

2

LA CONSOMMATION

La consommation : des perspectives réhaussées pour l'atteinte d'objectifs climatiques plus exigeants à l'horizon 2030, dans un contexte volontariste de réindustrialisation de la France

2.1	La consommation d'électricité devra augmenter plus rapidement que prévu pour atteindre les objectifs de décarbonation accélérée et de souveraineté énergétique	6
2.1.1	État des lieux : les consommations énergétique et électrique sont orientées à la baisse depuis plus d'une décennie	6
2.1.2	La décarbonation des usages et la sortie des énergies fossiles impliquent une hausse de la demande électrique à long terme	10
2.1.3	Les évolutions récentes du contexte géopolitique, économique et énergétique se traduisent par un rehaussement des objectifs en matière de lutte contre le changement climatique et de souveraineté, nécessitant ainsi une accélération supplémentaire dès la prochaine décennie	11
	Des effets de la crise énergétique amenés à perdurer au moins à court terme et qui réinterrogent la dépendance aux énergies fossiles	11
	À moyen-long terme, des perspectives qui doivent intégrer le rehaussement des objectifs climatiques (<i>Fit for 55</i>) ainsi que la volonté accrue de souveraineté et de réindustrialisation de la France...	11
	... mais également des nouveaux paramètres et orientations en cours de discussion dans le cadre de la planification écologique	12
2.1.4	L'accélération de la décarbonation et de la réindustrialisation devrait induire, sur la prochaine décennie, un rythme de croissance de la consommation d'électricité élevé, comparable à celui des années 1980	13
2.2	Méthodologie : une modélisation détaillée des secteurs et usages confrontée à la concertation des parties prenantes intéressées et à l'opinion des habitants	18
2.2.1	Une modélisation détaillée des secteurs et usages	18
2.2.2	La dimension sociale et l'analyse des implications sur les modes de vie	19
2.2.3	Le contexte macroéconomique et l'interaction avec l'évolution du système énergétique	21
2.3	Les principaux facteurs d'évolution de la consommation d'électricité	23
2.3.1	L'activité économique et la réindustrialisation : une volonté renforcée d'accroître la souveraineté de la France dans certains secteurs stratégiques qui a un effet notable sur la consommation énergétique	23
2.3.2	L'électrification des usages : une bascule des énergies fossiles vers les énergies bas-carbone telles que l'électricité qui doit s'accélérer pour atteindre les objectifs climatiques et baisser la facture énergétique de la France	24

2.3.3	L'efficacité énergétique : l'atteinte des objectifs climatiques s'appuie sur la poursuite des efforts d'amélioration de l'efficacité des équipements et procédés et sur la massification de certaines actions telles que la rénovation des bâtiments	25
	Performance thermique des bâtiments	25
	Performance énergétique des équipements	26
2.3.4	La sobriété : un levier essentiel pour accélérer et consolider l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques, qui peut s'appuyer sur l'expérience de l'hiver 2022-2023	28
2.4	Trois familles de scénarios et de nombreuses variantes contrastées permettent de balayer un large spectre d'évolutions possibles de la consommation électrique	32
2.4.1	Trois familles de scénarios correspondant à des exercices de nature différente	32
2.4.2	Des variantes complémentaires pour évaluer la sensibilité des trajectoires à différentes évolutions spécifiques de la consommation de chaque secteur	34
2.5	Famille de scénarios « A » : l'atteinte des objectifs climatiques et de réindustrialisation nécessitent une dynamique élevée d'électrification des usages, combinée à une amélioration soutenue de l'efficacité énergétique et à un renforcement des mesures de sobriété	35
2.5.1	Secteur résidentiel	39
	Chauffage	39
	Eau chaude sanitaire	40
	Ventilation-climatisation	40
	Résultats	40
2.5.2	Secteur tertiaire	42
	Chauffage	42
	Eau chaude sanitaire	42
	Climatisation-ventilation	43
	<i>Data centers</i>	43
	Résultats	43
2.5.3	Secteur industriel	45
2.5.4	Secteur des transports	48
	Véhicules légers	49
	Poids lourds	49
	Transport ferroviaire	50
	Transport aérien et maritime	50
2.5.5	Secteur de l'énergie	52

2.6	Famille de scénarios « B » : des retards dans la décarbonation des usages énergétiques qui se traduisent par une croissance plus lente de la consommation d'électricité	53
2.6.1	Secteur résidentiel	56
2.6.2	Secteur tertiaire	57
2.6.3	Secteur industriel	58
2.6.4	Secteur des transports	59
2.6.5	Secteur de l'énergie	60
2.7	Famille de scénarios « C » : les trajectoires de mondialisation contrariée permettent de tester la résilience du système énergétique à un contexte macroéconomique et géopolitique dégradé	61
2.7.1	Secteur résidentiel	63
2.7.2	Secteur tertiaire	64
2.7.3	Secteur industriel	65
2.7.4	Secteur des transports	68
2.7.5	Secteur de l'énergie	69
2.8	Synthèse : dans l'ensemble, toutes les trajectoires de consommation d'électricité sont orientées à la hausse	70
2.9	Analyse en puissance : des profils d'appels de puissance qui évoluent fortement mais avec une perspective de développer la flexibilité de la demande pour en faire dès les prochaines années un levier important de la gestion du système électrique	72
2.9.1	Le profil de la consommation présente un caractère cyclique et intègre dès aujourd'hui des formes de modulation contribuant à l'équilibre offre-demande	73
	Les appels de puissance de la consommation électrique constituent aujourd'hui un reflet des modes de vie et de signaux de pilotage hérités des années 1980	73
	Les appels de puissance de la consommation électrique peuvent connaître d'amples variations liées aux températures extérieures et cette caractéristique est amenée à perdurer	74
	Les décalages et modulations de consommation permettent dès aujourd'hui de contribuer à l'optimisation du système électrique	76
2.9.2	L'électrification de certains usages pourrait contribuer à l'augmentation des pointes de consommation mais ces nouvelles consommations sont par nature plus facilement décalables ou modulables que la consommation électrique historique	79

2.9.3	Les gisements de flexibilité de la demande sont nombreux et portent sur l'ensemble des grands secteurs de consommation	80
	Flexibilité des bâtiments	81
	Véhicules routiers électriques	83
	Production électrolytique d'hydrogène	86
2.9.4	Différentes configurations de développement des flexibilités de consommation étudiées pour évaluer les impacts sur l'équilibre offre-demande en électricité	88
2.9.5	Développer la flexibilité de la demande doit devenir un axe prioritaire pour optimiser le fonctionnement du système électrique qui doit s'appuyer sur un plan dédié de passage à l'échelle industrielle	92
	Dans les bâtiments résidentiels et tertiaires	93
	Solutions dédiées au pilotage des véhicules électriques	95
	Électrolyseurs et infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène	97
	Annexe 2.A : Principales hypothèses sectorielles	99
	Annexe 2.B : Confrontation des hypothèses aux enquêtes d'opinion RTE-IPSOS	100

LA CONSOMMATION : DES PERSPECTIVES RÉHAUSSÉES POUR L'ATTEINTE D'OBJECTIFS CLIMATIQUES PLUS EXIGEANTS À L'HORIZON 2030, DANS UN CONTEXTE VOLONTARISTE DE RÉINDUSTRIALISATION DE LA FRANCE

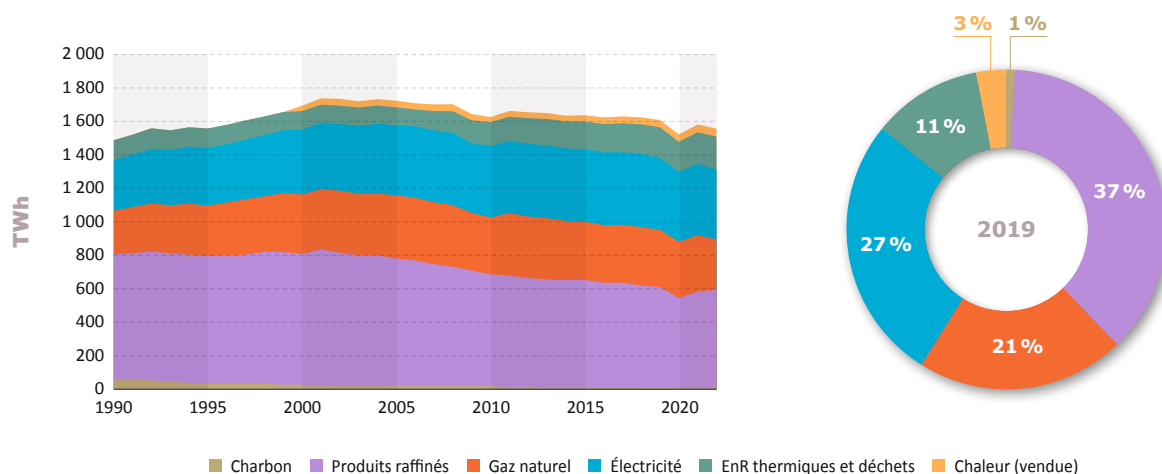
2.1 La consommation d'électricité devra augmenter plus rapidement que prévu pour atteindre les objectifs de décarbonation accélérée et de souveraineté énergétique

2.1.1 État des lieux : les consommations énergétique et électrique sont orientées à la baisse depuis plus d'une décennie

La consommation d'énergie, intimement liée aux déterminants socio-économiques (activité, démographie) et à l'évolution des modes de vie, a crû continûment durant les Trente Glorieuses avec un

rythme annuel moyen proche de 5% entre 1950 et 1970. Si les chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ont été tous deux suivis d'une contraction de la demande énergétique d'une durée de deux à trois

Figure 2.1 Consommation finale d'énergie en France et décomposition entre ses différents vecteurs (hors usages non énergétiques)



ans, celle-ci s'est ensuite réorientée à la hausse, sur un rythme certes inférieur. Ainsi, durant les années 1990, la demande finale énergétique s'est accrue de 1,3% par an en moyenne.

Au tournant des années 2000, cette croissance a laissé place à une relative stagnation puis à une légère baisse de la demande énergétique (cf. figure 2.1) : sur 15 ans, entre 2004 et 2019, la demande finale énergétique de la France s'est contractée de plus de 7%, soit une baisse moyenne d'environ 0,5% par an.

Cette baisse est essentiellement portée par les énergies fossiles : charbon (-47%), produits pétroliers (-23%) et gaz (-8%), les autres vecteurs s'inscrivant en hausse.

Plusieurs facteurs structurels peuvent expliquer cette inflexion baissière de la consommation d'énergie, parmi lesquels :

- ▶ une amélioration tendancielle de l'efficacité énergétique, portée notamment par les règlements d'écoconception, les réglementations thermiques, etc. ;
- ▶ une électrification progressive de certains usages (chauffage, transport), qui contribue également à améliorer l'efficacité énergétique (les moteurs électriques sont environ trois fois moins énergivores que les moteurs essence ou diesel, les pompes à chaleur ont un rendement trois fois supérieur aux chaudières utilisant des énergies fossiles, etc.) : la part de l'électricité dans la consommation énergétique finale est ainsi passée de 20% en 1990 à 27% en 2019) ;
- ▶ un ralentissement progressif de la croissance démographique au cours des décennies passées ;
- ▶ une croissance économique dont le niveau s'est tendancielleme nt amoindri (cf. figure 2.2) et qui est structurellement moins énergivore du fait de la désindustrialisation qui a marqué les deux dernières décennies (cf. figure 2.3).

En corollaire de ces évolutions, la répartition sectorielle de la demande d'énergie finale a vu le poids de l'industrie se contracter de quatre points

Figure 2.2 Taux de croissance annuel moyen décennal du PIB¹ (en monnaie constante)

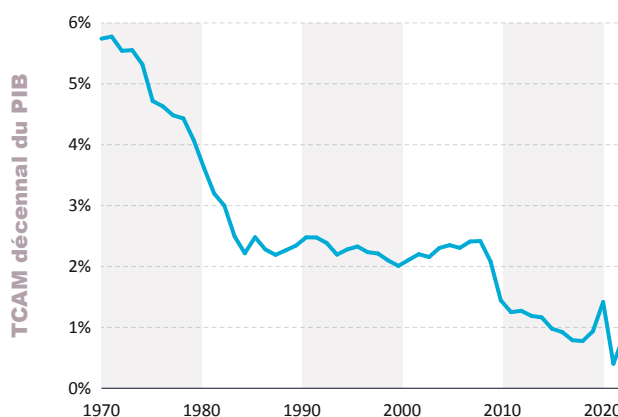
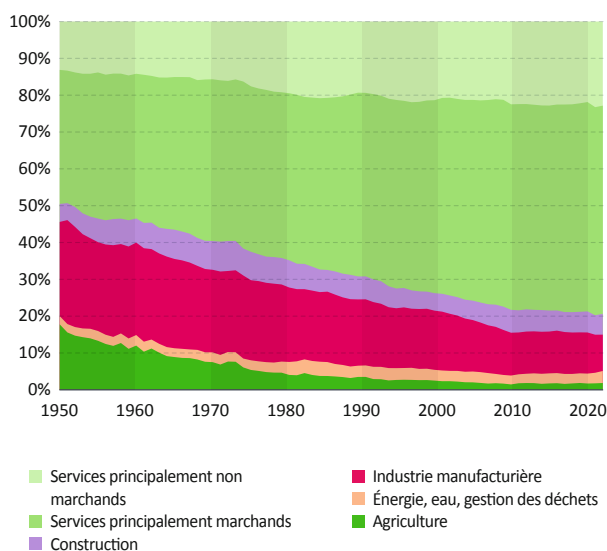


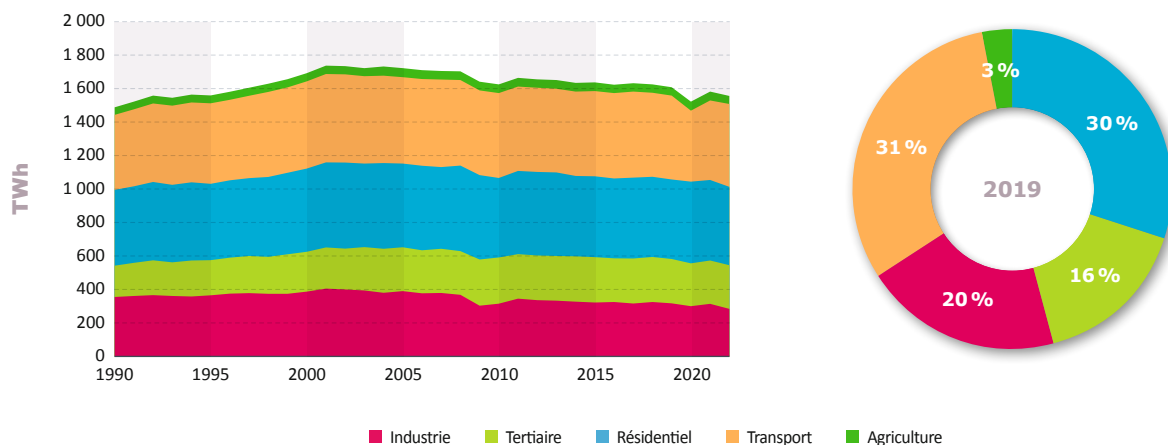
Figure 2.3 Répartition de la valeur ajoutée en France par grands secteurs



entre 1990 et 2019, au profit du secteur tertiaire (cf. figure 2.4).

1. Lecture du graphique : pour 2010 par exemple, la valeur est de 1,3%. Cela signifie que le PIB a crû en moyenne de 1,3% par an sur les dix années qui précèdent, à savoir entre 2000 et 2010.

Figure 2.4 Consommation finale d'énergie en France par grands secteurs (hors usages non énergétiques)



Autre conséquence de ces évolutions : l'intensité énergétique² de la France est tendanciellement orientée à la baisse depuis 1970 et a décliné depuis cette date de 55% environ (cf. figure 2.5). Depuis 2000, la baisse moyenne de l'intensité énergétique est ainsi de l'ordre de 1,5% par an.

Pour ce qui est de la demande électrique, l'analyse d'un historique long permet de constater une tendance bien ancrée d'un ralentissement progressif de son rythme de croissance moyen en France depuis plusieurs décennies. Alors que le taux de croissance annuel

Figure 2.5 Évolution de l'intensité énergétique en France métropolitaine

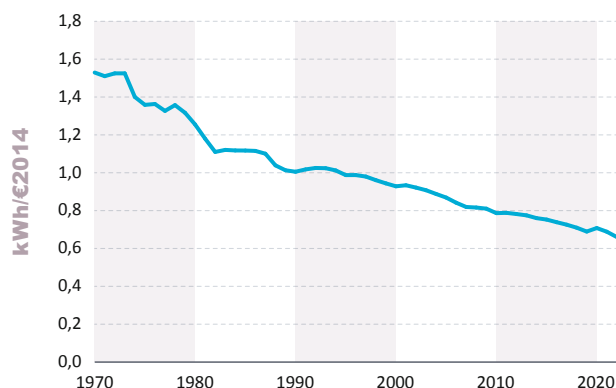
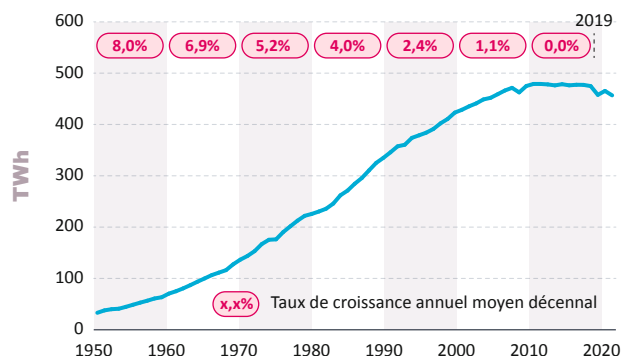
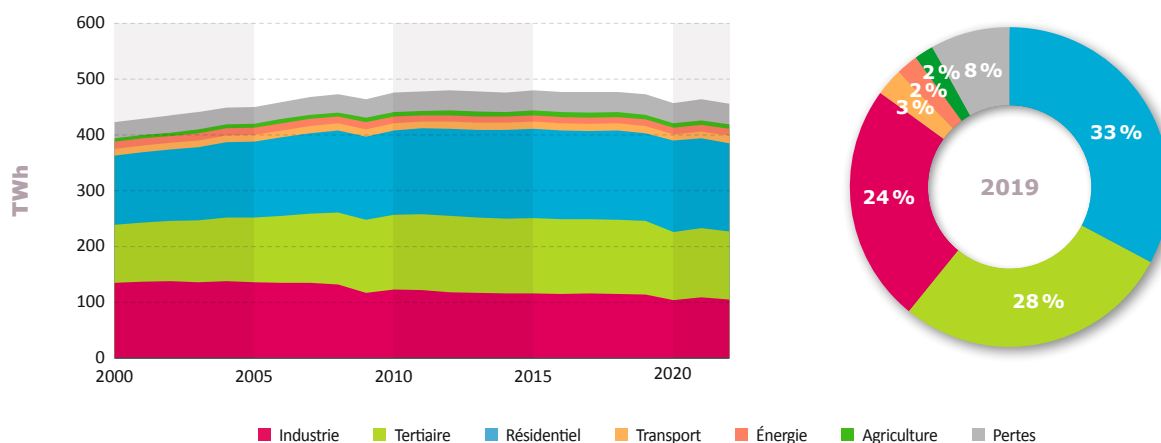


Figure 2.6 Consommation intérieure d'électricité en France continentale (en données corrigées³, hors enrichissement d'uranium)



2. L'intensité énergétique considérée ici est le ratio de la demande finale d'énergie (hors usages non énergétiques) sur le PIB exprimé en monnaie constante. Elle indique donc la quantité d'énergie finale nécessaire à la production d'un euro de valeur ajoutée.
3. Correction des aléas météorologiques (cf. partie 1.2.1)

Figure 2.7 Consommation intérieure d'électricité en France continentale par grands secteurs (corrigée des aléas climatiques, hors enrichissement d'uranium)



moyen de la demande électrique dépassait 7% dans les années 1950 et 1960, il s'est établi à 1,1% durant la décennie 2000-2010 et est proche de zéro entre 2010 et 2019 (cf. figure 2.6).

