



## L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES

### CO-PRÉSIDENTS :

M. Jean-Michel GLACHANT (Directeur de la *Florence School of Regulation*)

Mme Hélène MACELA-GOUIN (Vice-présidente *Secure Power* de Schneider Electric France)

### RAPPORTEUR :

M. Sébastien FERRARI (Maître des requêtes (SE) au Conseil d'État)

### GROUPE DE TRAVAIL 2

du Comité de prospective de la CRE

#éclairerlavenir

@CRE\_Propective

[www.eclairerlavenir.fr](http://www.eclairerlavenir.fr)

Mars 2023



Comité  
de prospective  
de la CRE

ÉCLAIRER  
L'AVENIR



# LE MOT DE LA PRÉSIDENTE DE LA CRE

L'électrification est un vecteur essentiel de la décarbonation de notre économie pour atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Elle l'est d'autant plus en France, où nous avons la chance d'avoir une électricité en large partie décarbonée. L'électrification est non seulement un impératif pour notre transition énergétique, puisqu'elle nous permet de réduire nos consommations de combustibles fossiles, mais elle est aussi un facteur de renforcement de notre souveraineté énergétique : celle-ci ne pourra être complète tant que nous dépendrons d'énergies fossiles que nous importons majoritairement sur le continent européen. Les énergies fossiles, qui représentent encore les deux tiers de la consommation énergétique française, sont en effet à la fois une menace pour notre planète et un risque stratégique pour notre souveraineté.

Si la consommation d'électricité augmentera à l'échelle de toute notre économie, notre industrie sera concernée au premier chef. L'industrie présente en effet un potentiel élevé de décarbonation, avec de nombreux procédés industriels qu'il est possible de décarboner en innovant ou en substituant de l'électricité aux combustibles fossiles. Mais l'électrification est surtout une opportunité pour notre souveraineté industrielle. Définir des objectifs de décarbonation ambitieux ne doit pas être synonymes de délocalisations : devenue un impératif à l'échelle nationale comme européenne, la décarbonation peut aujourd'hui représenter une chance pour la réindustrialisation française. Mais l'électrification doit alors être accompagnée par les pouvoirs publics, afin que décarboner rime avec compétitivité.

Je tiens à remercier très vivement les deux co-présidents, Hélène MACELA-GOUIN et Jean-Michel GLACHANT, ainsi que le rapporteur et l'ensemble des membres du groupe de travail, pour leur rapport. Ce dernier a volontairement écarté la question de la composition du mix énergétique, renfermant un débat entre les sources d'énergies renouvelables électriques et le nucléaire. La mission de ce groupe de travail, accomplie dans le présent rapport, était d'identifier les conditions de réussite de l'électrification des usages, pour en lever autant que possible les freins. De ce fait, placer le débat sous l'égide du Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a toute sa pertinence : le régulateur doit en effet anticiper les transformations que la transition énergétique impliquera pour la bonne organisation des marchés et des infrastructures.

Certes, l'électrification doit être résolument menée : il faut néanmoins procéder avec méthode afin que les acteurs du système énergétique et les infrastructures puissent se préparer. Cela signifie qu'il faut anticiper les besoins de renforcement des réseaux, mais aussi accroître la flexibilité de notre système énergétique. Avec l'électrification, le potentiel de flexibilité de notre système sera en effet décuplé, et il sera judicieux de l'exploiter pour la sécurité d'approvisionnement de notre pays et la réduction de nos émissions de gaz à effet de serres. Mais il ne faut pas oublier que la valorisation des flexibilités constituera un levier important d'accompagnement de l'électrification.

Enfin, et c'est un point d'attention majeur pour la CRE depuis plusieurs mois, l'électrification de notre pays ne pourra être effective que si les différents acteurs bénéficient de l'assurance de prix stables. Dans le contexte de crise que nous connaissons actuellement, les réflexions de la CRE sur la réforme du marché

européen de l'électricité témoignent de l'importance de donner de la visibilité aux industriels, de faire en sorte que les prix de gros se rapprochent des coûts de production, mais aussi que les produits de long terme puissent se développer. C'est seulement dans ce cadre que nous offrirons la visibilité et les signaux nécessaires aux acteurs pour procéder aux investissements nécessaires à la décarbonation.

Emmanuelle WARGON

## AVANT-PROPOS

Le Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie, créé en 2017, rassemble les grands acteurs du secteur de l'énergie, afin d'éclairer le régulateur français sur les perspectives, à moyen terme, du secteur de l'énergie en France. Plusieurs groupes de travail ont été mis en place à cette occasion, chargés de rédiger des rapports publics.

Pour la saison 4, le groupe de travail n° 2, composé de représentants des principales entreprises du secteur et d'acteurs associatifs et institutionnels, a été chargé de travailler sur « *l'électrification des usages* ». Il s'est réuni environ une fois par mois, sous la co-présidence de Madame Hélène MACELA-GOUIN (Vice-présidente *Secure Power* de Schneider Electric France) et Monsieur Jean-Michel GLACHANT (Directeur de la *Florence School of Regulation*). Le groupe de travail a bénéficié du concours efficace de son rapporteur, Monsieur Sébastien FERRARI (Maître des requêtes en service extraordinaire au Conseil d'État), et le remercie en conséquence.

La composition du groupe et la liste des interventions sont présentées ci-après.

### **LE PRÉSENT RAPPORT – QUI N'ENGAGE PAS LA CRE – A ÉTÉ ÉTABLI DANS LE CADRE SUIVANT :**

- ce rapport, qui se veut accessible à tous les publics – y compris aux non-spécialistes du secteur de l'énergie –, a pour ambition de nourrir le débat public, en s'appuyant sur l'analyse des principaux acteurs, privés et publics, de l'énergie en France ;
- il est rédigé sous la seule responsabilité des deux co-présidents ;
- sans prétendre à l'exhaustivité, les co-présidents se sont efforcés de considérer dans ce rapport la diversité des approches et des sensibilités des membres du groupe de travail. Ils y exposent des prises de position qui prennent la forme de neuf propositions. Les membres du groupe de travail qui le souhaitent ont également pu présenter leur point de vue spécifique sous la forme d'une contribution externe au rapport, publiée séparément du rapport sur le site du Comité de prospective ([www.eclairerlavenir.fr](http://www.eclairerlavenir.fr)).

# LE MOT DES CO-PRÉSIDENTS

« *Il faut sauver la planète : la maison brûle, ne regardons pas ailleurs* » : grandiloquent, mais pas faux. Reconnaissons qu'il nous a fallu du temps pour croire ce que disaient les rapports du GIEC, créé il y a 35 ans, en 1988. Mais là n'est plus la question aujourd'hui. La question est désormais : « *Comment ?* ».

Faut-il consommer moins d'énergie ? C'est la première des actions et c'est désormais largement partagé. Par exemple en augmentant l'efficacité énergétique par l'innovation et l'investissement ? Ou bien très volontairement consommer moins (ce que nous appelons de plus en plus souvent « *la sobriété* ») ?

Faut-il aussi, décarboner l'énergie consommée ? Ce que nous avons privilégié à l'échelle européenne, depuis notre rupture commune en 2008 en faveur de l'électricité d'origine renouvelable. Mais cette décarbonation peut tout aussi bien venir de l'électricité décarbonée familière des Français depuis un demi-siècle : l'énergie nucléaire. Ou d'autres formes de décarbonation, comme la substitution du gaz au charbon (typique de l'économie américaine). Ou de procédés nouveaux de décarbonation, comme la capture et le stockage ou l'utilisation du carbone originel des énergies fossiles. Ou d'autres filières encore, gardant le lien avec les chaînes « *carbone* » du vivant : biomasse, biogaz, biocarburant.

Depuis quelques années, nous nous sommes également rendu compte que l'électricité était l'énergie finale la plus facile à décarboner à grande échelle, très réceptive aux grands mouvements technologiques et sociaux contemporains de digitalisation et d'automatisation logicielle. Et susceptible d'apporter une forte efficacité énergétique en diminuant grandement la quantité d'énergie primaire consommée par unité de service final rendu : pensez au moteur électrique, ou à la pompe à chaleur. C'est ici que naît le grand projet de *l'électrification*, comme forme forte, ou ultime, de la décarbonation. Si l'électricité, renouvelable ou nucléaire, a tant de propriétés utiles et prometteuses, il nous faut beaucoup plus électrifier pour pouvoir plus facilement, plus rapidement beaucoup plus nous décarboner. Et ce ne sont pas de nouveaux usages qu'il faut électrifier, comme cela a été le cas dans la première vague d'électrification, mais cela passe par des transferts d'usage, c'est-à-dire que c'est la consommation qu'il faut transformer : des usages utilisant de l'énergie carbonée doivent s'électrifier, que ce soit dans l'industrie, le bâtiment ou la mobilité.

D'où les trois parties de notre rapport.

Premièrement : électrifier quoi, et comment ? On n'électrifie pas le transport, les bâtiments et les processus industriels avec les mêmes technologies et les mêmes équipements. De surcroît, électrifier l'industrie est un enjeu redoutable dans notre économie française, ouverte sur toutes les frontières avec les pays amis de l'Union Européenne, et sur beaucoup avec le grand large nord-américain ou asiatique. Mais c'est aussi une occasion, dans ce nouveau monde du 21<sup>ème</sup> siècle à la géopolitique en recomposition, de reconquérir des positions industrielles que nous avons abandonnées après les premiers chocs pétroliers ou d'en créer de toutes nouvelles. Nous nous concentrerons donc, dans notre rapport, sur l'électrification de l'industrie : sur son potentiel, sa difficulté et sa complexité ; nous savons bien qu'aucun industriel ne va faire de l'électrification le produit-phare vendu à sa clientèle, ...

Deuxièmement, comment adapter la demande à la hausse notable de consommation poussée par l'électrification ? Si l'on ne veut pas reproduire les fortes inefficacités en dimensionnement des capacités de production et des infrastructures d'acheminement (transport ou distribution) dues à la rigidité de la demande, à son insensibilité aux contraintes de l'offre d'électricité. Il faut donc préparer, organiser, faciliter et récompenser la flexibilité de la demande. Il faut même repenser tout le système électrique, ses technologies, ses composantes, et ses règles pour en faire un système organiquement flexible : plus économe et plus sûr.

Enfin, et troisièmement, tout ce grand mouvement doit être conçu et facilité. C'est ici une politique nationale majeure, stratégique. Le cri de Paul Valéry en 1919 « *Nous autres, civilisations, nous savons maintenant que nous sommes mortelles* » n'est pas un appel à la résignation, mais à l'action. L'électrification de la France, de son industrie comme de toute son économie et de sa société, mérite une grande attention. Et nous devons soigneusement y réfléchir, en tant que société civile éclairée, experts indépendants ou d'organismes, managers d'entreprises ou d'associations, décideurs publics et privés. D'où nos neuf propositions pour faire mieux, plus vite, plus acceptable, plus solide, plus bénéfique.

Nous concluons la présente introduction en soulignant qu'il s'agit ici du travail de tout un groupe : un groupe de travail dont nous remercions tous les membres, ainsi que tous les grands témoins venus nous nourrir, et les sites industriels qui nous ont accueillis. Bien sûr nous deux, Hélène et Jean-Michel (l'une praticienne d'entreprise *leader* dans la digitalisation de l'énergie, l'autre chercheur d'une école européenne de régulation de l'énergie), prenons nos responsabilités pour les choix de contenu et les formulations. Nous avons grandement été aidés et stimulés par les équipes de la CRE, régulateur sectoriel alerte et agile (Merci Sophie SIDEM, Guillaume FOURNEL, Didier LAFFAILLE, Ivan FAUCHEUX !), et par notre rapporteur, Sébastien FERRARI, merveilleux représentant de toutes les qualités intellectuelles et humaines des élites de l'État et de la nation.

Hélène MACELA-GOUIN

Jean-Michel GLACHANT

# LISTE DES PARTICIPANTS

Plusieurs participants ont pu changer de fonctions entre la lancement des travaux de la 4<sup>ème</sup> saison du Comité de prospective et la restitution publique des rapports. Sont aussi mentionnées les fonctions au titre desquelles ils ont participé aux travaux.

Stéphane	<b>ANDRIEU</b>	SPEGNN
Florent	<b>ANDRILLON</b>	Capgemini Consulting
Marie-Claire	<b>AOUN</b>	Teréga
Yasmine	<b>ASSEF</b>	Renault
Bernard	<b>AULAGNE</b>	Coenove
Morgan	<b>BAILLET</b>	Mairie de Paris
Yves	<b>BAMBERGER</b>	Académie des technologies
Anne	<b>BARBARIN</b>	FNCCR
Étienne	<b>BEEKER</b>	France Stratégie
Christophe	<b>BÉGUINET</b>	CFDT-FCE
François	<b>BERTHELEMY</b>	France Gaz
Corinne	<b>BERTHELOT</b>	Engie
Mathieu	<b>BOURGADE</b>	Enedis
Benoît	<b>CALATAYUD</b>	Capgemini Invent
Boris	<b>CAMBAZARD</b>	Bordeaux Métropole
Thierry	<b>CHAPUIS</b>	AFG
Nadège	<b>CHATAGNON</b>	EDF
Théo	<b>CLADIERE</b>	CRE
Nicolas	<b>CUVELIER</b>	Sopra Steria
Rodolphe	<b>de BEAUFORT</b>	Gimélec
Hubert	<b>de La GRANDIERE</b>	SuperGrids Institut
Nicolas	<b>de WARREN</b>	Uniden
Chantal	<b>DEGAND</b>	EDF
Marie	<b>DEGREMONT</b>	Haut Commissariat au Plan
Pascal	<b>DUPOIS</b>	CGE
Alix	<b>ECOLIVET</b>	UNELEG
Grégory	<b>FICHET</b>	SIGEIF
Thierry	<b>FRANCK DE PREAUMONT</b>	Idex
Charles-Antoine	<b>GAUTIER</b>	FNCCR
Maxime	<b>GERARDIN</b>	France Stratégie
Hakima	<b>GHERSBRAHAM</b>	Gimélec
Christine	<b>GOUBET-MILHAUD</b>	UFE
Emma	<b>GROB</b>	General Electric France
Natacha	<b>HAKWIK</b>	Eqinov
Jean-Pierre	<b>HAUET</b>	EDEN
Isabelle	<b>HOYAUX</b>	FFIE
Eglantine	<b>KUNLE</b>	GRTgaz
Servan	<b>LACIRE</b>	Bouygues Énergies & Services
Mathias	<b>LAFFONT</b>	UFE



Dominique	<b>LAGARDE</b>	Enedis
Régis	<b>Le DREZEN</b>	Think Smartgrids
Juliette	<b>LEBODA</b>	CRE
Christophe	<b>LEININGER</b>	UFE
Maud	<b>LENFANT</b>	Bpifrance
Éric	<b>L'HELGUEN</b>	Embix
Andréa	<b>LOPRESTI</b>	ARERA
David	<b>MARCHAL</b>	Ademe
Emilie	<b>MAUGER</b>	Teréga
Sandra	<b>MELKI</b>	Microsoft
Clément	<b>MOLIZON</b>	Avere - France
Marie	<b>MONTIGNY</b>	Eqinov
Xavier	<b>MOREAU</b>	AlterGrids
Anne-Marie	<b>MUNTZ</b>	Uneleg
Elsa	<b>PERRIN</b>	CRE
Aurélie	<b>PICART</b>	France Industrie
Leïla	<b>PIRES</b>	FFIE
Luc	<b>POYER</b>	France Nouvelles Énergies
Hélène	<b>PULCE</b>	EDF
Hervé	<b>QUATRELIVRE</b>	CFE-CGC
Ony	<b>RABETSIMAMANGA</b>	Storengy
Alain	<b>RAOUX</b>	Uprigaz
Didier	<b>REBISCHUNG</b>	Uneleg
Youenn	<b>ROUGETET</b>	UFE
Olivier	<b>ROULETTE</b>	GRDF
Maxime	<b>SAGOT</b>	France Hydrogène
Marita	<b>SCHAASER</b>	FSR
Jean-Baptiste	<b>SÉJOURNÉ</b>	Engie
Clément	<b>SERVANT</b>	TotalEnergies
Marie-Solange	<b>TISSIER</b>	CGE
Anne	<b>VALACHS</b>	SERCE
Sean	<b>VAVASSEUR</b>	SER
Philippe	<b>VIÉ</b>	Capgemini Consulting

#### **AINSI QUE LES MEMBRES DE LA CRE EN CHARGE DU COMITÉ DE PROSPECTIVE :**

- Ivan **FAUCHEUX**, Commissaire référent
- Didier **LAFFAILLE**, Secrétaire général
- Guillaume **FOURNEL**, Chargé de mission
- Sophie **SIDEM**, Chargée de mission

# LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES LORS DU DÉPLACEMENT À DUNKERQUE

Le groupe de travail s'est rendu dans les environs de Dunkerque le 25 octobre 2022 pour visiter les sites d'Aluminium Dunkerque à Loon-Plage et d'ArcelorMittal à Grande Synthe.

Laurent	<b>COURTOIS</b>	Aluminium Dunkerque
Emmanuel	<b>DENEUVILLE</b>	ArcelorMittal

## LISTE DES INTERVENANTS

David	<b>MARCHAL</b>	Ademe
Alix	<b>BOUXIN</b>	Ademe
Laurent	<b>COURTOIS</b>	Aluminium Dunkerque
Rahul	<b>KAR</b>	AutoGrid
Bertrand	<b>WALLE</b>	Borealis
Olivier	<b>RIU</b>	Copacel
Hervé	<b>GRASER</b>	Cristal Union
Laurent	<b>SCHMITT</b>	Digital4Grids
Chantal	<b>DEGAND</b>	EDF
Dominique	<b>LAGARDE</b>	Enedis
Pierre-Laurent	<b>LUCILLE</b>	Engie
Guillaume	<b>LEHEC</b>	Engie
Rodolphe	<b>DE BEAUFORT</b>	Gimélec
Jean-Philippe	<b>HERAUD</b>	IFPEN
Jean-Marc	<b>LANGE</b>	Renault Trucks
Marc	<b>LEJEUNE</b>	Renault Trucks
Thomas	<b>VEYRENC</b>	RTE
Philippe	<b>DARMAYAN</b>	UIMM
Nicolas	<b>de WARREN</b>	Uniden

# TABLE DES MATIÈRES

<b>LE MOT DE LA PRÉSIDENTE DE LA CRE</b>	<b>3</b>
<b>AVANT-PROPOS</b>	<b>5</b>
<b>LE MOT DES CO-PRÉSIDENTS</b>	<b>6</b>
<b>LISTE DES PARTICIPANTS</b>	<b>8</b>
<b>LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES LORS DU DÉPLACEMENT À DUNKERQUE</b>	<b>10</b>
<b>LISTE DES INTERVENANTS</b>	<b>10</b>
<b>TABLE DES MATIÈRES</b>	<b>11</b>
<b>1. L'électrification des usages industriels, un enjeu central pour la décarbonation</b>	<b>15</b>
<b>1.1. Les évolutions déjà engagées dans les autres secteurs de l'économie</b>	<b>16</b>
<b>1.2. L'industrie, un secteur-clé de l'électrification à la réalité complexe</b>	<b>17</b>
1.2.1. Une ampleur variable pour le secteur	17
1.2.2. Des potentiels hétérogènes selon les filières	19
1.2.3. De multiples déterminants pour les usages	20
1.2.4. Une efficacité inégale des procédés	28
<b>2. Généraliser la flexibilité du système pour amplifier les effets de l'électrification au service de la décarbonation</b>	<b>35</b>
<b>2.1. Mieux cerner les potentiels de flexibilité</b>	<b>36</b>
2.1.1. Mieux identifier les potentiels de flexibilité	39
2.1.2. Augmenter les capacités de flexibilité	40
<b>2.2. Accélérer le développement des flexibilités</b>	<b>42</b>
2.2.1. Adapter le réseau électrique au développement de la flexibilité	42
2.2.2. Ouvrir le marché des flexibilités	43
<b>3. Renforcer les moyens au soutien de l'électrification des usages</b>	<b>51</b>
<b>3.1. Accélérer la croissance de la filière dédiée à l'électrification des usages</b>	<b>52</b>
<b>3.2. Soutenir les investissements nécessaires à l'électrification des usages</b>	<b>53</b>
<b>3.3. Planifier sagement l'électrification des usages au service de la transition énergétique</b>	<b>54</b>
<b>3.4. Accompagner la décentralisation et l'interopérabilité du système électrique pour développer la flexibilité</b>	<b>60</b>
<b>CONCLUSION</b>	<b>63</b>

# INTRODUCTION

L'avènement d'une civilisation massivement électrifiée à l'horizon 2050 qu'avait imaginé René Barjavel dès les années 1940<sup>1</sup> ne relève plus de la science-fiction. La trajectoire pour atteindre l'objectif de transition énergétique, tel que défini par les textes législatifs et réglementaires, notamment la feuille de route européenne et le paquet « *Fit for 55* »<sup>2</sup>, la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC)<sup>3</sup> et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)<sup>4</sup>, envisage une électrification accrue et généralisée des usages de l'énergie à ce même horizon. L'électricité constitue en effet une source importante, sinon la principale, d'énergie décarbonée et, en tant que telle, un moyen efficace pour sortir des énergies fossiles et parvenir à la neutralité.

Selon le scénario de référence établi par RTE<sup>5</sup>, la consommation d'électricité atteindrait ainsi 645 TWh à l'horizon 2050 en France métropolitaine continentale, soit une augmentation de 35 %, en rupture par rapport à la stabilité des dix dernières années durant lesquelles elle s'est établie aux alentours de 475 TWh. C'est dans l'industrie (+ 40 %) et le transport (+ 85 %) que la progression sera la plus forte. Par ailleurs, 50 TWh seraient consacrés à produire de l'hydrogène décarboné pour des usages principalement industriels. L'électrification de l'économie, qui est de 27 % à l'heure actuelle, est ainsi susceptible de représenter environ 60 % à l'horizon 2050.

