en effet relativement peu d'énergie : 0,18 kWh d'énergie par euro<sub>2005</sub> d'activité en 2014, soit plus de 6 fois moins que les activités industrielles (voir Figure 12). Cette intensité énergétique a ainsi modestement baissé de 13 % depuis 1990, et même légèrement augmenté de 6 % dans le cas de l'hôtellerie-restauration.

Le pilotage de consommation envisagé dans le secteur tertiaire reste limité à l'éclairage public, à l'interruption du refroidissement des entrepôts frigorifiques sur des périodes courtes et de la climatisation d'espaces de bureaux et commerciaux.

Au final, la consommation d'électricité du secteur tertiaire est anticipée comme globalement

stable par le réseau de transport d'électricité (entre +2 % et -6 % d'ici 2021), en fonction de l'équilibre entre les effets des progrès atteignables de l'efficacité des usages électrique, les potentiels existants d'économies d'énergie et l'augmentation de l'activité des services et du recours à l'informatique. À plus long terme, comme dans le cas du résidentiel, l'évolution des usages de l'électricité associés au bâtiment constitue une aire d'incertitude majeure.

### 3. CINQ ENJEUX CLÉS LIÉS À L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Au-delà de la faible croissance de l'activité économique actuelle, la stabilisation de la demande d'électricité en France provient donc également de facteurs « structurels » : le recul de la production industrielle intensive en énergie en faveur des activités de services ; et l'accélération des progrès en terme d'efficacité énergétique observés dans un grand nombre de secteurs. À plus long terme, il existe cependant des zones d'incertitude importantes concernant l'évolution des consommations d'électricité qu'il convient de considérer avec attention.

En premier lieu, la stratégie adoptée concernant les bâtiments existants entre rénovation de l'enveloppe et poursuite de l'électrification par les pompes à chaleur définira une part importante des consommations dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Ensuite, le déploiement des véhicules électriques, véritable révolution annoncée pour le secteur des transports, s'il n'augmentera que modérément les volumes d'électricité consommés, pourrait avoir des conséquences importantes sur le système électrique en fonction des modes de recharge des véhicules qui seront généralisés.

Ces deux usages, combinés aux autres, devront donc également être évalués en fonction de leur impact sur la pointe de consommation hivernale, maximum annuel de consommation qui définit le dimensionnement du système électrique français. L'évolution de la pointe de consommation continuera à faire l'objet d'une attention particulière, car elle devrait en effet rester le critère de sécurité d'approvisionnement électrique principal en France à moyen terme.

Le développement du pilotage des consommations permettrait théoriquement de lisser les variations de la demande et de fournir de la flexibilité au système électrique en réponse aux pics de consommation et à la pénétration des productions d'énergie renouvelable météo-dépendante (photovoltaïque et éolien). Il doit cependant se baser sur une analyse fine de son potentiel technique et

économique, tout en garantissant sa compatibilité avec les objectifs environnementaux et d'efficacité énergétique.

Enfin, un dernier enjeu à plus long terme est le rôle des évolutions des usages de l'électricité dans l'émergence d'un système électrique plus décentralisé. Dans un système où la production d'électricité est davantage décentralisée, la demande d'électricité adressée au réseau de transport change également en *nature*, puisqu'elle devient le résultat d'un équilibrage entre offre et demande locale.

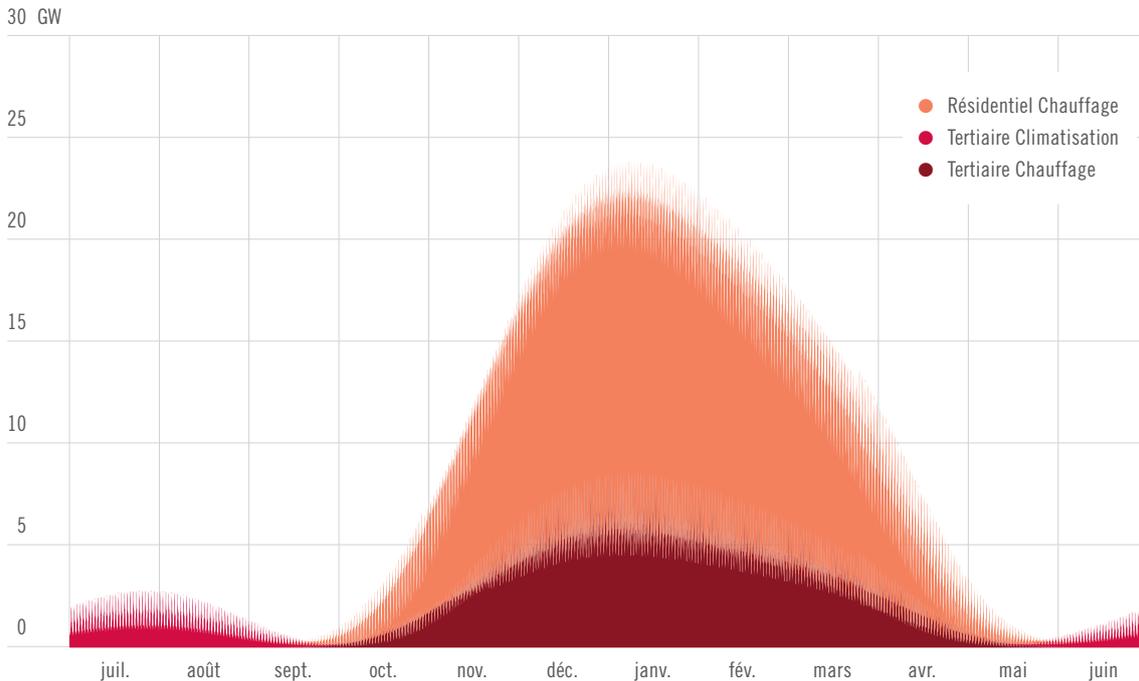
#### 3.1. L'articulation de la stratégie de réhabilitation du parc de bâtiments avec la planification du système électrique

Les besoins d'électricité pour les usages thermiques (chauffage, climatisation-ventilation et ECS) représentaient 98 TWh en 2014, soit un quart de la consommation totale d'électricité. En termes d'appel de puissance sur le réseau, les besoins de chauffage sont naturellement concentrés sur la période d'hiver et représentent 25 GW d'appel de charge sur le réseau électrique pour un climat de référence et jusqu'à 45 GW lors des vagues de froid extrêmes (voir Figure 15).