Cette évolution s'explique globalement par les mêmes déterminants que ceux affectant la consommation énergétique globale, à savoir :

- ▶ la diffusion des effets de maîtrise de la demande, et en particulier le développement croissant de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements ;
- ▶ le ralentissement tendanciel de la croissance économique depuis plusieurs décennies ;
- ▶ l'évolution de la structure de la consommation, due notamment à la tertiarisation de l'activité économique, les services étant moins consommateurs d'électricité que l'industrie⁴ ;
- ▶ la modification du tissu industriel français (délocalisation, recentrage sur une industrie de haute technologie).

Ces effets se manifestent malgré la croissance du niveau d'électrification de certains usages sur la période : première vague de déploiement du chauffage électrique (essentiellement à effet Joule) dans les années 1980, seconde vague depuis 2010 (de plus en plus portée par la technologie des pompes à chaleur), développement des autres usages thermiques de l'électricité (eau chaude sanitaire, cuisson, procédés thermiques dans l'industrie...), etc.

En corollaire, la structure de la demande intérieure d'électricité de la France continentale a sensiblement évolué au cours des deux dernières décennies, avec en particulier un poids relatif de la consommation électrique de l'industrie qui s'élevait encore à 32% en 2001 et s'est contracté pour s'établir à 24% en 2019. En parallèle, le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) a représenté 61% de la consommation électrique intérieure en 2019 contre 54% en 2001 (cf. figure 2.7).

4. La production d'une unité de valeur ajoutée nécessite quatre à cinq fois moins d'électricité dans le tertiaire que dans l'industrie.

2.1.2 La décarbonation des usages et la sortie des énergies fossiles impliquent une hausse de la demande électrique à long terme

Le rapport *Futurs énergétiques 2050*, publié en 2021, dessine différentes perspectives d'évolution du système énergétique à long terme permettant l'atteinte de la neutralité carbone à 2050 en reprenant les orientations définies dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC 2) adoptée en 2020. Celles-ci prévoient notamment la sortie des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) à long terme.

Cette stratégie est en premier lieu fondée sur **un objectif de forte diminution de la consommation énergétique totale**, qui s'établirait pour la France à environ 930 TWh en 2050, contre près de 1600 TWh aujourd'hui. Cette baisse de la demande découlerait des effets conjoints de l'amélioration de l'efficacité énergétique et des gains découlant de la conversion vers des technologies électrique plus efficaces.

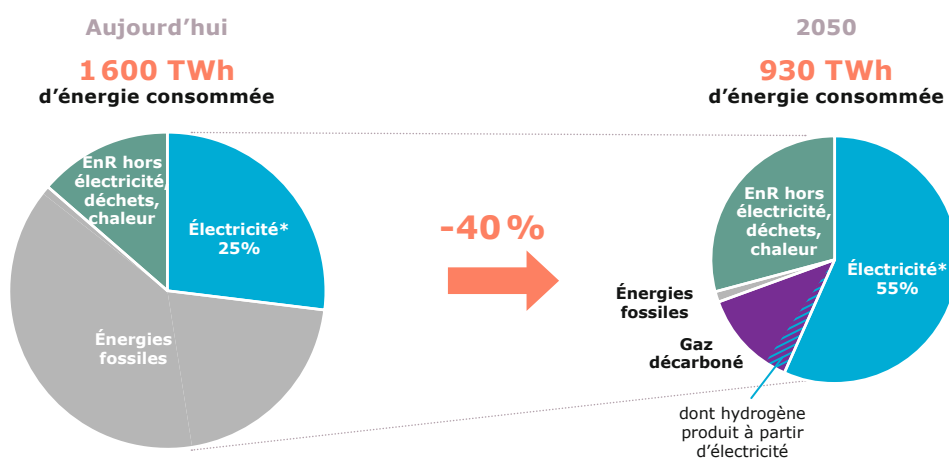
La SNBC 2 prévoit en parallèle **une évolution structurelle du bouquet énergétique en faveur des énergies bas-carbone**, notamment l'électricité (55% de la consommation d'énergie finale en 2050, contre 27% aujourd'hui) et la biomasse (36% en 2050 en incluant le biométhane, contre 11% aujourd'hui), en misant très largement sur les énergies renouvelables. En corollaire,

cette évolution devrait se traduire, pour le vecteur électrique, par une forte hausse de la demande à l'horizon 2050 (de +17% à +58% selon les scénarios) malgré l'effet modérateur de la baisse de la consommation globale d'énergie.

Dans leurs principes, ces grandes lignes ne sont pas singulières au regard des stratégies retenues ou discutées dans les autres parties du monde adoptant un objectif de neutralité carbone. Ainsi, la perspective d'une baisse marquée de la consommation d'énergie finale, un haut degré d'électrification de l'économie ou encore un recours très poussé aux énergies renouvelables sont communs à de très nombreux exercices, menés à l'échelle internationale (comme le rapport de référence «*Net Zero by 2050*» publié en mai 2021 par l'Agence internationale de l'énergie) ou européenne (scénarios de la Commission européenne et stratégies nationales des pays européens).

La pondération des différents vecteurs bas-carbone varie selon les stratégies considérées, mais comprend systématiquement une accélération dès le court terme de l'électrification des usages et une utilisation accrue de la biomasse.

Figure 2.8 Consommation d'énergie finale en France dans la SNBC 2 (en cours de révision dans le cadre de l'élaboration de la prochaine SFEC)



* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)

2.1.3 Les évolutions récentes du contexte géopolitique, économique et énergétique se traduisent par un rehaussement des objectifs en matière de lutte contre le changement climatique et de souveraineté, nécessitant ainsi une accélération supplémentaire dès la prochaine décennie

Les Futurs énergétiques 2050, centrés sur la vision de long terme, ne se concentraient pas sur la « première marche » de la transition que constitue l'échéance 2030.

Plusieurs éléments de contexte récents conduisent à devoir actualiser ces perspectives à court et moyen terme en matière de consommation énergétique, sans toutefois invalider les trajectoires à plus long terme décrites dans les *Futurs énergétiques 2050*.

Des effets de la crise énergétique amenés à perdurer au moins à court terme et qui réinterrogent la dépendance aux énergies fossiles

La crise énergétique dans laquelle l'Europe et la France sont plongées depuis 2022, liée à de nombreux facteurs (crise gazière liée à la guerre menée par la Russie en Ukraine, indisponibilité d'une partie des réacteurs nucléaires français, sécheresse et canicules, contexte inflationniste, tensions géopolitiques, etc.), a affecté en profondeur la structure et les conditions d'approvisionnement en énergie. Le plan *REPowerEU*, présenté en mai 2022 par la Commission européenne, vise ainsi notamment une réduction de la part du gaz fossile dans le mix européen.

La crise énergétique a par ailleurs conduit le Gouvernement à élaborer un « plan de sobriété énergétique », avec l'objectif de réduire de 10 % la consommation finale énergétique (électricité, gaz, carburants, fioul et autres) de la France d'ici 2024 par rapport à 2019.

Dans le même temps, l'augmentation des prix de l'électricité et la pression inflationniste ont conduit un grand nombre d'entreprises et particuliers à réduire leur consommation d'énergie.

L'ensemble de ces effets ont conduit à une baisse significative de la consommation des différentes

énergies, dont notamment la consommation d'électricité : sur l'ensemble de l'automne et de l'hiver 2022-2023, la consommation structurelle (retraitée des conditions météorologiques) a diminué de 9 % par rapport à la moyenne des années précédant la crise sanitaire (2014-2019). Cette baisse apparaît nettement supérieure aux anticipations formulées en amont de l'hiver et concerne tous les secteurs économiques. La tendance a perduré au printemps, avec une baisse de l'ordre de 7 % à 8 %. Les enquêtes menées depuis semblent montrer que cette baisse de consommation est liée en grande partie à une réaction au contexte de hausse des prix dans l'ensemble de l'économie et ne relève donc pas uniquement d'une démarche de sobriété.

Plus récemment, un nouveau plan de sobriété, avec des mesures spécifiquement adaptées à l'été, mais aussi des mesures de long-terme, a été publié par le Gouvernement (juin 2023).

À moyen-long terme, des perspectives qui doivent intégrer le rehaussement des objectifs climatiques (*Fit for 55*) ainsi que la volonté accrue de souveraineté et de réindustrialisation de la France...

Le premier enjeu nouveau à moyen terme correspond à l'accélération de la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

L'Union européenne a en effet décidé ces dernières années d'un nouveau calendrier pour lutter contre le changement climatique : le paquet *Fit for 55* adopté en juin 2021 porte l'ambition de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre à -55 % à l'horizon 2030, avec en corollaire la nécessité d'une accélération à court et moyen terme de la dynamique de maîtrise de la demande d'énergie et de basculement vers des énergies bas-carbone. Les objectifs détaillés (déclinaison par grands secteurs, objectifs d'efficacité énergétique

ou de part des énergies renouvelables...) doivent encore être précisés et sont en cours de discussion au niveau européen mais les États membres préparent dès à présent l'ajustement de leurs stratégies énergie-climat.

En France, dans le cadre de la planification écologique de l'élaboration de la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC), l'État travaille d'ores et déjà sur des objectifs rehaussés et des trajectoires conformes au nouvel objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, soit une réduction des émissions brutes d'environ 50% entre 1990 et 2030 (contre 40% dans la SNBC 2), globalement équivalente à une réduction des émissions nettes, intégrant les puits carbone, de 55% sur la même période.

En complément, un second enjeu important pour l'actualisation des trajectoires de consommation énergétique porte sur la prise en compte des nouvelles ambitions de la France en matière de souveraineté et de réindustrialisation. Au cours des trois dernières années, le Gouvernement a ainsi annoncé de nouvelles orientations de politique publique pour favoriser la réindustrialisation et le développement accéléré de la production d'hydrogène par électrolyse, dont l'ampleur reste à préciser (les plans France Relance et France 2030 restant à ce stade en grande partie orientés autour de la décarbonation). Ces orientations politiques se doublent d'intentions industrielles corrélées, comme l'illustrent les annonces d'implantation de nouveaux sites industriels (notamment dans la zone de Dunkerque ou de Fos-sur-Mer).

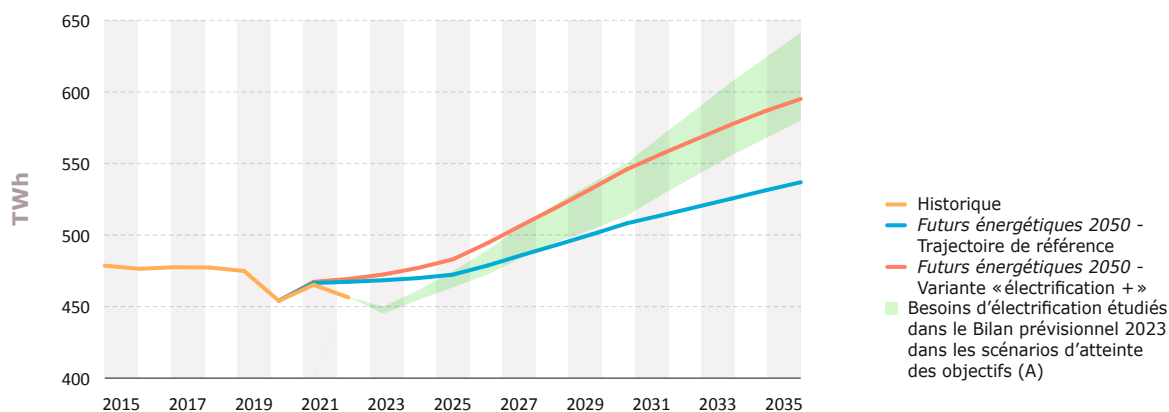
... mais également des nouveaux paramètres et orientations en cours de discussion dans le cadre de la planification écologique

Les débats autour de la planification écologique et de l'élaboration de la SFEC ont commencé et marquent déjà des inflexions notables par rapport à la précédente Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la précédente Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) publiées en avril 2020 et actuellement en vigueur.

Plusieurs points clés ressortent ainsi des travaux et échanges préliminaires :

- ▶ La révision de la SFEC intégrera une **révision baissière du puits de carbone et du gisement de biomasse**. Pour atteindre malgré tous les objectifs climatiques à moyen et long terme, il sera ainsi nécessaire de compenser la baisse du gisement de biomasse pour l'énergie par une mobilisation accrue des économies d'énergie ou de l'électrification (directe et indirecte via la production d'hydrogène), voire par des imports de combustibles décarbonés. Ceci a donc un impact important sur les trajectoires de consommation d'électricité à long terme qui devraient désormais atteindre les trajectoires les plus hautes des *Futurs énergétiques 2050* (notamment «électrification +» et «hydrogène +»). Ces ajustements ont en tout cas des conséquences concrètes sur la décarbonation des secteurs : à titre d'exemple, les incertitudes sur le gisement de biomasse ont conduit ces dernières années les acteurs du transport à intégrer un développement plus important des camions à batteries ou des carburants de synthèse pour l'aérien et le maritime, au détriment de leurs alternatives utilisant des biocarburants issus de la biomasse.
- ▶ Le relèvement des ambitions françaises en matière d'économie d'énergie est également au cœur des débats ayant cours autour de l'élaboration de la prochaine SFEC. Il s'agit d'une part de définir les moyens permettant d'accélérer les efforts d'efficacité énergétique, notamment en matière de rénovation des bâtiments, composante cruciale de la maîtrise de la demande énergétique mais pour laquelle l'inflexion tarde à se matérialiser. En outre, un débat important se poursuit s'agissant de la sobriété énergétique : la volonté d'accélérer la réduction des émissions de gaz à effet de serre ainsi que la crise énergétique récente ont en effet conduit à conforter l'importance de la sobriété pour faire face à l'urgence climatique, ainsi que pour réduire d'autres incidences environnementales telles que l'utilisation de matériaux critiques ou les dommages à la biodiversité. Celle-ci contribue également à limiter le risque que les gains d'efficacité énergétique soient annulés par un effet rebond.
- ▶ L'atteinte des nouveaux objectifs passe aussi par une réflexion sur la manière d'accélérer la transition vers les énergies bas-carbone dont

Figure 2.9 Comparaison des trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité dans le Bilan prévisionnel 2023 et les *Futurs énergétiques 2050*



l'électricité. Dans le secteur des transports par exemple, l'horizon d'interdiction de vente de véhicules neufs émettant des gaz à effet de serre fixé au niveau européen a été avancé à 2035. De la même façon, dans le secteur des bâtiments, la France, comme d'autres pays européens, évaluent les mesures permettant d'accélérer la sortie du fioul et la réduction de l'utilisation du gaz fossile. Certaines de ces mesures sont encore en cours de discussion dans le cadre de la planification écologique : le Bilan prévisionnel comprend ainsi différentes trajectoires pouvant traduire ces nouvelles perspectives.

Les trajectoires de consommation énergétique présentées dans la suite de ce chapitre visent à intégrer l'accélération de la demande

en énergie bas-carbone induite par le rehaussement des objectifs climatiques à l'horizon 2030, à tenir compte des effets haussiers sur la demande énergétique de la volonté de réindustrialiser la France, et enfin à réévaluer les perspectives globales de maîtrise de la demande d'énergie, tant sous l'angle de l'efficacité énergétique que de la sobriété.

Conformément à la méthode déjà éprouvée pour les dernières études prospectives publiées par RTE, l'actualisation des trajectoires s'est appuyée sur une large concertation. Les évolutions retenues dans les trajectoires de consommation du Bilan prévisionnel s'appuient ainsi très largement sur les contributions des parties prenantes dans le cadre de la consultation publique lancée en mars 2023.

2.1.4 L'accélération de la décarbonation et de la réindustrialisation devrait induire, sur la prochaine décennie, un rythme de croissance de la consommation d'électricité élevé, comparable à celui des années 1980

Conformément aux trajectoires décrites dans la dernière SNBC et dans les *Futurs énergétiques 2050*, la consommation d'énergie finale (toutes énergies confondues) doit continuer de baisser dans un scénario d'atteinte de la neutralité carbone tandis que la consommation d'électricité va

augmenter pour contribuer au remplacement des énergies fossiles.

À l'horizon 2030, dans le cadre de la déclinaison du paquet législatif *Fit for 55* et le plan REPowerEU, les objectifs actualisés de baisse de consommation

d'énergie finale à l'échelle européenne ont été adopté à l'été 2023 fixant une baisse de 25% par rapport à 2005. Ces objectifs ne sont pas encore déclinés par pays. En France, dans le cadre de la planification écologique, le Secrétariat général à la planification écologique et les services du ministère de la Transition énergétique ont publié en juin 2022 de nouvelles trajectoires provisoires dans lesquelles la consommation d'énergie finale baisserait d'environ 300 à 400 TWh d'ici 2030 par rapport à aujourd'hui, mais qui restent à préciser dans le cadre de la prochaine SNBC.

L'atteinte d'un tel objectif suppose donc d'accélérer la baisse de la consommation finale d'énergie d'ici à 2030 (cf. figure 2.10), en s'appuyant sur des mesures volontaristes en matière d'économies d'énergie.

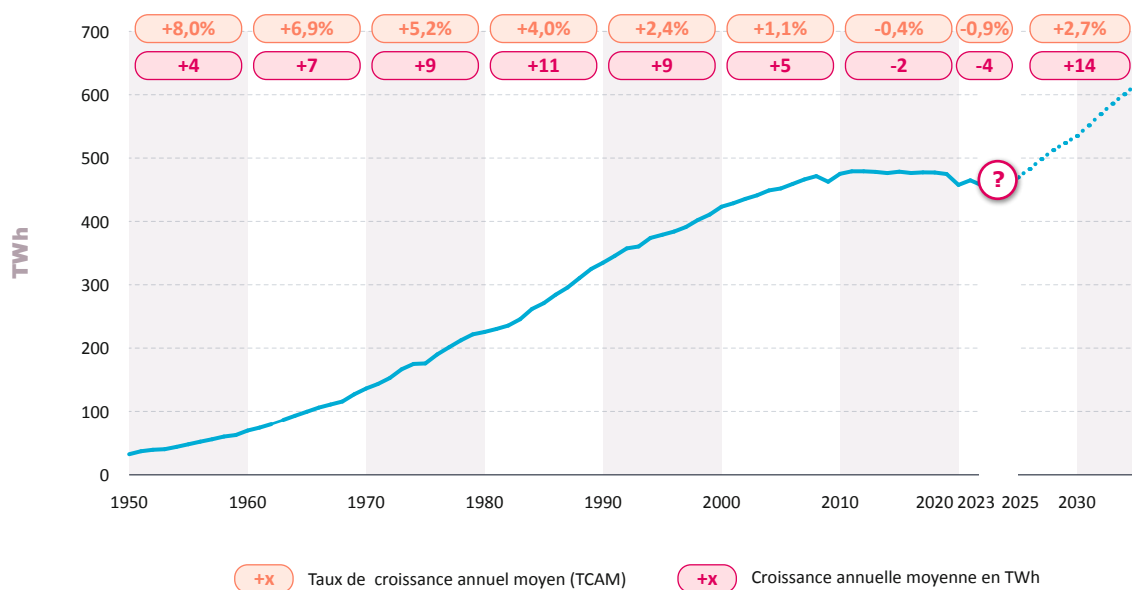
Cet objectif de diminution de la consommation d'énergie finale apparaît très ambitieux, mais il est à noter que l'électrification de certains usages entraîne mécaniquement des gains d'efficacité en énergie finale, dans la mesure où les équipements

installés en remplacement – pompes à chaleur, véhicules électriques notamment – présentent des rendements supérieurs aux équipements remplacés. Par exemple, comme déjà évoqué dans le présent chapitre, il existe un rapport d'environ trois sur le rendement énergétique entre une pompe à chaleur et une chaudière à combustible fossile.

S'agissant de l'électricité, les nouveaux objectifs climatiques conduisent à accélérer les transferts depuis les énergies fossiles. La volonté d'accélérer la réindustrialisation conduit également à devoir augmenter la base de consommation d'électricité de l'industrie.