Cependant, même l'augmentation des moyens de production<sup>6</sup> et les gains d'efficacité énergétique, évalués pour ces derniers à environ 40 %<sup>7</sup>, attendus dans les différents secteurs concernés, ne suffisent pas à garantir le succès de cette électrification dans un contexte de forte augmentation de la demande d'électricité, laquelle est notamment entretenue par la digitalisation de la société<sup>8</sup>. Le rythme d'augmentation de la demande totale d'électricité sera, en effet, au mieux de l'ordre de 1 % en moyenne par an d'ici à 2050, toujours selon le *scenario* de référence établi par RTE.

L'actuelle crise à répétition de l'énergie renforce encore le rôle qu'est appelée à jouer l'électrification des usages énergétiques tant dans la décarbonation de l'économie que dans la géopolitique énergétique. Les difficultés d'approvisionnement en produits fossiles et la forte volatilité des prix de l'énergie ont montré la situation de forte dépendance de l'Europe, autant qu'elles viennent perturber, de manière conjoncturelle, le rythme auquel la transition énergétique doit progresser pour atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Elle est à l'origine d'un plan européen,

---

<sup>1</sup> Ravage, 1943, éd. Denoël, 1944.

<sup>2</sup> Source : [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_fr](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_fr)

<sup>3</sup> Cette stratégie est explicitée sur le site Internet du [ministère de la transition énergétique](#).

<sup>4</sup> Sur les programmations pluriannuelles de l'énergie, cf. la présentation qui en est faite sur le site Internet du [ministère de la transition énergétique](#).

<sup>5</sup> RTE, *Futurs énergétiques 2050*, février 2022, disponible sur le site Internet de [RTE](#).

<sup>6</sup> Cf. le projet de loi relatif à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes (NOR n° [ENEP2223723L](#)).

<sup>7</sup> RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc.

<sup>8</sup> Outre les réf. déjà citées, cf. Ademe, *Transition énergétique 2050*, novembre 2021, disponible sur le site Internet de l'[Ademe](#).

*REPowerEU*, lancé en mai 2022, visant à réduire la dépendance aux énergies fossiles et garantir une énergie abordable, sûre et durable<sup>9</sup>.

Dans ce cadre, l'électrification des usages doit relever différents défis dont le premier est de constituer un **instrument** crédible et efficace de **décarbonation** de l'économie française. L'électrification peut parfois être soumise à des contraintes techniques ou économiques trop fortes ou déboucher sur des gains trop faibles en termes de bilan carbone pour constituer la solution de décarbonation la plus pertinente. Elle peut entrer en concurrence avec d'autres vecteurs de décarbonation, tels que la biomasse, qui, tout en lui étant complémentaires, peuvent alors offrir une alternative plus efficiente ou moins coûteuse. L'électrification est encore tributaire de la maturité des technologies qui la réalisent, de manière directe ou indirecte, comme de la disponibilité des matériaux et des ressources qui lui sont nécessaires. Compte tenu des échéances, 2030 puis 2050, fixées par la SNBC et la PPE, le rythme de déploiement de l'électrification et son périmètre constituent ainsi un enjeu essentiel pour réussir la transition énergétique.

L'électrification des usages soulève également des enjeux de **souveraineté industrielle et énergétique**. Dans un contexte international de fortes tensions traversant les marchés énergétiques et pesant sur l'accès aux ressources primaires, la compétitivité de la France dépend d'une limitation de ses importations, en particulier d'énergies fossiles, et de l'accès à une électricité fiable, bon marché et produite localement. La sécurité d'approvisionnement, qui implique la pleine disponibilité de la ressource électrique, devient une condition nécessaire à la fois à l'augmentation suffisante de la part de l'électricité dans le mix énergétique et à la réduction corrélative des émissions de Gaz à effet de serre (GES) pour atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Il s'agit autant pour la France, afin de réaliser cette transition et de répondre aux nouveaux besoins énergétiques, de développer une filière industrielle dédiée à l'électrification des usages, qu'il s'agisse de relocaliser en Europe et en France les moyens de production des équipements nécessaires ou d'en créer de nouveaux, mais aussi d'assurer la formation d'une main d'œuvre qualifiée.

Enfin, l'électrification des usages présente un enjeu majeur pour le **système électrique** lui-même. La hausse de la demande d'électricité, qu'induit notamment l'électrification des usages, nécessite à la fois d'augmenter les capacités des réseaux de transport et de distribution<sup>10</sup>, de renforcer les mécanismes de régulation du système et d'inciter plus fortement au développement de sa **flexibilité**. Pour cette dernière, l'effort à fournir, pour atteindre l'objectif de transition énergétique, représente au moins 1 GW par an<sup>11</sup>. En outre, la flexibilité contribuera à limiter les risques de pointes et de tension sur le réseau, ainsi qu'à répondre aux nouveaux besoins énergétiques. Elle contribue plus largement à la baisse des prix de l'électricité pour le consommateur. Or, les gisements de flexibilité qui doivent être mobilisés, ou plus fortement exploités, se développent encore mal à l'heure actuelle en France, en particulier en ce qui concerne

---

<sup>9</sup> Source : [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_fr](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_fr)

<sup>10</sup> Enedis, *Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050*, juin 2021, disponible sur le site Internet d'[Enedis](https://www.enedis.fr).

<sup>11</sup> Selon le scénario de référence de RTE (*Futurs énergétiques 2050*, février 2022, préc.). Les divers scénarii envisagés par RTE établissent des besoins additionnels compris entre 28 et 68 GW à l'horizon 2050. Ces besoins sont liés à la croissance du parc des EnR variables, à l'augmentation de la demande électrique et à la réduction de la taille du parc pilotable.

la demande, en raison d'un certain nombre de freins réglementaires, administratifs, économiques et techniques.

Dans le prolongement des questions qui viennent d'être soulevées, le présent rapport propose d'évaluer la manière dont l'électrification des usages peut, dans le cadre déterminé et le scénario de référence établi par RTE, contribuer à la réussite de la transition énergétique à l'horizon 2050. Il ressort des travaux du groupe de travail que, compte tenu des mouvements déjà engagés et des nombreuses études déjà menées, trois leviers méritent d'être plus particulièrement étudiés. En revanche, concernant la question de la sobriété énergétique, si elle lui est apparue comme étant un sujet majeur en tant que tel, quoique complémentaire au besoin d'électrification des usages, le groupe de travail a considéré qu'elle méritait une étude distincte de celle ici menée. Il en va de même pour les autres modes de décarbonation de l'économie qui sont susceptibles tantôt de la concurrencer, tantôt de lui être complémentaires, mais le groupe de travail a estimé devoir se concentrer sur l'approfondissement des enjeux liés au vecteur électrique.

En premier lieu, l'industrie présente les capacités et les potentiels d'électrification les plus porteurs, mais aussi les plus incertains. Un constat différent peut être dressé pour les secteurs de la mobilité et du bâtiment, l'électrification des usages y étant déjà engagée et ayant déjà fait l'objet d'études de référence. Le présent rapport fait ainsi le choix de privilégier l'examen approfondi de l'industrie, dans la mesure où le succès de l'électrification des usages industriels est une ardente obligation pour atteindre l'objectif de décarbonation de l'économie (I).

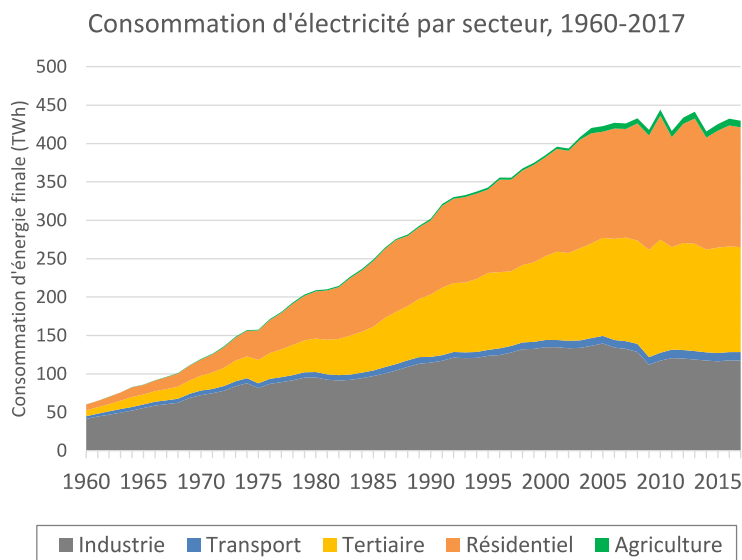
En deuxième lieu, le développement de la flexibilité du système électrique constitue l'autre levier permettant de parvenir à cet objectif, dans la mesure où il permet à la fois d'aménager les contraintes pesant sur lui, de mieux absorber les besoins énergétiques supplémentaires à venir (II).

Le groupe de travail considère que ces deux aspects de l'électrification constituent des conditions nécessaires et indispensables à la réussite de la transition énergétique à l'horizon 2050.

En dernier lieu et dans cette perspective, le groupe de travail estime que, de manière plus transversale, les moyens mis en œuvre pour électrifier les usages doivent être renforcés en vue de garantir le rythme de progression nécessaire à la réalisation de cette transition d'ici à 2050 (III).

# 1. L'électrification des usages industriels, un enjeu central pour la décarbonation

À titre liminaire, il convient de rappeler que sur les **430 TWh** consommés chaque année à l'heure actuelle, la répartition de la consommation d'électricité est dominée par le secteur résidentiel (36 %), le secteur tertiaire (32 %) et l'industrie (27 %).



Source : Ademe

Néanmoins, vis-à-vis des enjeux de décarbonation, l'industrie tient une place particulière quoiqu'ambivalente. Si le secteur industriel ne tient pas une place majoritaire dans la consommation globale d'électricité (27%), le rôle qu'il est appelé à jouer dans la **décarbonation** de l'économie est déterminant. L'industrie présente, en effet, des opportunités de décarbonation importantes. Toutefois, elles s'accompagnent de **contraintes** plus élevées que dans d'autres secteurs, en termes de coûts d'investissement (CAPEX) comme d'exploitation (OPEX). Alors qu'elle s'y est engagée tôt, l'industrie recèle encore de fortes incertitudes tant sur le potentiel de sa décarbonation et, partant, de son électrification, que sur le rythme de développement de celles-ci, par comparaison aux autres secteurs de l'économie. Enfin, l'industrie étant délocalisable, il est primordial d'évaluer, en ce qui la concerne plus particulièrement, la faisabilité et la **compétitivité** de l'électrification dans un contexte international. L'enjeu est ici de consolider l'électrification, en tant que solution de décarbonation, face à la tentation de délocaliser les émissions de GES vers l'étranger.

Compte tenu de ces constats, le groupe de travail estime que les enjeux les plus significatifs pour la décarbonation et l'électrification des usages résident dans le secteur industriel à plus forte raison au regard des évolutions déjà engagées dans d'autres secteurs.

## 1.1. Les évolutions déjà engagées dans les autres secteurs de l'économie

Sans prétendre à l'exhaustivité, le groupe de travail a pu constater que l'électrification est déjà engagée, à un rythme soutenu, dans de nombreux secteurs de l'économie.

Dans le secteur des **transports**, l'électrification de la mobilité légère est déjà avancée et massive. Elle peut être intégrée aisément au réseau<sup>12</sup>, avec néanmoins un certain nombre de contraintes liées à la recharge et à son bilan carbone<sup>13</sup>.

L'électrification du transport lourd est davantage conditionnée, notamment par les contraintes techniques liées au recours à la batterie électrique ou à l'emploi d'hydrogène ou d'e-carburants.

Selon Renault Trucks, l'électrification du segment des camions légers, de 3,5 à 6,5 tonnes, est techniquement réalisable par l'un ou l'autre de ces moyens et économiquement raisonnable. En revanche, celle des poids lourds longs routiers, de plus de 16 tonnes, est plus délicate en raison des contraintes opérationnelles, par exemple la durée et la fréquence nécessaires des recharges, des CAPEX ou encore des caractéristiques techniques, comme l'autonomie du véhicule ou la charge utile restante du fait de l'installation de batteries électriques.

Dans le secteur du **bâtiment**, l'étude conjointe menée par l'Ademe et RTE en 2019 envisage un taux d'électrification de 55 à 65 % d'ici à 2035 qui est susceptible de résulter de l'effet combiné de la rénovation énergétique et du développement de solutions de chaleur et de froid efficaces et décarbonées<sup>14</sup>.

Selon EDF, 38 % des résidences principales sont actuellement chauffées à l'électricité. Un effort de conversion dans le secteur résidentiel individuel a été entamé en 2022 pour remplacer les équipements de chauffage fonctionnant avec des énergies fossiles, en particulier du fioul, vers des Pompes à chaleur (PAC)<sup>15</sup>, contrairement à ce qui se passe dans le tertiaire où le mouvement est plus lent, à l'exception des secteurs de l'enseignement et de la santé néanmoins.

---

<sup>12</sup> Cf., notamment, RTE, *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, mai 2019, disponible sur le site Internet de [RTE](#).

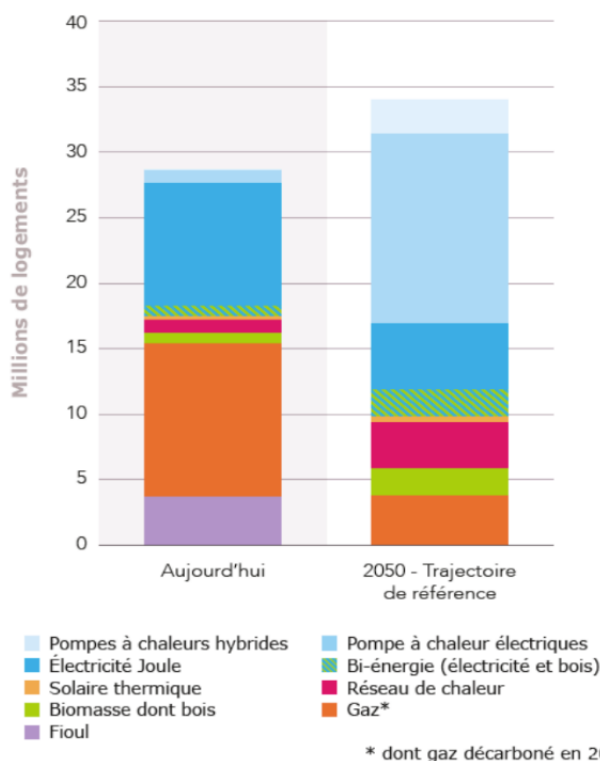
<sup>13</sup> Cf., notamment, Ademe, *Voitures électriques et bornes de recharge*, Avis, octobre 2022, disponible sur le site Internet de l'[Ademe](#).

<sup>14</sup> RTE-Ademe, *Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?*, décembre 2020, disponible sur le site Internet de [RTE](#).

<sup>15</sup> Cf., notamment RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc., p. 99.



Évolution du parc de chauffage résidentiel entre aujourd'hui et 2050 dans la trajectoire de référence



Source : RTE

Ces évolutions peuvent s'accompagner de difficultés dans la mise en œuvre de l'électrification dans certains segments. En particulier, l'hétérogénéité des bâtiments, dans leur conception ou leur fonction, peut faire obstacle à l'électrification.

C'est un constat globalement différent que le groupe de travail a dressé pour l'industrie.

## 1.2. L'industrie, un secteur-clé de l'électrification à la réalité complexe

### 1.2.1. Une ampleur variable pour le secteur

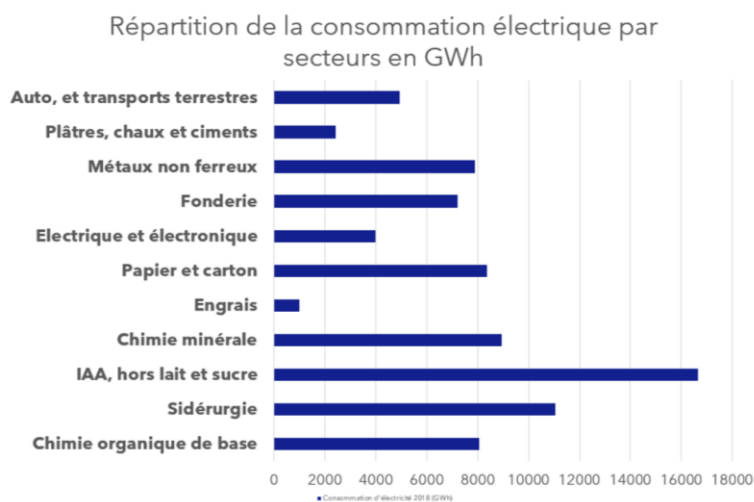
La consommation électrique de l'industrie s'établit à l'heure actuelle à **120 TWh**, avec une part d'hyper électro-intensivité (HEI) qui représente 15 à 18 TWh, tandis que la part des secteurs électro-intensifs (EI) se situe autour de 60-70 TWh, selon l'UNIDEN<sup>16</sup>.

Dans ce secteur, les émissions de GES sont essentiellement dues à la consommation de combustibles fossiles pour la production industrielle. La moitié de cette consommation énergétique (212 TWh sur 425 TWh en 2015), provient de la combustion de ressources d'origine fossile : pétrole, charbon, gaz naturel et fioul.

<sup>16</sup> Yggdrasill, *Projection à 2050 de la consommation électrique de l'industrie manufacturière française*, octobre 2021, disponible sur le site Internet de l'[UNIDEN](#).

L'électricité ne représente ainsi qu'un quart de la consommation énergétique totale des industries. La répartition de cette consommation est territorialement inégale. Elle est très concentrée dans le secteur des métaux non ferreux, comme l'illustre le site d'Aluminium Dunkerque qui est électrifié à 97 % avec une consommation de 4 TWh par an. Elle peut également être importante dans la sidérurgie, notamment du fait de la production par fours électriques, tandis qu'elle est plus diffuse dans l'industrie agro-alimentaire.

Consommation industrie (y.c. raffinage) 2018 : 118 TWh



Source : UNIDEN<sup>17</sup>

Afin d'atteindre l'objectif de transition énergétique, les stratégies des industriels passent par une électrification accrue de leurs procédés comme de leurs processus de production. La trajectoire de décarbonation de l'industrie se traduit, dans le *scenario* de la SNBC, par une diminution de 81 % des émissions par rapport à 2015 avec l'hypothèse d'une électrification passant d'environ 25 à 70 % des consommations. Le potentiel théorique identifié par le Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (Ceren) est estimé à 24 TWh électriques supplémentaires en substitution de 42 TWh de combustibles fossiles, soit 18 % de la consommation de combustibles pour les usages thermiques des procédés industriels. Ce potentiel représente une part importante de l'objectif de la SNBC, d'environ 60 TWh électriques supplémentaires, qui ne sont pas encore accessibles et qu'il sera nécessaire de déployer dans l'industrie à l'horizon 2050<sup>18</sup>.

Selon les projections de l'UNIDEN, la part des secteurs HEI dans la consommation d'électricité est susceptible d'atteindre 65 % en 2050, contre 25 % en 2018, tandis que celle des secteurs EI diminuerait. L'électrification est ainsi susceptible, toujours selon l'UNIDEN, de produire un **effet périmétrique** sur une industrie de plus en plus électro-

<sup>17</sup> Yggdrasill, *Projection à 2050 de la consommation électrique de l'industrie manufacturière française*, préc.

<sup>18</sup> B. Millet, A. Monnet, T. Siragusano, *Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures*, CEREN, juin 2020, 35 p., disponible sur le site Internet de l'[Ademe](#). V. également Enea-ALLICE, *Potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels*, juin 2021, disponible sur le site Internet d'[ALLICE](#).

intensive. Les profils de consommation vont évoluer avec des rubans en base plus importants, ce qui nécessite une adaptation corrélative des réseaux (cf. infra pt. 2.2.1).

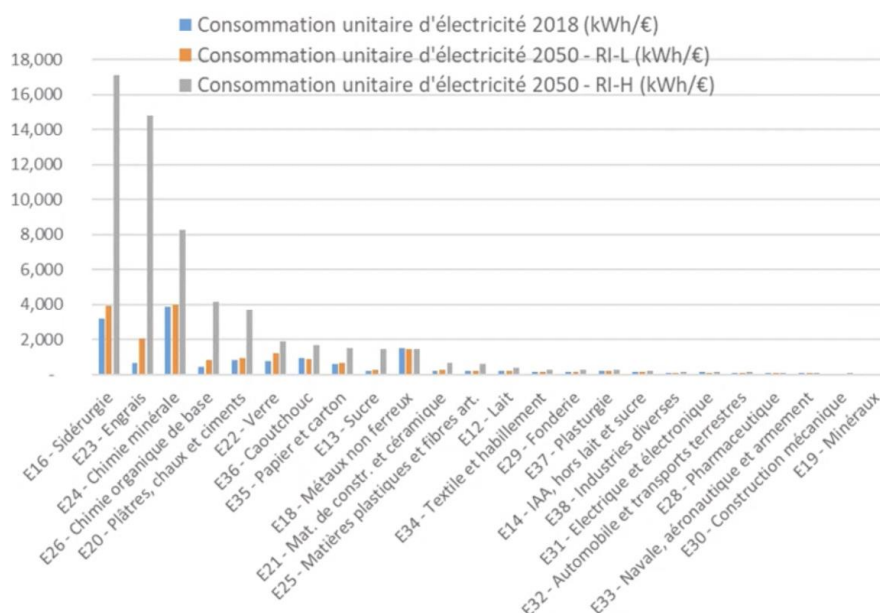
	2018		2050	
HEI (> 1 kWh / € VA)	30	25%	294	65%
EI ( de 0,5 à 1 kWh / € VA)	25	21%	18	4%
autres	63	53%	136	30%
TOTAL TWh	118		452	

Source : Eurostat

### 1.2.2. Des potentiels hétérogènes selon les filières

Au-delà même de l'augmentation globale de la consommation d'électricité dans l'industrie, les « *profils* » énergétiques étant très variés au sein de ce secteur-clé de l'économie, les **potentiels** d'électrification y sont nécessairement **différenciés**.

Selon qu'est retenue, dans un contexte de réindustrialisation, une hypothèse de forte électrification des procédés (RI-H), à hauteur de 80 %, ou une électrification plus limitée, de l'ordre de 20 % seulement (RI-L), l'UNIDEN estime que les capacités et les potentiels varient sensiblement selon les secteurs<sup>19</sup>. Ces variations reposent, au moins en partie, sur la disponibilité des technologies de rupture, notamment l'hydrogène bas-carbone (cf. infra pt. 1.4.2), ainsi que sur des coûts d'accès à l'électricité attractifs.