La demande d'électricité dans le bâtiment dépendra à la fois de l'évolution des besoins thermiques dans les secteurs résidentiel et tertiaire et de l'adoption ou non du vecteur électrique pour ces usages. Toutes énergies confondues, les usages thermiques représentaient 511 TWh de consommation à climat de référence en 2014. De ce total, seuls 21 % sont alimentés par l'électricité, le reste provenant du gaz naturel (38 %), du pétrole (17 %), du bois-énergie (17 %) et de la chaleur de réseaux (6 %). Ces usages sont responsables de 20 % des émissions de CO<sub>2</sub> en France, avec un total d'environ 76 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (Ademe, 2013). La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du bâtiment passe donc par une politique de réhabilitation énergétique importante sur deux axes : l'amélioration de l'efficacité énergétique et le remplacement des énergies fossiles par des énergies bas carbone.

Les gisements d'économies d'énergie par l'amélioration de la performance de l'enveloppe des bâtiments sont importants et touchent en particulier l'usage chauffage, qui représente 82 % du total des besoins thermiques en France. Le niveau de consommation moyen pour le chauffage et l'ECS du parc de logement français se situe autour de 150 kWh/m<sup>2</sup>/an de consommation (Ademe, 2016a), tandis que la dernière réglementation thermique de 2012 destinée aux bâtiments neufs exige que les bâtiments neufs respectent au minimum la norme « Bâtiment Basse Consommation » (BBC),

Figure 15. Appels de puissance modélisés à températures de référence en 2019-2020, scénario "Référence" 2015 RTE



Source : données du bilan prévisionnel RTE 2015.

qui correspond à un niveau de consommation de 50 kWh/m<sup>2</sup>/an. Ce niveau ne pourra être atteint par le simple remplacement d'anciens bâtiments par de nouvelles constructions, en raison du faible taux de renouvellement du parc de bâtiment (moins de 0,1 % de destruction de logements par an). L'enjeu porte alors sur la rénovation énergétique du parc de bâtiments existant, estimé à 34 millions de logements (28,3 millions de résidences principales) et près de 100 millions de m<sup>2</sup> de surfaces tertiaires. Pour y parvenir, la loi<sup>13</sup> a réaffirmé l'objectif ambitieux de 500 000 logements rénovés par an à partir de 2017 et prévoit la rénovation avant 2025 de l'ensemble des bâtiments privés publics et privés dont la consommation en énergie primaire est supérieure à 330 kWh/m<sup>2</sup>/an en énergie primaire. L'objectif de long terme est que l'ensemble du parc immobilier soit rénové et atteigne un niveau de performance de 50 kWh/m<sup>2</sup>/an à l'horizon 2050.

Si cet objectif à long terme est atteint, la baisse de demande d'électricité pour le chauffage et l'ECS représenterait théoriquement une diminution de près de 50 TWh/an dans les bâtiments utilisant l'électricité. Pourtant, malgré la fixation d'objectifs ambitieux, le rythme et la profondeur des

rénovations entreprises ne sont pas en ligne avec cet objectif de long terme : seules 288 000 rénovations profondes ont été entreprises en France en 2014 pour une économie estimée par le CEREN de 10 à 15 % sur la facture énergétique (Ademe, 2016). Ceci est d'autant plus problématique que ne pas exploiter la totalité du gisement d'économies d'énergie ou, *a minima*, mettre les travaux entrepris en adéquation avec les exigences de rénovation énergétique plus profonde du logement à plus long terme comporte le risque de « tuer » techniquement ou économiquement le gisement d'économies d'énergie (Rudinger, 2013). Il est aussi possible qu'un certain nombre de rénovations thermiques ne soient jamais viables sur les plans technique ou économique.

Une stratégie alternative pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> du bâtiment consiste à substituer aux énergies fossiles des vecteurs énergétiques décarbonés pour les usages thermiques. La technologie des pompes à chaleur (PAC), combinée à la production d'électricité bas carbone, et le développement des réseaux de chaleur sont ici des solutions privilégiées. Le remplacement de l'intégralité du fioul utilisé pour les usages thermiques des bâtiments par des pompes à chaleur de COP 3<sup>14</sup>

13. L'objectif de 500 000 rénovations par an a été fixé une première fois en 2013 dans le plan d'investissement pour le logement : <http://www.logement.gouv.fr/plan-d-investissement-pour-le-logement>.

14. Le coefficients de performance (COP) d'une pompe à chaleur désigne le rapport entre la chaleur produite et l'énergie électrique consommée.

n'aurait pour conséquence qu'une augmentation modérée de 25 TWh/an d'électricité consommée à terme pour une réduction d'émissions d'environ 20 MtCO<sub>2</sub>. Une substitution massive de l'utilisation du gaz naturel par des PAC paraît peu réaliste, car cela réduirait le rôle du réseau de gaz, alors que d'autres solutions de décarbonation existent comme l'utilisation de biogaz ou de gaz de synthèse à plus long terme. L'effet haussier sur la demande d'électricité des PAC est également à modérer, car celles-ci se substitueront également dans une certaine mesure au chauffage électrique traditionnel, moins efficient, pour une économie d'électricité estimée à 58 % en moyenne (RTE, 2016a). Le rendement des PAC diminue néanmoins à mesure que la température extérieure baisse, ce qui entraînera le maintien d'un niveau de thermosensibilité élevé (Energies Demain, 2015).

À plus long terme, les conséquences du changement climatique sur les consommations d'énergie thermo-sensibles devront aussi être prises en compte. Le rapport Jouzel sur le climat en France au cours du XXI<sup>e</sup> siècle dressait anticipait une hausse des températures moyennes comprise entre 0,6 et 1,3°C (plus forte dans le Sud-Est en été), et une augmentation du nombre de jours de vagues de chaleur en été qui devrait renforcer le recours, aujourd'hui faible, à la climatisation. (DGEC, 2014). En hiver, une diminution du nombre de jours de grand froid, en particulier dans le Nord-Est de la France, est également anticipée.