Les nouvelles ambitions, traduites dans les scénarios «A», devraient donc impliquer une inflexion haussière très marquée de la consommation électrique, à l'instar de celle de la trajectoire d'accélération de l'électrification des *Futurs énergétiques 2050* («accélération 2030/électrification +»), qui pourrait conduire à une consommation intérieure autour de 530 TWh en

Figure 2.10 Consommation intérieure d'électricité en France continentale (données corrigées des aléas météorologiques, hors enrichissement d'uranium)



2030 et de l'ordre de 580 à 640 TWh en 2035, contre 475 TWh en 2019.

Une telle hausse constituerait une rupture marquée par rapport aux tendances constatées sur l'évolution de la demande intérieure d'électricité. Elle impliquerait une croissance annuelle de la consommation intérieure d'électricité de l'ordre de 10 et 15 TWh par an entre 2025 et 2035. Cette dynamique est, en volume, du même ordre que celle des années 1980, voire légèrement supérieure. Elle correspond toutefois à un taux de croissance plus faible (2%/an contre environ 4 à 5%/an dans les années 1970-1980).

Étant donné les tendances actuelles, le passage à un régime de forte croissance de la consommation d'électricité mettra probablement plusieurs années avant de se matérialiser. Les dynamiques industrielles et sociétales actuelles demeurent en effet en retrait par rapport à celles qu'il faudrait atteindre pour suivre la trajectoire du scénario A.

En conséquence, des incertitudes importantes demeurent sur l'ampleur et l'horizon de l'inflexion à la hausse de la consommation. D'autres scénarios

de croissance retardée sont également possibles et ont été étudiés dans le Bilan prévisionnel.

Ainsi, dans les scénarios d'atteinte partielle des objectifs (B), la consommation atteindrait entre 550 et 600 TWh en 2035 (contre entre 580 et 640 TWh dans A), mais conduirait à un retard par rapport aux objectifs *Fit for 55* d'environ trois à cinq ans. Les déterminants de la consommation dans ce type de scénarios sont décrits en détail au paragraphe 2.6 du présent chapitre.

Dans les scénarios de mondialisation contrariée (C), sous l'effet du contexte macroéconomique dégradé, la demande d'électricité demeurerait stable plusieurs années puis évoluerait à la hausse sous l'effet de l'électrification mais selon un rythme inférieur au scénario A (taux de croissance annuel moyen de 1,6% entre 2025 et 2035 contre 2,7% dans le scénario A). Ce type de trajectoires est évoqué avec plus de détails au paragraphe 2.7.

Ces trajectoires (B et C) constituent, vu d'aujourd'hui, des futurs possibles au regard des tendances observées et de l'ampleur des tournants économiques et politiques à prendre pour se placer sur le rythme d'investissements qui sous-tend les scénarios A.

Tout comme RTE, de nombreuses organisations ont réévalué à la hausse au cours des dernières années leurs trajectoires d'évolution de la demande d'électricité, pour tenir compte de l'évolution des objectifs climatiques et des dynamiques industrielles

À l'instar d'autres organismes publics en charge d'élaborer des prévisions de consommation et de réaliser des exercices de prospective énergétique, RTE réévalue régulièrement ses analyses (à une fréquence annuelle pour les analyses de court terme, et tous les 2 à 3 ans pour les perspectives de moyen terme). Ceci permet de tenir compte de l'évolution des objectifs publics, des dynamiques industrielles et sociétales et du contexte économique. Ces variables ont changé rapidement au cours des dix dernières années, au fur et à mesure que l'agenda climatique se renforçait et que les questions énergétiques gagnaient en importance.

La nature même du Bilan prévisionnel a de plus évolué avec le temps. Il permet aujourd'hui, dans une démarche prospective, d'analyser des trajectoires distinctes de politique énergétique ou climatique définies *a priori* (par les pouvoirs publics,

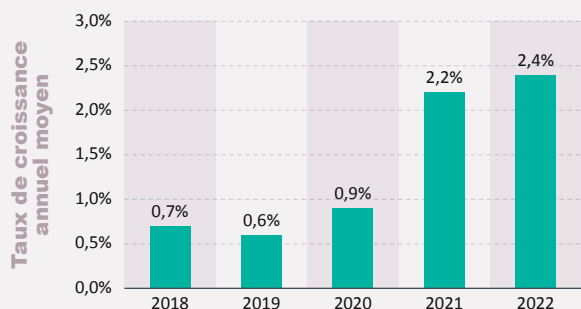
ou selon les demandes des parties prenantes dans le cadre de la concertation). La publication du Bilan prévisionnel n'intervient donc plus après les choix publics (comme dans les années 2010) mais avant, afin que son contenu puisse contribuer utilement à l'étude d'impact préalable.

Au cours des années 2010, les prévisions (par opposition aux travaux de prospective) de consommation de RTE couvraient un horizon de court/moyen terme, et donc principalement la décennie 2020. Elles s'inscrivaient dans un contexte où l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050, et *a fortiori* les objectifs du *Fit for 55*, ne faisaient pas encore partie des objectifs publics. L'objectif de neutralité carbone a été inscrit dans la loi à partir de 2019 (loi énergie-climat), puis décliné dans la SNBC et PPE de 2020 tandis que les premiers travaux de RTE sur l'échéance 2050 ont été publiés en 2021.

Ces anciennes prévisions ont en réalité correctement anticipé la situation effectivement rencontrée au cours des dix dernières années : les politiques publiques et les dynamiques industrielles engagées au cours des années 2010 ont effectivement conduit à une baisse de la consommation d'électricité, déjà bien perceptible avant la crise énergétique de 2022, et qui s'est accentuée depuis.

À compter des *Futurs énergétiques 2050*, la réévaluation à la hausse des trajectoires de consommation d'électricité résulte à la fois d'un changement dans la nature de l'exercice (la question principale du Bilan prévisionnelle n'est plus « comment la consommation *va-t-elle* probablement évoluer à moyen terme », mais « comment la consommation *doit-elle* évoluer pour atteindre les objectifs publics ») et de la prise en compte d'objectifs beaucoup plus ambitieux que le facteur 4 (division par quatre des émissions nationales de gaz à effet de serre du niveau de 1990 d'ici 2050) qui prévalait jusque-là : la neutralité carbone pour 2050, le *Fit for 55* pour 2030.

Figure 2.11 Évolution du taux de croissance annuel moyen de la consommation d'électricité européenne à 2030 en fonction du millésime de l'étude WEO de l'AIE – scénario SDS (*)



(*) Source : WEO, calculs de RTE – Le scénario SDS est abandonné dans le WEO 2022 et on retient donc ici pour la comparaison le scénario le plus proche qui est le scénario Announced Pledges Scenario (APS) qui donne des résultats proches du scénario SDS, sans parvenir à atteindre exactement le même niveau d'émission de GES

Figure 2.12 Taux de croissance annuel moyen de la consommation d'électricité en France à l'horizon 2030 dans différentes études



Nb :
 - l'année de début pour le calcul du TCAM varie d'un scénario à l'autre
 - par souci de comparabilité, les taux de croissance sont ici représentés sur la période allant jusqu'à 2030 uniquement. Des taux de croissance plus importants peuvent être obtenus dans certains scénarios sur la période allant jusqu'à 2050

Ce mouvement de réévaluation à la hausse des trajectoires de consommation électrique est commun à la plupart des pays.

L'Agence internationale de l'énergie a par exemple progressivement majoré les projections de la demande d'électricité pour l'Europe au fil des dernières éditions du *World Energy Outlook (WEO)*. On peut l'observer sur l'évolution, entre le millésime 2018 et le millésime 2022 du WEO, du taux de croissance annuel moyen à 2030 du scénario *Sustainable Development Scenario (SDS)* construit pour respecter les objectifs de l'Accord de Paris. Le taux passe ainsi de 0,7% en 2018 à 2,4% en 2022.

On observe des tendances similaires à l'échelle des différents pays, par exemple en Belgique, en Italie et au Royaume-Uni.

Pour la Belgique, dans l'étude *Adequacy and Flexibility Study for Belgium* du gestionnaire de réseau Elia, ce taux estimé à 0,3% en 2019, puis 1% en 2021 et enfin 3,4% en 2023 (taux associés au scénario « Central »).

Pour l'Italie, dans son *Rapporto Adeguatezza*, le taux de croissance annuel moyen de la consommation d'électricité italienne à l'horizon 2030 estimé par le gestionnaire de réseau Terna est passé de 0,2% et 0,9% en 2019 (deux scénarios) à 1% en 2021 et enfin 1,5% en 2022.

Enfin, pour le Royaume-Uni, le gestionnaire de réseau National Grid a lui aussi revu ses hypothèses sur la demande dans ses rapports annuels *Future Energy Scenarios* : entre l'édition de 2020 et celle de 2023, la projection à 2050 est passée de 396 TWh à 469 TWh pour le scénario *Leading the Way* (« *fastest credible decarbonisation* »), soit une augmentation de près de 20% entre ces deux études.

Quant à la France, les taux de croissance projetés à 2030 par différents organismes ont tendance à augmenter entre les scénarios du début des années 2010 et ceux élaborés depuis 2021, comme on peut le voir sur le graphique ci-dessus montrant une sélection de scénarios publics portant sur l'évolution de la consommation électrique française réalisés entre 2011 et 2023.

2.2 Méthodologie : une modélisation détaillée des secteurs et usages confrontée à la concertation des parties prenantes intéressées et à l'opinion des habitants

2.2.1 Une modélisation détaillée des secteurs et usages

La démarche retenue pour les projections de consommation en énergie annuelle est une approche analytique détaillée par empilement (ou «bottom-up»). Elle consiste à découper la consommation d'électricité, corrigée des aléas⁵, en secteurs d'activité. Chaque secteur est décomposé en branches ou usages. La consommation d'énergie de ces branches ou usages est estimée par le produit de variables «extensives» (quantités produites, surfaces chauffées, taux d'équipement par logement, etc.) et «intensives» (consommations unitaires par unité produite, par m², par logement, etc.). Les consommations ainsi obtenues sont ensuite agrégées pour chaque secteur.

Cette méthodologie a été documentée en détail par le passé, notamment dans le cadre des groupes de travail autour des *Futurs énergétiques 2050*⁶.

Les hypothèses d'évolution des variables du modèle sont quant à elles basées sur une veille technologique et réglementaire approfondie. Elles intègrent notamment les retours de la consultation publique, les trajectoires remontées par les différents secteurs dans les «feuilles de route décarbonation» découlant de l'article 301 de la loi climat et résilience, ainsi que des études externes ou commanditées par RTE. Elles visent à tenir compte des perspectives d'évolution des principaux déterminants de la consommation électrique tels que, d'une part, les ambitions d'électrification des usages et de réindustrialisation et, d'autre part, les objectifs de développement des

mesures d'efficacité énergétique et de sobriété (voir partie 2.3).

Compte tenu des nombreuses incertitudes sur l'évolution des différents usages de l'électricité, différentes trajectoires ont été définies et ont permis de constituer plusieurs scénarios (voir partie 2.4).

Les principaux déterminants de l'évolution de la consommation et les hypothèses clés retenues dans les différents scénarios sont détaillés dans la suite de ce chapitre.

Ces hypothèses ont été présentées aux parties prenantes du débat et ont fait l'objet d'une consultation publique en mars 2023, puis d'une présentation détaillée dans un groupe de travail *ad hoc* en avril 2023 à l'issue duquel leurs retours ont été recueillis. Un rapport de point d'étape⁷ a été publié en juin 2023, recensant les principaux enseignements de cette consultation publique.

Parmi les différents déterminants des trajectoires de consommation, l'édition 2023 du Bilan prévisionnel intègre des approfondissements nouveaux sur deux thématiques-clés de la transition :

- la dimension sociale, avec des analyses sur les transformations dans les modes de vie sous-jacentes aux différents scénarios et leurs implications s'appuyant notamment sur les résultats des enquêtes d'opinion menées par IPSOS pour RTE en 2022 et 2023. Celles-ci ont fait l'objet d'un rapport dédié⁸ publié en juin 2023 ;

5. La correction des aléas, notamment de l'aléa météorologique, permet de mettre l'accent sur les évolutions structurelles en faisant reposer la comparaison sur un périmètre et des conditions homogènes. La consommation pouvant fluctuer fortement selon les conditions climatiques hivernales et – dans une moindre mesure – estivales, une correction climatique est nécessaire. Celle-ci s'appuie sur une analyse statistique des appels de consommation et des températures réalisées au pas horaire. Elle permet d'estimer quelle aurait été la consommation à conditions climatiques de référence.

6. Rapports et supports accessibles sur le site de la CPSR : <https://www.concerte.fr/content/actualite/C3%A9-de-la-commission-perspectives-syst%C3%A8me-et-r%C3%A9seau>

7. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-06/2023-06-07-bilan-previsionnel-point-etape.pdf>

8. «La disposition des Français à changer leurs modes de vie en faveur de la transition énergétique – Les enseignements d'enquêtes d'opinion réalisées par IPSOS pour RTE» : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-06/2023-06-07-rapport-ipsos-changement-transition-energetique.pdf>

► le cadrage macroéconomique, en développant l'analyse des interactions entre l'évolution du système énergétique et le reste de l'économie. Ce type d'analyse apparaît fondamental dans un contexte marqué par des crises successives et où les besoins d'accélération de la transition écologique conduiront à des enjeux de financement importants, susceptibles d'interagir

largement avec le reste de l'économie. Un chapitre dédié est consacré à ce sujet (chapitre 8).

Ces deux thématiques présentent par ailleurs elles-mêmes des interactions, le contexte macroéconomique pouvant par exemple influencer largement sur le comportement des ménages.

2.2.2 La dimension sociale et l'analyse des implications sur les modes de vie

La transition énergétique et climatique constitue aussi un projet de transformation sociale, et pas uniquement technique.

Au cours des dernières années, le cadre méthodologique du Bilan prévisionnel a progressivement évolué pour intégrer plus largement l'analyse sociale à l'exercice de prospective énergétique. L'objectif est de mieux comprendre les transformations de la société qui peuvent favoriser, modifier ou s'opposer à la mise en œuvre de la transition énergétique, notamment en lien avec le système électrique.

Les Futurs énergétiques 2050 avaient fait de l'analyse sociétale un des quatre axes structurant l'étude, en complément des axes technique, économique et environnemental. Les analyses sociales avaient porté sur trois sous-axes de travail, qui entrent directement en interaction avec les volets production, consommation et flexibilité des études prospectives sur l'évolution du système électrique :

- **transformation des modes de vie** et de consommation d'énergie, au prisme de la sobriété énergétique (volet consommation) ;
- **acceptabilité des infrastructures** de production électrique et de transport d'électricité (volet production) ;
- **flexibilisation des usages résidentiels**, notamment l'effacement ou le report de consommation électrique dans le temps (volet flexibilité).

Pour le volet consommation, trois scénarios de consommation énergétique avaient été modélisés et analysés, qui se distinguent par une évolution plus ou moins marquée des modes de vie,

en particulier en ce qui concerne la diffusion de la sobriété énergétique (matérialisée par l'élaboration d'un scénario spécifique de « sobriété »), ou l'ambition en matière de réindustrialisation (matérialisée par un scénario de « réindustrialisation profonde »). Des variantes supplémentaires comme « efficacité - » et « électrification + » ont également été présentées, notamment afin d'anticiper les conséquences pour le fonctionnement du système électrique, mais sans que ne soit détaillé l'impact associé sur les modes de vie.

Le Bilan prévisionnel 2023 s'inscrit dans le prolongement des travaux réalisés dans les Futurs énergétiques 2050. Les analyses sociales viennent préciser les transformations envisageables aux points intermédiaires 2030 et 2035 et leurs implications pour la société.

Concrètement, le travail mené pour l'élaboration du Bilan prévisionnel 2023 a consisté à ajuster le curseur de certaines hypothèses retenues dans les études précédentes (notamment dans les Futurs énergétiques 2050) pour tenir compte des évolutions récentes du contexte, qui peuvent jouer sur l'évolution de la demande en électricité à court et moyen terme, ainsi que des résultats des enquêtes d'opinion menées par IPSOS pour RTE en 2022 et 2023.

Ces enquêtes apportent des éléments nouveaux sur la perception et l'appétence des Français à modifier leurs modes de vie en faveur de la transition énergétique, plus spécifiquement en matière d'électrification des usages, d'investissement dans la rénovation énergétique et d'adoption de comportements



Enquête IPSOS pour RTE :
Un échantillon exceptionnel compris entre 11 000 et 13 000 personnes

Le périmètre de l'enquête et les axes d'analyse

- 1 L'appétence des Français à réaliser des actions en faveur de la transition énergétique : les freins et leviers perçus
- 2 L'évolution de cette appétence à la suite des tensions énergétiques de l'hiver 2022-2023
- 3 Les comportements intervenus à l'occasion de la crise énergétique et les perspectives de pérennisation



Opinion
sur la transition
climatique



Se déplacer



Habiter



Produire
de l'électricité



Les actions
durant l'hiver

de sobriété. Elles ont permis de révéler certaines incertitudes liées aux futurs modes de vie pris comme hypothèses des trajectoires, et notamment d'identifier les éventuelles difficultés associées aux trajectoires de consommation et de production qui figurent dans les scénarios, ou à l'inverse de conforter certaines évolutions tendancielle. Les résultats des enquêtes doivent toutefois être pris avec précaution : ceux-ci ne reflètent que l'état de l'opinion à un instant donné et dans un contexte spécifique et ne peuvent être facilement extrapolés à long terme.

Les enquêtes permettent en revanche de mieux saisir l'ampleur des changements nécessaires pour favoriser des modes de vie compatibles avec les objectifs climatiques. Elles apportent en ce sens des éclairages sur les leviers qui pourraient être activés et les solutions à proposer afin d'atteindre les objectifs nationaux.

À la différence des *Futurs énergétiques 2050*, l'explicitation des implications sur les modes de vie n'a par ailleurs pas porté uniquement sur la sobriété (nature de l'habitat, habitudes de mobilité...) mais aussi plus largement sur des actions touchant à l'efficacité énergétique (appétence pour la rénovation...) et l'électrification des usages (taux d'adoption du véhicule électrique...).

Le travail mené à ce stade porte sur les hypothèses de consommation énergétique associées aux ménages. Les résultats sont disponibles en annexe 2.B et portent plus particulièrement sur huit leviers d'action relatifs à la mobilité et six leviers d'action relatifs au logement. Pour chaque levier d'action, l'annexe 2.B récapitule :

- ▶ les principaux résultats de l'enquête menée par IPSOS pour RTE,
- ▶ les enseignements de l'analyse des trajectoires prospectives des *Futurs énergétiques 2050*,
- ▶ les implications pour les trajectoires finalement retenues pour le Bilan prévisionnel 2023, notamment sur l'évolution du cône des trajectoires et la révision des hypothèses des scénarios de la famille A.

Le travail complet de confrontation des hypothèses prospectives des *Futurs énergétiques 2050* aux résultats de l'enquête est quant à lui disponible dans un rapport dédié publié par RTE en juin 2023⁹. Des travaux complémentaires similaires pourraient être menés pour préciser les transformations envisageables quant aux hypothèses prospectives liées aux consommations énergétiques des entreprises (tertiaire et industrie) et du secteur public (État et collectivités), également impliqués dans l'objectif de transition écologique.

9. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-06/2023-06-07-rapport-ipsos-changement-transition-energetique.pdf>

Par ailleurs, la crise énergétique et le retour d'expérience de l'hiver 2022-2023 ont également apporté des données nouvelles sur les comportements observés de consommation des ménages dans un contexte d'inflation et de renchérissement du prix des énergies, qui a conduit à des actions visibles en matière de sobriété énergétique et de décalage des consommations électriques. Ces données viennent préciser les changements de consommation à court terme qui peuvent être attendus en réaction à une hausse de prix de l'énergie ou à un appel à la sobriété.

Ces différents éléments ont permis de renforcer la robustesse de l'exercice de prospective,

notamment à court terme, et de documenter à plus long terme la possibilité de chemins de transition reposant sur des transformations dans les modes de vie, aujourd'hui essentiels pour l'atteinte des objectifs climatiques. Ces travaux sont restitués à travers l'étude de trois familles de scénarios avec des variantes plus ou moins poussées en matière de sobriété, d'efficacité et d'électrification.