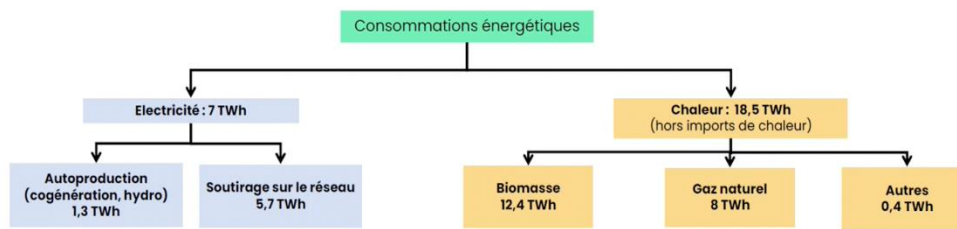
Source : UNIDEN

Les capacités les plus importantes se concentrent, sans surprise, autour des filières de la sidérurgie et de la chimie, mais d'autres secteurs ont un potentiel élevé comme l'industrie sucrière par exemple. Pour d'autres, comme l'industrie papetière utilisant déjà une large part d'énergie décarbonée, le potentiel d'électrification est plus limité.

<sup>19</sup> Yggdrasill, *Projection à 2050 de la consommation électrique de l'industrie manufacturière française*, préc.

## L'électrification dans l'industrie papetière : un potentiel limité

Les consommations énergétiques de l'industrie papetière, en 2021



Source : COPACEL

L'industrie papetière est à la fois consommatrice de chaleur et d'électricité. L'électricité alimente toutes les machines à papier et des équipements plus spécifiques, tels que les pulpeurs et les raffineurs. Une bonne partie de cette électricité provient de l'autoproduction. La production de chaleur est, quant à elle, issue principalement de la biomasse et du gaz naturel. Dans ce cadre, le potentiel d'électrification concerne uniquement la substitution du gaz naturel dans la production de chaleur, soit 8 TWh.

Il ressort de ce qui précède que les capacités et les potentiels d'électrification ne sont pas uniformes dans l'industrie, chaque secteur ayant un profil singulier dont il doit être tenu compte pour l'électrification des usages industriels.

### 1.2.3. De multiples déterminants pour les usages

C'est principalement le **procédé** industriel qui **commande l'électrification** des usages industriels, mais il existe d'autres déterminants qui doivent être pris en considération lorsque celle-ci est envisagée.

#### 1.2.3.1. La diversité des procédés

L'électrification des usages industriels emprunte deux voies principales. Elle peut être directe ou indirecte. Néanmoins, au-delà de cette dichotomie, les modalités de l'électrification sont elles-mêmes nombreuses et surtout revêtent des caractéristiques propres à chaque filière.

D'un côté, l'électrification **directe** consiste à recourir, voire à développer, des procédés industriels qui consomment de l'électricité. Il s'agit, par exemple, de remplacer un four industriel fonctionnant à partir d'une énergie fossile par un four électrique. Quant à l'électrification **indirecte**, elle revient à utiliser l'électricité comme une ressource primaire dans les procédés et usages industriels, moyennant des pertes à chaque

étape de transformation. Les procédés d'électrification indirecte les plus courants sont le *Power-to-Gas (PtG)*<sup>20</sup>, l'électrolyse<sup>21</sup> et le réemploi de la chaleur fatale<sup>22</sup>.

Suivant cette distinction, deux types d'électrification se distinguent particulièrement dans l'industrie selon l'Ademe<sup>23</sup>, l'électrification directe des procédés thermiques, d'une part, et les changements de modes de production, parmi lesquels l'intégration d'hydrogène électrolytique, d'autre part.

#### 1.2.3.1.1. L'électrification directe des procédés thermiques<sup>24</sup>

Selon l'Ademe, l'électrification directe des **procédés thermiques** représente 240 TWh à l'heure actuelle, qui sont consommés en combustibles pour des procédés à basse comme à haute température. Le potentiel d'électrification par cette voie peut atteindre 15 à 30 % de la consommation d'énergie liée à ces procédés. S'agissant des procédés à basse température, sont principalement concernés ceux qui nécessitent de la vapeur dans les secteurs de l'agro-alimentaire et de la chimie notamment. L'électrification directe, *via* les résistances, la compression mécanique de vapeur (CMV)<sup>25</sup> ou les PAC, peut ainsi permettre d'obtenir des niveaux de performance assez élevés. Selon l'UNIDEN, 5 à 20 % des consommations de chaleur pourraient, par exemple, être couvertes par les PAC. Pour les procédés thermiques à haute température, dans les secteurs du verre et des métaux notamment, ce sont principalement des fours électriques de nouvelle génération, à conduction ou à induction, qui pourraient être déployés à plus grande échelle qu'à l'heure actuelle.

Dans le secteur papetier, la feuille de route de décarbonation de cette filière a identifié l'électrification des usages thermiques, en complément avec d'autres vecteurs, comme un levier pour atteindre l'objectif de - 39 % d'émissions de CO<sub>2</sub> en 2030 par rapport à 2015 qu'elle a fixé<sup>26</sup>.

---

<sup>20</sup> Le *PtG* consiste à produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau afin de l'utiliser tel quel ou de produire un autre gaz nécessaire aux procédés, par exemple du méthane, en le combinant avec du dioxyde de carbone.

<sup>21</sup> L'électrolyse est une méthode de transformation qui consiste à provoquer des réactions chimiques grâce à une activation électrique. L'électrolyse de l'eau aboutit, par exemple, à la production d'oxygène et d'hydrogène. Ce dernier peut, à son tour, servir de vecteur énergétique, par combustion notamment, dans un procédé ou un usage industriel.

<sup>22</sup> Il s'agit de la chaleur produite par un procédé ou un usage, mais qui n'est pas utilisée, et qui est réemployée pour produire de l'électricité au moyen, par exemple d'une turbine à vapeur ou d'une machine à cycle organique de Rankine (ORC).

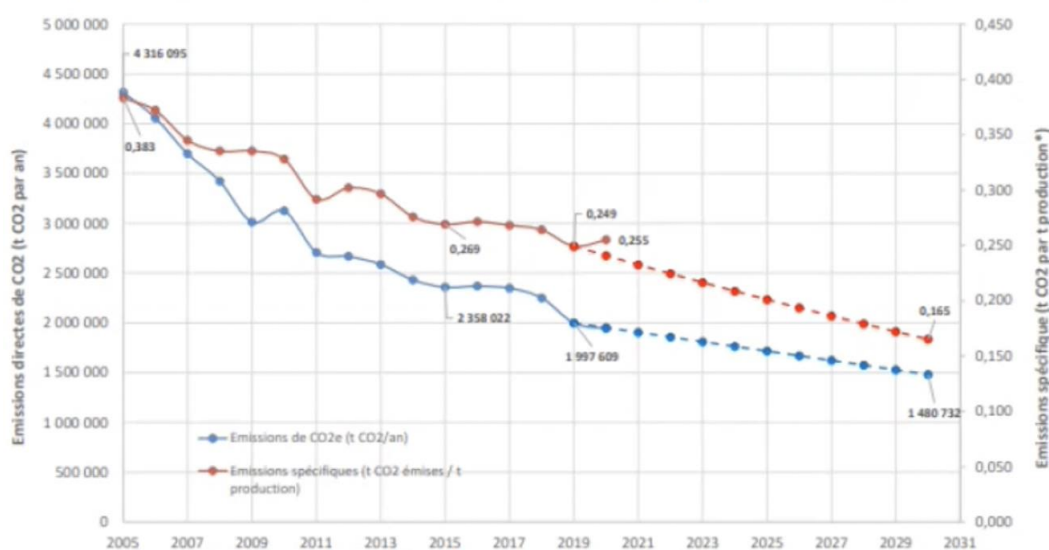
<sup>23</sup> Ademe, *Transition énergétique 2050*, préc.

<sup>24</sup> Sur la question, v. B. Millet, A. Monnet, T. Siragusano, *Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures*, préc.

<sup>25</sup> Elle permet de récupérer la chaleur fatale contenue dans les vapeurs issues d'un procédé industriel. Les vapeurs sont comprimées à l'aide d'un compresseur mécanique afin d'atteindre un niveau de pression et de température plus élevé.

<sup>26</sup> Copacel, *Feuille de route de décarbonation de l'industrie papetière*, février 2022, disponible sur le site Internet du [Conseil national de l'industrie](#).

## Trajectoire de décarbonation de l'industrie papetière à l'horizon 2030



Source : COPACEL

Leviers de décarbonation	Potentiel de décarbonation 2030 vs. 2015
Chaleur décarbonée (CSR et biomasse)	-15%
Cogénération biomasse	-13%
Efficacité énergétique	-8,5%
Autres leviers (biogaz, électrification)	-2%
<b>TOTAL</b>	<b>-39%</b>

Source : COPACEL

Dans ce cadre, il est envisagé d'électrifier les chaudières à gaz avec un rendement qui peut atteindre plus de 99 % et une flexibilité accrue, tout en diminuant fortement les émissions directes de GES.

L'électrification implique néanmoins un amortissement des investissements dans ces nouveaux matériels, et parfois une modification de la chaîne d'approvisionnement énergétique du site, ce qui pose la question de l'accès au réseau (cf. infra pt. 1.2.3.2.1) et suppose souvent un effort préalable important en matière d'efficacité énergétique, comme le souligne l'Ademe et en témoigne la feuille de route de décarbonation de l'industrie papetière (cf. supra) qui l'a estimé à - 8,5 % pour cette filière d'ici à 2030.

### 1.2.3.1.2. L'électrification par changement du mode de production

L'électrification par **changement** du mode de **production** concerne plusieurs secteurs, en particulier la sidérurgie et la chimie, qui figurent parmi les consommateurs d'énergie les plus importants.

Dans le secteur de la **sidérurgie**, le charbon est progressivement remplacé par l'hydrogène et/ou le gaz naturel, employés en combinaison avec des fours à arc électrique pour pré-réduire le minerai de fer dans le processus de fabrication de l'acier.

C'est le cas d'ArcelorMittal qui développe une unité dite « *de réduction directe* » (DRI) du minerai de fer, d'une capacité de 2,5 millions de tonnes, fonctionnant à l'hydrogène pour réaliser la transformation du minerai de fer, ce qui lui permettra, à partir de 2025-2027, de diviser par trois ses émissions de GES, en vue d'atteindre l'objectif de - 35 % d'émissions d'ici à 2030 à l'échelle européenne. Est également expérimentée jusqu'en 2027 la voie « *Smart Carbon* » qui passe par la séquestration et la réutilisation du CO<sub>2</sub> résiduel (**CCU**), pour une part de 10 à 20 %, notamment en le recombinaut avec de l'hydrogène pour une nouvelle utilisation, avec un démonstrateur industriel « 3D » (cf. infra pt. 1.2.4.2).

Dans la filière de l'aluminium, le développement de l'**électrolyse** s'est imposé, notamment par le site d'Aluminium Dunkerque créé en 1991 et qui dispose aujourd'hui de la plus grande électrolyse en Europe, pour produire de l'aluminium primaire, à hauteur de 285 kt/an. Le développement de **CCS-CCU** est également envisagé, à moyen terme, mais pose une difficulté du fait de la faible concentration de CO<sub>2</sub> dans les émissions de gaz industriel, ce qui suppose une étape de préconcentration, dont la technologie n'est pas encore disponible.

#### Visite de terrain du groupe de travail à Dunkerque sur les sites d'ArcelorMittal et Aluminium Dunkerque

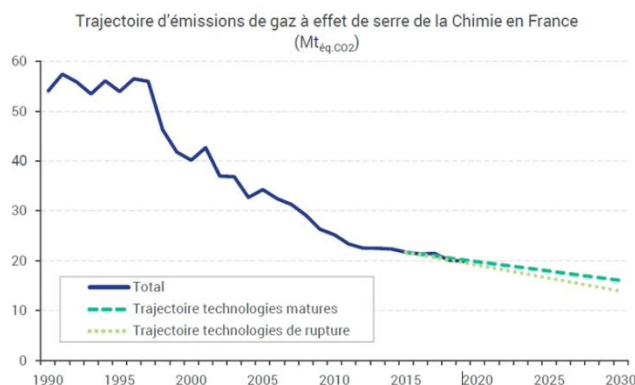
Le 25 octobre 2022, le groupe de travail s'est rendu à Dunkerque sur les sites d'ArcelorMittal et d'Aluminium Dunkerque : cette visite a permis aux membres du groupe de travail de visualiser les procédés industriels de production de l'acier et de l'aluminium mais aussi de discuter des solutions de décarbonation envisagées et mises en œuvre sur site.



Les membres du groupe de travail sur le site d'Arcelor Mittal à Dunkerque

Dans le secteur de la **chimie**, qui représente 5 % des émissions de GES en France, le gaz naturel et l'hydrogène sont également utilisés, en substitution du naphta pour ce dernier qui était trop fortement émetteur, comme matières premières, en particulier dans la chimie organique, la pétrochimie et la fabrication de l'ammoniac, ce dernier

étant le produit le plus consommateur d'énergie, soit environ 10 MWh/t<sup>27</sup>. La feuille de route de la décarbonation de la filière chimie a fixé un objectif de - 36 % en 2030 par rapport à 1990, notamment en recourant à plusieurs technologies de rupture, telles que l'**hydrogène bas-carbone** ou la capture, le stockage et la valorisation du CO<sub>2</sub> (CCS-CCU)<sup>28</sup>.



Source : France Chimie

Leviers de décarbonation	Potentiel de décarbonation en 2030 vs. 2015
Chaleur biomasse et CSR	-10 %
Efficacité énergétique	-8 %
Abattement du N <sub>2</sub> O	-4 %
Remplacement des gaz HFC	-4 %
Trajectoire technologies matures	-26 %
Hydrogène bas-carbone	-5 %
Capture et stockage ou valorisation de CO <sub>2</sub>	-3 %
Electrification des procédés	-2 %
Trajectoire technologies de rupture	-36 %

Source : France Chimie

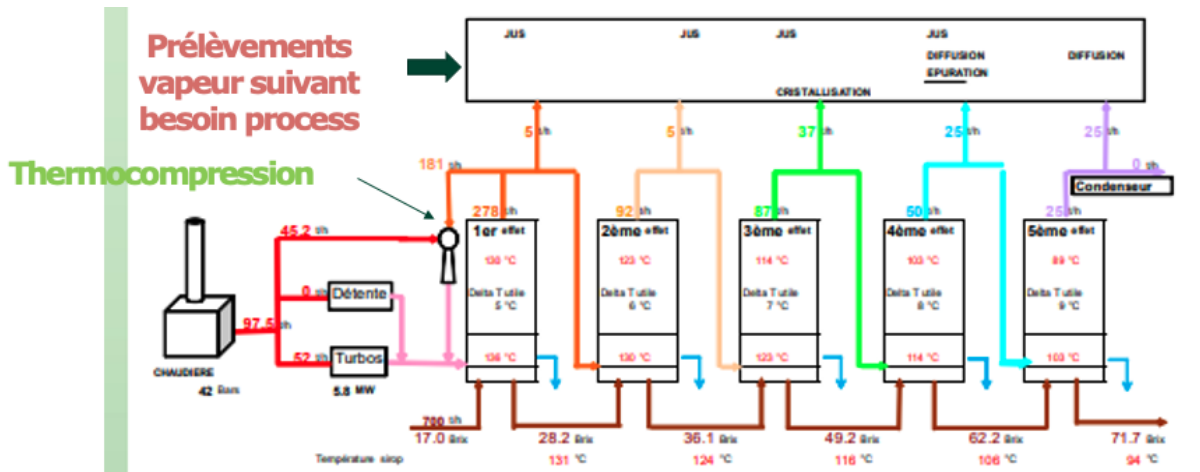
Le procédé privilégié pour produire cet hydrogène est celui de l'électrolyse à hauteur de 40 % des besoins à couvrir d'ici à 2030, ce qui représente 120 kt d'hydrogène et 320 MW de consommation électrique en continu, tandis que le CCS-CCU permettra de satisfaire 30 % de cette consommation d'ici à 2050.

Dans le secteur **sucrier**, qui consomme 9 TWh à l'heure actuelle, selon Cristal Union, l'électrification des procédés thermiques passe par la **récupération** de la **vapeur**. Le processus de fabrication du sucre comporte, en effet, plusieurs effets d'évaporation afin de retirer l'eau de la betterave. La récupération de la vapeur peut alors servir à alimenter les turbo-compresseurs intervenant dans le traitement de la betterave.

<sup>27</sup> CRE, Comité de prospective, "Le vecteur Hydrogène, juin 2021", disponible sur le site Internet du [Comité de prospective de la CRE](#).

<sup>28</sup> France Chimie, *Feuille de route de décarbonation de la filière chimie*, mai 2021, disponible sur le site Internet du [Conseil national de l'industrie](#).





Source : Cristal Union

Selon Cristal Union, cette électrification indirecte est susceptible de représenter un gain thermique significatif, offrant ainsi une alternative au gaz naturel dont il dépend pour des raisons historiques (cf. infra pt. 1.2.3.2.1), en vue d'atteindre l'objectif de - 35 % de ses émissions de GES d'ici à 2030<sup>29</sup>.

Il ressort de ce qui précède que, quel que soit le procédé employé ou la voie empruntée, la décarbonation de l'industrie induit une forte augmentation de la consommation électrique, variable néanmoins selon les profils, les filières, voire les procédés.

Or, dans la perspective d'atteindre l'objectif de transition énergétique, le groupe de travail estime qu'il est, par conséquent, impératif que les procédés d'électrification retenus soient au moins aussi performants énergétiquement et économiquement que ceux qu'ils viennent remplacer.

Il a pu, en outre, constater que d'autres déterminants, que le seul procédé, conditionnent l'électrification des usages industriels.

### 1.2.3.2. Les autres déterminants

À côté du procédé lui-même, il existe d'autres déterminants de l'électrification qui entrent en jeu et qui sont au moins aussi discriminants au sein du secteur industriel. Doivent ainsi être pris en considération l'accès au réseau électrique, mais aussi les coûts et risques qui sont liés à l'électrification elle-même.

#### 1.2.3.2.1. *Le dimensionnement de l'accès au réseau électrique*

Le réseau de distribution d'électricité véhicule plus de la moitié de la consommation d'électricité de l'industrie. L'électrification des usages rend nécessaire un développement de ce réseau, qui sera sans précédent, afin de couvrir tant l'augmentation de la consommation qui en résulte, que les nouveaux besoins qu'elle fera naître d'ici à l'horizon 2050. Le **développement** des capacités du réseau électrique, ainsi que le **rythme** de ce développement, sont ainsi essentiels pour garantir la progression de l'électrification des usages.

<sup>29</sup> Source : <https://www.cristal-union.fr/decarbonation/>

Enedis a établi une trajectoire d'investissement à horizon 2040 qui prévoit, en tenant compte l'électrification des usages, des **investissements** conséquents s'élevant en moyenne de 5 milliards par an. Cette trajectoire est cohérente avec les éléments de prospective publiés par Enedis début 2021<sup>30</sup>. Les *scenarii* qui y sont envisagés s'appuient sur une hausse de la consommation annuelle autour de 1 %, avec une hypothèse d'efficacité énergétique de 40 %. De ce point de vue, le réseau est **dimensionnant** pour l'électrification, dès lors qu'il a une incidence à la fois sur son périmètre et sur son développement.

L'**accès** au **réseau** électrique, de même que la **qualité** de cet accès, constituent également des enjeux forts pour les industriels. Si tous les sites industriels n'y sont pas raccordés à l'heure actuelle sur le territoire national, la stratégie de décarbonation adoptée par certains d'entre eux suppose qu'ils le fassent, en particulier lorsqu'elle emprunte la voie de l'électrification. Quant à ceux qui sont déjà raccordés, l'électrification est susceptible d'appeler un renforcement de la capacité du réseau les concernant.

En effet, il a pu être constaté par le groupe de travail que l'alimentation peut, dans certains cas, constituer un facteur limitant dans le déploiement de l'électrification.

#### L'évolution du profil énergétique de la filière sucrière

Pour des raisons historiques, Cristal Union, opérateur important du secteur sucrier, n'a pu accéder à un réseau suffisamment fiable et/ou directement accessible. Ses 13 sites de production sont, en effet, implantés sur des territoires ruraux dans le Nord de la France, à proximité des champs de betteraves, afin de réduire les coûts de transport. Elle indique en effet que les délais de raccordement au réseau électrique qui lui ont été annoncés à l'époque étaient de 5 à 7 ans, ce qui constituait une perspective trop lointaine. Compte tenu de la contrainte géographique qui est la sienne, elle a ainsi été amenée à orienter ses choix énergétiques vers le gaz naturel.

Dans les années 1960, les sucreries, qui fonctionnaient avec des chaudières au fioul lourd, ont tendu vers l'autoproduction électrique. Ce schéma s'est maintenu jusque dans les années 1990 avec une transition vers le gaz naturel. L'efficacité de l'autoproduction d'électricité a atteint un rendement de 85 %. Un même profil se retrouve dans la partie distillerie de la filière, le gaz naturel représentant 70 à 80 % de la consommation énergétique, pour seulement 20 % d'électricité. Au cours des années 2010, les économies d'énergie réalisées ont conduit à une réduction de l'énergie thermique et, corrélativement de l'autoproduction d'électricité, ce qui a conduit à un tirage plus important sur le réseau. Dans la partie distillerie, le besoin supplémentaire en électricité correspond, par ailleurs, à la CMV (cf. supra pt. 1.2.3.1.1).

Dans le cadre de sa stratégie de décarbonation, visant à réduire de 35 % ses émissions de GES d'ici 2030<sup>31</sup>, Cristal Union envisage d'augmenter la part d'électricité dans sa consommation énergétique, mais cette transition passe, à nouveau, nécessairement par un déploiement ou un renforcement préalable du réseau de distribution électrique.

Pour prendre un autre exemple, pour le projet de construction mené en 2008 par Borealis, opérateur du secteur de la chimie, d'une unité d'acide nitrique à Grand Quevilly nécessitant l'installation d'un moteur électrique, l'opération n'a pas été

<sup>30</sup> Enedis, *Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050*, préc.