Au final, pour atteindre les objectifs de long terme concernant le bâtiment, il est donc essentiel de renforcer la performance et le rythme des rénovations énergétiques. Ensuite, en fonction des performances atteintes par les rénovations énergétiques, il paraît aussi important de définir une stratégie sur l'utilisation des différents vecteurs énergétiques dans le chauffage. La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> reposera sur une utilisation accrue des énergies de réseau (électricité, gaz, chaleur), qui nécessitent l'entretien ou la création d'infrastructures communes à l'échelle nationale et locale.

### 3.2. Le défi de l'intégration du développement de l'électromobilité

Le développement du véhicule électrique, combiné à une production d'électricité bas carbone, est une solution privilégiée pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> du transport. Des progrès importants laissent entrevoir une généralisation prochaine de cette technologie : le cap du million de véhicules dans le monde a été franchi en 2016, le coût des batteries électriques a été divisé par quatre depuis 2008

(AIE, 2016) et des progrès importants en termes d'autonomie sont annoncés fréquemment. Le déploiement des véhicules électriques est également encouragé par le niveau des aides à l'achat d'une part et le nombre de bornes de recharges en accès publics d'autre part. Ces deux facteurs sont considérés comme majeurs dans le décollage du marché des voitures électriques en Norvège et aux Pays-Bas, dont respectivement 25 % et 10 % des véhicules vendus étaient électriques ou hybrides à recharge en 2015 (AIE, 2016). Les scénarios de décarbonation à long terme envisagent une hausse conséquente du nombre de véhicules électriques. L'Agence internationale de l'énergie estime que pour limiter l'augmentation des températures à 2°C, le parc de véhicules électriques dans le monde devra atteindre de 100 à 140 millions en 2050. Pour la France, l'objectif fixé par la PPE est d'atteindre un parc de 2,4 millions de véhicules électriques ou hybrides rechargeables en 2023 (ministère de l'Environnement, 2016).

L'impact du développement des voitures électriques en termes de volume d'électricité consommé devrait pourtant rester mesuré. D'après les estimations d'EDF, un parc de 2 millions de véhicules représenterait entre 5 et 6 TWh/an de consommation électrique (EDF, 2016), soit un peu plus de 1 % de la consommation électrique française actuelle – un véhicule individuel consomme de l'ordre d'un chauffe-eau classique dans une maison particulière. Rapporté aux volumes d'électricité consommée par les autres usages, un parc de véhicules composés à 80 % de voitures électriques consommerait l'équivalent de 9,5 % de la consommation d'électricité en Europe et 10,5 % pour la France (Öko-Institut e.V., 2016). L'organisation de la recharge des véhicules électriques est cependant un enjeu déterminant pour favoriser leur intégration au système électrique.

Sur la base des besoins individuels de mobilité, la recharge du véhicule s'effectue naturellement lorsque les particuliers rentrent à leur domicile le soir, ce qui pourrait aggraver le phénomène de pointe journalière. RTE estime que la charge naturelle d'un parc de 4 millions de véhicules augmenterait la pointe journalière de près de 4 GW de puissance appelée (RTE, 2016b). L'adoption d'incitations réglementaires ou économiques peut permettre de décaler cette recharge dans le temps, vers les heures de moindre consommation ou d'abondance de production électrique qui sont aujourd'hui la nuit, et pourront dépendre dans le futur de la variabilité des productions renouvelables (jour de grand vent ou période d'ensoleillement maximale au milieu de la journée). À plus long terme, les véhicules électriques pourraient aussi se transformer en fournisseurs de services

au réseau en se déchargeant et se rechargeant au gré des variations de production d'énergie renouvelable.

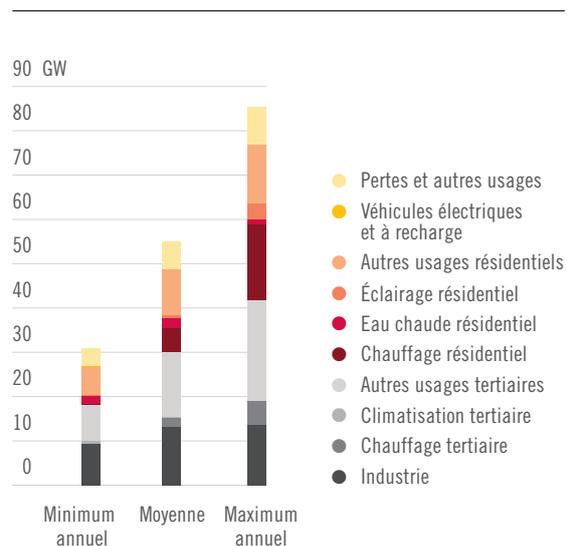
Pour cela, le déploiement de l'infrastructure de recharge sera clé. L'installation de bornes de recharge sur le lieu de travail pourra par exemple permettre aux véhicules de se recharger lors des pics de production photovoltaïque. Le développement de bornes de recharge rapide doit se faire avec prudence, car celles-ci nécessitent des investissements importants en renforcement du réseau et une forte puissance appelée à gérer pour le système. Un véhicule en charge rapide (30 minutes pour 270 km d'autonomie) représente une puissance appelée de 50 kW, soit l'équivalent de l'appel de charge moyen de 10 logements, contre de 3 à 7 kW pour une recharge à domicile. Dans ce cas, 1 million de véhicules connectés de façon simultanés représenteraient un appel de puissance de 50 GW, soit l'appel de puissance moyen sur le réseau français. Le défi de l'électromobilité, avant d'être un débouché pour la production électrique, est avant tout celui de l'intégration au système électrique. Celle-ci devra prendre en compte les préférences comportementales des utilisateurs qui pourraient, par exemple, préférer conserver un certain niveau d'autonomie et être réticents à ce que leur véhicule fournisse des services au système électrique.