Des analyses transverses complémentaires sont également restituées dans le chapitre 8, notamment sur l'incidence de la transition sur les comportements des ménages dans un contexte de mondialisation contrariée et le rôle de la sobriété comme levier pour renforcer la résilience de la société face aux crises.

2.2.3 Le contexte macroéconomique et l'interaction avec l'évolution du système énergétique

Le cadrage macroéconomique constitue un déterminant essentiel des scénarios d'évolution du mix électrique. Les hypothèses d'évolution démographique et de croissance économique retenues ont en effet une incidence mécanique sur les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité et font donc partie des paramètres clés pour les analyses du Bilan prévisionnel.

Au-delà de l'impact direct de l'activité économique et de la démographie sur la consommation d'énergie, le contexte macroéconomique conditionne aussi les projections de coûts des combustibles, celles des différentes technologies associées à la transition énergétique ou encore la montée en cadence industrielle des différentes filières sollicitées pour la transformation du système énergétique.

Plus généralement, l'interaction de la transition énergétique avec le reste de l'économie (implications sur la compétitivité, le pouvoir d'achat ou encore l'emploi, etc.) fait l'objet d'une attention renforcée au cours des dernières années, d'autant plus dans un contexte de crise énergétique. L'édition 2023 du Bilan prévisionnel comprend ainsi une réflexion approfondie sur ce thème, qui fait l'objet d'un chapitre dédié (chapitre 8).

Les éléments de contexte et les narratifs qui sous-tendent les hypothèses macroéconomiques retenues dans les scénarios du nouveau Bilan prévisionnel sont ainsi détaillés et justifiés au chapitre 8. Toutefois, afin d'introduire les trajectoires de consommation présentées dans la suite de ce chapitre, ces hypothèses sont également décrites de manière succincte ci-dessous.

S'agissant de l'évolution démographique, l'hypothèse retenue pour tous les scénarios s'appuie sur les projections de l'INSEE, et plus précisément sur le scénario central de novembre 2021, tablant sur une population de 67 millions d'habitants en France métropolitaine en 2035, soit une croissance moyenne annuelle de +0,2% à cet horizon. Cette projection démographique est ainsi revue à la baisse (d'un demi-million d'habitants environ en 2035) par rapport à celle qui sous-tendait les *Futurs énergétiques 2050*.

S'agissant du cadrage macroéconomique, les hypothèses retenues pour l'élaboration des *Futurs énergétiques 2050*, menée courant 2021, prolongeaient les trajectoires adoptées pour la SNBC 2 en les révisant légèrement à la baisse. Ce cadrage était fondé sur un contexte mondial et des perspectives nationales relativement favorables, reflétant

notamment l'absence de tension commerciale ou géopolitique significative. De cette approche résultait une hypothèse de croissance économique de 1,3% par an en moyenne d'ici 2050 pour la France.

Cependant, l'évolution de la situation internationale au cours des dernières années et depuis la publication des *Futurs énergétiques 2050* a été marquée par une forte dégradation. L'accroissement des tensions commerciales entre la Chine et les États-Unis, la conflictualité croissante entre l'Europe et la Russie, la crise sanitaire de 2020 en sont quelques-uns des traits les plus frappants. Ces événements ont mis en lumière la forte dépendance des pays européens aux chaînes d'approvisionnement mondiales, dont le bon fonctionnement ne va plus de soi. C'est pourquoi, dès la publication des *Futurs énergétiques 2050*, RTE a proposé de prolonger ses études dans le cadre d'une variante «mondialisation contrariée» afin d'évaluer la robustesse des scénarios de transition énergétique vis-à-vis d'un contexte global plus adverse.

Depuis février 2022, la guerre menée par la Russie en Ukraine est venue s'ajouter à ce contexte, augmentant les tensions géopolitiques à un niveau jamais vu depuis la guerre froide. Les très fortes tensions observées sur les marchés énergétiques, et plus spécifiquement sur l'approvisionnement gazier européen, ont mis à risque les économies d'Europe occidentale. L'instrumentalisation d'autres matières premières stratégiques, notamment celles nécessaires aux nouvelles technologies de l'énergie comme les métaux critiques, suscite des craintes pour les rythmes et la capacité de mise en œuvre de la transition énergétique en France.

L'ampleur ainsi que la durée de la dégradation du contexte international restent sources d'une très grande incertitude. Afin de refléter au mieux cette incertitude dans le Bilan

prévisionnel 2023, RTE propose de retenir deux cadres macroéconomiques contrastés :

► **un cadre macroéconomique favorable** qui peut être considéré comme une mise à jour des hypothèses macroéconomiques retenues dans les *Futurs énergétiques 2050*, tout en tenant compte des évolutions récentes. Dans ce cadre, le contexte économique international resterait relativement dégradé à l'horizon 2025, mais serait marqué par un retour progressif à la situation d'avant crise d'ici quelques années.

Les principales hypothèses retenues pour ce cadre sont celles d'une croissance du PIB de 1,1% par an en moyenne d'ici 2035 (contre 1,3% par an dans les *Futurs énergétiques 2050*), d'un retour rapide à une inflation contenue de 2% par an en moyenne et d'une configuration d'apaisement rapide des marchés internationaux des commodités énergétiques et non-énergétiques, poursuivant la tendance observée au premier semestre de 2023.

► **un cadre de «mondialisation contrariée»** caractérisé par une configuration plus dégradée à court terme mais surtout par la pérennisation de tensions géopolitiques et commerciales à l'horizon 2030-2035 ainsi que par des limitations de nature physique sur les ressources (humaines, financières ou naturelles) nécessaires à la mise en œuvre des politiques de transition énergétique.

Ce cadre est construit autour d'hypothèses de croissance économique dégradées, avec +0,6% de PIB par an en moyenne d'ici 2035, une inflation structurelle plus importante de l'ordre de 3% par an en moyenne et des prix des commodités durablement élevés sans toutefois rester sur les niveaux extrêmes observés au deuxième semestre 2022.

2.3 Les principaux facteurs d'évolution de la consommation d'électricité

2.3.1 L'activité économique et la réindustrialisation : une volonté renforcée d'accroître la souveraineté de la France dans certains secteurs stratégiques qui a un effet notable sur la consommation énergétique

L'évolution de la consommation d'électricité est historiquement largement tirée par la croissance démographique et économique. Au cours des trente dernières années, la désindustrialisation de la France et la tertiarisation de l'économie ont toutefois eu tendance à diminuer le lien entre croissance économique et augmentation de la consommation d'électricité.

Depuis quelques années, la France s'est engagée dans une démarche de réindustrialisation de son économie. À date, cette volonté n'a pas encore eu d'effets marqués sur la structure de l'économie française. Les crises récentes ont en revanche conduit à renforcer le souhait des pouvoirs publics et du Gouvernement de réindustrialiser la France notamment en se concentrant sur certaines filières stratégiques : **la France a ainsi désormais adopté un agenda de renforcement de sa souveraineté économique, qui s'accompagne de plans concrets (France Relance, France 2030, projet de loi industrie verte...) et de soutiens financiers importants.**

Certaines faiblesses des chaînes d'approvisionnement ont en effet été mises en évidence durant les crises sanitaire et géopolitique récentes, incitant à rétablir, avec l'appui de financements publics, une base de production nationale pour des raisons de souveraineté, de sécurité d'approvisionnement et de transition énergétique. Les plans tels que France Relance, initié en 2020 (35 milliards d'euros), et France 2030, lancé en 2021 (54 milliards d'euros supplémentaires), promeuvent la relocalisation d'une partie de la production industrielle, l'innovation et le développement de nouveaux pôles de compétences clés au sein de l'industrie de la transition énergétique. La loi sur l'industrie verte, adoptée à l'automne 2023, vise à renforcer ces efforts via des crédits d'impôts, la réhabilitation de sites industriels et des incitations à l'épargne privée.

Cette tendance concerne aussi l'Europe tout entière avec la proposition de la Commission européenne en mars 2023 d'un nouveau règlement intitulé *Net-Zero Industry Act* pour stimuler et renforcer la fabrication des technologies de la transition énergétique dans l'Union européenne.

Ces politiques visent en partie à apporter une réponse au contexte international récent, marqué par une montée en puissance du protectionnisme et une concurrence croissante pour la maîtrise des technologies et approvisionnements clés pour la transition énergétique : des stratégies similaires sont également mises en œuvre par certaines grandes puissances économiques mondiales (*Inflation Reduction Act* aux États-Unis, ou le programme *Made in China 2025* en Chine).

Les trajectoires de consommation élaborées dans le Bilan prévisionnel 2023 intègrent ces politiques récentes en matière de réindustrialisation de la France : elles supposent une production industrielle se réorientant à la hausse, avec une valeur ajoutée industrielle qui croîtrait ainsi de près de 24% entre 2019 et 2035 dans les trajectoires des scénarios A et B. Un prérequis néanmoins essentiel pour que cette croissance ait lieu consiste à ce que les industriels puissent bénéficier de prix de l'électricité compétitifs en France (*cf. chapitre 9*).

La trajectoire C de mondialisation contrariée est structurée différemment. Dans ce scénario, la production industrielle reste durement affectée par la faible croissance économique et l'impact du contexte international sur la compétitivité des industries, en particulier celle des branches énérgo-intensives, en raison de la diminution de la demande finale. De ce fait, la croissance de la valeur ajoutée industrielle serait moindre que dans les trajectoires A et B, de l'ordre de 10% entre 2019 et 2035.

2.3.2 L'électrification des usages : une bascule des énergies fossiles vers les énergies bas-carbone telles que l'électricité qui doit s'accélérer pour atteindre les objectifs climatiques et baisser la facture énergétique de la France

Déjà identifiée comme un des leviers essentiels pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, l'électrification des usages, en remplacement des énergies fossiles, doit s'accélérer pour tenir compte du renforcement des objectifs climatiques au niveau européen sous l'effet du paquet *Fit for 55*.

De plus, la révision à la baisse du potentiel de biomasse et des puits carbone depuis la précédente SNBC, dans le cadre des travaux sur la planification écologique, conduit d'autant plus à renforcer le besoin d'électrification pour décarboner l'économie française.

Cette volonté d'accélérer la décarbonation se traduit aujourd'hui dans les différents plans et stratégies engagés par l'État et se voit également dans l'augmentation forte des demandes de raccordement adressées à RTE (et aux gestionnaires du réseau de distribution) pour des projets de décarbonation de l'industrie, de production d'hydrogène ou de nouvelles usines (méga-usines de batteries, etc.). En complément, la croissance forte des ventes de véhicules électriques observée ces trois dernières années tend à conforter l'hypothèse d'une accélération de l'électrification des transports.

Au cours des dix prochaines années, l'électrification devrait porter principalement sur les usages/secteurs suivants, qui reposent encore largement sur les énergies fossiles aujourd'hui :

- ▶ dans le secteur des transports, aujourd'hui largement dominé par les carburants pétroliers, **la diffusion de véhicules routiers 100% électriques ou hybrides rechargeables en remplacement des véhicules thermiques classiques apparaît incontournable pour décarboner le secteur.** Si une telle dynamique est déjà enclenchée pour les véhicules légers depuis une dizaine d'années, les nouveaux objectifs climatiques du *Fit for 55* et les nouvelles réglementations européennes (interdiction de vente de nouveaux véhicules émettant des gaz à effet de serre en 2035) impliquent une accélération de cette diffusion par rapport aux précédentes projections (notamment scénario central des *Futurs*

énergétiques 2050). De même, concernant les poids lourds, les nouvelles exigences européennes justifient d'envisager désormais une électrification accrue, confirmée en outre par les retours des constructeurs à la consultation publique ;

- ▶ le recours à des solutions électriques efficaces est également un facteur déterminant dans la décarbonation du secteur du bâtiment. Cette électrification passe pour l'essentiel par le remplacement des équipements utilisant des combustibles fossiles (fioul, gaz) par des solutions bas-carbone comme les **pompes à chaleur électriques**, en complément d'autres solutions bas-carbone, comme le chauffage au bois et les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération (voir chapitre 10 pour le détail des analyses d'impact du développement des pompes à chaleur) ;
- ▶ **l'électrification directe de certains procédés industriels** en substitution aux combustibles fossiles, via des techniques électriques performantes (pompes à chaleur industrielles, techniques résistives, induction, conduction, compression mécanique de vapeur, etc.), constitue un premier axe pour décarboner l'industrie ;
- ▶ pour d'autres procédés industriels difficilement électrifiables, comme la production d'acier ou d'ammoniac, une autre solution permettant de les décarboner repose sur le recours à l'**hydrogène bas-carbone**. La consommation d'électricité pour la production d'hydrogène par électrolyse représente également un enjeu pour le système électrique dans les prochaines décennies ;
- ▶ enfin, le recours à de l'**hydrogène bas-carbone** pour décarboner certains segments de la mobilité (sous forme d'hydrogène ou de carburants de synthèse) comme les **transports aérien et maritime** constitue une solution désormais privilégiée pour la décarbonation de ces secteurs.

Dans l'ensemble, ces différents transferts depuis les énergies fossiles représentent une consommation d'électricité supplémentaire de près de 225 TWh d'ici 2035 dans les scénarios « A », avant prise en compte des effets d'efficacité et de sobriété énergétique.

2.3.3 L'efficacité énergétique : l'atteinte des objectifs climatiques s'appuie sur la poursuite des efforts d'amélioration de l'efficacité des équipements et procédés et sur la massification de certaines actions telles que la rénovation des bâtiments

L'efficacité énergétique, qui passe par l'amélioration des performances des équipements, procédés ou encore des bâtiments, est un levier déployé de longue date pour l'atteinte des objectifs énergie climat. Au cours des dernières années, l'amélioration de l'efficacité énergétique a ainsi largement contribué à diminuer la consommation énergétique en France et à stabiliser en particulier la consommation d'électricité : des améliorations sont ainsi visibles dans de nombreux secteurs et usages (éclairage, moteurs et autres procédés industriels, électroménager, informatique...). Toutes les études prospectives sur la décarbonation du secteur énergétique montrent que ces efforts doivent se poursuivre, voire s'accélérer pour atteindre les objectifs climatiques et la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Parmi les leviers d'efficacité énergétique, deux catégories peuvent être distinguées : l'amélioration de la performance thermique des bâtiments d'une part, celle des performances des équipements, aussi bien dans les bâtiments que dans l'industrie ou les transports, d'autre part. Si la finalité est la même et permet de réduire la consommation d'énergie pour un usage final identique, la dynamique de mise en œuvre et les gains associés sont de natures différentes.

Performance thermique des bâtiments

S'agissant des bâtiments, les normes sur la construction neuve sont devenues progressivement de plus en plus exigeantes : en particulier, la nouvelle réglementation environnementale publiée en 2020 doit permettre de disposer de bâtiments neufs très performants sur le plan énergétique. Compte tenu du faible taux de renouvellement du parc de bâtiments (de l'ordre de 1% par an), agir sur la construction neuve est cependant loin de suffire pour atteindre les objectifs énergie-climat : **il est donc crucial d'agir sur les bâtiments existants via la rénovation thermique pour**

maîtriser la consommation liée au chauffage, et dans une moindre mesure, mais croissante, liée à la climatisation, et améliorer le confort thermique des habitants (hiver et été).

Des mesures réglementaires et financières sont mises en place depuis plusieurs années pour permettre d'infléchir le rythme des rénovations thermiques des bâtiments, notamment les plus mal isolés (« passoires »), par exemple via l'interdiction de mise en location des logements les plus mal isolés (passoires thermiques depuis 2023, puis logements classés G, F et E en 2025, 2028 puis 2035 respectivement) et via des incitations financières (p. ex. : Ma Prime Rénov', Eco-PTZ, CEE). Pour le secteur tertiaire, le règlement éco-énergie tertiaire oblige les gestionnaires de bâtiments de surface supérieure à 1000 m² à réduire leurs consommations énergétiques de 40% en 2030, de 50% en 2040 et de 60% en 2050.

Toutefois, le rythme actuel des rénovations et plus encore leur performance se situent encore aujourd'hui bien en dessous des objectifs publics. La comparaison entre le rythme réel de rénovation et les objectifs constitue un exercice délicat dans la mesure où les effets de la rénovation doivent s'apprécier à la fois en termes de nombre de rénovations réalisées (ou de gestes de rénovation) mais également en termes de performance (i.e. gains énergétiques permis par les rénovations réalisées). Les sources de données sur ce sujet sont par ailleurs difficiles à synthétiser. Toutefois, les informations disponibles suggèrent que le rythme actuel de rénovation reste bien inférieur aux objectifs publics : les nouveaux objectifs annoncés par le SGPE prévoient près de 500 000 logements rénovés (exprimés en équivalent « rénovations performantes, équivalent à -75 kWh/m²/an »)¹⁰ en moyenne par an jusqu'à 2030, tandis le rythme observé aujourd'hui correspond à environ 230 000 rénovations équivalentes à des rénovations performantes (dont environ 60 000 rénovations réellement performantes et

10. Cette métrique permet de disposer de chiffres comparables en matière de rénovations.

un grand nombre d'autres rénovations de performance moindre mais dont l'effet agrégé est équivalent 170 000 rénovations performantes). Cet écart entre les ambitions et la mise en pratique est également souligné par de nombreux retours, mais aucun consensus ne ressort sur la trajectoire effectivement atteignable. Un enjeu porte également sur l'augmentation du nombre d'entreprises du bâtiment labellisées RGE, label qui est un gage de qualité des travaux mais qui affiche une baisse en 2022, et ce alors que les principaux dispositifs incitatifs à la réalisation de travaux de rénovation sont conditionnés à l'attribution des travaux à des professionnels labellisés RGE.

Les enquêtes réalisées en 2022/2023 par IPSOS pour RTE montrent par ailleurs que **si de nombreux Français envisagent de procéder à des opérations de rénovation, celles-ci portent essentiellement sur des gestes isolés qui auront probablement un faible gain énergétique**. De nombreux freins subsistent à date : notamment, les dispositions à payer sont faibles au regard du coût de travaux performants, les aides financières globalement méconnues et des doutes existent sur la rentabilité des projets.

Au regard de ces éléments, le rythme des rénovations performantes à considérer sur l'horizon d'étude est ainsi très incertain et nécessite d'adopter une approche prudente, même si une trajectoire ambitieuse semble indispensable à l'atteinte des objectifs climatiques. Les visions les plus hautes étudiées par RTE dans ce Bilan prévisionnel se fondent sur une hypothèse de 380 000 logements rénovés (exprimé en équivalent «rénovations performantes, équivalent à -75 kWh/m²/an») en moyenne par an jusqu'à 2035, ce qui correspond déjà à une accélération notable par rapport au rythme actuel. **Une telle trajectoire de rénovations permettrait de baisser la consommation électrique liée au chauffage des bâtiments résidentiels et tertiaires de l'ordre de 20 TWh en 2035**. Ce gain s'entend sur la consommation d'électricité uniquement et après effet rebond. Il ne prend pas en compte les économies réalisées avec la rénovation de logements chauffés autrement qu'à l'électricité : à la baisse de consommation électrique, s'ajoute donc également une baisse de consommation de

combustibles fossiles pour les logements restant chauffés par des chaudières au gaz ou au fioul.

Par ailleurs, une trajectoire de rénovation plus importante, telle qu'envisagée par les pouvoirs publics (500 000 rénovations performantes par an en moyenne d'ici 2030), serait encore plus favorable pour la réduction des émissions et pour la maîtrise de la demande énergétique. Celle-ci nécessite toutefois des mesures supplémentaires fortes pour infléchir réellement le rythme de rénovation des bâtiments.