<sup>31</sup> Source : <https://www.cristal-union.fr/decarbonation/>

finalement réalisée compte tenu des délais trop longs pour alimenter une puissance motrice de 10 MW.

Il ressort de ce qui précède que, compte tenu des temps de raccordement au réseau électrique, qui peuvent être importants, les industriels peuvent ainsi être contraints de différer leurs investissements liés à l'électrification, voire d'y renoncer, pour s'orienter vers d'autres solutions pour remplir leurs objectifs de décarbonation. Il convient aussi d'évaluer les solutions de développement d'électricité décentralisées et contractualisées (cf. infra pts. 3.3 et 3.4).

#### 1.2.3.2.2. Les coûts et les risques liés à l'électrification

L'électrification, qu'elle soit directe ou indirecte, nécessite de lourds investissements dans l'industrie et correspond à une véritable **prise de risque** pour les industriels.

Pour les filières sensibles à la production de chaleur, la substitution d'un moyen de production électrique au précédent qui fonctionnait avec des énergies fossiles présente un double inconvénient. Le **coût d'investissement** est plus élevé, de même que le **coût opératoire**.

Pour prendre l'exemple du secteur papetier, dont l'une des caractéristiques est de reposer sur des procédés fortement capitalistiques<sup>32</sup>, ce qui nécessite un amortissement des investissements sur une longue durée, la substitution d'une chaudière électrique à une chaudière à gaz pour une puissance équivalente représente, par exemple, un coût d'investissement (CAPEX) trois fois plus élevé que celui de son remplacement à l'identique. Sans prix de l'électricité attractif, son coût opératoire (OPEX) peut également générer un surcoût allant jusqu'à 20 %.

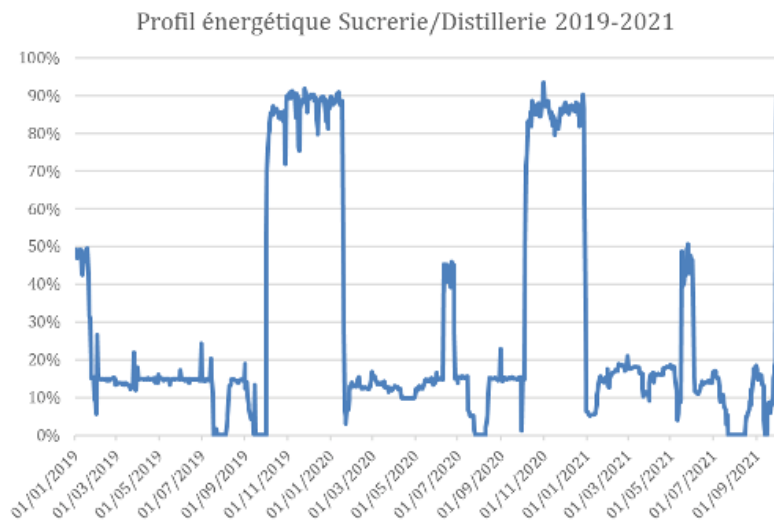
Il en va de même, plus généralement, pour l'électrification des procédés de chaleur à basse température qui comporte, selon l'Ademe, des coûts d'entrée élevés, d'investissement (CAPEX) pour les PAC et d'exploitation (OPEX) pour les résistances (cf. supra pt. 1.2.3.1.1), comme à haute température. ArcelorMittal procède, par exemple, à de lourds investissements, 1,7 milliard d'euros avec le concours de l'État, pour transformer la production d'acier, avec le développement d'un DRI (cf. supra pt. 1.2.3.1.2) et l'acquisition de plusieurs fours électriques. Ces investissements permettront de réduire l'usage du charbon pour la réduction du minerai de fer dans les hauts fourneaux.

Le **profil de consommation** d'une filière, plutôt saisonnier, a également une incidence sur les coûts liés à l'électrification, dès lors que le besoin en électricité est susceptible de survenir à une période où la demande est la plus forte de l'année.

Par exemple, dans le secteur sucrier, le cycle de production du sucre connaît plusieurs pics de consommation sur une période de 100 jours, entre le 15 septembre et le mois de janvier, ce qui signifie un tirage conséquent sur le réseau au cours de cette période.

---

<sup>32</sup> Copacel indique qu'une machine à papier correspond à un investissement de 100 à 500 millions d'euros et que la tendance est à la concentration des moyens de production vers les sites les plus importants pour des raisons de compétitivité. En 10 ans, le nombre de sites est passé de 115 à 84. Cette réduction s'est traduite par une baisse de la production de 20 % mais avec une forte croissance, plus de 10 %, du segment de l'emballage.



Le **caractère diffus** de l'électrification complexifie, de surcroît, l'évaluation des coûts en particulier lorsque le schéma de production est complexe, en ce qu'il repose sur une chaîne de réactions. Chaque modification rend alors nécessaire une révision de l'équilibre énergétique complet du site, voire le modèle économique lui-même (cf. supra pt. 1.2.3.1.2).

De même, le **coût marginal** de l'électrification de certains usages peut être très élevé, parce que les procédés ayant le potentiel le plus important ont déjà été décarbonés (cf. infra pt. 1.2.3.2.3).

Il résulte de ce qui précède que le choix de l'électrification d'un ou plusieurs usages industriels repose sur un **pari** que les investissements engagés déboucheront sur un équilibre entre les gains de décarbonation obtenus et les coûts qui en résultent. Les industriels auditionnés par le groupe de travail ont souligné, de manière unanime, qu'un prix de l'électricité abordable est un élément central pour la construction d'une stratégie de décarbonation crédible et réalisable.

#### 1.2.4. Une efficacité inégale des procédés

Si l'électrification des usages figure parmi les moyens les plus évidents pour décarboner un usage ou un procédé industriel, il ne constitue pas toujours un choix pertinent ou efficient, voire n'est pas toujours techniquement ou économiquement possible. Ces adversités sont liées à plusieurs facteurs qu'il convient de prendre en compte pour mesurer la pertinence de l'électrification d'un ou plusieurs usages industriels.

##### 1.2.4.1. Les contraintes sur les procédés industriels

Ces contraintes sont multiples et très variables selon les profils industriels. Rapportée à la question de l'électrification, l'une des plus fréquentes réside dans le caractère **continu** du procédé industriel concerné, ce qui implique une alimentation elle-même continue. Le basculement vers le vecteur électrique est conditionné par la nécessité de garantir cette continuité.

C'est le cas notamment, dans le secteur de la chimie, de la réaction de synthèse de l'ammoniac ou, plus généralement, de l'**électrolyse** (cf. supra pt. 1.2.3.1.2) qui ont une capacité d'absorption des variations dans la fourniture de l'électricité très limitée, qui n'excède pas 10 à 15 %. Un même constat peut être dressé, dans le secteur de la sidérurgie, pour la fabrication de l'aluminium ou de l'acier (cf. supra pt. 1.2.3.1.2).

Comme il a déjà été indiqué, une même contrainte peut résulter, moins du procédé que des caractéristiques mêmes de la **production**, qui peut être continue, comme c'est le cas dans les industries papetière et sucrière, avec une forte augmentation saisonnière pour cette dernière (cf. pt. 1.2.3.2.2). De même, en présence d'un schéma de production complexe reposant sur une chaîne de réactions ou d'effets, l'électrification est susceptible de contraindre l'équilibre énergétique du site (cf. supra pt. 1.2.3.1.2).

Le groupe de travail estime que certaines contraintes techniques rendent complexe le passage à l'électrification, voire sont susceptibles de l'exclure lorsqu'elles sont trop fortes (de sorte que c'est le modèle productif entier qui devrait être revu) ou lorsque son incidence sur les contraintes déjà existantes est incertaine.

#### 1.2.4.2. La maturité des technologies

L'électrification des usages industriels est aussi tributaire de la disponibilité des technologies permettant de la réaliser. La stratégie de décarbonation repose ainsi, au moins en partie, sur le rythme de développement de **technologies de rupture** soit parce que sans elles l'électrification n'est pas possible soit parce qu'avec elles, l'électrification est moins coûteuse ou plus efficiente.

Les technologies sont diverses et connaissent un rythme de développement plus ou moins rapide. Il n'est pas possible d'en rendre compte de manière exhaustive dans le cadre du présent rapport qui se limitera à prendre quelques exemples topiques.

Il convient de rappeler, en premier lieu, que le vecteur **hydrogène**, auquel le Comité de prospective a consacré un rapport en 2021<sup>33</sup>, recèle un potentiel de décarbonation important pour l'industrie et a ainsi été intégré à la plupart des *scenarii* développés par RTE<sup>34</sup>, comme de certaines feuilles de route des filières industrielles<sup>35</sup>, mais son développement technologique, sous ses formes décarbonées les plus performantes, est encore lent et sa disponibilité à court-moyen terme incertaine. Surtout, sa compétitivité, sur le plan économique, et son efficacité, sur le plan énergétique, ne sont pas établies à l'heure actuelle. À titre d'exemple, le recours à l'hydrogène en tant qu'agent réducteur du minerai dans la production d'acier (cf. supra pt. 1.2.3.1.2) sera opérationnel à compter de 2030 selon ArcelorMittal.

S'agissant de l'électrification des **procédés thermiques**, le projet **TransPAC** mené par les Mines, en partenariat avec EDF R&D<sup>36</sup>, vise à développer des PAC à très haute

---

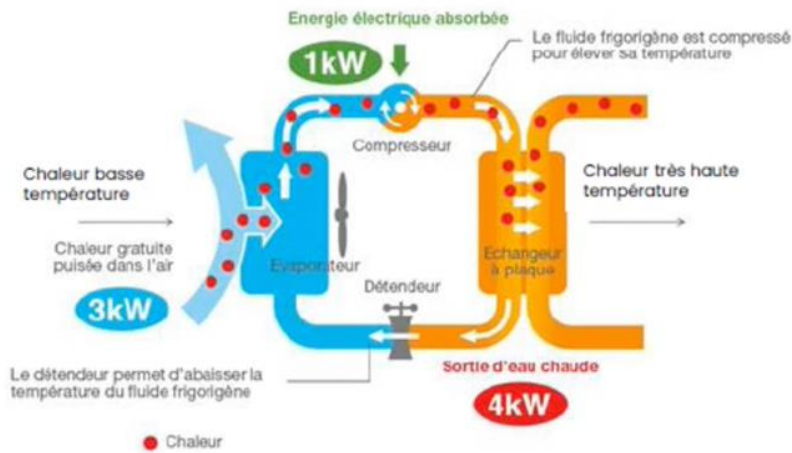
<sup>33</sup> CRE, Comité de prospective, "Le vecteur Hydrogène", préc.

<sup>34</sup> RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc.

<sup>35</sup> Cf. France Chimie, *Feuille de route de décarbonation de la filière chimie*, préc.

<sup>36</sup> Source : <https://www.ces.minesparis.psl.eu/Projets/Projet-TransPAC/>

température en vue de répondre aux contraintes techniques dans plusieurs filières industrielles, papetière et pétrochimique notamment.

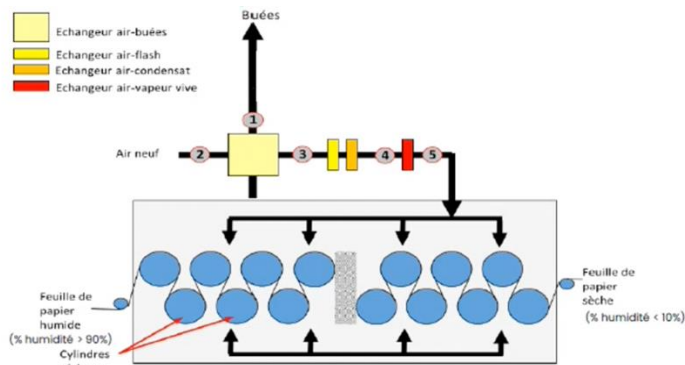


Source : COPACEL

L'objectif de ce projet d'innovation est de concevoir une PAC > 150 °C disposant d'un coefficient de performance (COP) de 3 à 4 avec un cycle particulier. Son développement en est à la démonstration industrielle, sans date précise de disponibilité.

#### L'apport de la PAC à haute température dans le secteur papetier

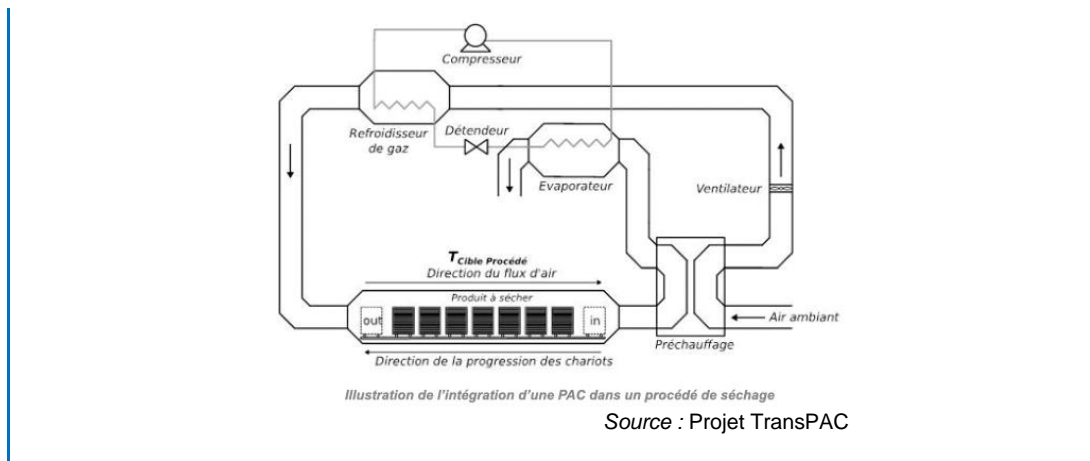
Pour une machine à papier<sup>37</sup>, il s'agira de récupérer de la calorie à basse température (80 °C) dans les buées, qui sortent des hottes de séchage du papier dont l'effet est de porter de 90 % à 10 % le taux d'humidité.



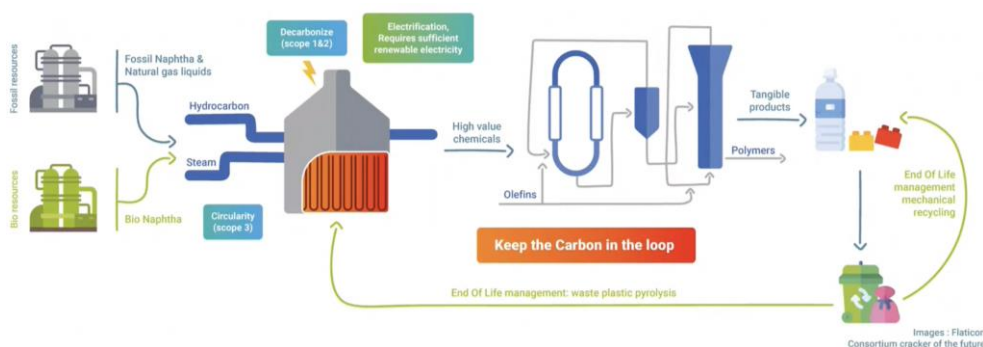
Source : Centre Technique du Papier

Il s'agira ensuite, au moyen de la PAC à haute température, de remonter celle des buées à 130 °C en vue de les réinjecter dans le dispositif de séchage du papier.

<sup>37</sup> Source : <https://www.webctp.com>



S'agissant de l'électrification des **fours**, le développement d'un *vapocracker* électrique<sup>38</sup>, à 900 °C, est en cours d'étude<sup>39</sup>, pour un usage industriel dans la filière chimique, avec une perspective de développement au-delà de 2030, voire 2040. Il serait destiné à la production de l'éthylène à partir de naphta ou de bio-naphta. Cela représente une puissance 350 MW pour 1 Mt d'éthylène produit.



À ce stade, le procédé n'est pas encore disponible à grande échelle.

S'agissant du **captage** du **CO<sub>2</sub>** résiduel en vue de son recyclage (**CCU**), éventuellement combiné avec de l'hydrogène électrolytique, plusieurs expérimentations sont menées avec des perspectives variables de maturité.

### Le projet industriel « 3D » (*DMX Demonstration Dunkirk*)

Ce projet expérimental mené par ArcelorMittal, avec un consortium de partenaires dont Total Energies, Axens et IFP Energies nouvelles, depuis 2021 sur son site industriel de Dunkerque, vise à séparer le CO<sub>2</sub> des autres fumées par réaction chimique dans deux colonnes de 20 mètres de haut, puis de le purifier à plus de 90 % pour le récupérer dans une troisième colonne dite de « régénération »<sup>40</sup>. Il est envisagé l'implantation d'une première unité industrielle d'une capacité de traitement d'1 MtCO<sub>2</sub>/an à partir de 2025, puis d'un *cluster* européen orienté vers la mer du Nord, d'une capacité de stockage de 10 MtCO<sub>2</sub>/an à l'horizon 2035.

<sup>38</sup> Le vapocraquage est un processus industriel qui réalise la pyrolyse d'hydrocarbures.

<sup>39</sup> Source : <https://www.borealisgroup.com/news/accelerating-electrification-with-the-cracker-of-the-future-consortium>.

<sup>40</sup> Source : <https://france.arcelormittal.com/neutralite-carbone/capter-le-co2>.



Source : Arcelor Mittal

Selon l'Ademe, la valorisation de CO<sub>2</sub> est également une voie d'électrification indirecte de la filière de production de **plastiques**. Le CO<sub>2</sub>, capté, par exemple, sur des sites de méthanisation, peut être combiné à de l'hydrogène électrolytique pour produire du méthanol. Ce méthanol peut ensuite être utilisé pour la synthèse d'oléfines (éthylène propylène), qui constituent la base des produits plastiques<sup>41</sup>.

Au total, le groupe de travail a pu constater la **diversité** des **options** disponibles à plus ou moins long terme, offrant autant de *scenarii* d'électrification possibles. Le recours à une technologie de rupture constitue un **pari** que les industriels ne préféreront pas prendre pas s'il existe d'autres axes, plus stables, permettant des prévisions d'électrification plus sûres.

Le groupe de travail estime néanmoins que l'électrification est susceptible de connaître des **accélération**s significatives si ces technologies sont mises à disposition en temps utile et parce que l'électrification des usages, dans son rythme et dans son périmètre, va grandement évoluer dans les décennies à venir. Ce n'est cependant pas la seule modalité de décarbonation envisageable et l'un des défis de l'électrification est de prendre toute sa place à côté d'autres modalités de décarbonation.

#### 1.2.4.3. La concurrence avec d'autres modes de décarbonation

L'électrification des usages ne s'impose pas toujours comme le mode de décarbonation approprié. Dans l'industrie, à côté d'autres vecteurs alternatifs à l'électrification, mais qui peuvent aussi bien être complémentaires à l'électrification, tel que le gaz bas-carbone, les gains d'efficacité énergétique ou l'autoconsommation viennent également la concurrencer.

##### 1.2.4.3.1. *L'efficacité énergétique*

Dans la plupart des filières industrielles, la recherche d'une meilleure efficacité énergétique, par la réalisation d'économies d'énergie à niveau de production constant, dans le but de réduire les émissions de GES et/ou la consommation électrique n'est pas nouvelle<sup>42</sup>. Lorsqu'elle a été menée de manière poussée, l'efficacité énergétique

<sup>41</sup> ADEME, *Transition énergétique 2050*, préc.

<sup>42</sup> Sur cette question, Pipame, *Les acteurs, l'offre et le marché de l'efficacité énergétique à destination de l'industrie*, 2017, disponible sur le site Internet du [ministère en charge de l'économie et des finances](#)



peut parfois déboucher sur des rendements décroissants des actions menées qui les font sortir de toute rationalité économique d'investissement.

L'électrification des usages concernés n'est alors pas nécessairement pertinente d'un point de vue financier, mais aussi dans la mesure où elle peut entraîner soit une perte d'efficacité, soit une surconsommation en particulier en présence d'un schéma de production complexe (cf. supra pt. 1.2.3.1.2). C'est également un des reproches adressés au vecteur hydrogène pour certains usages industriels, par exemple dans la sidérurgie. Selon le rapport que lui a consacré la CRE, le surcoût par tonne d'acier est de 50 % hors coûts d'investissement<sup>43</sup>, en même temps que l'insertion de l'électrolyse pour produire cet hydrogène a une incidence directe sur la consommation électrique.

À l'inverse, les gains d'efficacité énergétique peuvent induire une électrification supplémentaire lorsque l'énergie produite par d'autres vecteurs n'est plus suffisante du fait de l'effet d'asymptote (cf. supra pt. 1.2.3.1.2).

L'amélioration de l'efficacité énergétique d'un procédé industriel peut ainsi produire un effet ambivalent sur l'opportunité de son électrification d'un point de vue financier.

#### 1.2.4.3.2. L'autoconsommation

Le développement de l'autoconsommation<sup>44</sup> sur un site industriel, voire entre plusieurs sites, peut venir concurrencer l'électrification des usages comme réduire son intérêt. Les secteurs papetier et sucrier en offrent deux exemples topiques, quoique pour des motifs différents.

Comme l'indique Cristal Union, les difficultés d'accès au réseau comme la recherche de gains énergétiques ont fortement incité la filière à développer l'autoconsommation par récupération des vapeurs, avec un rendement de 85 % (cf. supra pt. 1.2.3.1.2).

En GWh	Secteur sucre (Estimation)	Cristal Union	Sucrerie et distillerie d'Arcis sur Aube
Charbon			
Gaz	9 000	3000	600
Electricité autoproduite	400	160	30
Electricité réseau	300	160	60
Réseau électrique		Distribution à 90%	Distribution

Source : Cristal Union

Pour la filière papetière, comme le rappelle Copacel, ce sont ses caractéristiques mêmes qui favorisent le développement de l'autoconsommation. Elle passe notamment par le recours à une **chaudière biomasse** utilisant les sous-produits papetiers<sup>45</sup>. Par comparaison, le coût de production de chaleur d'une chaudière électrique est dix fois plus élevé (cf. supra pt. 1.2.3.2.1).

<sup>43</sup> CRE, Comité de prospective, *Le vecteur Hydrogène*, préc., pt. 2.5.

<sup>44</sup> Sur cette notion et le cadre réglementaire, cf. le site Internet du [ministère en charge de l'écologie](#).