### 3.3. L'évolution de la pointe de consommation hivernale

En France, la pointe de consommation électrique intervient généralement à 19 h les soirs de semaine en hiver, et constitue la somme des usages dus aux basses températures (chauffage électrique principal et d'appoint), à la nuit (éclairage) et aux activités domestiques lors au retour du travail des particuliers (loisirs numériques, cuisson, appareils ménagers). Ce phénomène de pointe hivernale est directement lié au fort développement du chauffage électrique qui augmente les soutirages d'électricité en fonction du niveau des températures ; on parle de consommations « thermosensibles ». D'après RTE, une baisse de la température de 1°C augmente la puissance appelée de 2,4 GW le soir à 19 h en hiver (RTE, 2016a). Cette sensibilité au niveau des températures restera à l'avenir le premier facteur à considérer pour l'adéquation offre demande sur le réseau en Europe et en particulier en France (Commission européenne, 2016c).

L'enjeu de la pointe de consommation est d'abord une question de dimensionnement du système électrique, qui doit être capable d'assurer la sécurité d'approvisionnement électrique selon le critère utilisé par RTE, fixé par la puissance publique à une espérance de 3 heures de défaillance maximum.

**Figure 16.** Appels de puissance horaire minimum, maximum et moyen par usage en France en 2019-2020, scénario "Référence" 2015 RTE



Source : BP RTE (2015).

RTE fait correspondre ce critère de défaillance à une pointe hivernale « d'une chance sur dix »<sup>15</sup> qui sert de base dans l'analyse des besoins de capacités de production ou d'effacement supplémentaires. La pointe de consommation a une conséquence directe sur le dimensionnement du réseau électrique et du parc de production pour y faire face. Suivant les scénarios établis par le réseau de transport à l'horizon 2020, l'écart entre la puissance appelée maximale (pointe de 19 h en hiver) et minimale (le matin en été) atteint 44 GW (voir Figure 16), mais a atteint jusqu'à 70 GW en 2012, année du record historique de puissance appelée atteint en février 2012, à 102,1 GW.

Les projections faites par le réseau de transport en 2009 et 2012 anticipaient encore la poursuite d'une forte hausse de la pointe de consommation, de 107 et 104 GW respectivement pour la pointe d'une chance sur dix pour l'hiver 2019/2020. Cette vision d'une hausse galopante avait amené une réflexion sur les risques pour le secteur électrique et les moyens pour y remédier. Un rapport parlementaire sur la pointe électrique avait identifié trois leviers d'action pour limiter la hausse de la pointe de consommation : la réduction des niveaux de consommation ; le lissage des courbes de charge avec le pilotage de la demande ; et le développement des capacités de production permettant de

15. La pointe d'« une chance sur dix » correspond au niveau de consommation maximal qui a une chance sur dix de se produire au cours d'au moins une heure en hiver ; ce niveau est estimé à partir des chroniques de température de Météo France et de l'analyse de la thermo-sensibilité effectuée par le réseau de transport (RTE, 2014)

répondre à la demande de pointe (Poignant & Sido, 2010). Cette vision s'est désormais atténuée, en raison de la stabilisation du recours à l'électricité pour le chauffage et de l'amélioration de l'efficacité énergétique de l'éclairage. Le niveau de la pointe de consommation n'augmente plus à un rythme plus élevé que la consommation totale d'électricité, et les projections du BP 2016 font état d'une stabilisation (scénario haut), voire d'une légère baisse (scénarios référence et bas) de l'indicateur de la pointe d'« une chance sur dix » qui devrait être comprise entre 96,4 et 102,8 GW en 2021. Cette stabilisation ne doit pourtant pas atténuer l'importance de l'enjeu sur le long terme. La pointe de consommation reste soumise à de fortes incertitudes relatives aux évolutions de besoin de chauffage précédemment évoquées, mais aussi à l'intégration de la demande provenant des véhicules électriques. Les scénarios prospectifs à long terme de RTE affichaient une différence dans la pointe maximale appelée de 20 GW entre les variantes hautes et basses à l'horizon 2030 (RTE, 2014), qui atteint 25 GW dans les scénarios 2050 évalués par l'Ademe (Energies Demain, 2015).

Au-delà des mesures accompagnant l'intégration des véhicules électriques et l'encouragement au développement des effacements et des puissances de production de pointe, la mise en place de signaux tarifaires de pointe sur l'électricité ou le réseau peut encourager les consommateurs à décaler leurs consommations. C'est par exemple le cas des tarifs heures pleines/heures creuses. Des actions ciblées sur la réduction des consommations de pointe peuvent également être envisagées. En particulier, une action ciblée visant à limiter le recours au chauffage d'appoint peu efficace passerait par la fixation de normes minimales et d'étiquetage énergétique pour le chauffage électrique à « effet joule » alors que les pompes à chaleur et les chauffe-eau électriques y sont déjà soumis. Des mesures réglementaires plus drastiques pourraient inclure l'incitation à la connexion aux réseaux de chaleur dans les zones géographiques propices, accompagnée d'une interdiction du chauffage à « effet joule » sur le modèle de la politique publique danoise (Danish Energy Agency, 2015).

### 3.4. Le développement du pilotage de la demande comme solution de flexibilité pour le système électrique

Le pilotage des consommations électriques se définit comme un ensemble de solutions techniques et d'incitations associées permettant d'adapter une partie ou la totalité des usages aux conditions de l'équilibre offre-demande dans le système électrique. Cette idée n'est pas nouvelle.

En France, les tarifs heures pleines/heures creuses, le signal d'activation destiné aux chauffe-eau, les tarifs « EJP » et « Tempo » pour les particuliers et les entreprises ou encore les contrats d'effacement entre le gestionnaire de réseau et les consommateurs industriels visaient tous à réduire les consommations lors des périodes de stress pour le système à l'échelle locale ou nationale.

L'intérêt s'est pourtant renforcé récemment pour le pilotage des consommations électriques en raison de deux tendances de fond. D'abord, les progrès des technologies de l'information et de la communication et leur application dans le domaine de l'énergie, illustrés par l'apparition des réseaux et compteurs intelligents, permettent d'envisager d'aller plus loin dans le pilotage d'usages décentralisés. Ensuite, le développement de la production variable et non pilotable d'origine renouvelable (solaire et éolienne) augmente les besoins de flexibilité du système électrique. Or les consommations offrent un gisement théorique considérable de flexibilité pour le système électrique. La Commission européenne estimait en 2016, tous secteurs confondus, à 22 GW la puissance pilotable des consommations françaises (Commission européenne, 2016c). À l'horizon 2050, le scénario 100 % ENR de l'Ademe prenait des hypothèses encore plus élevées : 38 GW, dont 32 GW provenaient du développement des véhicules électriques et des pompes à chaleur (voir Tableau 2).