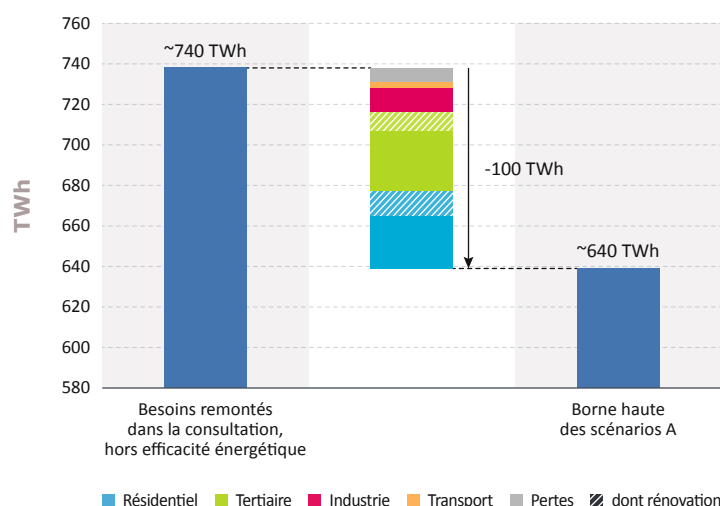
Performance énergétique des équipements

S'agissant de l'amélioration des performances des équipements (électroménager, moteurs, procédés industriels), celle-ci peut généralement s'appuyer sur une dynamique de renouvellement plus favorable, les équipements concernés ayant souvent une durée de vie de l'ordre de quelques années ou de la dizaine d'années. Ainsi, **le renouvellement « naturel » du parc d'équipements les plus anciens par des équipements neufs aux performances bien meilleures conduit mécaniquement à améliorer l'efficacité énergétique**. Ces leviers contribuent actuellement à faire baisser la consommation dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel, et dans une moindre mesure des transports. La généralisation des éclairages à LED a par exemple permis de réduire de 10 TWh la consommation d'éclairage entre 2010 et 2020.

À titre d'exemple également, la consommation unitaire moyenne d'un réfrigérateur a baissé de près de 30% entre 2010 et 2020, et les équipements les plus performants sur le marché actuellement peuvent quant à eux consommer plus de 50% de moins que la consommation moyenne du parc. Ainsi, le renouvellement progressif du parc pourrait conduire à une consommation unitaire plus faible de 25% en 2035 par rapport à aujourd'hui.

Renforcer les gisements accessibles au-delà de l'amélioration tendancielle implique néanmoins des actions complémentaires. Il s'agit d'une part d'intensifier le soutien

Figure 2.13 Effets possibles sur la consommation électrique des leviers d'efficacité énergétique en 2035



- 1 **Réduction des consommations unitaires des équipements :** directives européennes d'écoconception, renouvellement du parc d'équipements, amélioration des procédés industriels, etc.
- 2 **Mise en œuvre de politiques publiques volontaristes :** rénovation thermique des bâtiments (multiplication par trois des efforts moyens), réglementation sur la construction neuve, dispositif « éco-énergie tertiaire », utilisation privilégiée des pompes à chaleur avec une réduction accélérée de l'usage du gaz fossile pour le chauffage

Note : les effets de la rénovation portent ici uniquement sur la consommation d'électricité et n'incluent pas les gains sur la consommation de gaz ou de fioul

aux innovations permettant des gains d'efficacité énergétique dans les équipements et, d'autre part, d'accentuer le ciblage des renouvellements vers les équipements les plus performants, par exemple avec des incitations financières ou le retrait du marché des équipements les moins performants.

La poursuite et l'accélération de ces actions semblent donc atteignables même si elles doivent être appuyées par des mesures réglementaires fortes (normes, étiquetage énergétique, directives d'écoconception, prix du carbone et extension du marché ETS...). Les gains associés pourraient s'élever au total à 75 à 100 TWh environ à l'horizon 2035 dans les différents secteurs concernés. Par exemple, à cet horizon :

- ▶ la poursuite de la généralisation des LED pourrait encore permettre de faire baisser la consommation dans les secteurs résidentiel et tertiaire de 15 TWh ;

- ▶ le gisement accessible de gains sur les procédés industriels devient limité, et ne pourrait faire gagner que 13 TWh environ.

Au global, dans les trajectoires de consommation les plus ambitieuses (scénarios « A-référence » et « A-bas »), les gains permis par l'efficacité énergétique¹¹ pourraient atteindre environ 100 TWh à l'horizon 2035, dont environ 20 TWh liés aux rénovations thermiques¹² et 80 TWh liés aux performances énergétiques des équipements.

Des hypothèses plus prudentes, en particulier en matière de rythme et de performance des rénovations, sont étudiées à travers les différents scénarios et, dans le détail, dans le chapitre 10 en ce qui concerne les hypothèses sur les rénovations. Cela permet d'anticiper les conséquences pour le système électrique et notamment l'équilibre production-consommation.

11. Il s'agit dans cette évaluation d'un gain théorique, en écart à une situation contrefactuelle où les consommations unitaires des équipements seraient figées à leur valeur actuelle.

12. Les effets des rénovations thermiques portent ici uniquement sur la consommation d'électricité et n'incluent pas les gains sur la consommation de gaz ou de fioul.

2.3.4 La sobriété : un levier essentiel pour accélérer et consolider l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques, qui peut s'appuyer sur l'expérience de l'hiver 2022-2023

Depuis plusieurs années, le concept de la sobriété est au cœur de l'approche de la transition énergétique préconisée par une partie de la société civile via plusieurs ONG. Le concept a été repris et approfondi dans le cadre de scénarios institutionnels comme ceux de l'ADEME ou de RTE. Ainsi, dans les *Futurs énergétiques 2050*, un scénario dédié est consacré à la sobriété, définie dans ce cas comme un projet de société impliquant des changements structurels de modes de vie qui reposent sur un ensemble d'actions individuelles et collectives planifiées. Dans son sixième rapport d'évaluation publié en 2022, la sobriété est également évaluée par le GIEC comme l'un des trois piliers essentiels pour respecter l'Accord de Paris visant à limiter le réchauffement planétaire « bien en deçà de 2°C », au même titre que l'efficacité et la décarbonation (voir encadré sur le rôle des actions sur la demande).

À l'occasion de la crise énergétique connue au cours de l'hiver 2022-2023, la notion de sobriété a dépassé le cadre du débat d'experts sur la transition énergétique et a diffusé progressivement auprès de la population, notamment au travers du plan sobriété mis en place par le gouvernement. Le périmètre des mesures de sobriété proposées pour l'hiver 2022-2023 est toutefois différent de celui des « scénarios sobriété » pour la neutralité carbone, dans la mesure où le plan sobriété renvoie essentiellement à des actions individuelles immédiates ou d'urgence, articulées autour de gestes simples (baisser la température, éteindre les lumières inutiles ainsi que les appareils en veille, adopter des modes de cuisson économes, etc.).

Finalement, la crise de l'hiver 2022-2023 a conduit à une diminution historique de la consommation d'électricité, de l'ordre de 9% après prise en compte de la correction météorologique. Cette baisse intègre les actions réalisées par les ménages, les entreprises, les collectivités et les gros industriels. Les premiers enseignements du

bilan de l'hiver passé présentés par RTE le 16 mars 2023 ont souligné qu'il était *a priori* compliqué de distinguer les raisons de la baisse de consommation observée, et d'identifier la part de ces gestes qui relevait d'une volonté de sobriété par rapport à celle qui répondait à l'augmentation du coût de l'électricité ou plus généralement du coût de la vie (inflation). La tendance a perduré au printemps 2023, avec une baisse de l'ordre de 7% à 8%¹³.

Les retours de la consultation publique montrent que la pérennisation de ces gestes ne fait pas consensus et que la mise en œuvre d'actions de sobriété plus structurelles peut soulever des questions d'acceptabilité.

En parallèle à la concertation des acteurs du monde de l'énergie, l'enquête menée par IPSOS sur l'apptérence des Français envers les transformations qu'implique la transition énergétique et climatique comprenait, dans la vague réalisée en 2023, une partie dédiée au retour d'expérience de l'hiver dernier. Cette dernière révèle notamment que les Français sont plutôt favorables à poursuivre, voire renforcer, les actions de sobriété énergétique mises en place l'hiver dernier, portant majoritairement sur des gestes simples du quotidien dans les logements (par exemple : baisser son chauffage). **Il serait donc accessible de pérenniser a minima une partie des comportements observés l'hiver dernier (pour les ménages et dans le secteur tertiaire).** En complément, il semble envisageable d'aller plus loin en mobilisant des actions de sobriété énergétique complémentaires, en lien notamment avec l'acte 2 du plan de sobriété du gouvernement (publié en juin 2023). Ces leviers essentiellement comportementaux sont accessibles et possibles à court terme. Ils pourraient ainsi permettre un effet baissier sur la consommation d'électricité de près de 25 TWh à l'horizon 2035. Ces évolutions sont ainsi désormais intégrées en base dans toutes les trajectoires de référence du Bilan prévisionnel 2023.

13. <https://www.rte-france.com/actualites/perspectives-securite-apvisionnement-electricite-ete-automne-hiver-2023>

Le rôle des actions sur la demande dans la transition énergétique et climatique : les enseignements du sixième rapport d'évaluation du GIEC

Le GIEC a publié en 2022 son sixième rapport d'évaluation portant sur l'état des lieux des solutions pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Pour la première fois, un chapitre entier a été consacré aux actions sur la demande, et vient préciser le gisement associé à des changements dans les modes de vie ainsi que les trajectoires permettant de respecter l'Accord de Paris. Ce nouveau rapport propose également une définition de la sobriété et illustre le champ des actions mobilisables pour la concrétiser.

L'un des enseignements majeurs de ce nouveau rapport porte sur le rôle des actions sur la demande (sobriété, efficacité énergétique, électrification et autres transferts d'usages vers des énergies bas-carbone), désormais considérées comme incontournables pour l'atteinte de la neutralité carbone. Le GIEC estime que le potentiel des actions sur la demande pourrait permettre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'ordre de 40 à 70 % d'ici 2050 à l'échelle mondiale. La concrétisation de ce potentiel implique néanmoins une redéfinition profonde et systémique de l'organisation économique et sociale, avec des actions déployées dans tous les secteurs, qui portent sur la décarbonation des usages (notamment par leur électrification), l'adoption d'équipements efficaces et le déploiement de politiques de sobriété. Concrètement, cela nécessite la combinaison de multiples changements parallèles : institutionnels, infrastructurels, technologiques, comportementaux, socio-culturels et marchands.

Plus précisément, le rapport indique que les actions d'atténuation portant sur la demande :

- ▶ *sont compatibles avec des niveaux de bien-être pour tous*, qui peuvent être élevés voire améliorés ;
- ▶ *favorisent la possibilité d'un développement compatible avec les limites planétaires*, avec de moindres risques environnementaux et l'élimination du besoin de technologies avec forte incertitude ;
- ▶ *ouvrent la voie à de nouveaux potentiels d'atténuation*, facilitant ainsi l'atteinte des objectifs climatiques de moyen terme, avec une réduction du besoin de recourir à des prix élevés du carbone par ailleurs politiquement risqués.

Concernant plus spécifiquement le levier de la sobriété, le GIEC le définit « comme le fait d'éviter la demande de matériaux, d'énergie, de terres, d'eau et d'autres ressources naturelles tout en garantissant un niveau de vie décent pour tous dans le respect des limites planétaires ». La sobriété devrait ainsi viser, a minima dans sa dimension climatique, une diminution de la demande en ressources émettrices de gaz à effet de serre (énergies fossiles, matières premières carbonées dans l'industrie, fertilisants, ruminants, gaz fluorés) tout en ajustant à la baisse la demande en biens et services afin d'être rendue compatible avec un niveau de vie décent pour tous et la neutralité carbone.

Une revue de l'usage du terme de «sobriété» dans les travaux récents fait néanmoins apparaître des différences conceptuelles importantes. Ces différences portent en premier lieu sur le périmètre de la sobriété, qui peut être restreint à

l'énergie ou concerner un ensemble plus large de ressources naturelles (matériaux, eau, terres, etc.). L'objet et la finalité de la sobriété y sont également souvent différents, avec une majorité de définitions qui rapportent la sobriété à des comportements individuels de réduction de la consommation. D'autres définitions interrogent quant à elles davantage notre façon d'être en relation au monde. Elles mettent l'accent sur l'objectif visé par la sobriété et questionnent les cadres collectifs qui contribuent à forger les comportements individuels.

Les contributions des sciences sociales indiquent qu'une conception large de la réduction de la demande visée par la sobriété devrait inclure à la fois les ménages, mais aussi les multiples organisations de la société (entreprises,

collectivités, administrations). Elles envisagent par ailleurs des conceptions plus larges de la sobriété, qui reposent sur des actions de réductions absolues, de report, de longévité des produits et de pratiques de partage, et ajoutent les perspectives de juste répartition des accès aux ressources. Elles considèrent ainsi un champ plus large d'actions mobilisables pour concrétiser la sobriété, qui portent à la fois sur la consommation et la production des biens et services.

Ces nouvelles connaissances viennent confirmer le besoin de représenter plus finement les leviers d'action portant sur la demande dans les exercices de prospective énergétique, et d'analyser de manière détaillée les changements dans les modes de vie et les implications sociétales soulevées par les trajectoires étudiées.

À l'horizon 2030-2035, il pourrait également être possible d'envisager des ruptures plus profondes dans les modes de production et de consommation. Les résultats de l'enquête menée par IPSOS pour RTE avaient toutefois montré que de telles ruptures, par exemple dans l'habitat ou dans les modes de déplacement, étaient plus difficilement accessibles en l'état actuel du contexte. Plus précisément, certaines transformations associées aux modes de vie (réduction de l'utilisation de la voiture et report modal, réduction de la taille des véhicules, réduction des surfaces des logements), semblent ambitieuses mais peuvent être envisagées par une partie des ménages français mais sous certaines conditions. En revanche, la possibilité de « bascules profondes » dans les modes de vie ou le modèle de société apparaît aujourd'hui nettement en écart avec les appétences déclarées

des Français et se heurte en partie à des freins culturels ou d'organisation plus difficiles à lever.

Pousser l'effort de sobriété plus loin apparaît donc envisageable mais nécessiterait des évolutions fortes sur l'offre, sur l'accompagnement des ménages, et sur les politiques publiques impactant l'environnement dans lequel évoluent les ménages (par exemple, services de transports collectifs, infrastructures cyclables, organisation de la ville, offre en logements collectifs désirables, structuration du marché de la colocation, filière mobilité produisant des petits véhicules en Europe...). Cela passe par l'amélioration de la disponibilité, du prix et du côté pratique des options sobres, ce qui constitue un facteur clé pour amener les ménages à modifier leurs comportements¹⁴.

14. OCDE. Comportement des ménages et environnement : opérer des choix durables sur fond de crises interdépendantes. Paris : Organisation for Economic Co-operation and Development, 2023.

Des mesures relevant de la réglementation ou de l'incitation, par exemple via une taxation renforcée des options les moins sobres ou par des normes/interdictions, peuvent également être mobilisés pour concrétiser ces transformations.

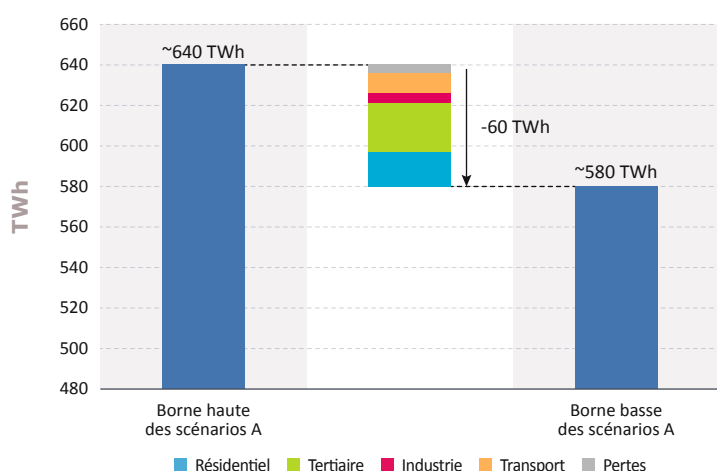
À l'horizon 2035, des ruptures de modes de vie, même consenties, pourraient produire des effets encore relativement limités sur la trajectoire de consommation électrique du fait de l'inertie associée à l'évolution des secteurs concernés. Dans le nouveau Bilan prévisionnel, l'activation de ces leviers complémentaires, dans une forme de «sobriété structurelle», permettrait de limiter la hausse de la consommation d'électricité, de l'ordre de 35 TWh supplémentaires à l'horizon 2035 (et plus par la suite), soit un potentiel de gain total d'environ 60 TWh (dans le scénario «A - bas»).

Dans ce type de configuration, les gisements de «sobriété structurelle» identifiés dans le cadre de la concertation reprennent et complètent ceux qui avaient déjà été testés dans le scénario «sobriété» des *Futurs énergétiques 2050* : réduction des surfaces habitées pour réduire les consommations de chauffage, baisse de l'utilisation des véhicules particuliers et report vers

d'autres moyens de mobilité, réduction du poids et de la taille des véhicules (thermiques et électriques) de demain, meilleur taux d'occupation des véhicules particuliers, baisse du trafic aérien, éco-conception, réduction de la consommation finale de produits manufacturés... L'enquête menée par IPSOS pour RTE révèle néanmoins qu'ils ne sont pas tous au même degré d'appétence au sein de la population : certains changements pourraient ainsi impliquer des actions publiques d'autant plus fortes pour faire évoluer les normes sociales et faciliter leur émergence.

À l'horizon de la neutralité carbone en 2050, des transformations d'ampleur des modes de consommation et d'organisation collective restent envisageables et pourraient prendre le relais de la sobriété des gestes simples du quotidien pour accroître le potentiel d'économies d'énergie. Ces transformations dépendront de l'appétence des particuliers et entreprises à s'engager dans des évolutions des modes de vie mais également des politiques publiques permettant de les faciliter. Compte tenu de l'inertie dans l'évolution des modes de vie, ces politiques publiques doivent être engagées sans tarder pour que la sobriété énergétique puisse avoir un effet important à long terme.

Figure 2.14 Effets possibles sur la consommation électrique des leviers de sobriété en 2035



- 1 Atteindre -25 TWh :**
 - ▶ température de chauffage à 19°C
 - ▶ report modal : +30% des trajets en transport collectif, x5 pour les trajets en vélo
 - ▶ gestes simples : réduire la consommation d'eau chaude, éteindre les lumières inutiles...

- 2 Atteindre -60 TWh :**
 - ▶ température de chauffage à 19°C
 - ▶ report modal : x2 des trajets en transport collectif, x6 pour les trajets en vélo
 - ▶ au-delà des gestes simples : des évolutions dans la manière d'habiter, de se déplacer et de consommer

2.4 Trois familles de scénarios et de nombreuses variantes contrastées permettent de balayer un large spectre d'évolutions possibles de la consommation électrique

2.4.1 Trois familles de scénarios correspondant à des exercices de nature différente

À partir des deux cadrages macroéconomiques présentés au paragraphe 2.2.3, plusieurs trajectoires de consommation ont été élaborées pour mener les analyses sur l'enjeu de l'accélération de la décarbonation et du renforcement de la souveraineté énergétique et industrielle de la France dans les quinze prochaines années. Le dispositif d'étude s'articule autour de trois familles de scénarios.

Les trajectoires de référence « Accélération réussie » (famille de scénarios A) sont construites de manière prospective, de manière à atteindre les nouveaux objectifs des pouvoirs publics (accélération de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, réindustrialisation) et à positionner l'évolution du système énergétique sur une trajectoire de neutralité carbone à plus long terme. Ces scénarios illustrent ainsi les futurs possibles pour atteindre les objectifs de la France, en mobilisant tous les leviers identifiés, à la fois sur la consommation et sur la production, dans des proportions variables. Trois scénarios sont ainsi testés avec des niveaux différents de mobilisation de l'efficacité énergétique et de la sobriété. Ils sont par ailleurs supposés s'intégrer dans un contexte macroéconomique mondial qui revient à une situation plus favorable à moyen terme.