<sup>45</sup> Selon Copacel, la biomasse représente 62 % de la production de chaleur. 80 % de cette biomasse correspond à de la lignine, sous-produit du bois qui ne peut être valorisé, à de la liqueur noire, à des refus de pulpeur de vieux papier recyclé avec des fibres trop courtes pour être réutilisé pour la production de papier, à des déchets bois ou éventuellement à des plaquettes forestières.

\*

Le groupe de travail a constaté que l'électrification des usages industriels présente un **potentiel élevé** mais qui **varie** fortement selon les filières. Pour certaines, le principe même de l'électrification n'est pas toujours acquis parce que le changement d'usage est tributaire de sa **faisabilité** technique ou de son **équilibre économique**. Surtout, le **rythme** auquel cette électrification est susceptible de progresser est loin d'être uniforme, ce qui constitue un enjeu majeur pour atteindre l'objectif de décarbonation de l'industrie à l'horizon 2050.

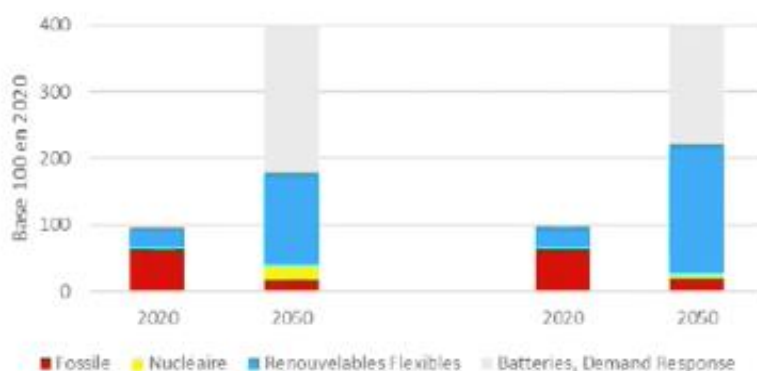
Dans cette perspective, le groupe de travail estime que l'**accélération** de l'électrification des usages industriels repose sur de multiples facteurs : l'opérationnalité des chaînes de production ; la maturation des technologies ; le nombre et l'importance des contraintes liées au passage à l'électrique ; les coûts d'investissement et d'exploitation induits ; le renforcement du réseau de distribution ; les soutiens financiers nécessaires.

L'électrification est un défi industriel mais un choix stratégique, qui a ses contraintes mais qui doit être fait sans regret, pour parvenir à la neutralité carbone.

## 2. Généraliser la flexibilité du système pour amplifier les effets de l'électrification au service de la décarbonation

À titre liminaire, il convient de rappeler que si l'électrification des usages est un moyen efficace de décarbonation de l'économie, elle participera de l'augmentation générale de la demande électrique d'ici à 2050. Or, même avec la mise en place de capacités supplémentaires de production d'électricité et les gains d'efficacité énergétique envisagés, son succès n'est pas assuré dans un contexte de hausse de la demande. À cet enjeu structurel, s'ajoute celui, plus contextuel et contemporain, lié à la succession des crises énergétiques qui place le réseau électrique sous tension, compte tenu des difficultés d'approvisionnement qui s'y manifestent.

Pour répondre à ce double défi, le développement de la « **flexibilité généralisée** »<sup>46</sup> du système électrique constitue un levier central. Selon le scénario de référence établi par RTE, les besoins en flexibilité s'élèveront à 34 GW en 2050<sup>47</sup>, ce qui correspond à une hausse d'environ 1 GW par an, compte tenu notamment de l'essor des sources d'énergie renouvelables (EnR). De manière générale, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) estime, dans son rapport de 2021, que les besoins en flexibilité seront multipliés par quatre dans les économies développées comme émergentes<sup>48</sup>. Or, la France accuse un certain retard par rapport à d'autres pays en matière de développement de la flexibilité.



Source : AIE

Le groupe de travail estime que l'évolution de la flexibilité électrique ne sera pas uniquement quantitative, mais comportera une dimension plus qualitative. L'essor de la flexibilité est de nature à modifier substantiellement le rôle qu'elle a pu jouer jusqu'ici au sein du système électrique. Actuellement, la modulation de la consommation

<sup>46</sup> Il s'agit, selon CGE, d'une gestion active de la demande qui revêt un intérêt économique toute l'année (CGE, *Flexibilité du système électrique : contribution du pilotage de la demande des bâtiments et des véhicules électriques*, mai 2020, p. 17, disponible sur le site Internet du [Conseil général de l'économie](#)).

<sup>47</sup> RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc.

<sup>48</sup> AIE, *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*, octobre 2021, p. 177, disponible sur le site Internet de l'[AIE](#).

électrique, qui passe par l'effacement<sup>49</sup> ou le déplacement dans le temps des usages, joue principalement un rôle « *assurantiel* » durant les périodes de tension sur le réseau et de hausse des prix.

Dans la perspective de l'objectif de neutralité carbone, la flexibilité a vocation à devenir un instrument d'**optimisation** du système dans son ensemble. Avec le développement de moyens de production ayant recours à des sources d'énergie renouvelables, la flexibilité de la demande constitue une réponse à l'intermittence qui leur est inhérente. Plus généralement, elle permet aussi de mettre à disposition des ressources à faible coût, sans faire appel à des capacités supplémentaires. Dans un contexte de crise, elle contribue enfin à mieux protéger le consommateur final contre les hausses de prix et les contraintes pesant sur le réseau.

Pour l'**électrification** des usages, la flexibilité offre, plus spécifiquement, un levier susceptible de mieux garantir son rythme de développement, cette flexibilité venant atténuer les effets de l'électrification sur le niveau général de la demande, ce qui contribue ainsi à mieux équilibrer le système.

Partant de ce triple constat, le groupe de travail estime que la « *flexibilité généralisée* » du système électrique constitue l'une des clés pour réussir l'électrification des usages et atteindre, ce faisant, l'objectif de transition énergétique : il s'agit d'une condition de succès dont il faut toutefois mieux cerner les potentiels et accélérer le développement.

## 2.1. Mieux cerner les potentiels de flexibilité

Les **gisements** de flexibilité résident dans des équipements qui consomment, directement ou indirectement, de l'électricité et dont les caractéristiques propres leur permettent d'être arrêtés, puis redémarrés (effacement), limités ou amplifiés (modulation) dans leur fonctionnement à réception d'un signal externe. Dans l'industrie, il s'agit, par exemple, des équipements dédiés à l'usage du froid ou de la chaleur ou s'insérant dans la chaîne de production et disposant de capacités de stockage le cas échéant.

Comme le rappelle RTE dans son rapport *Futurs énergétiques 2050*<sup>50</sup>, le développement de la flexibilité de la demande est un phénomène qui n'est pas nouveau<sup>51</sup>.

Dans le secteur **résidentiel**, l'expérience, lancée dans les années 1970-1980, du pilotage des chauffe-eau électriques sur signal tarifaire, avec un décalage de fonctionnement sur les heures de nuit ou méridiennes, a permis d'éviter des appels de puissance sur la pointe du soir de l'ordre de 2 GW en moyenne<sup>52</sup>. Sur le même secteur,

---

<sup>49</sup> L'effacement consiste soit à suspendre la consommation électrique pendant une certaine durée soit à la déplacer dans le temps.

<sup>50</sup> RTE, rapp. préc., pt. 7.3.1, p. 318.

<sup>51</sup> Pour un historique, ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, CEREN, *Effacement de consommation électrique en France. Évaluation du potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine*, septembre 2017, p. 14, disponible sur le site Internet de l'[ADEME](#).

<sup>52</sup> Selon RTE, la puissance évitée à la pointe a été de 8 GW en 2017 (Cf. RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande 2017*, disponible sur le site Internet de [RTE](#)).

les effacements de consommation<sup>53</sup> ont été développés à partir des années 1980-1990 avec des offres tarifaires de type EJP<sup>54</sup>/Tempo<sup>55</sup>.

Au cours de la dernière décennie, d'autres mécanismes de flexibilité (marché de capacité, marché de l'énergie, contractualisation des réserves, mécanisme d'ajustement, services système)<sup>56</sup>, ainsi qu'un cadre réglementaire permettant à tout type de sites (industrie, tertiaire, résidentiel) d'y participer, ont été mis en place. En complément, un dispositif d'appel d'offres « *effacement* » a été instauré<sup>57</sup>, de sorte de permettre notamment le développement d'une filière dédiée.

Dans l'**industrie**, la **flexibilité** de certains procédés industriels, notamment électro-intensifs, est déjà en partie valorisée en France, à hauteur de près de 3 GW selon RTE<sup>58</sup>. Des **effacements** sont ainsi réalisés dans certaines filières grâce au décalage de la production dans le temps, en exploitant l'inertie de certains procédés, ou les marges existantes dans les plans de production industrielle. Ces effacements peuvent, par exemple, être relativement circonscrits, de l'ordre d'un ou deux jours par campagne de production comme le relève Cristal Union tandis qu'ils ont un caractère plus systémique pour d'autres procédés comme l'électrolyse. Aluminium Dunkerque précise, à cet égard, que sa participation aux divers mécanismes de flexibilité existants représente un gisement cumulé de près de 80 % de sa puissance de consommation<sup>59</sup>.

---

<sup>53</sup> L'article L. 271-1 du code de l'énergie définit l'effacement de consommation : « *Un effacement de consommation d'électricité se définit comme l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée* ».

<sup>54</sup> Effacement jour de pointe. À partir de 1982, EDF a proposé une offre prévoyant une variation du TRV lors des périodes de pic de consommation. Cette option tarifaire se caractérise par une pointe mobile d'une durée de 18 heures, de 7h00 du matin en J à 1h00 du matin en J+1 et qui est déclenchée 22 jours par an, entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars. Aux heures de pointe mobile, le prix est près de deux fois plus cher que le prix des heures normales. Dans le cadre du tarif EJP, le signal prix est activé par EDF. Le consommateur est prévenu la veille pour le lendemain. L'offre EJP d'EDF n'est plus proposée à la vente depuis en 1998.

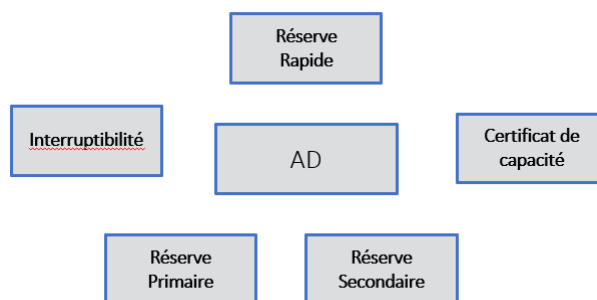
<sup>55</sup> L'offre consiste pour EDF à proposer une offre combinant un tarif heure pleine/heure creuse (6h00-22h00 et 22h00-6h00) et un tarif pointe mobile distinguant trois types de jours : 22 jours « *rouges* », 43 jours « *blancs* » et 300 jours « *bleus* ». Le prix de l'électricité est supérieur au TRV pour les jours « *rouges* » et lui est inférieur pour les jours « *bleus* » ou « *blancs* » avec une modulation tarifaire différenciée entre ces deux catégories. Le signal associé au tarif Tempo est décidé par RTE.

<sup>56</sup> Pour un état des lieux, ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, CEREN, rapp. préc., p. 21.

<sup>57</sup> Article L. 271-4 du code de l'énergie. Source : <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/beneficiez-d-un-soutien-aux-effacements.html>

<sup>58</sup> RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc., pt. 7.3.1, p. 318.

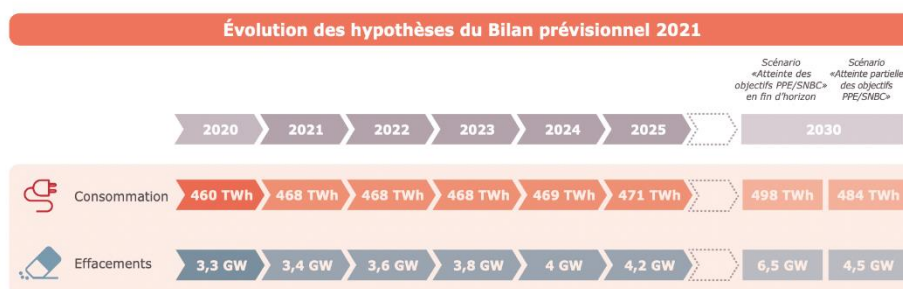
<sup>59</sup> Sur cette question, ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, CEREN, rapp. préc.



Source : Aluminium Dunkerque

De manière générale, le **potentiel** d'effacement estimé pour le secteur diffus en France atteindrait 20 GW en 2021 et il serait en forte croissance en raison des nouveaux usages selon la CRE<sup>60</sup>. Les capacités actuelles en la matière représentent, quant à elles, 3,4 GW selon RTE<sup>61</sup>.

Effacements – Évolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de l'année)



Source : RTE

Néanmoins, au-delà de l'effacement, les **gisements de flexibilité**, qui incluent également les modulations de consommation à la hausse comme à la baisse, se développent encore mal au regard des enjeux de décarbonation, des objectifs fixés dans le cadre de la PPE/SNBC et des besoins nouveaux à l'horizon 2050. En effet, le **besoin en flexibilité** est évalué à 34 GW, dont 17 GW qui portent sur la demande. Dans cette perspective, l'objectif est de porter les capacités de flexibilité à 6,5 GW d'ici à 2030.

Or, comme le souligne la CRE dans un précédent rapport, les capacités d'effacement, notamment tarifaires (0,6 GW), sont aujourd'hui plus faibles que celles dont disposait la France dans les années 1990 (6 GW). La capacité s'est érodée en raison du recul de la production industrielle française, mais aussi de la fin de certains tarifs réglementés ainsi que de signaux prix devenus insuffisamment incitatifs<sup>62</sup>.

<sup>60</sup> Comité de prospective de la CRE, *L'aval compteur. Pour un développement des services de pilotage au profit des consommateurs et de la performance du système électrique*, juin 2021, p. 26, disponible sur le site Internet du Comité de prospective de la [CRE](#).

<sup>61</sup> RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande 2021, Annexes techniques*, pp. 122-124, disponible sur le site Internet de [RTE](#).

<sup>62</sup> CRE, rapp. préc., p. 28. V. également, CGE, rapp. préc., p. 17.

L'enjeu devient alors d'étendre la **part flexible**<sup>63</sup> dans les différents **usages**, existants ou nouvellement créés d'ici à 2050, de manière à garantir que les objectifs de décarbonation seront atteints mais aussi et surtout de maintenir le rythme de progression de l'électrification des usages au sein d'un système électrique relativement stable.

Selon l'Ademe, l'expansion de cette part flexible est susceptible de varier fortement selon les secteurs.

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

Source : Ademe<sup>64</sup>

Il en ressort que, comme le relevait déjà la CRE, les capacités des seuls secteurs industriels et tertiaires ne suffiront pas pour atteindre les objectifs fixés dans le cadre de la PPE/SNBC<sup>65</sup>. Le développement de la flexibilité généralisée qui est nécessaire en France ne passe pas seulement par l'augmentation des **capacités** dans les secteurs **industriel** et **tertiaire**, au sein desquels le « *réflexe* » de la flexibilité est davantage ancré, mais aussi par une identification plus fine des potentiels de flexibilité, notamment dans le **secteur diffus**<sup>66</sup>.

### 2.1.1. Mieux identifier les potentiels de flexibilité

Le développement de la flexibilité généralisée passe d'abord par une meilleure identification de ses potentiels.

C'est dans le secteur **résidentiel** que le principal enjeu se situe. Cela dit, il s'agit moins de faire émerger de nouveaux gisements de flexibilité, connus de longue date (comme le chauffage, la préparation d'eau chaude sanitaire) ou nouveaux (comme la recharge

<sup>63</sup> La part flexible se définit comme la part de la consommation de l'usage considéré dont le profil est optimisé (sous certaines contraintes) de manière à optimiser le coût global d'approvisionnement du système.

<sup>64</sup> Cité par CGE, rapp. préc., p. 19.

<sup>65</sup> Comité de prospective de la CRE, *L'aval compteur*, préc., p. 25.

<sup>66</sup> Cf., s'agissant du secteur du bâtiment et en ce qui concerne les véhicules électriques, CGE, rapp. préc. V. également, RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc., pt. 13.4.1, p. 840.

à domicile des véhicules électriques, les PAC), que de faire produire leur plein potentiel à ceux qui existent déjà.

Comme le souligne le Conseil général de l'économie (CGE), l'habitat ne contribue aujourd'hui que très peu aux mécanismes d'effacement et ce dernier ne représente pas non plus un potentiel significatif à court terme dans l'habitat<sup>67</sup>. Néanmoins, l'évolution du système électrique, ainsi que des pratiques de recharge, dans le cadre de la PPE/SNBC, favorise le développement de la flexibilité des usages domestiques<sup>68</sup>. À cet égard, l'une des principales difficultés, relevée notamment par la société Dcbel<sup>69</sup>, réside dans l'évaluation du potentiel **réel** de flexibilité d'installations de clients finals qui représentent de l'ordre de quelques kW à quelques centaines de kW.

Dans le secteur **industriel**, un même constat peut être fait s'agissant du développement de l'électrolyse, qui constitue selon RTE un levier de flexibilité de la demande lorsqu'il est combiné à des capacités de stockage notamment d'hydrogène, afin de faire le « *tampon* » entre les conditions d'utilisation du système électrique et les besoins énergétiques. Là encore, le **potentiel** réel de flexibilité reste incertain à ce stade sur les capacités de stockage et la flexibilité associée au vecteur hydrogène<sup>70</sup>.

Le groupe de travail constate que le rythme de développement de l'électrification des usages dépend, en partie, des efforts réalisés pour mieux identifier le potentiel de flexibilité de chacun d'entre eux. Ces efforts doivent se combiner avec une augmentation des capacités actuelles de flexibilité.

### 2.1.2. Augmenter les capacités de flexibilité

Le développement de la flexibilité généralisée passe ensuite par une augmentation de ses capacités dans les secteurs où elle est d'ores et déjà bien identifiée.

Selon le Gimélec, le défi du développement de ces capacités de flexibilité dans le secteur **tertiaire** comporte un volet réglementaire incitatif pour l'installation et la maintenance des systèmes les plus prometteurs, tels que la gestion technique du bâtiment (GTB), et un volet financier avec une rémunération capacitaire en cas d'activation<sup>71</sup>. Combinée au développement des énergies renouvelables dans le secteur du bâtiment, résidentiel et tertiaire, notamment dans le cadre du plan *REPowerEU* lancé en 2022 par la Commission européenne<sup>72</sup>, la flexibilité de la demande devient un levier précieux pour optimiser le développement des usages électriques tout en contribuant à leur équilibre.

---

<sup>67</sup> CGE, rapp. préc., p. 81.

<sup>68</sup> Sur cette question, cf. RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc., pt. 7.3.1., p. 319 et pt. 13.4.3, p. 843.

<sup>69</sup> Source : <http://www.dcbel.energy/>

<sup>70</sup> RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc. *loc. cit.* Sur le vecteur hydrogène, cf. CRE, rapp. préc., pt. 2.4, p. 51.

<sup>71</sup> V. également, CGE, rapp. préc., pp. 60-61.

<sup>72</sup> Source : [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_fr](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_fr)



### Le développement de la flexibilité dans le secteur du bâtiment tertiaire

Le secteur tertiaire, avec 2,5 millions de bâtiments, constitue un gisement de flexibilité important dans la mesure où il représente 28 % de la consommation électrique. En hiver, 35 GW sont consommés dans ce secteur à la pointe, en majorité pour l'usage de la chaleur et du froid. La flexibilité dans ce secteur est d'environ 15 %, ce qui représente 5 GW de potentiel de flexibilité.

Les profils de ces bâtiments demeurent particulièrement hétérogènes. Environ 14 000 bâtiments tertiaires ont une surface de plus de 5 000 m<sup>2</sup>. Nombre d'entre eux, environ 10 000, notamment les hôpitaux, les *datacenters*, les centres commerciaux, sont d'ores et déjà équipés d'un système de pilotage des consommations.

Les réglementations actuelles sur les GTB<sup>73</sup>, qui visent en particulier les grands bâtiments, auront pour effet d'augmenter ce taux d'équipement avec une obligation pour les bâtiments neufs déjà en vigueur et dont le champ sera étendu aux bâtiments existants de plus de 290 kW en 2025.

Pour les bâtiments de taille plus modeste, qui ne sont généralement pas équipés de GTB, l'enjeu principal demeure la réduction des coûts d'investissement, leur amortissement étant estimé à plus de 10 ans compte tenu de la capacité de flexibilité obtenue<sup>74</sup>.

Outre l'augmentation du nombre de grands bâtiments équipés, le développement de la flexibilité pour ces derniers est freiné par l'absence d'activation des systèmes GTB là où ils ont pourtant été installés. La mise en place de signaux-prix et l'amélioration de leur pilotage, notamment avec le développement de fonctions *Smart grids*, constituent des solutions permettant d'augmenter ces capacités de flexibilité latentes.

Dans le secteur des **transports**, les capacités de flexibilité portent surtout sur la recharge des véhicules<sup>75</sup>, laquelle vient se combiner aux performances accrues des batteries électriques. L'électrification des usages de mobilité légère, de courte-moyenne distance, présente moins d'enjeux techniques et financiers que la mobilité lourde, de longue distance. L'électrification du segment des camions légers, de 3,5 à 6,5 tonnes est d'ores et déjà techniquement réalisable pour un coût de décarbonation raisonnable. Pour les poids lourds longs routiers, de plus de 16 tonnes, les contraintes opérationnelles sont plus importantes (*cf. supra* pt. 1.1). Pour atteindre 800 km d'autonomie, un camion doit disposer de 1,3 à 1,4 MWh de batteries, ce qui incite fortement, comme le souligne la société Renault Trucks, à adopter des solutions de recharge flexible comportant plusieurs temps, plus longs la nuit et plus courts à la mi-journée, voire se succédant au fil de la journée.

Dans le secteur **industriel**, l'augmentation des capacités de flexibilité varie fortement selon les sous-secteurs. Elle est limitée structurellement pour certains procédés qui doivent fonctionner en continu et/ou qui nécessitent une alimentation stable, comme l'illustrent les secteurs papetier et sidérurgique (machines à papier, électrolyse, *etc.*). Pour d'autres, comme le secteur sucrier, elle peut être significativement augmentée, passant de 1 à 3 jours d'effacement à 10 à 15 jours par campagne.