**Tableau 2.** Hypothèses sur les usages électriques pilotables dans l'étude ADEME 100 % ENR

Potentiel maximal de demande pilotable par an (2050)	Puissance	Énergie
Voitures électriques (11 millions)	7 GW	16 TWh
100 % des chauffe-eau électriques	3 GW	7 TWh
75 % du chauffage électrique (pompes à chaleur <sup>1</sup> )	25 GW	35 TWh
37 % des usages blancs <sup>2</sup> dans le résidentiel	3 GW	8 TWh

Source : Ademe 2015.

L'étude Fraunhofer IWES (Agora Energiewende, 2015) considérait que globalement la France dispose déjà d'une réserve de flexibilité importante, grâce à ses capacités hydroélectriques et un fort niveau d'interconnexions, qui permettent d'absorber en grande partie la variabilité des ENR sans recourir à des solutions coûteuses de stockage. Le pilotage des consommations peut cependant être une solution déjà intéressante sur les marchés d'ajustement et pour résoudre les congestions à une échelle plus locale. Développer des solutions techniques de pilotage des consommations en prenant en compte une organisation du marché favorable à la participation active des consommateurs

permettra une approche exploratoire des différentes solutions en fonction des gisements considérés, sans attendre que le système ne soit dominé par les productions des énergies variables.

L'effet de la flexibilisation des consommations sur l'incitation à l'efficacité électrique doit également faire l'objet d'une attention particulière. Dans certains cas, l'amélioration de l'efficacité énergétique des usages améliore le potentiel de flexibilité des consommations : seuls des bâtiments bien isolés peuvent arrêter leur chauffage ou leur climatisation pendant un certain laps de temps sans réduire significativement le confort thermique du logement afin de réduire les soutirages d'électricité à court terme. Dans d'autres cas, le développement de la flexibilisation de la demande peut se faire au prix d'une perte d'efficacité dans l'utilisation de l'énergie comme lorsque l'on substitue à l'électricité du réseau des solutions de stockage d'énergie peu efficaces. Le défi est ici de fixer des incitations économiques et réglementaires au développement du pilotage des consommations qui permettent de trouver un équilibre adéquat avec le maintien d'une incitation à réduire la consommation d'énergie et les émissions polluantes (AgoraEnergiewende, 2016).

À long terme, la fixation du cadre réglementaire et des incitations économiques au consommateur pour développer le pilotage des consommations doit s'appuyer sur une connaissance fine des potentiels techniques et économiques, mais aussi des contraintes comportementales du consommateur, tout en évitant des effets non désirés sur l'incitation à l'efficacité énergétique et la réduction des émissions polluantes.

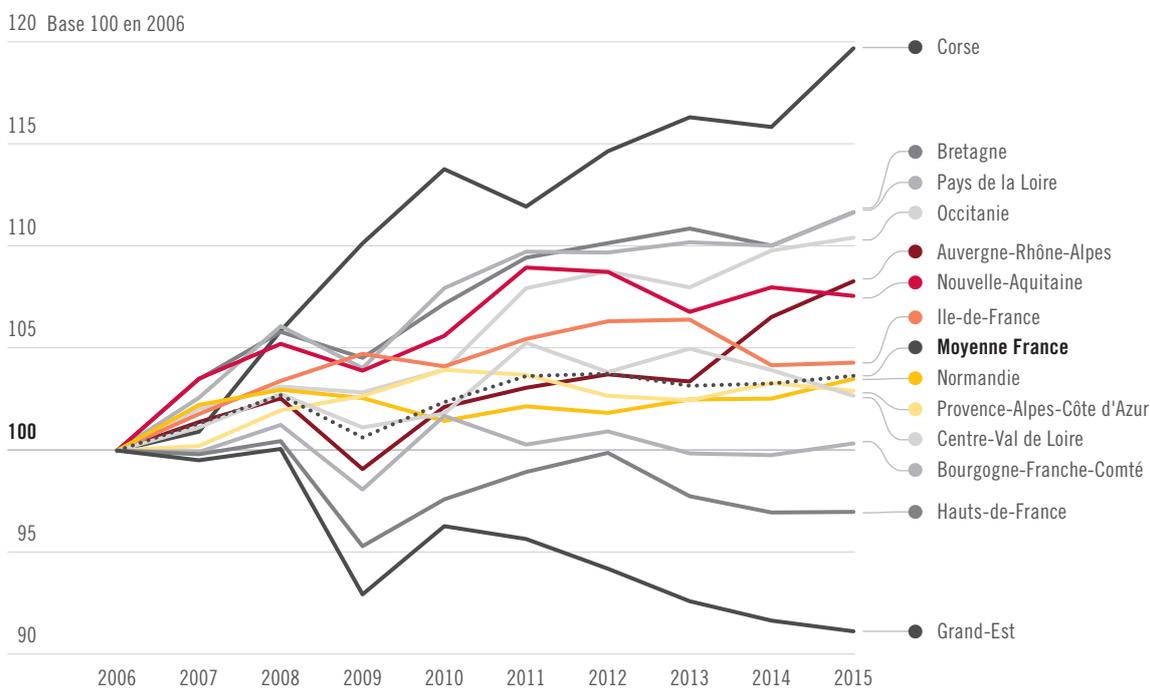
### 3.5. La place de la demande d'électricité dans un système plus décentralisé

Le réseau permet d'agrèger les offres et demandes d'électricité entre pays, mais aussi à une échelle plus locale entre régions, zones urbaines et rurales ou encore zones d'activités économiques et de résidence de loisir. Cet effet d'agrégation atténue les pics de demande au sein d'une journée ou entre saisons : le pic de demande peut être atteint en été dans les zones les plus chaudes (climatisation) et en hiver dans les zones les plus froides (chauffage électrique). Dans un système interconnecté, ces profils complémentaires permettent de limiter le besoin agrégé de capacités de pointe tout en réduisant leur coût par l'augmentation du facteur de charge des centrales. L'interconnexion du système permet également le foisonnement de la production renouvelable, afin de bénéficier de la diversité des régimes de vents et de niveaux d'ensoleillement

tout en limitant les besoins d'ajustement, à la hausse ou à la baisse, sur le réseau. La Figure 17 montre que les dynamiques d'évolution sont déjà contrastées à l'échelle des grandes régions métropolitaines françaises en fonction de dynamiques sectorielles et démographiques distinctes : une baisse prononcée dans la région Grand-Est (-8 % en dix ans), une croissance forte dans les Pays de la Loire ou la Bretagne (+12 %).