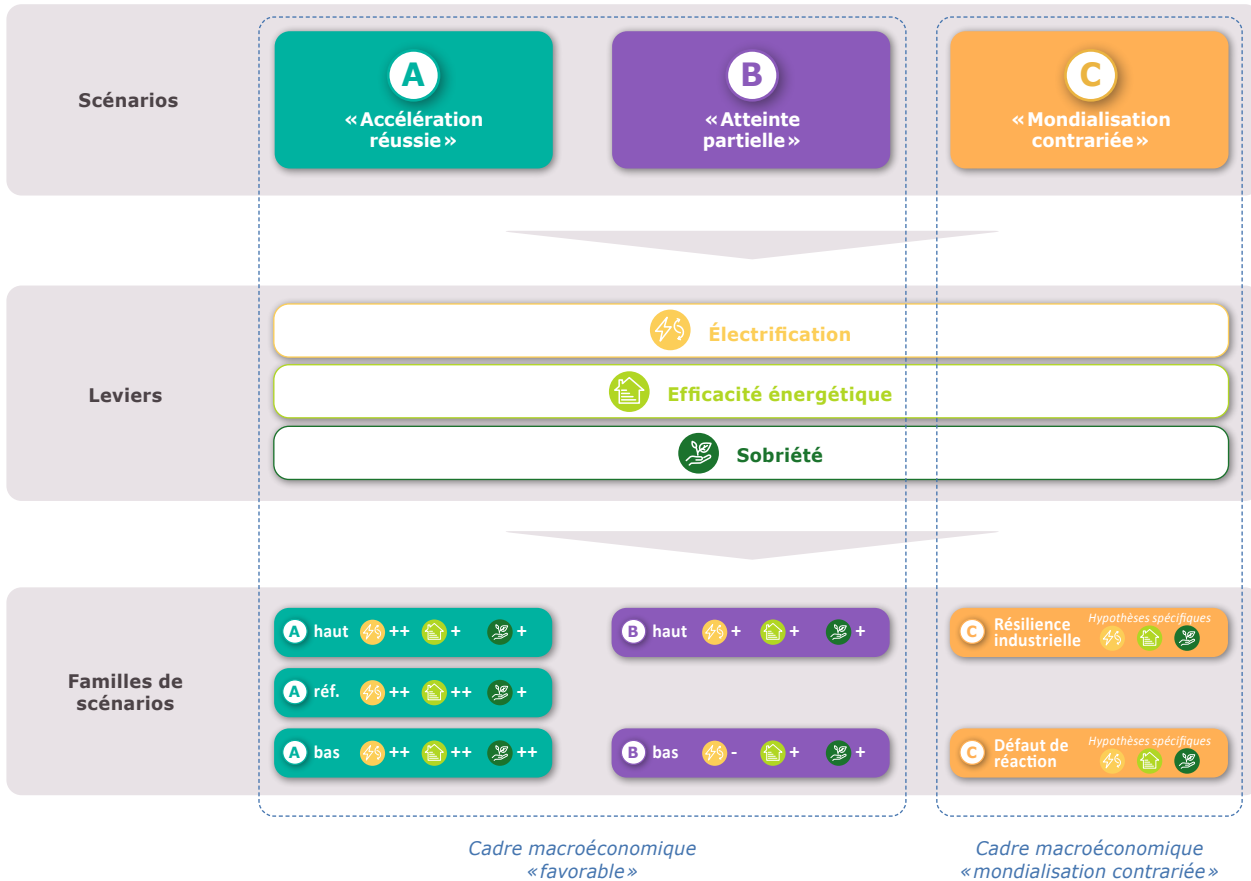
Les trajectoires « Atteinte partielle » (famille de scénarios B) s'inscrivent dans un environnement dans lequel les orientations publiques produisent des effets, mais avec une intensité et/ou une rapidité moindre par rapport aux ambitions (sur la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique et de sobriété, la sortie des fossiles dans le transport ou le bâtiment, etc.). Ces trajectoires permettent d'illustrer et quantifier les conséquences (sur le plan des émissions de gaz à effet de serre, de la sécurité d'approvisionnement, et de l'économie française) d'un retard dans l'atteinte des

objectifs. Elles constituent des scénarios possibles même si moins souhaitables par rapport aux objectifs de lutte contre le changement climatique et de souveraineté économique. Deux scénarios distincts sont testés avec des retards plus ou moins importants sur l'électrification et l'efficacité énergétique.

Les trajectoires « Mondialisation contrariée » (famille de scénarios C) décrivent enfin une configuration où la transition énergétique est confrontée à un cadre macroéconomique et un environnement international plus dégradés. Ces trajectoires retiennent toutefois comme principe que les objectifs de décarbonation sont également atteints dans ce scénario quitte à ce que les coûts de transition soient, dans un premier temps au moins, plus élevés. Ces scénarios visent à documenter les prérequis et les conséquences d'un contexte global plus adverse afin d'identifier les leviers permettant d'éviter les risques de non-atteinte des objectifs climatiques (choix technologiques, relocalisation, sobriété, etc.). Deux trajectoires différenciées de capacités installées en équipements pour la transition sont proposées, afin d'encadrer l'incertitude liée à l'ambition et la capacité à relocaliser la production de ces derniers : la trajectoire haute (dite de résilience industrielle) intègre ainsi, contrairement à la trajectoire basse (dite de défaut de réaction), des dynamiques pro-actives de (re)localisation des chaînes de valeur, soutenues par des politiques industrielles.

Ces trois types de trajectoires intègrent tous, avec des niveaux d'intensité variables, les effets de deux leviers d'action sur la consommation qui devront être impérativement associés à celui de la politique de décarbonation de l'énergie (électrification, recours accru à la biomasse...) : l'amélioration de l'efficacité énergétique et la sobriété. Ils reposent sur des

Figure 2.15 Familles de scénarios du Bilan prévisionnel 2023-2035



implicites en termes de transformations sociétales, qui doivent être révélés afin que ces leviers d'action sur la demande produisent concrètement les effets décrits dans les trajectoires.

Contrairement aux *Futurs énergétiques 2050*, qui visaient à étudier chacun des grands déterminants de la consommation électrique séparément (à travers des scénarios et variantes dédiées «sobriété», «réindustrialisation profonde», «électrification +», «efficacité -»), les nouveaux scénarios du Bilan

prévisionnel combinent ainsi tous électrification accélérée, efficacité énergétique, réindustrialisation et sobriété, selon des rythmes toutefois variés.

La description détaillée des hypothèses sous-jacentes et des trajectoires de ces trois familles de scénarios est présentée dans les parties suivantes, avec une focalisation sur la trajectoire «A - référence» (les autres scénarios étant présentés essentiellement en écart par rapport à cette trajectoire).

2.4.2 Des variantes complémentaires pour évaluer la sensibilité des trajectoires à différentes évolutions spécifiques de la consommation de chaque secteur

Si les grands enjeux à traiter, thème par thème, ont plutôt fait consensus parmi les parties prenantes lors de la consultation publique, il n'en est pas allé de même pour déterminer la manière de rassembler ces enjeux au travers des trois familles de scénarios. De ce fait, de nombreuses variantes autour de ces scénarios apparaissent nécessaires pour représenter les incertitudes et faire varier individuellement certains paramètres clés de l'analyse.

La consultation publique a permis de sélectionner spécifiquement les variantes les plus pertinentes pour ces analyses de sensibilité essentielles à la présentation des résultats au-delà des trois scénarios évoqués précédemment.

Les variantes présentées dans la suite de ce rapport portent essentiellement sur quelques usages

de l'énergie à très fort enjeu en matière de décarbonation :

- ▶ le chauffage des bâtiments (variantes sur le rythme de remplacement du gaz par des solutions de chauffage bas-carbone, sur la performance des pompes à chaleur, sur le rythme des rénovations thermiques, sur le déploiement de pompes à chaleurs hybrides, etc.) ;
- ▶ la mobilité routière électrique, notamment la mobilité lourde (variantes sur le niveau et la dynamique d'électrification du parc de camions notamment) ;
- ▶ le recours à l'hydrogène bas-carbone (variante sur l'intensité de son déploiement, notamment pour la production d'électrocarburants pour les secteurs aérien et maritime).

Les nombreuses variantes analysées sur ces trois secteurs de consommation sont présentées dans les chapitres 10, 11 et 12.

2.5 Famille de scénarios « A » : l'atteinte des objectifs climatiques et de réindustrialisation nécessitent une dynamique élevée d'électrification des usages, combinée à une amélioration soutenue de l'efficacité énergétique et à un renforcement des mesures de sobriété

Les analyses menées lors de l'élaboration des trajectoires de consommation montrent qu'il est quasiment impossible d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre du *Fit for 55* à l'horizon 2030 sans un niveau très élevé d'électrification des usages, directe (chauffage, électromobilité...) ou indirecte (via l'hydrogène bas-carbone), et sans un déploiement poussé des actions d'amélioration de l'efficacité énergétique (rénovation thermique des bâtiments notamment) et de sobriété (des «gestes simples» individuels à des évolutions sociétales plus profondes dans la manière d'habiter, de se déplacer et de consommer).

Les trois exemples de trajectoires A d'atteinte des objectifs publics retiennent ainsi des hypothèses similaires pour l'électrification directe ou indirecte des usages et se distinguent principalement par des degrés d'activation différents des leviers de sobriété et d'efficacité énergétique.

La trajectoire «A - référence» suppose un niveau très poussé d'amélioration de l'efficacité énergétique, combiné à une sobriété limitée essentiellement aux «gestes simples», conduisant à un niveau de consommation intérieure d'électricité de 615 TWh environ à l'horizon 2035.

Figure 2.16 Consommation intérieure d'électricité – trajectoire «A - référence»

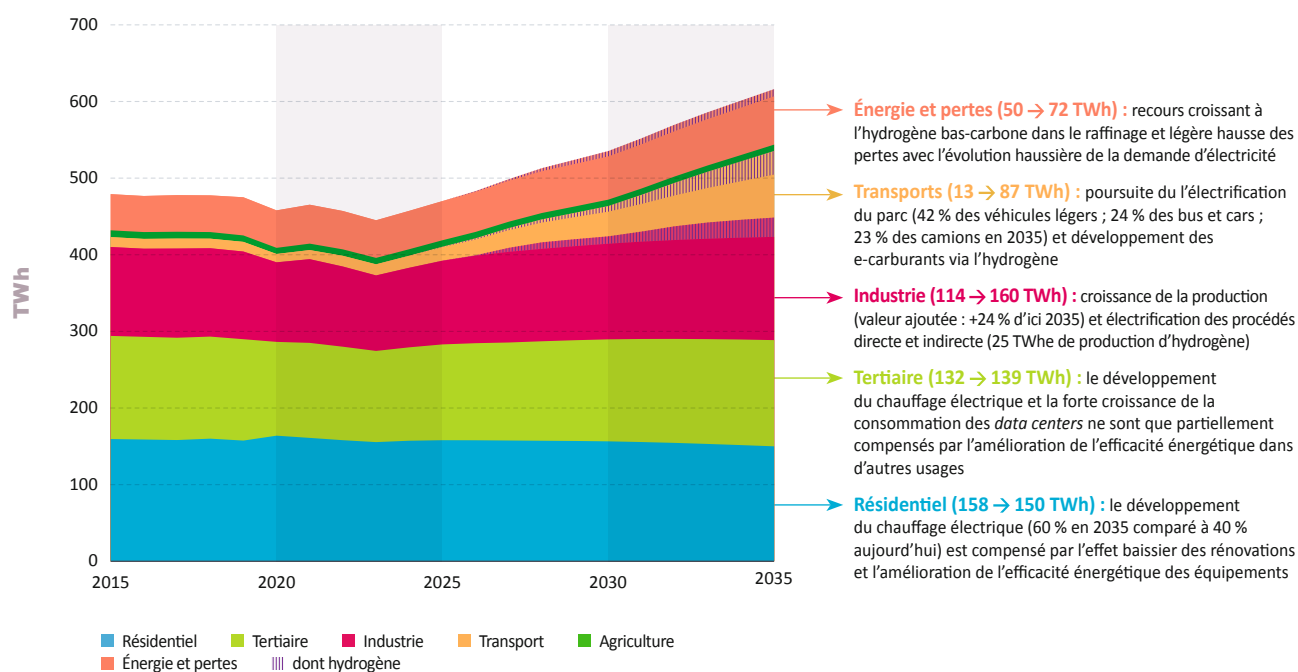
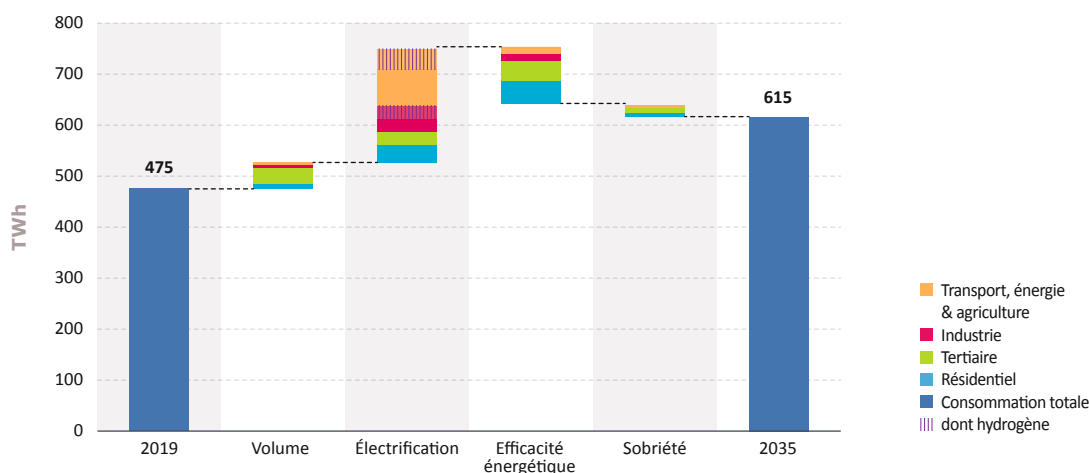


Figure 2.17 Décomposition en grands effets de l'évolution de la consommation d'électricité entre 2019 et 2035 dans la trajectoire «A - référence»



La figure 2.17 présente une décomposition de l'évolution de la consommation entre 2019 et 2035 selon les principaux déterminants¹⁵ étudiés.

L'effet «volume» traduit les conséquences sur la consommation d'électricité d'une politique de réindustrialisation du pays, et reflète également les conséquences du cadre macroéconomique.

Afin d'illustrer l'amplitude de la famille des trajectoires A permettant l'atteinte des objectifs publics et de pouvoir mener des analyses de robustesse sur l'équilibre offre-demande dans des situations contrastées, une trajectoire «A - bas» et une trajectoire «A - haut», volontairement encadrantes, ont également été élaborées :

- ▶ la trajectoire «A - bas» se distingue de la trajectoire «A - référence» par un niveau poussé






de sobriété, qui repose sur des évolutions sociétales plus profondes facilitant un infléchissement durable et significatif des pratiques individuelles (telles que décrites pour la trajectoire «sobriété» des *Futurs énergétiques 2050*¹⁶), et qui permet de modérer la hausse de la demande d'électricité (580 TWh environ en 2035) ;

- ▶ la trajectoire «A - haut» suppose en revanche un moindre déploiement de l'efficacité énergétique par rapport à la trajectoire «A - référence» (du fait notamment d'un moindre rythme des rénovations thermiques dans les bâtiments) ainsi que des hypothèses majorantes sur certains usages en forte croissance, comme les *data centers*, avec en corollaire un niveau plus élevé de consommation électrique (environ 640 TWh en 2035).

15. L'effet «volume» représente l'estimation de l'impact de la croissance des paramètres extensifs (démographie, croissance économique, réindustrialisation, activité des *data centers*) sur la consommation.

16. Le scénario «sobriété» des *Futurs énergétiques 2050* repose sur une transformation de la société cohérente dans son ensemble et reposant sur six axes transverses aux modes de vie tels que proposés par l'association Virage énergie : relocalisation, suffisance matérielle, décélération, services partagés, activités gratuites et adéquation culture-nature.

Figure 2.18 Principales hypothèses des différentes trajectoires A

		2019	2035		
			A bas	A référence	A haut
Consommation 	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	580 TWh	615 TWh	640 TWh
	Cadrage socioéconomique 	PIB (TCAM) Population (France métropolitaine)	+1,8% 65,1 millions	2022/2035 : +1,1% 67,0 millions	2022/2035 : +1,1% 67,0 millions
Électrification 			++	++	++
	Part des logements chauffés à l'électricité	37%	60%	60%	60%
	Part des surfaces tertiaires chauffées à l'électricité	29%	54%	54%	54%
	Part des véhicules légers électrifiés	1%	38%	42%	42%
	Transferts vers l'électricité directe depuis 2019 dans l'industrie	-	+23 TWh	+23 TWh	+23 TWh
Production bas-carbone d'hydrogène	-	65 TWh	65 TWh	65 TWh	
Efficacité énergétique 			++	++	+
	Rénovations du bâti résidentiel en « équivalent rénovations performantes » (équivalent -75 kWh _{th} /m ² /an - moyenne sur 2023-2035)	230 000 par an	380 000 par an	380 000 par an	280 000 par an
	Rénovations du bâti tertiaire en « équivalent rénovations performantes » (équivalent -75 kWh _{th} /m ² /an - moyenne sur 2023-2035)	-	8,0 Mm ² par an	8,0 Mm ² par an	5,3 Mm ² par an
	Économie annuelle liée aux rénovations dans le bâtiment (moyenne sur 2023-2035)	-	-3,2 TWh _{th}	-3,2 TWh _{th}	-2,3 TWh _{th}
	Gain sur l'efficacité des procédés électriques industriels (par rapport à 2019)	-	-13 TWh	-13 TWh	-9 TWh
Sobriété 			++	+	+
	Caractéristiques Type d'actions	-	Sociétale Transformation progressive des modes de production, de consommation et d'organisation collective	« Gestes simples » Sobriété comportementale articulée autour de gestes simples à effet immédiat	« Gestes simples » Sobriété comportementale articulée autour de gestes simples à effet immédiat

nb : La consommation intérieure d'électricité inclut la consommation finale d'électricité, ainsi que les consommations internes de la branche énergie, dont la production électrolytique d'hydrogène et les pertes de réseau

Figure 2.19 Consommation intérieure d'électricité – comparaison des différentes trajectoires A

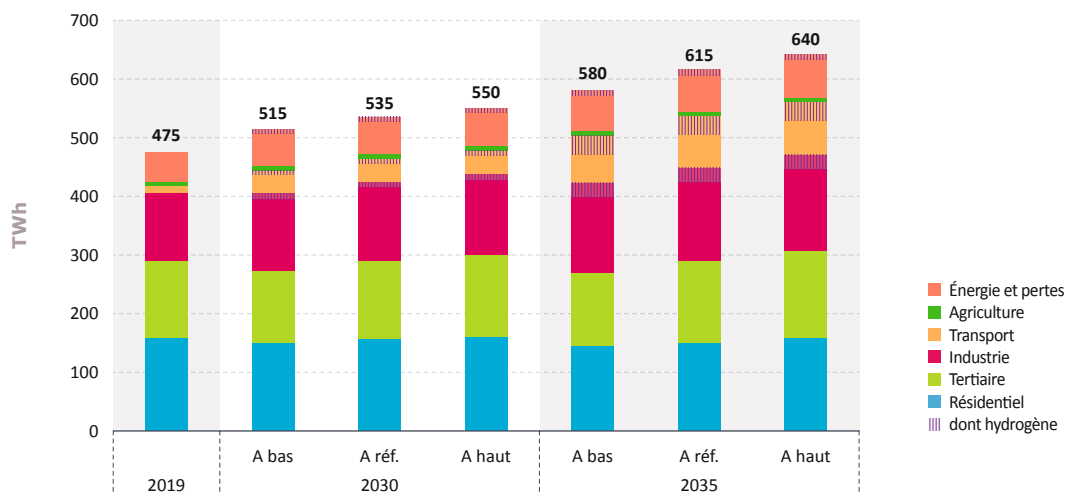
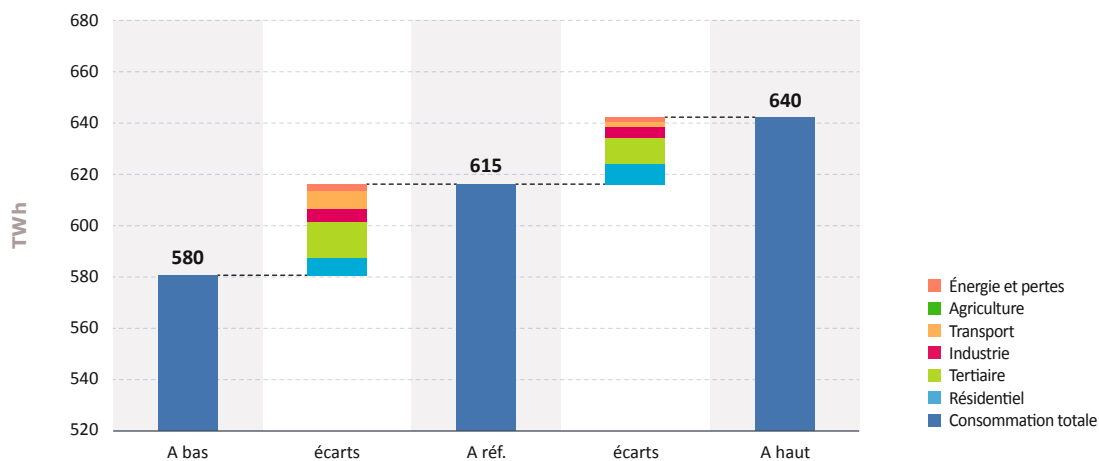


Figure 2.20 Décomposition sectorielle des écarts à l'horizon 2035 entre les différentes trajectoires A



2.5.1 Secteur résidentiel

En 2019, le secteur résidentiel a représenté un peu plus de 10% des émissions de CO₂eq françaises (en émissions directes, hors production d'électricité et réseaux de chaleur urbains), parmi lesquelles deux tiers sont portées par l'usage du chauffage, du fait notamment de l'utilisation de chaudières à combustibles fossiles (fioul domestique, gaz naturel). Il a également représenté près de 30% des consommations finales d'énergie. L'électricité est un des principaux vecteurs utilisés dans la consommation d'énergie finale du secteur, à hauteur d'environ 37%, équivalent à une consommation d'électricité de 157 TWh en 2019. Cette importance de l'électricité s'explique par son utilisation exclusive pour certains usages dits « spécifiques », comprenant l'éclairage, l'électroménager (appareils de froid et de lavage), les technologies de l'information et de la communication ou encore la climatisation.