<sup>73</sup> Décret n° [2019-771](#), 23 juillet 2019, relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire (JO 25 juillet 2019, texte n° 53) ; décret n° [2020-887](#), 20 juillet 2020, relatif au système d'automatisation et de contrôle des bâtiments non résidentiels et à la régulation automatique de la chaleur (JO 21 juillet 2020, texte n° 2).

<sup>74</sup> CGE, rapp. préc., p. 59.

<sup>75</sup> Sur la question, *cf.* RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc., p. 843, pt. 13.4.3 ; CGE, rapp. préc., p. 26 et s. ; RTE-Enedis, *Les besoins électriques de la mobilité longue distance sur autoroute*, juillet 2021, disponible sur le site Internet d'[Enedis](#).

Pour soutenir efficacement l'électrification des usages, l'augmentation des capacités de flexibilité dans les différents secteurs doit s'accompagner d'une accélération de leur exploitation.

## 2.2. Accélérer le développement des flexibilités

Pour que l'électrification des usages prenne toute sa part dans la réussite de la transition énergétique, le groupe de travail estime qu'il est primordial d'accélérer le développement de la flexibilité générale du système électrique dans les années à venir.

La généralisation de la flexibilité constitue, au-delà du rôle assurantiel qu'elle est appelée à jouer actuellement en période de tension sur le réseau et de hausse des prix, un instrument contribuant à l'équilibre optimisé du système dans un contexte d'augmentation de la consommation électrique, duquel participe l'électrification des usages. Elle est toutefois marquée par un certain nombre de freins réglementaires, administratifs, économiques et techniques qu'il convient de lever en vue d'accélérer son développement.

Le groupe de travail considère ainsi que la généralisation de la flexibilité au service de l'électrification des usages passe par l'adaptation du réseau électrique et par l'ouverture de marchés des flexibilités.

### 2.2.1. Adapter le réseau électrique au développement de la flexibilité

D'un point de vue technique, les évolutions de la production d'électricité, notamment avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables, et de la consommation conduisent à des transformations significatives du réseau de distribution d'électricité d'ici à l'horizon 2050.

Dans son étude *Éléments de prospective 2050*, Enedis envisage une double évolution. D'un côté, le réseau sera dimensionné de manière croissante par la production, là où il a été historiquement façonné par la consommation, et fonctionnera de plus en plus à **double sens**<sup>76</sup>. Pour un poste source<sup>77</sup> donné, cela signifie qu'en début de journée, il privilégiera, comme actuellement, plutôt la grandeur de la consommation, mais s'inversera en milieu de journée, vers les besoins propres de la production locale, compte tenu du profil des énergies renouvelables. L'accroissement de ces flux produira, au moins au niveau local, voire régional, de nouveaux déséquilibres, y compris au sein d'une même journée, ce qui place la flexibilité au centre du système.

La variabilité de la production, inhérente aux sources d'énergie renouvelables notamment, nécessite, en effet, un renforcement des mécanismes dédiés à l'équilibre offre-demande et à leur ouverture plus large aux différents acteurs du système, que ce soit directement ou indirectement par l'entremise d'un agrégateur. La

---

<sup>76</sup> Enedis, étude préc., pt. 5.1.1, p. 25.

<sup>77</sup> Le poste source est un poste de transformation de la tension électrique qui constitue le nœud du réseau par lequel transitent les flux du réseau de transport et distribution pour atteindre les points de consommation de l'électricité. Ces postes sources, environ 2 200, sont capables de faire transiter une puissance électrique de l'ordre de 100 MW en moyenne.

transformation du réseau, parce qu'elle autorise une gestion plus dynamique de la ressource, est de nature à favoriser, de ce point de vue, le développement de la flexibilité, en particulier à l'échelle locale.

D'un autre côté, le développement des nouveaux usages électriques, et celui des énergies renouvelables, sont susceptibles de créer des risques de **tension haute** sur le réseau ; en plus des risques de tension basse pour la gestion desquels le réseau a été structuré historiquement. Il y a là un changement de paradigme, tant pour le réseau de distribution que pour celui de transport.

Le groupe de travail constate ainsi l'existence de contraintes liées aux adaptations du réseau de distribution d'électricité qui sont nécessaires pour rendre le système plus flexible et mieux à même d'absorber l'augmentation de la consommation électrique induite par l'électrification des usages (cf. supra pt. 1.2.3.2.1). Cette adaptation passe également par un effort particulier à réaliser pour développer un modèle plus ouvert de marché des flexibilités.

## **2.2.2. Ouvrir le marché des flexibilités**

Un marché émerge pour la flexibilité de la demande. Le groupe de travail estime qu'il doit davantage se développer en vue de répondre aux enjeux attachés à l'électrification des usages. À ce jour, il existe différents mécanismes<sup>78</sup> permettant aux acteurs directs et aux agrégateurs de valoriser sur les marchés les différentes sources de flexibilités, qu'il s'agisse de capacités d'effacement, de stockage ou d'énergie produite.

### **2.2.2.1. État des lieux**

Le marché français des flexibilités est aujourd'hui, au moins partiellement, administré « *d'en haut* », compte tenu de son rôle principalement assurantiel. Il s'agit d'un système partiellement obligatoire, prenant notamment la forme d'appels d'offres, mais néanmoins incitatif, qui est géré par RTE sous le contrôle de la CRE<sup>79</sup> et qui assure une rémunération directe aux acteurs qui y participent. Ce système coexiste avec une flexibilité intégrée aux contrats ou aux tarifs, dont la rémunération résulte d'un partage de la valeur économique de cette flexibilité entre le fournisseur et le client final. Différents opérateurs, indépendants des fournisseurs, notamment des agrégateurs<sup>80</sup>, interviennent sur ce marché des flexibilités afin de valoriser économiquement ces dernières, contribuant ainsi à la généralisation de la flexibilité de la demande.

Il ressort des travaux du groupe de travail que plusieurs freins au développement de ce marché des flexibilités, dans son second segment, doivent être levés en vue de répondre aux enjeux liés à l'électrification des usages.

---

<sup>78</sup> Source : <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/valorisez-vos-flexibilites.html>

<sup>79</sup> CGE, rapp. préc., p. 19.

<sup>80</sup> Il s'agit d'un intermédiaire dont le rôle est de constituer un portefeuille de sources de flexibilité en vue de les valoriser sur les marchés en contrepartie d'une rémunération. Il lui revient également d'assumer les risques en termes de volume et de prix sur les marchés.

C'est dans le secteur **industriel** que le marché des flexibilités se développe actuellement le mieux. Il concerne les appareils et les processus industriels avec ou sans tampon (capacité de stockage) dont l'effacement reste sans incidence sur l'utilité du client et sous réserve des coûts liés à son activation ou à sa durée. Il peut s'agir, par exemple des systèmes de pompage ou de broyage ou de fours industriels dont le fonctionnement peut être décalé dans la journée. Les reports de consommation peuvent ainsi être multipliés et couvrir une faible durée. Le coût d'opportunité est donc faible. Les effacements plus longs sont, quant à eux, susceptibles d'induire des coûts plus importants pour l'industriel. La capacité d'effacement est rémunérée, mais son activation est peu fréquente sur une année.

Dans les secteurs **tertiaire** et **résidentiel**, et plus généralement dans le secteur diffus, le développement du marché des flexibilités demeure encore limité, principalement en raison de leur faible rémunération. Au-delà du signal prix, le coût d'acquisition des clients, compte tenu de la difficulté à évaluer la flexibilité réelle des sites distribués et de leur faible dimension, représente un investissement qui reste aujourd'hui supérieur au revenu espéré avec une flexibilité de quelques kW, voire de quelques centaines de kW. Le nombre de clients résidentiels ayant conclu un contrat d'agrégation est faible actuellement, de l'ordre de quelques centaines de milliers selon Engie.

#### Le marché de la flexibilité aux États-Unis

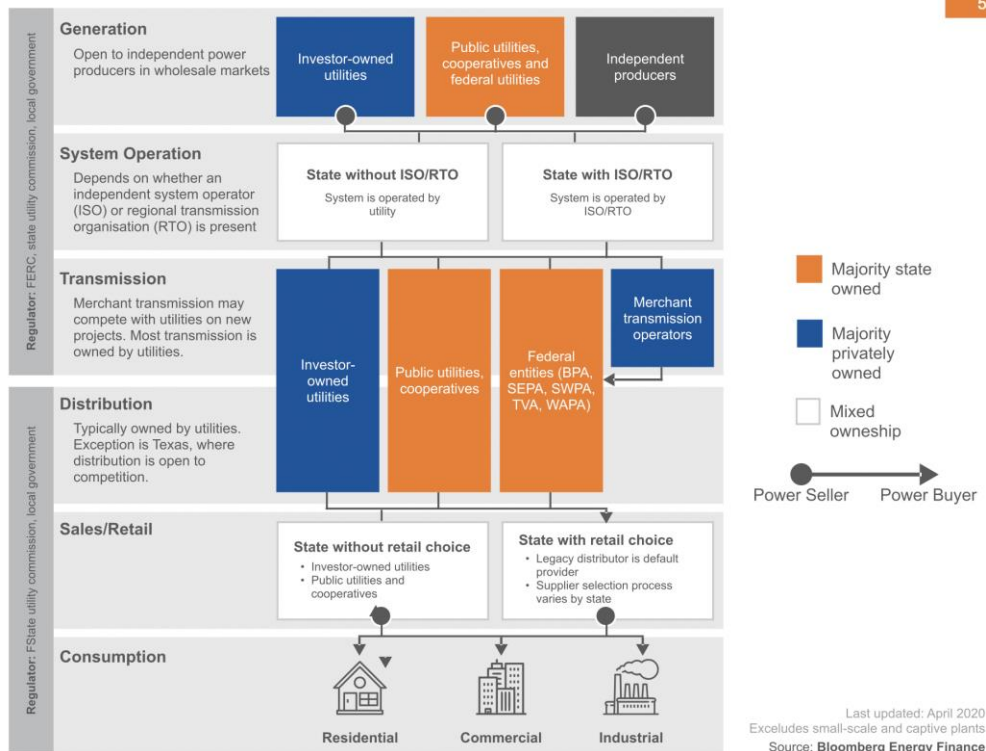
L'audition de la société AutoGrid<sup>81</sup> a apporté au groupe de travail un éclairage, à titre comparatif, sur le marché américain de la flexibilité de la demande. Le système électrique nord-américain est particulièrement **fragmenté**, à la différence du système français, tant en ce qui concerne la production que le transport et la distribution d'électricité<sup>82</sup>.

La **production** peut relever du secteur privé, les centrales étant détenues par des investisseurs ou des entités indépendantes. Dans les parties les plus reculées des territoires, elle relève souvent du secteur public, qu'un service public ait été créé à cette fin ou qu'elle soit assurée par des coopératives. Ces coopératives jouent d'ailleurs un rôle innovant en matière de flexibilité.

Le **réseau** repose tantôt sur des entités indépendantes au sein d'un seul État (ISO) tantôt sur des entités régionales (RTO), principalement responsables de l'équilibrage et de l'approvisionnement de la demande en temps réel. De telles entités sont réglementées au niveau fédéral. En revanche, dans certains États, où ces solutions ne sont pas mises en œuvre, le transport demeure intégré à la production. Cette fragmentation institutionnelle se retrouve à la fois pour le **transport** et la **distribution**.

<sup>81</sup> Source : <https://www.auto-grid.com>

<sup>82</sup> V. également, ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, CEREN, rapp. préc., p. 44.



Dans de nombreux États, le consommateur final peut **choisir son fournisseur**, y compris dans les États qui ont de fortes politiques publiques en matière électrique, comme la Californie. Cette liberté de choix permet de recourir à un agrégateur. Du côté du marché du détail, il leur est possible d'offrir une flexibilité grâce à l'agrégation de différents types de ressources énergétiques distribuées (DER) ou même d'énergies renouvelables et ce, à grande échelle. Chacun de ces différents marchés nord-américains a une contrainte réglementaire différente, État par État, ce qui rend leur fonctionnement complexe, y compris s'agissant de la gestion du réseau lui-même, mais offre des opportunités de flexibilité à plusieurs niveaux aux différents acteurs, privés comme publics.

Différents **programmes publics de flexibilité** ont ainsi été développés par les États. Sur le marché de détail, certains reposent sur la participation et la performance. L'opérateur de flexibilité conclut des contrats d'achat direct avec des clients qui peuvent offrir une capacité flexible pendant 5 à 10 ans, mais à condition de satisfaire à certains paramètres de performance et de suivre une procédure d'inscription. L'un des enjeux de ces programmes publics est de garantir une transparence suffisante des procédures.

Ces programmes sont définis selon différents niveaux de capacité avec des fréquences d'activation variable (par exemple, cinq fois par mois pendant une heure) et la possibilité d'enregistrer différents actifs (réfrigérateur, véhicule électrique, thermostat, etc.). La participation au programme donne lieu à une réduction directe et garantie sur la facture d'électricité. S'y ajoutent, dans certains cas, des systèmes de loterie, des bons de réduction, des invitations à des restaurants et d'autres gratifications à caractère symbolique ou festif.

Il existe aussi une **participation** au marché de gros. La flexibilité est alors apportée aux différents segments des marchés de gros, ce qui permet, par ailleurs, à l'agrégateur de réaliser une optimisation multi-marchés.

Utility Program: Pricing and Rates	Utility Programs – Direct Control
Volumetric Charge	Performance-Based
Demand Charge	Participation-Based
TOU Volumetric Charge	Voluntary Behavioural
Time-Differentiated Demand Charge	
Event-Based Pricing	
Dynamic Pricing	
Subscription Rates	
	Wholesale Market Participation
	Capacity Market
	Ancillary Services
	Ancillary Services (Ultra-Fast Response)
	Energy Market

Source : GuideHouse

Au-delà de la question de la rémunération de la flexibilité, et comme l'illustre l'exemple américain (qui n'est cependant pas transposable au système français), le groupe de travail a identifié deux leviers principaux susceptibles de permettre un développement plus massif du marché des flexibilités. Il convient, d'une part, d'améliorer le pilotage de la demande et, d'autre part, de simplifier les procédures de participation à la flexibilité.

#### 2.2.2.2. Améliorer le pilotage de la demande

Le pilotage ou « *gestion active* »<sup>83</sup> de la demande, peut prendre plusieurs formes allant de l'adaptation récurrente du profil de consommation à l'effacement de cette dernière. Il contribue ainsi à la flexibilité du système électrique dans la mesure où il permet d'organiser la gestion des ressources dans le temps comme en termes de capacité ou de puissance.

Il ressort des travaux du groupe de travail que les instruments de pilotage de la demande sont encore insuffisamment développés en France pour permettre la généralisation de la flexibilité nécessaire au soutien de l'électrification accrue des usages.

Un premier enjeu, notamment dans les secteurs **résidentiel** et **tertiaire** est d'améliorer la mesure en temps réel de la consommation effective des clients finals, en particulier le sous-comptage des consommations particulières de certains équipements, en sorte d'évaluer plus finement la ressource de flexibilité susceptible d'être ensuite valorisée économiquement sur les marchés. Il s'agit à la fois de faciliter l'identification des capacités de flexibilité (cf. supra pt. 2.1.1) et d'assurer leur visibilité auprès des opérateurs des marchés.

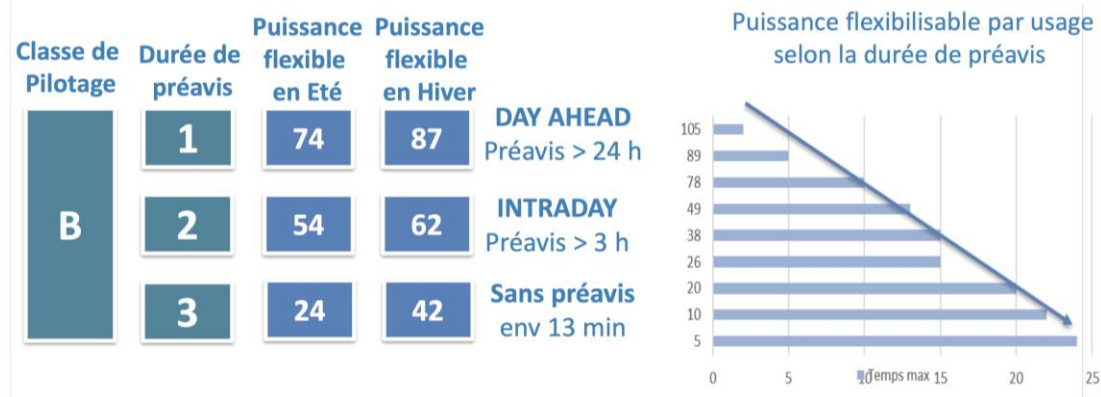
Pour y répondre, l'une des solutions envisagées, qu'illustre par ailleurs l'expérience américaine (cf. supra pt. 2.2.2.1), consiste en la mise en place de **plateformes d'intermédiation**, permettant aux utilisateurs de s'autodéclarer et d'autoévaluer leur potentiel de flexibilité. Ce qui doit être encouragé.

<sup>83</sup> Cf., notamment, RTE, *Réseaux électriques intelligents - Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble*, septembre 2017, p. 52 et s., disponible sur le site Internet de [RTE](#) ; RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc., pt. 7.3.1, p. 319.

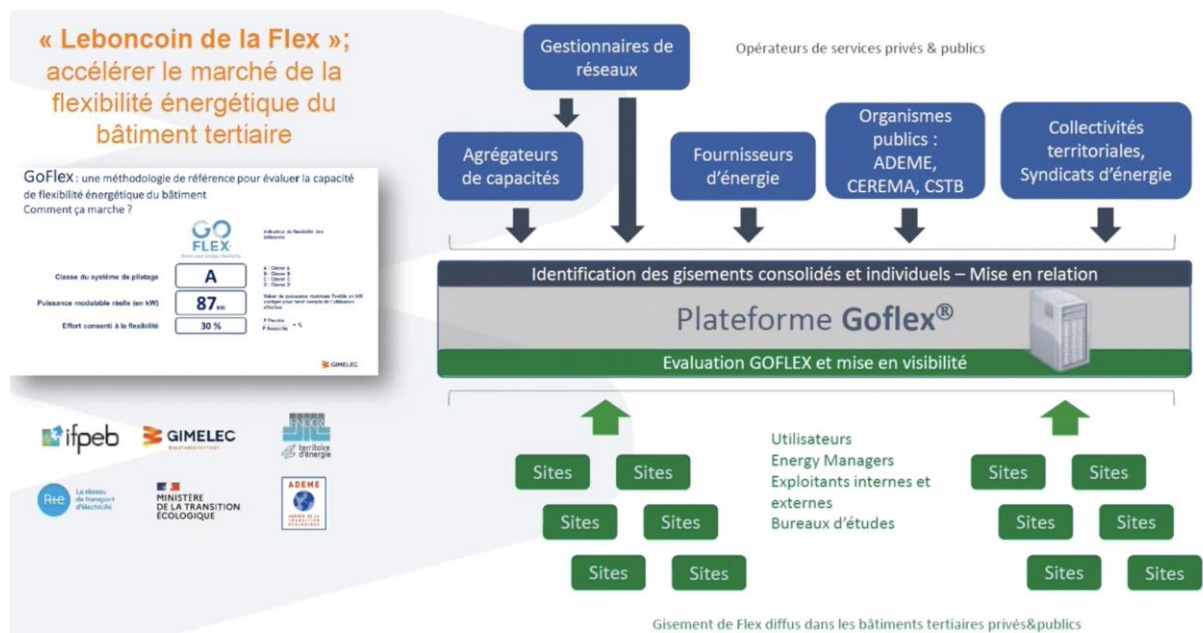
## La plateforme Goflex

À l'initiative du Gimélec et de l'Institut Français pour la performance du bâtiment (IFPEB), une plateforme d'intermédiation, Goflex<sup>84</sup>, est expérimentée depuis 2019 pour les bâtiments tertiaires.

Elle permet à ses utilisateurs de calculer un indice de flexibilité combinant trois indicateurs : la classe du système de pilotage ; la durée de préavis de la demande de flexibilité, 24 heures ou 3 heures, ou aucune ; la puissance modulable exprimée en kW sur l'année. La classe du système de pilotage se traduit sous la forme d'une lettre (A, B, C ou D) et trois chiffres donnent la durée de préavis et la puissance. La méthode de calcul tient compte des éléments de consommation interne mais aussi des éléments de production.



Cet instrument de mesure fournit ainsi un premier diagnostic utile pour les différents opérateurs de flexibilité selon les profils de bâtiments qu'ils cherchent ensuite à valoriser.



Source : Gimélec-IFPEN

Selon le Gimélec, la plateforme pourrait contenir un lien automatique vers le bon acteur de flexibilité. Elle présente ainsi un double avantage : inciter davantage les sites à s'inscrire auprès d'opérateurs de flexibilité ; contribuer à la réduction des coûts d'acquisition des clients finals dans le secteur diffus. Néanmoins, l'expérience concerne uniquement la phase de pré-contractualisation et ne débouche pas directement pour le client sur une offre d'adhésion à un programme ou sur un contrat de flexibilité.

<sup>84</sup> Source : <https://www.ifpeb.fr/wp-content/uploads/2019/03/6-GOFLEX-Consommer-mieux-grâce-à-la-flexibilité-des-bâtiments-27-mars-2019-Gimelec-V2.pdf>.

Un deuxième enjeu concerne la **planification** de la flexibilité dans le temps, mais aussi dans l'espace. La flexibilité doit être développée en amont des besoins afin de garantir sa disponibilité au bon endroit, au bon moment, ainsi que son efficacité. L'exemple de la période hivernale l'illustre bien dans la mesure où les appels de puissance sur le réseau sont plus importants. Ce besoin de planification sera d'autant plus important que le « *pas de temps* » (journalier, hebdomadaire, annuel) de la flexibilité va fortement évoluer, notamment du fait de l'augmentation des capacités provenant des sources d'énergie renouvelables.