L'évolution récente des consommations électriques, entre baisse de la demande des grands sites industriels connectés au réseau de transport et hausse des sites résidentielles et tertiaires connectés au réseau de distribution, favorise la décentralisation du système électrique, tout comme l'augmentation de la production renouvelable. L'essor continu des métropoles et l'apparition des véhicules électriques devrait poursuivre cette tendance tout en accentuant la concentration géographique des besoins de consommation. Enfin, des évolutions sociétales ou dans l'organisation territoriale favorisant le télétravail, à domicile ou dans des espaces de travail partagés à proximité des lieux de vie, favoriserait également l'émergence d'îlots territoriaux de consommation électrique à énergie positive qui profiteraient du décalage entre les cycles de consommation énergétique des bâtiments résidentiels et tertiaires pour limiter les appels sur le réseau électrique national et les besoins de développement en infrastructure de réseaux qui en découlent (Ademe, 2013).

Tout cela pose la question d'une éventuelle modification de l'échelle pertinente d'équilibrage entre offre et demande électrique sur le réseau, actuellement au niveau national. Le recours à des solutions d'autoconsommation et le développement de réseaux de distribution fermés pourrait faire évoluer le réseau public vers un rôle « assurantiel » en cas de consommation élevée ou un débouché pour la production excédentaire. La demande adressée au réseau haute tension changerait alors de nature et deviendrait une demande résiduelle résultant d'un équilibrage offre-demande local. Bien que l'exacte ampleur de ces transformations soit difficilement appréciable, celles-ci provoqueraient une modification profonde des modes d'organisation et de financement des réseaux, mais aussi de l'interface entre réseaux de distribution et de transport. L'équilibre à trouver sera délicat mais nécessaire, d'autant que sans déploiement à grande échelle de solutions de stockage décentralisées, le réseau de transport devrait encore rester nécessaire pour faire face par exemple aux pics de consommation hivernaux et au creux de production renouvelable dans les zones à forte production renouvelable. Par exemple, sur la question du financement du réseau, la structure des tarifs pourrait évoluer vers

**Figure 17.** Évolution de la consommation finale d'électricité par région française (ajustée des variations climatiques)

Source : données RTE open data.

une augmentation de la part de paiements fixe afin d'assurer l'entretien du réseau. Mais une part fixe trop importante peut également accélérer l'incitation pour les consommateurs à se déconnecter du réseau public et produire par eux-mêmes leur électricité *via* l'autoconsommation individuelle ou collective (Rocky Mountain Institute, 2015).

Le développement d'un équilibre plus local constituerait un débouché supplémentaire pour les flexibilités locales, dont le pilotage de consommations. Il peut, en effet, être plus intéressant de réduire la consommation d'électricité d'une usine dans une zone fortement équipée en chauffage électrique pendant une vague de froid exceptionnelle plutôt que d'investir en amont pour amener l'électricité d'une autre zone géographique. Une étude de E-cube pour la Commission de régulation de l'énergie a valorisé le bénéfice potentiel du report d'investissements dans le renforcement du réseau à en moyenne 30 à 90 €/kw/an en fonction des options de flexibilités mobilisées. Le bilan serait plus favorable pour les effacements industriels que pour les effacements diffus. Ces gains sont notamment plus élevés dans les zones rurales en raison de la distance du réseau haute et basse tensions pour alimenter ces zones (E-cube, 2016).

L'émergence de systèmes électriques basés sur une adaptabilité plus grande des consommateurs en réponse aux congestions du réseau pourrait être plus rapide *via* des processus locaux d'équilibrage.

Pour se développer, ces systèmes dépendront des évolutions réglementaires et de la volonté politique de les organiser. Le rôle de la gouvernance locale de l'énergie (régions, villes) et de ses marges de manœuvres pourrait être ici central pour adapter la régulation et les déploiements du réseau et de la production décentralisée aux caractéristiques des territoires.

## 4. CONCLUSION

Dans un contexte de faible croissance économique et démographique, la stabilisation récente de la demande d'électricité française en France s'explique par des facteurs « structurels » : la tertiarisation continue de l'économie et l'accélération des gains d'efficacité énergétique. La diffusion des technologies les plus efficaces se poursuivra au rythme du renouvellement des équipements électriques et continuera de tirer à la baisse les consommations d'électricité. C'est une donnée nouvelle pour un secteur qui a longtemps fait l'hypothèse d'une croissance continue des besoins : sans rupture majeure, les acteurs du secteur doivent désormais faire l'hypothèse d'une demande en volume d'électricité globalement stable à l'avenir. Cependant, des transformations d'ampleur parfois incertaine, et pour certaines liées à la transition énergétique et écologique,

viendront transformer en profondeur les besoins adressés au système énergétique et, en particulier, au système électrique.

L'enjeu de la réduction de l'empreinte énergétique et environnementale des bâtiments est une première source d'incertitude pour la demande d'électricité. La stratégie actuelle est axée sur la diminution des consommations énergétiques, mais le rythme et la profondeur des rénovations actuellement entreprises n'est pas en ligne avec la stratégie de long terme. Des progrès sur ce plan renforceraient la baisse des consommations d'électricité pour le chauffage, tandis qu'une stratégie privilégiant la décarbonation du bâtiment *via* le remplacement des énergies fossiles par des pompes à chaleur l'augmenterait tout en maintenant un niveau élevé de thermo-sensibilité de la demande électrique française. Entre ces deux visions, la définition d'une stratégie claire sur le rôle de chacun des vecteurs énergétiques dans le bâti permettrait de mieux définir les besoins en électricité. Une seconde incertitude importante concerne la place du véhicule électrique dans l'évolution du système énergétique. Le défi ici pour l'électricité ne concerne ici pas tant les volumes consommés que l'intégration du processus de recharge aux moments adéquats pour le système.