Dans un contexte de décarbonation, les efforts sur le secteur résidentiel portent à la fois sur la sortie des énergies fossiles pour les usages thermiques que sont le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la cuisson, mais aussi sur une réduction globale des besoins en énergie. A cet effet, des améliorations de performance énergétique sont nécessaires, qu'il s'agisse de performance thermique des bâtiments, via des normes plus strictes sur la construction neuve et la rénovation des bâtiments existants, ou de performance des équipements en eux-mêmes (meilleurs rendements des solutions de chauffage, meilleure classe d'efficacité pour les appareils soumis à l'étiquetage énergétique, etc.). A cela s'ajoutent des évolutions dans les modes de vie et pratiques énergétiques, avec un continuum d'actions mobilisables entre les « gestes simples » du quotidien pour limiter les consommations superflues (réduction de la température de chauffage, extinction de la lumière des pièces inoccupées, extinction des appareils en veille, etc.) et des transformations

sociétales dans les modes de vie (réduction de la taille des logements, développement d'espaces et de services partagés, attractivité des logements collectifs, augmentation du nombre de personnes par ménage, etc.).

Chauffage

Même si la France est connue pour un développement du chauffage électrique plus marqué que dans les pays voisins, le chauffage reste un usage dominé par les combustibles fossiles. Près de 40 % des résidences principales sont aujourd'hui chauffées par des solutions électriques¹⁷. Le remplacement des combustibles fossiles par des solutions bas-carbone (électricité, biomasse, biogaz ou « gaz vert », réseaux de chaleur urbains alimentés par des énergies renouvelables), en commençant par une sortie rapide du chauffage au fioul et par une réduction importante de l'usage de gaz fossile, et la réduction du besoin de chauffe par une meilleure isolation des bâtiments, des systèmes de chauffage plus efficaces et une évolution des normes de confort thermique dans les habitations constituent ainsi les principales voies de réduction des émissions dans ce secteur.

Des éléments d'analyse sur ce sujet ont été apportés dans l'étude¹⁸ publiée en décembre 2020 par RTE et l'ADEME, portant sur la contribution du chauffage des bâtiments à la réduction des émissions de CO₂ et son impact sur le système électrique à l'horizon 2035. Dans le présent rapport, le chapitre 10 est entièrement consacré à la réactualisation de cette étude de 2020 et présente le détail des hypothèses utilisées dans la trajectoire « A - référence ». Ce chapitre comprend également un certain nombre d'analyses de sensibilité autour de ce jeu d'hypothèses, en particulier autour du rythme de réduction du

17. La part de l'électricité dans la consommation d'énergie pour le chauffage est en revanche de seulement 15%, les résidences chauffées à l'électricité étant en moyenne moins consommatrices d'énergie pour le chauffage que la moyenne des autres logements du fait de caractéristiques différentes (taille, typologie de logements, taux d'utilisation, localisation géographique, etc.)

18. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf

chauffage au gaz fossile, du rythme et de la profondeur des rénovations ou encore de la performance des pompes à chaleur.

Globalement, les effets combinés de l'accélération de l'électrification du chauffage (environ 11,5 millions de logements chauffés par des pompes à chaleur en 2035, dont 400 000 logements équipés de pompes à chaleur hybrides), l'accélération progressive de la rénovation thermique et un niveau de sobriété analogue à celui de l'hiver 2022-2023 conduiraient à une relative stabilité de la consommation électrique de chauffage en 2035 par rapport à aujourd'hui, avec une évolution comprise entre -3% et +8% en 2035 par rapport à 2019 dans les différentes variantes et trajectoires de la famille A.

L'impact du déploiement des pompes à chaleur concerne davantage l'évolution de la pointe de consommation (voir partie 2.9).

Eau chaude sanitaire

L'électrification des systèmes de chauffage s'accompagne généralement de celle de la production d'eau chaude sanitaire, qui pourrait se faire plus particulièrement par des procédés thermodynamiques (chauffe-eau thermodynamiques ou pompes à chaleur double service), tant dans les nouvelles installations que lors du renouvellement d'équipements, limitant la hausse des besoins en électricité. D'autre part, l'adoption de comportements sobres en matière d'utilisation de l'eau chaude serait à même de réduire la consommation d'électricité. L'ensemble de ces effets conduirait dans les trajectoires de la famille A à une baisse de la consommation d'électricité pour l'eau chaude sanitaire de l'ordre de 20%.

Ventilation-climatisation

Les épisodes caniculaires qui se sont succédés ces dernières années ont contribué à l'augmentation du taux d'équipement en climatisation des ménages français. Cette tendance pourrait se poursuivre et, de fait, augmenter les consommations d'électricité liées à cet usage d'ici 2035. Cette augmentation serait cependant en partie modérée par une meilleure isolation des logements et l'amélioration de l'efficacité des appareils utilisés. Ainsi, même en tablant sur un taux d'équipement des logements en climatiseurs de près de 50% en 2035, la consommation d'électricité associée resterait sensiblement inférieure à une dizaine de térawattheures.

Résultats

Les principales hypothèses en matière de cadrage socio-démographique et de leviers de décarbonation (électrification, efficacité énergétique et sobriété) sont détaillées pour toutes les trajectoires en annexe de ce chapitre.

Ces hypothèses se traduisent, pour l'ensemble des trajectoires de la famille A, par une légère baisse voire une stabilité de la consommation d'électricité du secteur résidentiel en France métropolitaine continentale, pour atteindre des niveaux compris entre 143 et 157 TWh environ en 2035, contre 157 TWh en 2019 (cf. figure 2.21).

Dans le même temps, la consommation totale d'énergie du secteur résidentiel (toutes énergies confondues) se contracte de 29 à 35% entre 2019 et 2035 selon les différentes trajectoires de la famille A, du fait en particulier de l'accélération de la rénovation des logements et du remplacement des chaudières utilisant des combustibles fossiles par des pompes à chaleur (nettement plus efficaces sur le plan énergétique) dans de nombreux logements.

Figure 2.21 Consommation d'électricité dans le secteur résidentiel – trajectoire «A - référence»

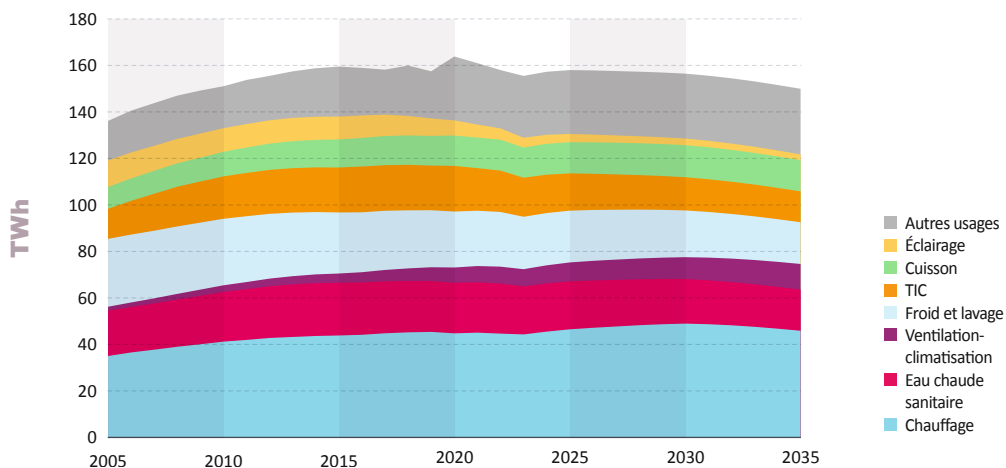
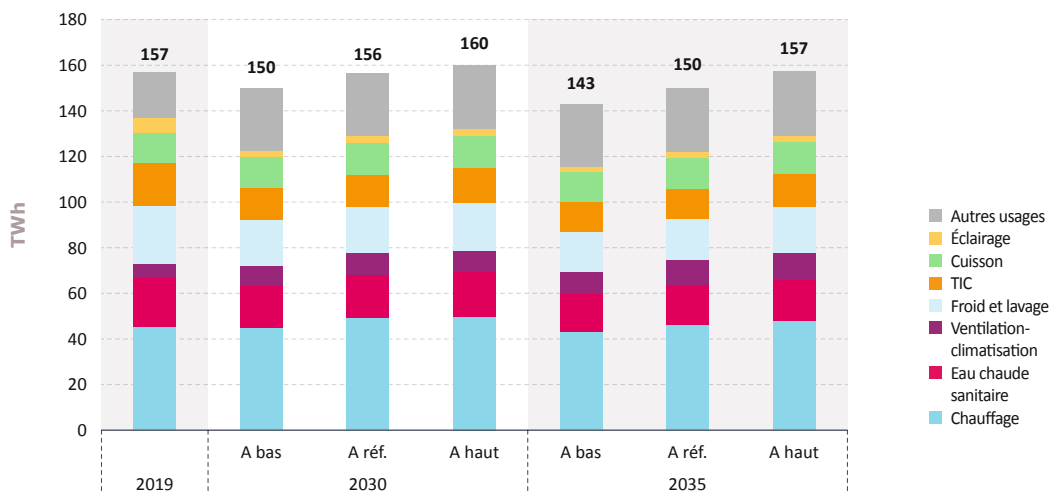


Figure 2.22 Consommation d'électricité dans le résidentiel – comparaison des différentes trajectoires A



2.5.2 Secteur tertiaire

En 2019, le secteur tertiaire a représenté un peu plus de 6 % des émissions de gaz à effet de serre françaises, parmi lesquelles 60 % sont portées par l'usage du chauffage, du fait notamment de l'utilisation de chaudières à combustibles fossiles. Il a également représenté près de 16 % des consommations finales d'énergie. L'électricité est un des principaux vecteurs utilisés dans la consommation d'énergie finale du secteur, à hauteur d'environ 56 %, correspondant à une consommation d'électricité de 132 TWh en 2019. Comme pour le secteur résidentiel, cette prépondérance de l'électricité s'explique par son utilisation exclusive pour certains usages dits « spécifiques » (43 % de la consommation énergétique), comprenant l'éclairage, les technologies de l'information et de la communication ou encore la climatisation.

La consommation énergétique du secteur tertiaire a été marquée par une dynamique haussière durant plusieurs décennies, qui trouve sa source dans la tertiarisation de l'activité économique. Sa consommation électrique a été encore plus dynamique du fait de l'essor de nouveaux usages de l'électricité (électrification des usages thermiques, développement de la bureautique...). Toutefois, une inflexion s'est faite depuis 2010 et se traduit depuis lors par une relative stagnation de la demande en énergie du secteur. Sa nature composite rend difficile l'interprétation fine des mouvements (moindre croissance de l'activité économique, efficacité énergétique en hausse, développement important des TIC...), dont les effets tendent à se contrebalancer.

L'enjeu principal de décarbonation du secteur tertiaire porte, à l'instar du secteur résidentiel, sur les usages recourant à des combustibles carbonés, et donc aux usages thermiques du bâtiment (chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson). Cela implique un effort accru d'amélioration de l'efficacité énergétique, tant sur l'isolation du bâti que sur les équipements, des évolutions significatives dans les pratiques et la gestion technique des bâtiments (températures de chauffe et de climatisation, pilotage des équipements énergétiques, usage de l'eau chaude, etc.) et d'importants transferts de consommation de combustibles

carbonés vers l'électricité ou d'autres énergies bas-carbone. Le décret « tertiaire » (ou dispositif éco énergie tertiaire, EET) prévoit à ce titre des objectifs ambitieux de baisse de consommation d'énergie pour les bâtiments de plus de 1 000 m² du secteur tertiaire.

Chauffage

La stratégie de décarbonation du chauffage dans le secteur tertiaire est similaire à celle du secteur résidentiel et repose principalement sur le remplacement des chauffages au gaz et au fioul par des solutions bas-carbone (électricité, bois, biogaz, réseaux de chaleur urbains alimentés par des énergies renouvelables), ainsi que sur la réduction du besoin de chauffe par une meilleure isolation des bâtiments. Le chapitre 10 comprend également un certain nombre d'analyses de sensibilité sur le rythme de rénovation et d'électrification du chauffage, y compris dans le secteur tertiaire.

Dans les scénarios A, les effets combinés de l'électrification du chauffage (environ 440 millions de m² chauffés par pompe à chaleur en 2035), l'accélération progressive de la rénovation thermique et un niveau de sobriété analogue à celui de l'hiver 2022-2023 conduiraient à une légère baisse de la consommation électrique de chauffage en 2035 par rapport à aujourd'hui, avec une évolution comprise entre -17 % et +2 % en 2035 par rapport à 2019 dans les différentes variantes et trajectoires de la famille A.

Eau chaude sanitaire

Le recours au vecteur électrique pour la production d'eau chaude sanitaire est supposé croître de façon corrélée à la part des surfaces chauffées à l'électricité (augmentation de 29 % à 54 % des surfaces tertiaires chauffées à l'électricité). Cet effet fortement haussier devrait toutefois être en grande partie compensé par des économies d'énergie, qu'il s'agisse de gains d'efficacité énergétique – au travers d'équipements thermodynamiques – et d'évolutions vers des pratiques plus sobres. La

consommation électrique pour la production d'eau chaude sanitaire s'établirait ainsi en 2035 à un niveau entre 3% et 23% plus haut que celui de 2019.

Climatisation-ventilation

La consommation de climatisation-ventilation devrait être relativement stable (entre -10% et +10% environ) à l'horizon 2035, avec des gains d'efficacité énergétique qui contrebalancent partiellement l'augmentation des surfaces climatisées (par rapport aux logements, les surfaces tertiaires comme les bureaux ou les centres commerciaux sont déjà largement équipés de systèmes de ventilation et de climatisation) et l'augmentation de l'usage de la climatisation, en lien avec le réchauffement climatique. Un facteur déterminant dans l'évolution de cette consommation sera un usage raisonné de la climatisation, en lien notamment avec l'évolution des normes de confort thermique et le pilotage des températures de consigne. Sur cet usage, le plan de sobriété énergétique du Gouvernement a rappelé la nécessité de respecter l'article R241-30 du code de l'énergie qui dispose que dans les locaux à usage d'habitation, d'enseignement, de bureaux ou recevant du public, lorsqu'ils sont occupés, la climatisation doit être fixée à 26°C.

Data centers

Véritable épine dorsale de l'économie numérique, les *data centers* sont devenus depuis plusieurs années des objets dont le développement se situe au croisement de nombreuses préoccupations sociétales : souveraineté numérique, aménagement du territoire, gestion du foncier, consommation d'énergie et d'eau, numérique responsable. L'évolution de leur consommation énergétique fait l'objet de visions très contrastées de la part des acteurs (allant d'une quasi-stabilité à une augmentation quasi exponentielle).

Une augmentation de la consommation électrique en France associée à ces centres de données paraît aujourd'hui très probable malgré les gains considérables d'efficacité énergétique déjà engrangés et à venir. Cette évolution est liée à deux effets majeurs :

- ▶ d'une part, la demande en stockage et traitement de données est à la hausse : la France, qui est un des leaders européens du secteur, présente depuis quelques années une forte dynamique pour répondre au développement des services digitaux (notamment lié à l'effet post-Covid et au développement du télétravail) et aux besoins liés aux nouvelles technologies dont la 5G et l'intelligence artificielle ;
- ▶ d'autre part, au-delà de l'effet lié à l'augmentation des usages, la réglementation européenne¹⁹ incite fortement les entreprises opérant sur le territoire européen à stocker les données personnelles de leurs clients sur le territoire de l'Union européenne. Dans le même temps, différents pays ou métropoles européennes ont récemment limité le développement des *data centers* sur leurs territoires, ce qui ajoute un effet report des installations de nouveaux centres vers la France.

Les demandes de raccordement de nouveaux centres de données au réseau de transport d'électricité apparaissent ainsi en nette augmentation ces derniers mois. La consommation des *data centers* estimée autour de 10 TWh au début de la décennie 2020 pourrait ainsi atteindre 15 à 20 TWh en 2030, et entre 23 et 28 TWh en 2035, l'essentiel de cet accroissement étant le fait de grands sites raccordés directement au réseau de transport d'électricité.

Résultats

Les principales hypothèses en matière d'électrification, d'efficacité énergétique et de sobriété sont détaillées pour toutes les trajectoires en annexe de ce chapitre. Ces hypothèses se traduisent, pour l'ensemble des trajectoires de la famille A, par une légère augmentation – sauf en cas de développement

¹⁹. En cas de transfert vers des pays tiers hors de l'Europe, le règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil du 27 avril 2016, ou règlement général sur la protection des données (RGPD), impose que des garanties assurant leur protection soient mises en place avec des outils juridiques très stricts.

poussé de la sobriété – de la consommation d'électricité du secteur tertiaire en France continentale, pour atteindre des niveaux compris entre 125 et 150 TWh environ en 2035, par rapport à 132 TWh en 2019.

Dans le même temps, la consommation totale d'énergie du secteur tertiaire se contracte de 20 à

30% (25% à 35% en excluant les *data centers*) entre 2019 et 2035 selon les différentes trajectoires de la famille A, du fait en particulier de l'efficacité énergétique, de la sobriété et de l'électrification utilisant des technologies à meilleur rendement.