Ainsi, à titre d'exemple pris dans le secteur sidérurgique, Aluminium Dunkerque développe un programme de flexibilité infra-journalière voire hebdomadaire pour l'électrolyse.

	Carbone			Electrolyse	Fonderie	MA/Capt
	AAP	FAC	ADS			
Nb idée <i>report conso</i>	1 – 21MW	1 – 1400MW	2 – 880MW 1 – XX MW (ads)	2 – 1840MW	-	1 – 150 MW
Nb idée <i>gains conso</i>	1 - 920MW (gaz) 1 – 827MW (elect)	1 – 10000MW (gaz)	1 – 400MW (gaz) 1 – XX MW (elect)	5 – 5300MW (elect) 1 – 1500MW (gaz)	5 – XX MW (gaz) 2 – XX MW (elect)	5 – 1000MW
Nb idée non chiffrées	3 (sst, RH...)	4 (sst, RH, gazetterie...)	4 (sst, RH, gazetterie...)	6 (sst, RH, ...)	6 (sst, RH, ...)	11 (SST, RH...)

Source : Aluminium Dunkerque

Le projet Reflex, mené par Enedis depuis 2021, qui accueille, dans plusieurs zones expérimentales, des producteurs d'énergie renouvelable et leurs flexibilités de manière anticipée dans le réseau public de distribution d'électricité<sup>85</sup>, constitue une autre illustration.

De même, la flexibilité, lorsqu'elle est abondante, peut valoriser sa dimension territoriale, *via* le réseau de transport et de distribution d'électricité, permettant à la production de trouver un débouché là où se situe le besoin de consommation, à l'image d'autres instruments, tels que les SDDR et S3REnR<sup>86</sup> qui sont destinés principalement au renforcement du réseau électrique.

Un troisième enjeu porte sur l'**interopérabilité** des équipements afin de donner sa pleine portée au libre choix du fournisseur ; mais aussi de faciliter l'accès direct ou indirect au marché des flexibilités, en particulier en cas de mise en place de procédures automatisées de participation plus simples pour les utilisateurs.

### 2.2.2.3. Simplifier les procédures de participation

Il ressort des travaux du groupe de travail que les procédures d'inscription des participants aux marchés des flexibilités demeurent encore complexes à l'heure actuelle. Notamment dans la mesure où elles ne sont pas automatisées et font intervenir un expert sur le terrain pour procéder à des évaluations. Il en résulte un frein d'ordre administratif à l'accès aux marchés et, partant, au développement de la

<sup>85</sup> Source : <https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/cp-enedis-devoile-une-nouvelle-experimentation-de-flexibilites-le-projet-reflex-pour%20contribuer-a-lessor-des-energies-renouvelables-en-france.pdf>

<sup>86</sup> Source : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-schema-decennal-de-developpement-du-reseau>.



flexibilité généralisée. Cette complexité limite également la **décentralisation** des choix vers le client final en la matière.

#### Les procédures d'inscription aux programmes de flexibilité aux États-Unis

L'audition de la société AutoGrid<sup>87</sup> a apporté au groupe de travail un éclairage, à titre comparatif, sur les procédures d'inscription des clients sur les marchés américains de la flexibilité de la demande qui ont été, dans une certaine mesure, automatisées. Cette procédure suit cinq étapes : la commercialisation ; l'inscription ; l'acceptation du client à participer au programme ; l'intégration des actifs ; la vérification du fonctionnement des actifs ; la mise en place de la mesure de consommation et sa vérification.

Plusieurs marchés de détail de la flexibilité ont pu ainsi être créés, sur lesquels les clients résidentiels peuvent entrer et enregistrer leurs thermostats, leurs véhicules électriques en contrepartie d'une rémunération.

En Californie, des mécanismes d'enchères de réponse à la demande ouverts à tout tiers, y compris les petits agrégateurs résidentiels, sont ouverts à partir d'un seuil de 100 kW et directement rémunérés selon la capacité fournie.

Dans le sillage de cet exemple, l'automatisation et la simplification des procédures d'inscription constituent un puissant levier de développement des marchés de flexibilité à un double égard. Les acteurs de la flexibilité diminuent les coûts d'identification et d'intégration des gisements de flexibilité dans leur portefeuille, tandis que les participants sont davantage incités à entrer sur le marché pour valoriser ces gisements. Cette évolution suppose néanmoins, comme le souligne Capgemini, de diminuer les **coûts** de l'automatisation et de l'inscription des participants. Alors que ce coût est de 1 pour les grands industriels, il est de 10 dans le secteur tertiaire et pour un bâtiment collectif, voire de 100 dans les autres segments du secteur résidentiel.

\*

Le groupe de travail a constaté que la généralisation de la **flexibilité** de la **demande** est un pivot essentiel pour le développement de l'électrification des usages dans la mesure où elle contribue à diminuer le niveau des pics de demande. La flexibilité de la demande est tout à fait accessible technologiquement. Les nouveaux usages, et en particulier le développement du véhicule électrique, ainsi que l'accélération du développement des EnR, font croître ces gisements, mais aussi les optimisations possibles du système électrique qui sont liées à la flexibilité. De surcroît, les innovations en matière de décarbonation, qui sont à l'étude ou en cours de développement, sont de nature à accroître encore davantage la flexibilité du système électrique, comme, par exemple, l'intégration d'autres vecteurs, notamment les gaz bas-carbone, à celui de l'électricité.

Le développement de la flexibilité généralisée demeure néanmoins tributaire de multiples facteurs (techniques, économiques, administratifs et sociétaux) qui constituent autant de freins à son développement massif.

Le groupe de travail estime que l'**accélération** de la généralisation de la flexibilité de la demande est un défi stratégique pour parvenir à la neutralité carbone *via* l'électrification des usages. Cette accélération ne va pas sans imposer de nouvelles

<sup>87</sup> Source : <https://www.auto-grid.com>

contraintes au réseau, mais elle nécessite surtout une refonte du modèle de marché existant en vue de l'ouvrir à l'ensemble des gisements de flexibilité et de garantir leur valorisation économique. Les différentes innovations envisagées en matière de pilotage de la demande, d'interopérabilité, de simplification et d'automatisation des procédures constituent autant de leviers indispensables pour un développement effectif.

Cependant, une liaison forte devra être faite entre le développement de cette flexibilité et le renforcement des réseaux pour absorber les usages électriques nouvellement créés. En effet, une demande profondément flexible n'aura pas les mêmes besoins en réseaux qu'une demande peu flexible. Ce sont en ce sens deux alternatives d'une politique de transition énergétique réussie. La structuration des réseaux et la flexibilisation de la demande sont, dans un cas comme dans l'autre, au cœur même de l'enjeu d'électrification.

### 3. Renforcer les moyens au soutien de l'électrification des usages

Pour permettre le plein succès de la transition énergétique à l'horizon 2050, le groupe de travail estime que l'électrification des usages est une voie pertinente et indispensable, là où elle constitue la meilleure solution de décarbonation. Créer les conditions de réussite de cette transition passe, dès lors, par un **soutien** massif et continu à l'électrification.

Dans ce cadre, le groupe de travail considère que l'électrification des usages ne se limite pas seulement à assurer la **décarbonation** de l'économie, mais contribue plus largement à renforcer la **souveraineté** énergétique de la France et à encourager sa **réindustrialisation** profonde.

Le groupe de travail a, dans les développements qui précèdent, identifié deux principaux leviers susceptibles de garantir que l'électrification des usages réponde à ces enjeux multiples. Il lui est ainsi apparu que l'électrification des **usages industriels** et le développement de la **flexibilité** de la **demande** constituent les conditions nécessaires à la réussite de cette électrification.

L'électrification des usages industriels constitue une opportunité de décarbonation importante, voire déterminante, pour réussir la transition énergétique et il est primordial d'en accélérer la progression pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

La flexibilité atténuée, quant à elle, les effets de l'électrification des usages sur les pics de demande, de sorte d'assurer à la fois l'optimisation du système électrique et le rythme de croissance de cette électrification, notamment dans le contexte du développement des EnR.

Partant, le groupe de travail entend faire plusieurs **propositions** pour créer ou renforcer les moyens propres à faire de l'électrification un plein succès dans le « *pas de temps* » fixé par la PPE/SNBC pour atteindre la neutralité carbone.

Pour faire de l'électrification des usages un instrument crédible et efficace de décarbonation, quatre axes ont ainsi été dégagés par le groupe de travail. L'enjeu est de contribuer à définir une véritable **politique publique** de décarbonation et de réindustrialisation, au service de laquelle l'électrification des usages est appelée à jouer un rôle central.

Le groupe de travail propose de renforcer les moyens au soutien de l'électrification en développant la filière industrielle dédiée (1), en soutenant les investissements qui lui sont indispensables (2), en assurant une planification souple de sa réalisation (3) et en accompagnant le développement de la flexibilité de la demande qui lui est nécessaire (4).

### 3.1. Accélérer la croissance de la filière dédiée à l'électrification des usages

La réalisation de l'électrification des usages suppose d'encourager le développement de la **filière** dédiée, afin de satisfaire les besoins nouveaux et de garantir, dans la durée, sa pleine réussite. Le groupe de travail estime que cette évolution est de nature à contribuer plus largement à la **réindustrialisation** de la France.

Au cours de ses travaux, le groupe de travail a pu constater que la rareté de la main d'œuvre et de l'expertise nécessaires pour accompagner les changements d'usage et répondre à la création de nouveaux usages électriques est susceptible de retarder la progression de l'électrification dans certains secteurs.

Les opérations conjointes de recrutement menées par le syndicat représentant les entreprises de la transition énergétique et numérique (SERCE)<sup>88</sup> et le groupe Enedis ont notamment montré que la difficulté ne réside pas tant dans l'offre de formation que dans l'insuffisance de candidats, alors que les besoins s'élèvent à plusieurs milliers de personnes.

Pour l'électrification des usages, l'enjeu tient à la fois à la formation et/ou recrutement de la **main d'œuvre** qualifiée nécessaire et au développement de **compétences** nouvelles et spécifiques en vue de garantir la pleine réalisation de l'électrification des usages et le rythme de sa croissance.

Le développement des activités économiques de construction, d'installation et de maintenance d'équipements électriques, d'une part, et de commercialisation et d'exploitation de solutions de flexibilité électriques, d'autre part, contribuera à la création d'emplois sur l'ensemble du territoire national.

À titre d'illustration, comme le relève la CRE dans un précédent rapport<sup>89</sup>, l'installation d'un GW d'effacement dans le secteur diffus a pu être estimée à 200 emplois temporaires lors de la phase de fabrication, 300 emplois temporaires lors de la phase d'installation, et de 30 à 200 emplois pérennes en matière d'exploitation et de maintenance<sup>90</sup>.

Le groupe de travail entend insister sur cet enjeu en matière d'emplois dans le cadre du développement plus large d'une politique industrielle sectorielle et dont il estime qu'il concourt, dans cette mesure, au renforcement de la **compétitivité** de la France. Engagées, notamment dans le cadre du comité stratégique de filière « nouveaux systèmes énergétiques », les actions concrètes permettant de structurer la filière doivent dans le contexte de la crise actuelle être accélérées.

En premier lieu, la nouvelle filière favorisera une relocalisation de l'appareil industriel dédié à l'électrification des usages et limitera, de ce fait, l'importation des ressources et des compétences nécessaires.

---

<sup>88</sup> Source : <https://serce.fr>.

<sup>89</sup> Comité de prospective de la CRE, *L'aval compteur*, préc., p. 26.

<sup>90</sup> E-Cube, *Étude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime*, 2013, p. 52, disponible sur le site Internet de la [CRE](#).

En deuxième lieu, la création d'emplois dans la filière représente un atout certes quantitatif mais aussi et surtout qualitatif, dans la mesure où les emplois créés ne sont pas délocalisables a priori.

Le groupe de travail y voit, par ailleurs, autant d'éléments participant à la consolidation de la **souveraineté industrielle et énergétique** de la France.

Néanmoins, il entend souligner la nécessité de veiller à la **chaîne d'approvisionnement** des ressources nécessaires à l'électrification des usages, notamment des matériaux rares, afin de réduire la dépendance nationale, voire européenne. Cela implique à la fois des investissements long-terme et une stratégie commune dans la recherche et l'exploitation des gisements.

Le groupe de travail considère enfin que le développement de cette politique industrielle sectorielle offre une alternative à la délocalisation des émissions de gaz à effet de serre pour certains secteurs.

**Proposition n° 1 : Accélérer le développement d'une filière dédiée à l'électrification des usages pour garantir son rythme de développement et assurer la compétitivité de la France.**

**Proposition n° 2 : Sécuriser la chaîne d'approvisionnement de la filière en matières premières pour renforcer la souveraineté industrielle et énergétique de la France.**

### **3.2. Soutenir les investissements nécessaires à l'électrification des usages**

Le groupe de travail constate l'insuffisance des **soutiens publics** existants à l'électrification des usages, voire l'absence de dispositif qui lui est spécifiquement dédié. Comme il a été souligné plus haut (cf. supra partie I du rapport, spéc. pt. 1.2.3.1.1), l'électrification d'un usage requiert des investissements importants, en particulier dans le secteur industriel.

À titre d'illustration, le volet « *décarbonation de l'industrie* » du Plan de relance, doté d'une enveloppe de 1,2 milliard d'euros, prévoit des aides à l'investissement pour les matériels de récupération de force ou de chaleur, ceux destinés à l'amélioration de l'efficacité énergétique ou encore ceux permettant la décarbonation de leur source d'alimentation<sup>91</sup>. Toutefois, seuls certains procédés, tels que les fours électriques, les PAC ou les systèmes de chauffage, sont visés<sup>92</sup>, ce qui ne couvre pas l'électrification des usages dans son ensemble.

---

<sup>91</sup> Cf. l'annexe à l'arrêté du 28 mai 2021 modifiant l'arrêté du 7 novembre 2020, relatif aux modalités de gestion de l'aide en faveur des investissements de décarbonation des outils de production industrielle (NOR : [ECO12113705A](#) ; JO du 2 juin 2021, texte n° 8).

<sup>92</sup> Source : <https://www.asp-public.fr/aides/aide-en-faveur-des-investissements-de-decarbonation-des-outils-de-production-industrielle>

Il en va de même pour les différents appels à projets, dans le cadre notamment des fonds Chaleur ou Économie d'énergie<sup>93</sup>, qui ne couvrent pas, à l'heure actuelle, l'électrification des usages en tant que telle.

Un même constat peut être dressé en ce qui concerne la **flexibilité** de la demande (cf. supra partie II du rapport). Comme le relève RTE, des **équipements spécifiques** peuvent être nécessaires, qu'il s'agisse d'un boîtier de pilotage ou d'une borne de recharge adaptée, pour optimiser l'exploitation des gisements de flexibilité. Les coûts associés à ces dispositifs ne sont pas nécessairement conséquents, en particulier lorsque les équipements sont directement intégrés dans la conception des bâtiments, des process ou des véhicules. Pour ces derniers, à titre d'illustration, le coût des infrastructures informatiques de pilotage de la recharge est estimé à 10 euros par an, tandis que celui d'un convertisseur permettant leur utilisation en mode *vehicle-to-grid* est de l'ordre de 20 euros par an. Un parc de 1,1 million de véhicules utilisés en mode *vehicle-to-grid* pourrait représenter environ 5 GW de puissance pilotable pour un coût d'environ 6 euros/kW/an<sup>94</sup>.

Néanmoins, le groupe de travail estime que la mise en place d'un dispositif d'aide aurait un **effet incitatif** sur les comportements et contribuerait à généraliser le « *réflexe* » de la flexibilité électrique, à plus forte raison s'il accompagne une réglementation adaptée. De tels dispositifs contribueraient, par ailleurs, au moins dans le **secteur diffus**, à réduire les coûts d'accès aux différents mécanismes de flexibilité et à faciliter l'interopérabilité des équipements (cf. supra pt. 2.2.2 et infra pt. 3.4).

**Proposition n° 3 : Instaurer les dispositifs d'aide publique à l'investissement appropriés pour les entreprises électrifiant leurs usages.**

**Proposition n° 4 : Instaurer des dispositifs d'aide publique à l'investissement dans les équipements de pilotage de la demande pour accompagner le développement de la flexibilité dans le secteur diffus.**

### **3.3. Planifier sagement l'électrification des usages au service de la transition énergétique**

Il ressort des travaux du groupe de travail que l'une des conditions essentielles à l'électrification des usages repose sur la **prévisibilité** des coûts associés, en particulier une visibilité à long terme sur les prix de l'électricité, de sorte de permettre sa **planification**. Ce besoin s'exprime tant au niveau du marché qu'à celui des politiques publiques menées.

<sup>93</sup> Cf., notamment, le site Internet de l'[Ademe](#).

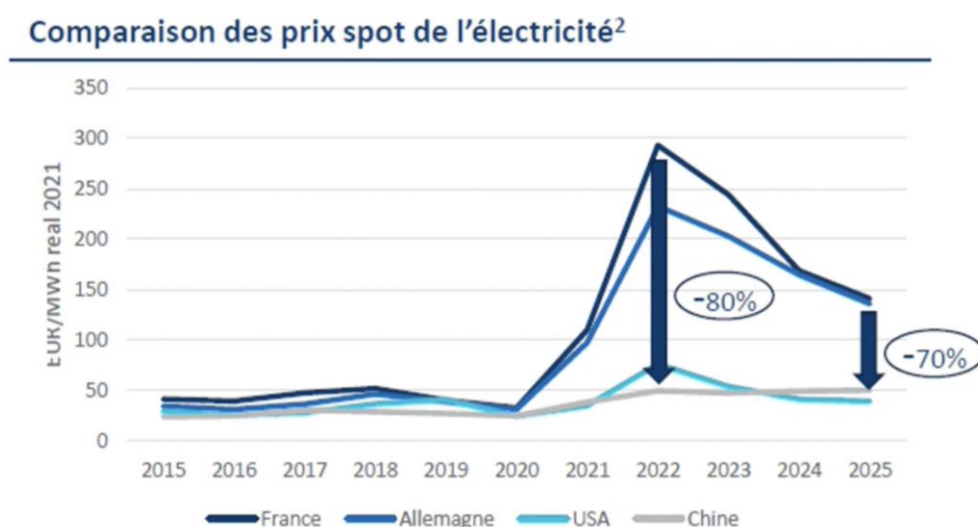
<sup>94</sup> Sur l'ensemble de ces points, cf. RTE, *Futurs énergétiques 2050*, préc., pt. 11.3.5.2, p. 568 et p. 11.6.3, p. 595.

Qu'elle soit directe ou indirecte, l'électrification des usages, en particulier dans l'industrie, requiert des investissements lourds, dont l'amortissement est susceptible de s'étaler sur plusieurs années (CAPEX, cf. supra pt. 1.2.3.2.2). La volatilité des prix de l'électricité entraîne, dans le contexte actuel, une hausse importante des coûts opératoires, compte tenu de l'augmentation des coûts liés à l'approvisionnement en énergie.

Par leur effet combiné, ces coûts sont de nature à conduire les entreprises à différer, voire à renoncer, à l'électrification de leurs usages. Si les coûts d'investissement peuvent être soutenus utilement, comme il a été dit au point précédent, par des dispositifs d'aide publique ciblés, il est plus complexe de remédier à la hausse des coûts opératoires. Le coût de la transition énergétique risque d'être bien plus élevé si les conditions de financement et d'approvisionnement sont défavorables.

Pour nombre d'acteurs, la **volatilité** des **prix**<sup>95</sup> est ainsi perçue, voire vécue, comme étant un frein majeur à l'électrification ou, à tout le moins, susceptible de produire un effet de ralentissement sur son développement.

Plus largement, elle est source d'une perte de **compétitivité** à l'international.



Source : France Chimie<sup>96</sup>

Le groupe de travail a pu constater que, bien souvent, la décision d'électrifier un usage, comme l'équilibre économique de l'opération, sont tributaires de prix de l'électricité compétitifs et stables à long terme. Le financement des projets de décarbonation

<sup>95</sup> La volatilité des prix tient notamment à la structure du prix de l'électricité sur le marché de gros. Ce dernier est égal au coût marginal de production, résultant de l'augmentation de la consommation d'1 MWh à un instant donné, ce qui revient à prendre en compte le coût pour la « dernière centrale appelée » sur le réseau européen interconnecté, laquelle est souvent une centrale à gaz ou à charbon. Il en résulte que le coût marginal de production dépend en grande partie du coût du combustible gaz ou charbon. Il en résulte que le prix de l'électricité est sensible aux évolutions des prix des combustibles fossiles, comme l'illustre le marché des prix à terme sur lequel les prix ont varié entre 20 et 170 euros/MWh environ entre 2002 et fin 2021, pour atteindre 250 euros/MWh en décembre 2021. La volatilité des prix de l'électricité est également entretenue par le mécanisme de marché d'achat pour une livraison le lendemain, dit « spot ».

<sup>96</sup> FTI-France Chimie, *Le prix de l'électricité*, mai 2022.

repose sur une appréciation des risques qui tient compte, outre de leur qualité et de la notation de l'entreprise concernée, de cet élément.

Quant au marché existant de l'électricité, il offre au mieux une visibilité sur trois ans, horizon maximal de cotation de produits à terme sur le marché de gros, alors que la durée d'amortissement des investissements liés à la décarbonation peut atteindre une décennie. Il ne couvre pas le « *pas de temps* » plus long qu'est celui de la décarbonation. Cette défaillance pèse ainsi sur l'orientation des investissements vers la transition énergétique, qui nécessite tout à la fois planification des dépenses et visibilité à long terme sur les coûts.

Le groupe de travail estime qu'il est primordial de rechercher une solution permettant de **sécuriser** l'électrification des usages, et plus largement l'approvisionnement, laquelle doit passer par l'établissement d'un **cadre réglementaire** et **contractuel** adapté.

Il ressort des travaux du groupe de travail que nombre d'acteurs plaident pour le développement des contrats de long terme d'achat d'électricité ou *Power purchase agreements (PPA)*, par lesquels des consommateurs acquièrent des capacités directement auprès des producteurs à un prix de l'électricité fixé à l'avance et stable dans le temps, de sorte d'être en mesure de planifier et d'amortir leurs investissements liés à l'électrification des usages tout en maîtrisant le coût d'approvisionnement.