Plus largement, anticiper les moments auxquels les consommations interviendront est d'autant plus crucial que le premier critère de risque du système électrique français restera à moyen terme la pointe de consommation hivernale. Sa modération récente ne doit donc pas empêcher une réflexion sur les moyens de la limiter. Face à l'ampleur des incertitudes concernant son évolution, réaffirmer une politique volontariste en matière de réduction de la demande d'électricité à la pointe est nécessaire pour conserver des marges de manœuvre pour le système et limiter les besoins de nouvelles capacités de production et de réseau. Si le pilotage des consommations doit être exploré en tant que solution pour résoudre les congestions,

notamment au niveau local, son développement doit également aller de pair avec une priorité donnée à l'efficacité énergétique et à la réduction des émissions polluantes. Enfin, la diminution du poids des grands sites de consommation d'électricité centralisés font écho aux évolutions du côté de la production avec le développement de la production renouvelable. Ces deux tendances favorisent la décentralisation du système électrique et pourraient amener, à terme, une transformation importante de la nature de la demande adressée au réseau avec le développement d'un équilibre entre l'offre et la demande à l'échelon local.

L'évolution de la demande a trop souvent été considérée comme une donnée « exogène » et fait l'objet de peu d'attention bien qu'elle soit au cœur des politiques énergétiques. Une prise en compte réaffirmée des enjeux autour de son évolution, basée sur une compréhension fine des besoins des différents usages de l'électricité, gagnerait à être intégrée dans une vision à long terme de la transition du système énergétique. Cette vision, évolutive en fonction des conditions économiques et technologiques, doit aussi prendre en compte des évolutions disruptives qui pourraient modifier radicalement le rôle de l'électricité dans le système énergétique comme l'utilisation de l'électricité pour produire d'autres vecteurs énergétiques (liquides ou gaz de synthèse). La demande d'électricité, loin d'être une tendance « subie » provenant du marché ou des préférences des acteurs, peut être orientée par la définition de stratégies cohérentes sur l'adoption ou non d'un vecteur énergétique pour un usage donné. La définition d'une trajectoire « cible », évolutive, et finement articulée avec les stratégies sectorielles et l'évolution des autres énergies de réseau (gaz et chaleur) et prenant en compte la dimension qualitative de celle-ci sur les moments et la localisation des consommations d'électricité permettrait d'améliorer la visibilité pour les acteurs du secteur et de réduire le coût global de la transition du système électrique. ■

## BIBLIOGRAPHIE

- Ademe (2013). *Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050*.
- Ademe (2016a). *Campagne 2015 OPEN travaux achevés en 2014*. Observatoire Permanent de l'amélioration Energétique du logement.
- Ademe (2016b). *Coûts des énergies renouvelables en France*.
- Ademe (2016c). *Financement de projets industriels productifs sobres énergétiquement*. Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par ENEA consulting.
- Agora Energiewende (2015). *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentilateral Energy Forum Region*.
- AgoraEnergiewende (2016). *Flex-Efficiency : Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern*.
- AIE (2016). *Global EV Outlook 2016 : Beyond one million electric cars*.
- Attali, S., & Laponche, B. (2010). *Instruments et mesures pour économiser l'électricité dans les bâtiments*. Les cahiers de GLOBAL CHANCE, n° 27, janvier 2010.
- Bartoldi, P., Lopez Lorente, J., & Labanca, N. (2016). *Energy Consumption and Energy Efficiency Trends in the EU-28 2000-2014*. EUR 27972 EN; doi 10.2788/581574.
- Carbone 4 (2014). *Etude des 4 trajectoires du DNTE. Une vision pédagogique des 4 trajectoires dans le cadre du débat national sur la transition énergétique*.
- CGDD (2008). *TIC et développement durable*. Rapport du Conseil général de l'environnement et du développement durable et du Conseil général des technologies de l'information.
- Chappoz, L. (2012). *Les politiques d'efficacité énergétique en France et en Allemagne : quand deux voisins empruntent des chemins différents*. Study n°04/13, Iddri, Paris, France, 36 p.
- Commissariat général au développement durable (2014). *Le parc des logements en France métropolitaine en 2012 : plus de la moitié des résidences principales ont une étiquette énergie D ou E*. n° 534, Juillet 2014.
- Commission européenne (2011). *Impact assesment of the Energy Roadmap 2050 Communication*.
- Commission européenne (2016a). *EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions trends*.
- Commission européenne (2016b). *IMPACT ASSESSMENT STUDY ON DOWNSTREAM FLEXIBILITY, PRICE FLEXIBILITY, DEMAND RESPONSE & SMART METERING*. DG Energy, Juillet 2016.
- Commission Européenne (2016c). *Weather-driven revenue uncertainty for power producers and ways to mitigate it*. METIS Studies, Study S16, November 2016.
- Corcoran, P., & Andrae, A. (2013). *Emerging Trends in Electricity Consumption for Consumer ICT*.
- CRE (2016). *Les interconnexions électriques et gazières en France*. Rapport de la Commission de régulation de l'énergie, juin 2016.
- Danish Energy Agency (2015). *Regulation and Planning of District heating in Denmark*.
- Deep Decarbonization Pathways Project (2015). *Pathways to deep decarbonization 2015 report*. SDSN - IDDRI.
- DGEC (2014). *Le climat de la France au XXIème siècle Volume 4, Scénarios régionalisés : édition 2014 pour la métropole et les régions d'outre-mer*.
- DNTE (2013). *Quelle trajectoire pour atteindre le mix énergétique en 2025 ? Quels types de scénarios possibles à horizons 2030 et 2050, dans le respect des engagements climatiques de la France ?* Rapport du groupe de travail 2 du Débat nationale sur la transition énergétique.
- E-cube (2016). *Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution*.
- EDF (2016). *EV & Electrical System*. Présentation conférence "The Impact of Electric Vehicles on the Electricity System".
- Energies Demain (2015). *Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations. Modélisation de la demande: méthode et principaux résultats*. Rapport réalisé pour l'Ademe.
- Fink, M., & Legrand, V. (2014). *La transition énergétique du secteur de l'industrie. Un plan d'action : comment financer l'exploitation des gisements d'efficacité énergétique du secteur*. Institut Négawatt et Réseau Action Climat - France.
- Mathieu, M., Rüdinger, A., & Pescia, D. (2016). *L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?* Paris: Working Papers N°01/16, Iddri, Paris, France, 16 p.
- Mathy, S., Criqui, P., & Hourcade, J.-C. (2015). *Pathways to Deep Decarbonization in 2050 in France*. The French report of the Deep Decarbonization Pathways Project of the Sustainable Development Solutions Network and the Institute for Sustainable Development and International Relations.
- Ministère de l'environnement, d.l. (2016). *Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie*. Journal officiel n°252 du 28 octobre 2016.
- NégaWatt (2011). *Scénario négaWatt, Hypothèses et méthodes*.
- Öko-Institut e.V. (2016). *Electric mobility in Europe – Future Impacts on the emissions and the energy system*.
- Poignant, & Sido. (2010). *Rapport Poignant - Sido groupe de travail sur la Maîtrise de la pointe électrique*.
- Pourouchottamin, P., Barbier, C., Chancel, L., & Colombier, M. (2013). *Nouvelles représentations des consommations d'énergie*. Cahier du CLIP n°22, Avril 2013.
- Rocky Mountain Institute (2015). *The Economics of Battery Energy Storage*.
- RTE (2014). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande*.
- RTE (2016a). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande*.

- RTE (2016b). *The impact of electric vehicle development on peak demand and the load curve under different scenarios of EV integration and recharging options*. CEEM Conference Electric vehicles and the electricity system, Paris, 17 October 2016.
- Rüdinger, A. (2013). *La rénovation thermique des bâtiments en France et en Allemagne : quels enseignements pour le débat sur la transition énergétique ?* Working Papers n°07/13, IDDRI, 14 p.
- Rüdinger, A. (2016). *Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France*. WORKING PAPERS N°03/2016. IDDRI, 2016. 32 P.
- Rüdinger, A., Spencer, T., Sartor, O., Mathieu, M., Colombier, M., & Ribera, T. (2014). *Getting out of the perfect storm: towards coherence between electricity market policies and EU climate and energy goals*. Paris: IDDRI.
- UBA (2013). *Germany 2050 a greenhouse gas-neutral Country*.
- UBA (2014). *Germany 2050 a greenhouse gas-neutral Country*. Umweltbundesamt study.
- Van Heddeghem et al. (2014). *Trends in worldwide ICT electricity consumption from 2007 to 2012*. Computer Communications, Volume 50, 1 September 2014, Pages 64–76.



## La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ?

Nicolas Berghmans (Iddri)

- Rüdinger, A. *et al.* (2017). La transition du système électrique français à l'horizon 2030. Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires, Iddri, *Studies* n°05/17.
- Mathieu, M., Rüdinger, A., Pescia, D. (2016). L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?, Iddri, *Working Papers* n°01/16.
- Mathieu, M., Rüdinger, A. (2016). Évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques en France : comment concilier les enjeux d'intégration et de déploiement ?, Iddri, *Working Papers* n°02/16.
- Rüdinger, A. (2016). Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France, Iddri, *Working Papers* n°03/16.
- Rüdinger, A. (2015). Transition énergétique française et croissance verte : les limites d'une gouvernance par objectifs, Iddri, *Issue Briefs* n°07/15.
- Rüdinger, A. (2015). Comment financer la transition énergétique ? Éléments d'analyse pour une approche stratégique, Iddri, *Working Papers* n°01/15.
- Bellevrat, É. *et al.* (2013). Scénarios de transition énergétique pour la France : définir un espace de discussion pour le débat, Iddri, *Working Papers* N°09/13.

Publications disponibles en ligne sur : [www.iddri.org](http://www.iddri.org)

Institut de recherche sur les politiques, l'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) a pour objectif d'élaborer et de partager des clés d'analyse et de compréhension des enjeux stratégiques du développement durable dans une perspective mondiale. Basé à Paris, l'Iddri accompagne les différents acteurs dans la réflexion sur la gouvernance mondiale des grands problèmes collectifs que sont la lutte contre le changement climatique, la protection de la biodiversité, la sécurité alimentaire ou l'urbanisation et participe aux travaux sur la redéfinition des trajectoires de développement.

L'Iddri porte une attention toute particulière au développement de réseaux et de partenariats avec les pays émergents et les pays les plus exposés aux risques, de façon à mieux appréhender et partager différentes visions du développement durable et de la gouvernance. Afin de mener à bien son action, l'Iddri s'insère dans un réseau de partenaires issus des secteurs privé, académique, associatif ou public, en France, en Europe et dans le monde.

Institut indépendant, l'Iddri mobilise les moyens et les compétences pour diffuser les idées et les recherches scientifiques les plus pertinentes en amont des négociations et des décisions.

Ses travaux sont structurés transversalement autour de sept programmes thématiques : Gouvernance, Climat, Biodiversité, Océans et zones côtières, Fabrique urbaine, Agriculture et Nouvelle Prospérité.

Dans le cadre de son partenariat avec Sciences Po, de nombreux chercheurs de l'Iddri participent aux enseignements ainsi qu'au développement de programmes de recherche.

Fondation de recherche reconnue d'utilité publique, l'Iddri met à la disposition de tous, via son site Internet, ses différentes analyses et propositions.

L'Iddri organise sa politique de publications autour de collections propres, d'ouvrages en partenariat (comme *Regards sur la Terre*, fruit d'une collaboration avec l'Agence française de développement et d'un partenariat éditorial avec Armand Colin), et de publications dans des revues scientifiques. L'Iddri publie également les études menées dans le cadre du Club d'ingénierie prospective énergie et environnement [CLIP] : *Les Cahiers du CLIP*. Les collections de l'Iddri sont constituées de textes courts (*Issue Briefs* et *Policy Briefs*), de documents de travail (*Working Papers*) et d'études ou rapports (*Studies*).

Pour en savoir plus sur les activités et les publications de l'Iddri, visitez [www.iddri.org](http://www.iddri.org)