Cette solution, mise en œuvre dans nombre de pays européens, en particulier avec l'essor des EnR, revêt jusqu'ici un caractère **dérogatoire**, dans la mesure où elle doit être conjuguée avec les règles de **concurrence** depuis l'**ouverture** du marché de l'électricité à partir de 1996<sup>97</sup>. En effet, les PPA sont susceptibles de rendre plus difficiles l'accès de fournisseurs alternatifs au marché.

Selon l'Union des industries et métiers de la métallurgie (UIMM), plusieurs pistes pourraient ainsi être envisagées suivant deux axes : la quasi-production et le marché de long-terme.

La première consiste à s'inspirer de l'expérience française *Exeltium*, parmi d'autres menées dans d'autres États notamment dans le Nord de l'Europe quoique selon des modalités différentes<sup>98</sup>.

#### Le partenariat *Exeltium*

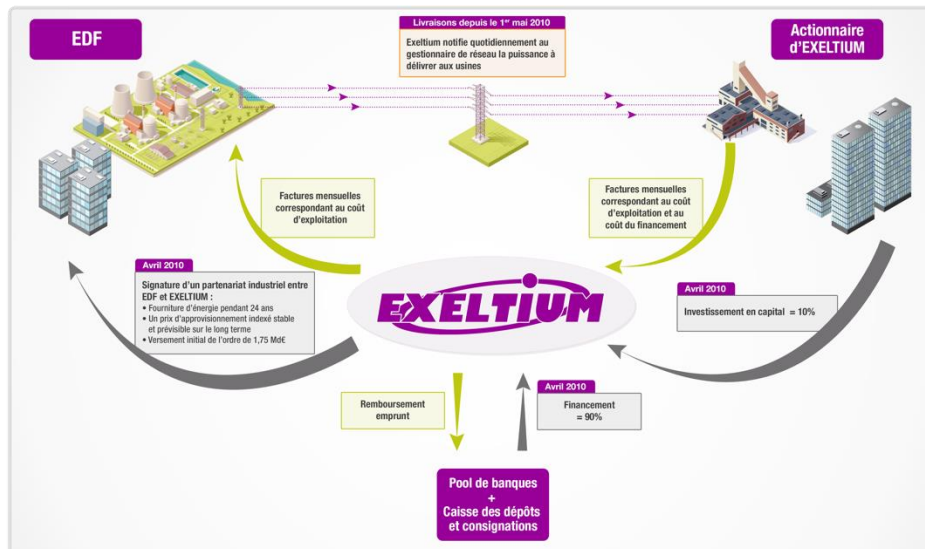
<sup>97</sup> Pour un rappel historique, M. Saguan et O. Sautel, « *L'ouverture à la concurrence du secteur électrique : rôle et gains du client* », *Flux* 2011/2, n° 84, p. 8, disponible sur le site Internet [Cairn.info](https://www.cairn.info/).

<sup>98</sup> En Finlande, comme en Suède, le système *Mankala*, du nom d'un ancien barrage hydraulique, a permis le développement du parc électronucléaire par le secteur privé ou au moyen de partenariats public-privé. Les statuts des sociétés constituées à cette fin prévoyaient que l'électricité produite devait être cédée à leurs actionnaires au prorata de leurs participations et les coûts de la centrale électrique devaient être supportés par elle. Sur ce plan, cf. notamment T. Meyer, « *Les débats suédois sur la centrale finlandaise de Pyhäjoki : une géopolitique critique de l'énergie en Baltique* », *Mappe Monde* 2020, 129, 10.4000, disponible sur le site Internet [HAL](https://www.hal.fr/).



À l'issue d'un appel d'offres européen lancé en 2006, EDF et un consortium d'entreprises HEI, représentant une centaine de sites appartenant à 27 groupes industriels, ont conclu le partenariat *Exeltium*<sup>99</sup> le 5 avril 2007, lequel a reçu l'aval de la Commission européenne.

Conclu le 31 juillet 2008, sous la forme d'un contrat *take-or-pay*, ce partenariat porte sur la fourniture de 311 TWh d'électricité sur une période de 24 ans en contrepartie d'une avance de près de 4 milliards d'euros, dont 1,75 milliards d'euros versé au début du contrat et d'un prix proportionnel indexé, payé au fil de l'eau, représentant les coûts d'exploitation du parc nucléaire d'EDF pour la période considérée.



Source : Exeltium

Le prix d'achat de l'électricité par les associés-clients d'Exeltium comprend une partie visant à rembourser l'**avance** en tête consentie à EDF. Cette avance a été financée à hauteur de 90 % par des emprunts et à hauteur de 10 % par les fonds propres apportés par les actionnaires-clients. Il comporte également une partie servant à payer la part proportionnelle du **prix négocié** avec EDF.

Dans ce modèle, les consommateurs se portent acquéreurs de capacités issues de la production électronucléaire ou des EnR. Le consommateur finance soit par un emprunt, soit par ses fonds propres, tandis que le producteur investit dans le renouvellement ou la création de moyens de production. Le prix d'achat est fixé selon des modalités permettant sa prévisibilité sur une période allant de 15 à 25 ans.

Ce mécanisme se rapproche également de celui plus spécifiquement instauré dans le cadre des politiques publiques de soutien au développement des EnR menées en Europe et depuis 2019 en France.

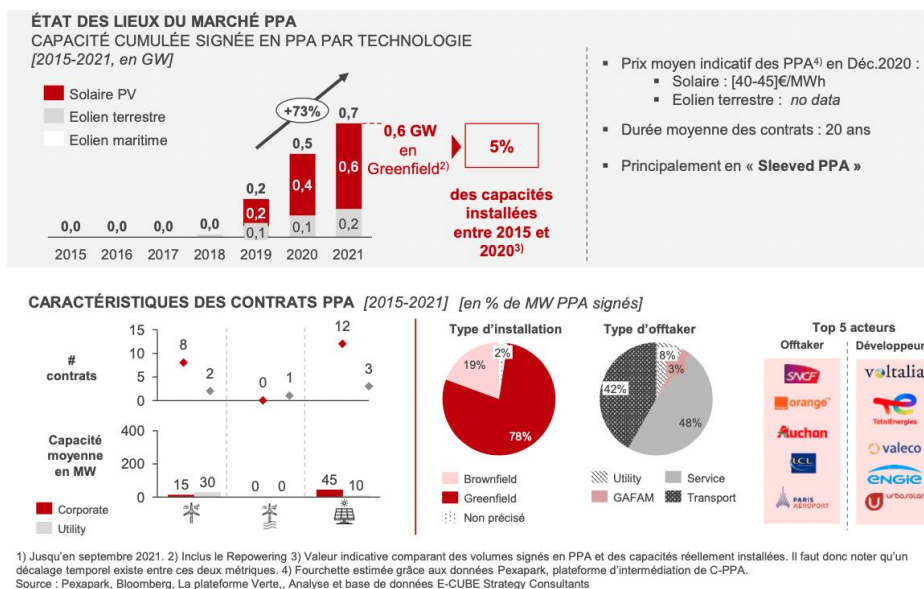
### Les corporate PPA d'EnR à long terme

Il s'agit pour un producteur d'électricité d'origine **renouvelable** de conclure un contrat de long terme d'approvisionnement en électricité directement avec un consommateur public ou privé, sans intermédiation. Ce schéma débouche sur une intégration quasi verticale des consommateurs et sur la création de capacités nouvelles de production.

<sup>99</sup> Source : <https://www.exeltium.com>.

La CRE a dressé, à partir d'une étude menée par E-Cube<sup>100</sup>, un panorama des formes de **PPA** qui se développent, de manière hétérogène, en Europe. Ils représentaient 40 GW en septembre 2021 et sont conclus pour une durée allant de 10 à 15 ans. Ces contrats se développent tantôt en combinaison avec les mécanismes de soutien public au développement des EnR, tantôt en parallèle par rapport à eux. Les capacités moyennes engagées dans un PPA demeurent importantes, de 50 MW à plus de 500 MW.

Initié par des projets photovoltaïques en 2019, ce marché balbutie encore en France :



Source : E-Cube

Le marché français est regardé par la CRE comme étant insuffisamment incitatif compte tenu de ce que les mécanismes de soutien public assurent, à eux seuls, la rentabilité des projets. Si l'existence de tels mécanismes constitue bien, selon elle, le critère déterminant pour la dynamique des PPA, l'exposition au marché des producteurs demeure essentielle tandis que les consommateurs doivent pouvoir bénéficier d'un **fonds de garantie** pour prévenir les défaillances et sécuriser les projets, l'ensemble contribuant à la stabilité des coûts d'approvisionnement et de décarbonation.

Un tel fonds, qui existe déjà en Espagne, sera mis en place en France pour les **industriels** en 2023<sup>101</sup> afin de stimuler le développement de PPA privés en parallèle du cadre existant de soutiens publics directs et accélérer l'augmentation de la part des EnR dans le mix énergétique. Doté de 68 millions d'euros et géré par Bpifrance, ce fonds est destiné à garantir l'équivalent d'un parc de production de 500 GW, entre 600 et 700 GWh de production, soit un volume maximal de 500 MW installés par contrat.

Parallèlement, le projet de loi relatif à l'accélération des énergies renouvelables, en cours de discussion devant le Parlement, ouvre la possibilité pour les **pouvoirs adjudicateurs** et les entités adjudicatrices de conclure des PPA de long terme dans le respect des règles de la commande publique. La durée du contrat devra notamment être définie selon la nature des prestations et la durée d'amortissement des installations nécessaires à leur exécution.

Comme l'a relevé le Conseil d'État dès 2007<sup>102</sup>, le contrat est un moyen efficace et pertinent pour mener une politique publique dans un cadre souple et incitatif. Néanmoins, s'agissant de l'électrification des usages, cette voie suppose de consentir

<sup>100</sup> CRE-E-Cube, *Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe*, février 2022, disponible sur le site de la [CRE](#).

<sup>101</sup> Cf. l'annonce faite par le Gouvernement : <https://www.economie.gouv.fr/energie-renouvelable-nouveau-fonds-garantie-contrats-approvisionnement#>

<sup>102</sup> Conseil d'État, *Le contrat, mode d'action publique et de production de normes*, La Documentation française 2007, disponible sur le site Internet du [Conseil d'État](#).

de nouvelles dérogations aux règles de concurrence sur le marché de l'électricité, dont le périmètre comme la validité sont ainsi conditionnés.

Une deuxième piste passerait par l'**intermédiation** d'un fonds d'infrastructure ou de fournisseurs alternatifs qui se porteraient acquéreurs des capacités nécessaires pour le compte des consommateurs.

Ce modèle est *a priori* moins attentatoire que le précédent à la concurrence, dans la mesure où il associe notamment les nouveaux entrants sur le marché et/ou pourrait s'inscrire dans le cadre de la politique européenne à l'intersection entre le *Fit For 55* et *Repower EU*.

Dans ce cadre, il conviendrait de veiller, en particulier, à fixer des seuils d'éligibilité pour les consommateurs, ainsi que plafonner les volumes concernés, afin de ne pas entraver excessivement le fonctionnement du marché.

Une troisième piste, qui peut se combiner aux précédentes, notamment pour les consommateurs qui demeureraient en-deçà des seuils fixés pour le recours aux PPA, serait de créer un véritable **marché de long-terme**, dont la perspective excéderait trois années, de sorte de prendre en compte les contraintes liées à la décarbonation dans sa structuration.

Il s'agirait plus précisément d'ouvrir à un système **d'enchères** le marché de capacité, nucléaire ou EnR, à partir duquel le financement des projets de décarbonation pourrait ensuite être structuré. La référence du marché ne serait plus le prix « *spot* »<sup>103</sup>, mais le prix de revient complet de la production. Cette approche tient compte, en particulier, du coût d'augmentation des capacités nécessaires à la transition énergétique.

Tout en permettant la formation d'un signal-prix pertinent à la fois pour les producteurs et les consommateurs, cette solution conserve une liberté de choix aux entreprises entre le court terme et le long terme en matière d'approvisionnement sur le fondement de laquelle leur stratégie d'électrification de leurs usages pourra être définie. Elle offre ainsi un mécanisme concurrentiel susceptible d'intégrer le « *pas de temps* » propre à la transition énergétique, par rapport auquel les choix stratégiques seront faits.

Une dernière piste, en lien avec la précédente, consisterait à réserver une partie des volumes de production du parc électro-nucléaire, sous le contrôle de la CRE, pour l'offrir, suivant un système d'appel d'offres ou d'enchères, aux entreprises menant des actions d'électrification de leurs usages sur le long-terme, selon un modèle se rapprochant du dispositif actuel de l'ARENH<sup>104</sup>. Les mêmes contraintes s'imposent que pour certaines des solutions précédentes en matière de respect des règles de concurrence.

Le groupe de travail considère que, quelle que soit la voie empruntée, il est primordial qu'elle permette de prendre en compte la transition énergétique, qui suppose une coordination des acteurs de marché sur le long terme. La décarbonation, et partant l'électrification des usages, doit, au même titre que l'équilibre de l'offre et de la

---

<sup>103</sup> Prix d'achat de l'électricité pour une livraison le lendemain.

<sup>104</sup> Accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Sur ce dispositif, cf. <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Glossaire/arenh> ; <https://www.edf.fr/entreprises/electricite-gaz/le-benefice-arenh>.

demande et la sécurité d’approvisionnement, figurer parmi les objectifs d’un marché. L’enjeu devient alors de déterminer le degré de tolérance qu’il convient de consentir sur un marché, à la structure historiquement imparfaite, en faveur de l’objectif national et européen de neutralité carbone à l’horizon 2050. La Commission européenne a récemment lancé une consultation sur l’organisation du marché de l’électricité visant à une meilleure prise en compte des enjeux liés à la transition énergétique<sup>105</sup>.

Plus largement, la planification souple de l’électrification des usages repose, au moins en partie, dans sa concrétisation sur l’**intervention publique**, qu’il s’agisse de programmer les investissements nécessaires à l’augmentation des capacités du réseau et à son adaptation, là où seront les besoins. Ce pilotage public est essentiel pour assurer la **coordination** des acteurs, en particulier sur les territoires<sup>106</sup>, engagés dans l’électrification des usages et pour garantir le rythme de **progression** de cette dernière. À cet égard, le groupe de travail considère que la seule régulation du marché, comme l’instauration de dispositifs incitatifs, ne suffira pas à assurer la pleine réussite de l’électrification des usages.

**Proposition n° 5 : Développer des contrats d’achat d’électricité de long terme pour les entreprises afin de garantir l’électrification des usages.**

**Proposition n° 6 : Introduire dans le marché intérieur de l’électricité des composantes de prix long terme (5 ans et plus) pour répondre aux enjeux d’investissement dans l’électrification des procédés.**

**Proposition n° 7 : Planifier les investissements dans le réseau et coordonner les actions d’électrification des usages.**

### **3.4. Accompagner la décentralisation et l’interopérabilité du système électrique pour développer la flexibilité**

Il ressort des travaux du groupe de travail que la généralisation de la flexibilité de la demande, compte tenu du rôle d’équilibrage et d’optimisation du système électrique qu’elle est appelée à jouer dans les années à venir, doit être encouragée (cf. partie II du rapport), ce qui suppose de lever les contraintes pesant sur son développement.

Le groupe de travail a identifié plusieurs freins au déploiement de la flexibilité de la demande. Le manque de décentralisation des décisions, la segmentation contractuelle des usages concernés, la nécessité d’investir dans des équipements adaptés

<sup>105</sup> Source : [https://france.representation.ec.europa.eu/informations/organisation-du-marche-de-lelectricite-la-commission-lance-une-consultation-sur-les-reformes-pour-2023-01-23\\_fr](https://france.representation.ec.europa.eu/informations/organisation-du-marche-de-lelectricite-la-commission-lance-une-consultation-sur-les-reformes-pour-2023-01-23_fr)

<sup>106</sup> Les collectivités territoriales, en tant qu’Autorités organisatrices de la distribution d’électricité (AODE), qui exercent une partie de la maîtrise d’ouvrage des travaux sur leurs réseaux, ont d’ores et déjà engagé un certain nombre d’actions en vue d’améliorer la flexibilité de ces infrastructures. Selon la FNCCR, des projets de stockage de l’électricité sont en cours de développement. De même, dans le cadre de leur compétence en matière de maîtrise de demande de l’énergie, les syndicats d’énergie participent, au sein de groupements d’achat, à des opérations visant à développer la flexibilité de la demande.

(essentiellement digitaux), l'ouverture insuffisante du marché aux petites et moyennes installations, le manque d'interfaces entre les acteurs, la complexité des procédures de participation, ainsi que les coûts qui y sont attachés, font obstacle à la massification, pourtant indispensable, de la flexibilité de la demande.

Pour encourager la croissance accélérée de cette flexibilité, le groupe de travail estime qu'il convient, d'une part, de décentraliser davantage vers le consommateur final les décisions en la matière et, d'autre part, de renforcer l'interopérabilité du système électrique.

Outre la mise en place de dispositifs d'aide à l'investissement dans les équipements de pilotage de la demande (cf. supra pt. 3.2) et la nécessaire adaptation du réseau électrique (cf. supra pt. 2.2.1), plusieurs axes de proposition peuvent être envisagés.

Le groupe de travail estime qu'une meilleure **structuration** de l'offre de flexibilité contribue à atteindre le double objectif poursuivi. D'abord, il est important d'appuyer la mise en place de **plateformes d'intermédiation** afin de rendre plus visibles les gisements de flexibilité, quelle que soit leur taille, et de faciliter la rencontre de l'offre et de la demande. La liberté de choix du consommateur en sera également mieux assurée.

Il convient, en outre, de promouvoir l'**interopérabilité** à la fois des équipements de pilotage de la demande et des instruments d'intermédiation, de sorte de faciliter l'accès au marché des flexibilités et d'améliorer son fonctionnement technique. L'interopérabilité peut également contribuer à la réduction des coûts d'inscription des participants et de gestion des transactions, autant qu'elle diminue les contraintes pesant sur les décisions des participants.

Dans le même ordre d'idées, la **standardisation** et l'**automatisation** des procédures participent de cette même logique. Des procédures plus lisibles, plus simples et plus accessibles constituent une incitation plus forte pour les consommateurs à participer au marché de la flexibilité de la demande, autant qu'elles participent plus largement de la décentralisation de leurs choix en la matière. Il s'agit de permettre une initiative accrue des utilisateurs pour valoriser leurs gisements de flexibilité, tout en réduisant les contraintes administratives pour eux. Du côté des opérateurs de flexibilité, elles facilitent l'acquisition de clientèle tout en contribuant à réduire les coûts associés.

Ces évolutions techniques et administratives viennent compléter la **tarification dynamique**<sup>107</sup> et les **offres couplées** fourniture/service qui, comme le relève la CRE dans son rapport consacré à l'aval-compteur, constituent des leviers favorisant la généralisation de la flexibilité de la demande<sup>108</sup>.

**Proposition n° 8 : Développer les plateformes d'intermédiation pour accélérer l'ouverture du marché des flexibilités.**

<sup>107</sup> Que ce soit vis-à-vis du marché *spot* ou les contraintes immédiates sur les réseaux.

<sup>108</sup> Comité de prospective de la CRE, *L'aval-compteur*, préc., p. 33 et p. 48.

**Proposition n° 9 : Promouvoir l'interopérabilité des équipements et standardiser les procédures pour faciliter l'accès au marché des flexibilités.**

# CONCLUSION

L'électrification des usages est l'un des moyens, crédible et efficace, pour décarboner l'économie française et réussir, ce faisant, la transition énergétique à l'horizon 2050.

Tout en reconnaissant que le contexte actuel de crises successives est de nature à conduire certains acteurs économiques à revoir leur stratégie bas-carbone et, le cas échéant, à se tourner vers des solutions alternatives, le groupe de travail entend réaffirmer sa conviction qu'elle est, et demeure, une chance à saisir et une solution pertinente pour atteindre, en temps utile, les objectifs fixés par la SNBC et la PPE.

Réaliser l'électrification des usages est un défi collectif aux multiples enjeux et soumis à plusieurs conditions. Il s'agit d'un engagement, économique et politique, de long terme pour lequel les acteurs, privés comme publics, doivent pouvoir disposer de la visibilité et des garanties suffisantes pour le mener à bien selon des modalités et suivant un rythme de nature à permettre de parvenir la neutralité carbone en 2050.

La réussite de l'électrification des usages passe par une incitation forte des acteurs des secteurs concernés, en particulier dans l'industrie, à franchir le pas ou à poursuivre les efforts déjà fournis mais aussi, d'une part, par l'efficacité énergétique et le développement accéléré des EnR, dont ne traite pas le présent rapport et, d'autre part, par le développement de la flexibilité générale du système électrique.

Le groupe de travail propose de renforcer les moyens au soutien de l'électrification en accélérant le développement d'une filière dédiée, en soutenant les investissements qui lui sont indispensables, en assurant une planification souple de sa réalisation et en accompagnant le développement de la flexibilité de la demande qui lui est nécessaire.

C'est à cette double condition que peut se construire, dans une version bien différente de celle imaginée par l'écrivain d'hier, le futur énergétique de la France.

## Glossaire

ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
BACS	<i>Building automation and control system</i> (système d'automatisation et de contrôle des bâtiments)
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> (dépenses d'investissement)
CCS	<i>Carbon capture and storage</i> (captage et stockage du carbone)
CCU	<i>Carbon capture and utilization</i> (captage et recyclage du carbone)
CMV	Compression mécanique de vapeur
COP	Coefficient de performance
DRI	<i>Direct reduction iron</i> (réduction directe du minerai de fer)
EI	Électro-intensif
EJP	Effacement jour de pointe
EnR	Énergie renouvelable
GES	Gaz à effet de serre
GTB	Gestion technique du bâtiment
HEI	Hyper électro-intensif
ORC	<i>Organic Rankine cycle</i> (cycle organique de Rankine)
OPEX	<i>Operational expenditure</i> (dépenses d'exploitation)
PAC	Pompe à chaleur
PPA	<i>Power purchase agreement</i> (contrat d'achat d'électricité)
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PtG	<i>Power-to-gas</i> (production de gaz à partir d'électricité)
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
TRV	Tarif réglementé de vente







Comité  
de prospective  
de la CRE

**ÉCLAIRER  
L'AVENIR**