Figure 2.23 Consommation d'électricité dans le secteur tertiaire – trajectoire « A - référence »

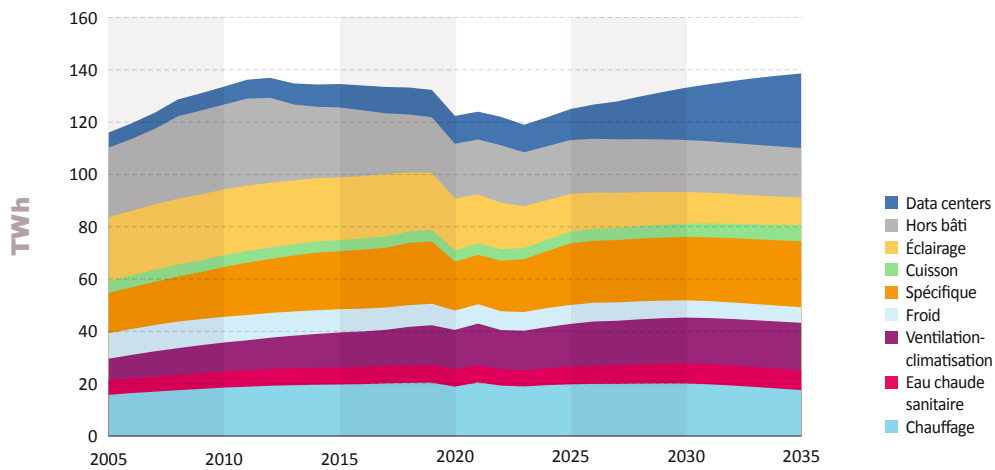
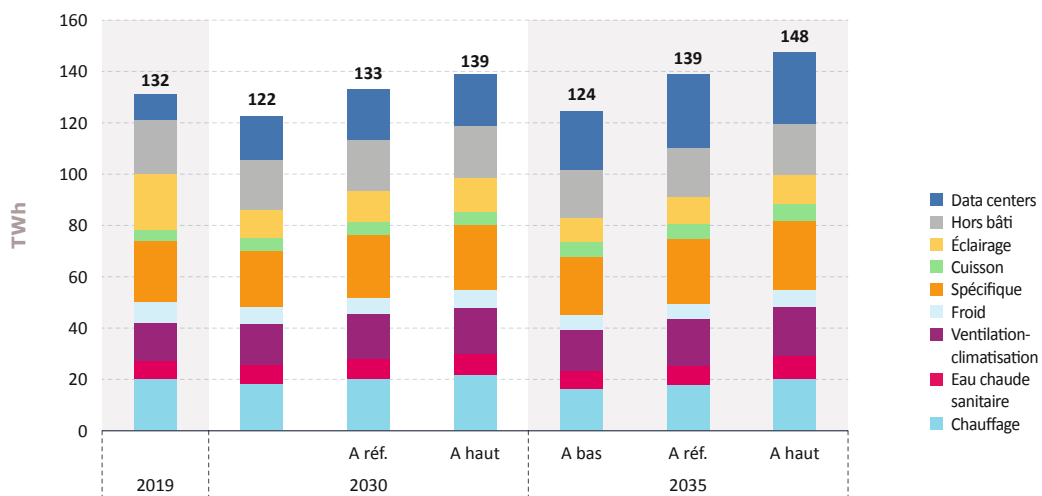


Figure 2.24 Consommation d'électricité dans le tertiaire – comparaison des différentes trajectoires A



2.5.3 Secteur industriel

L'industrie a représenté de l'ordre de 18% des émissions françaises de CO₂éq en 2019, avec une consommation énergétique finale de près de 320 TWh, dont 115 TWh environ d'électricité. Ces consommations se sont inscrites en baisse quasi continue depuis le début des années 2000, avec une contraction de 22% pour l'énergie finale totale et de 16% pour l'électricité, principalement sous les effets d'une désindustrialisation et d'une restructuration du tissu industriel français. La baisse s'est par ailleurs accentuée entre 2020 et 2022 sous les effets successifs de la crise du Covid-19 et de la crise énergétique. Fin 2022, cette baisse a atteint 12% dans le secteur industriel, essentiellement en raison de réductions de l'activité en réponse à la flambée des prix de l'énergie. L'essentiel de cette baisse est probablement temporaire et peut se résorber à mesure que les prix de l'énergie retrouvent des niveaux plus raisonnables. Toutefois une partie de cette baisse, difficile à estimer, peut se révéler pérenne, soit que la crise ait conduit à la fermeture de sites soit que, plus positivement, elle ait conduit à la mise en place de mesures durables d'efficacité énergétique ou sobriété au sein des entreprises.

La décarbonation de la production industrielle est caractérisée par un double enjeu, concernant à la fois la réduction des émissions de gaz à effet de serre des sites industriels existants sur le territoire français et les perspectives de réindustrialisation du pays. En effet, grâce au mix électrique déjà largement décarboné, la France possède à moyen terme un avantage comparatif (économique et climatique) en matière de production d'électricité, qui représente une fenêtre d'opportunité en matière d'investissement dans l'appareil industriel au cours des prochaines années pour atteindre les objectifs de réindustrialisation portés par le président de la République. L'objectif de réindustrialisation porte ainsi des effets positifs à la fois en termes de souveraineté industrielle (maîtrise des chaînes d'approvisionnement de certains secteurs stratégiques) et de réduction de l'empreinte carbone. Les enjeux de décarbonation de l'industrie existante et de réindustrialisation se combinent ainsi sur la prochaine décennie.

S'agissant de la décarbonation des sites industriels existants, celle-ci devra s'appuyer sur une électrification directe de certains procédés, au travers de technologies électriques (techniques résistives, conduction, induction, compression mécanique de vapeur pour l'essentiel), et du remplacement de certaines chaudières fossiles par des pompes à chaleur ou des chaudières électriques pour les besoins de chaleur. Pour d'autres procédés difficilement «électrifiables», comme la production d'acier ou d'ammoniac, une autre solution permettant de les décarboner repose sur le recours à l'hydrogène bas-carbone (environ 25 TWh de consommation électrique associée à la production d'hydrogène pour l'industrie, hors raffinage, en 2035). De nombreux projets sont d'ores et déjà engagés et d'autres sont en projet, au travers des plans France 2030 ou encore de l'initiative sur la décarbonation des 50 sites industriels les plus émetteurs. Ceci se traduit notamment par des demandes de raccordement et des augmentations de puissance très significatives dans plusieurs bassins industrialo-portuaires tels que Dunkerque, Fos-sur-Mer et Havre-Port-Jérôme, sur lesquels RTE a engagé des renforcements de réseau importants.

Les hypothèses sous-jacentes utilisées pour l'élaboration des trajectoires de consommation du secteur de l'industrie s'appuient en particulier sur les feuilles de route de décarbonation par secteur et les plans de transition sectoriels pour les grands secteurs industriels français par filière, élaborés à date (*cf.* encadré).

S'agissant des perspectives de réindustrialisation, celles-ci se traduisent dans les scénarios A par une production industrielle qui se réoriente à la hausse sous les effets des politiques de réindustrialisation : la valeur ajoutée industrielle croîtrait ainsi de près de 24% entre 2019 et 2035, conduisant ainsi à un effet haussier sur la consommation d'électricité.

Dans l'ensemble, dans les trajectoires A d'atteinte des objectifs publics, la forte dynamique en faveur de la réindustrialisation et de la décarbonation de l'économie (stratégie hydrogène, France relance,

France 2030, loi sur l'industrie verte, *RepowerEU*) conduit à une accélération et une amplification des objectifs d'électrification, **se traduisant par une électrification (directe ou indirecte) de la moitié de la consommation énergétique du secteur industriel en 2035**. Cette accélération semble notamment engagée dans certains secteurs énérgo-intensifs ou stratégiques (sidérurgie, méga-usines de batteries...).

L'atteinte des objectifs climatiques nécessite également une accélération et amplification de l'efficacité énergétique dans l'industrie. Une partie des gains d'efficacité énergétique résulte des conversions de procédés à base de combustibles fossiles vers des techniques électriques performantes, avec en corollaire une moindre consommation énergétique. Une autre partie résulte d'actions d'économie d'énergie sans substitution, en privilégiant les gisements à temps de retour courts ou moyen (par ex : amélioration de l'efficacité énergétique des moteurs électriques qui représentent deux tiers environ de la consommation d'électricité, déploiement de pompes à chaleur industrielles, optimisation des performances des compresseurs, contrainte accrue sur la biomasse disponible, etc.). Toutefois, ces dynamiques étant engagées depuis

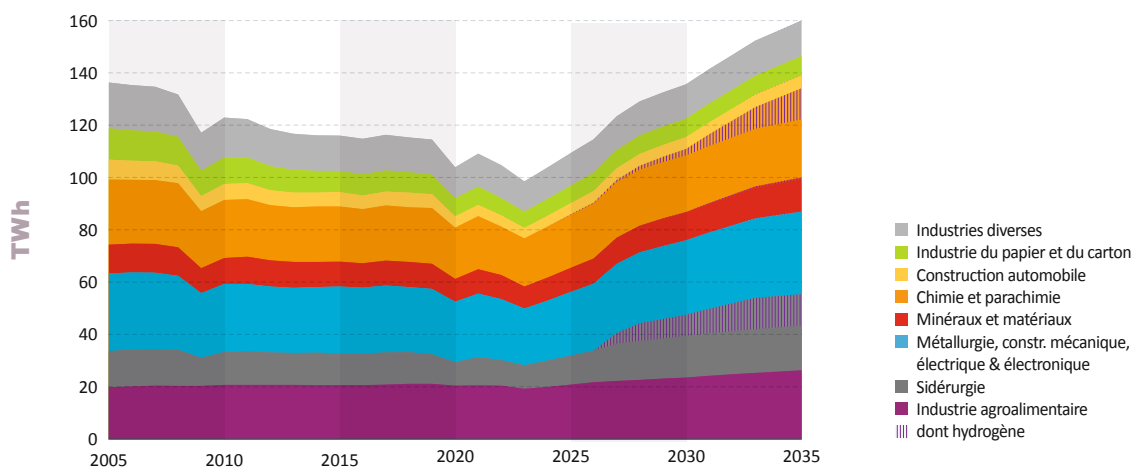
de nombreuses années, le gisement accessible de gains sur les procédés industriels devient limité, et ne pourrait faire gagner que 9 à 13 TWh environ à l'horizon 2035.

S'agissant enfin des effets de la sobriété, ceux-ci dépendront largement de l'évolution des modes de vie et de la consommation de biens et de produits industriels (équipements, construction...) associée :

- ▶ si la sobriété se limite à des «gestes simples», à l'instar de ce qui a pu être observé durant l'hiver 2022-2023, l'effet sur la demande industrielle et sur la consommation énergétique sera limité ;
- ▶ s'il s'agit en revanche (comme dans la trajectoire «A - bas») d'une sobriété plus structurelle, se traduisant par une transformation progressive des modes de consommation et d'organisation de la société, l'effet indirect sur la consommation industrielle pourrait être significatif.

Les principales hypothèses, tant en matière d'activité productrice de l'industrie que d'électrification, d'efficacité énergétique et d'effet indirect de la sobriété, sont détaillées pour toutes les trajectoires en annexe de ce chapitre.

Figure 2.25 Consommation d'électricité dans l'industrie – trajectoire «A - référence»



Des feuilles de route de décarbonation et des plans de transition sectoriels permettent d'éclairer les stratégies pour viser la neutralité carbone

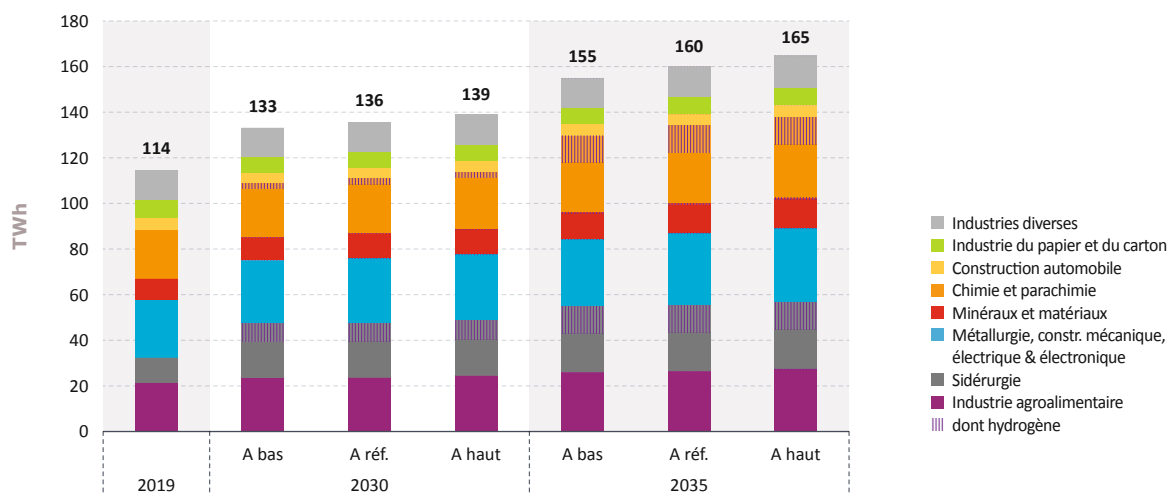
Les feuilles de route de décarbonation relèvent de processus initiés en parallèle des quatre piliers de la gouvernance française sur le climat constitutifs de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) : la future loi de programmation énergie-climat (LPEC), la troisième édition de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC), la troisième édition de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PEE) ainsi que la troisième édition du Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC).

Jusqu'à aujourd'hui, on peut distinguer trois séquences :

1. Les premières feuilles de route de décarbonation ont été élaborées dans le cadre du plan gouvernemental France Relance mis en place en septembre 2020. Elles ont été coordonnées par les comités stratégiques de filière (CSF) rassemblés au sein du Conseil national de l'industrie (CNI) pour décliner sectoriellement l'objectif de baisse des émissions de gaz à effet de serre de la SNBC 2 pour le secteur de l'industrie (-35% entre 2015 et 2030). Les principales filières ont publié leurs feuilles de route en 2021 et 2022 : les secteurs de la chimie, du ciment et la filière mines et métallurgie en mai 2021, l'industrie papetière en février 2022, la filière tuiles et briques en novembre 2022. L'électrification des procédés figurent parmi les quatre technologies de rupture pour décarboner l'industrie, avec l'hydrogène bas carbone, la biomasse et la capture et séquestration de carbone (CCS).
2. Cette initiative a été reprise et élargie par la loi « climat et résilience » d'août 2021 qui prévoit dans son article 301 l'établissement de feuilles de route pour les secteurs visant à chercher un alignement avec le chemin tracé par le paquet *Fit for 55* pour 2030 et la neutralité carbone pour 2050, et ce dans une démarche prospective et indicative (analyse du champ des possibles, des solutions crédibles et soutenables).
3. Enfin, dans le cadre du plan d'investissement France 2030, le ministère en charge de l'industrie a demandé en novembre 2022 aux 50 sites les plus émetteurs de gaz à effet de serre de France d'élaborer leurs propres feuilles de route de décarbonation et de mettre en place des actions spécifiques sur le terrain pour accélérer la décarbonation, en échange d'aides publiques plus importantes que celles prévues lors du lancement du plan en février 2022.

La décarbonation de l'économie étant devenue un sujet central de la politique énergie-climat, de nombreuses études présentant des « feuilles de route de décarbonation » ont pu être rendues publiques ces dernières années. En particulier, l'ADEME, via le projet *LIFE Finance Clim Act*, est en train d'étudier plus spécifiquement des plans de transition sectoriels (PTS) pour les grands secteurs industriels français (acier, aluminium, ammoniac, ciment, chlore, éthylène, papier-carton, sucre et verre).

Figure 2.26 Consommation d'électricité dans l'industrie – comparaison des différentes trajectoires A



Ces hypothèses se traduisent, pour l'ensemble des trajectoires de la famille A, par une hausse marquée de la consommation d'électricité du secteur industriel en France continentale, pour atteindre des niveaux compris entre 155 et 165 TWh environ en 2035, dont 25 TWh environ liés à la production électrolytique d'hydrogène bas-carbone (cf. figure 2.25).

Les hausses sont particulièrement marquées dans les secteurs de la chimie (production d'ammoniac et de méthanol notamment) et de la sidérurgie dont la décarbonation, complexe, passe largement par

le vecteur hydrogène. Dans le cas de la sidérurgie en particulier, les projets annoncés de déploiement d'une unité de réduction directe à l'hydrogène et de fours électriques sont bien intégrés dans les hypothèses sous-jacentes.

En parallèle, la consommation totale d'énergie du secteur industriel (y compris les usages non énergétiques) se contracte, selon les différentes trajectoires, de 16 à 22% entre 2019 et 2035, plus du tiers de cette baisse étant lié à l'efficacité globale des conversions à l'électricité des procédés à base de combustibles fossiles.

2.5.4 Secteur des transports

En 2019, le secteur des transports a représenté un peu plus de 30% des émissions de gaz à effet de serre nationales, dont plus de la moitié est portée par les véhicules particuliers. Il s'agit du secteur le plus émetteur de gaz à effet de serre. La consommation énergétique finale totale du secteur en 2019 était de 500 TWh, dont seulement 13 TWh électriques. Sur la période 2000-2019, la

consommation d'électricité du secteur a peu évolué et était concentrée très majoritairement sur le transport ferroviaire, alors que tous les autres segments – transport routier de personnes et de marchandises, transport maritime, fluvial et aérien – restaient dominés par les motorisations à base de carburants fossiles. Il en est de même pour les émissions de gaz à effet de serre du secteur des

transports routiers, qui se sont maintenues à un niveau quasi stable lors des 15 dernières années, l'augmentation du trafic ayant compensé les gains en efficacité des véhicules.

Plus récemment, entre 2019 et 2022, la consommation du secteur des transports et les émissions de gaz à effet de serre associées n'ont que très légèrement diminué, et ce, malgré l'effet baissier de la crise sanitaire observé en 2020 et la forte hausse du prix des carburants depuis fin 2021.

Afin d'atteindre les objectifs du paquet *Fit for 55* à l'horizon 2030, les leviers d'électrification, d'efficacité et de sobriété devront donc être largement mobilisés pour réduire les émissions du secteur des transports. Les principales hypothèses chiffrées en matière d'électrification, d'efficacité énergétique et de sobriété sont détaillées pour toutes les trajectoires en annexe de ce chapitre.

Les effets du développement des véhicules électriques légers (véhicules particuliers et véhicules utilitaires légers) ont en particulier été étudiés et discutés au sein d'un groupe de travail, ayant abouti à un rapport en collaboration avec l'AVERE-France, publié en mai 2019²⁰. Cette étude comprenait ainsi une analyse d'impact de trajectoires allant jusqu'à plus d'une quinzaine de millions de véhicules électriques légers en 2035. Depuis, la trajectoire de ventes de véhicules électriques observée au cours des trois dernières années ou encore le rehaussement des ambitions publiques avec notamment la perspective d'interdiction des ventes de véhicules neufs émettant des gaz à effet de serre à partir de 2035, tendent à conforter la trajectoire haute présentée dans le rapport de 2019, voire conduisent à la rehausser légèrement.

De plus, les objectifs de développement de véhicules consommant de l'électricité, directement ou indirectement via l'hydrogène ou les électrocarburants, s'étendent désormais à tous les modes de transport, y compris les poids lourds, les navires et les avions.

Des analyses d'impact actualisées et détaillées sont présentées dans le chapitre 12.

Véhicules légers

Les véhicules particuliers (avec 38 millions de véhicules dans le parc français en 2022) sont le segment du transport où le taux d'électrification dans les ventes est le plus fort (près d'un véhicule sur cinq 100 % électrique ou hybride rechargeable en 2022). Une accélération de cette part des ventes fait désormais consensus. La trajectoire fixée par les pouvoirs publics devrait conduire à atteindre 100 % de ventes de véhicules particuliers électriques (ou autres bas-carbone) en 2035, date de l'interdiction de la vente des véhicules émettant du CO₂ à l'usage adopté au niveau européen.

Les véhicules utilitaires légers (VUL), soit plus de six millions de véhicules circulant en France en 2022, présentent un taux d'électrification deux fois plus faible par rapport à celui des véhicules particuliers. Ainsi, comme considéré par ailleurs dans les documents de planification écologique, la trajectoire de ventes de VUL n'émettant pas de CO₂ sur l'horizon 2022-2035 atteint 98 % de ventes électriques et 2 % de ventes à hydrogène en 2035.

La trajectoire « A - référence » prévoit ainsi 18 millions de véhicules légers électriques à horizon 2035, dont 15,4 millions de véhicules particuliers électriques (dont 1,7 million d'hybrides rechargeables) et 2,6 millions de véhicules utilitaires légers électriques (tous 100 % électriques).

Poids lourds

Sur le segment du transport routier de marchandises, les nouvelles réglementations européennes contiennent des objectifs de réduction des émissions des véhicules vendus de 65 % à horizon 2035 par rapport à 2019. Pour atteindre ces objectifs, les motorisations alternatives aux combustibles fossiles seront amenées à se développer. Des offres de camions électriques à batterie commencent à émerger, principalement sur les segments des camions les plus légers (de poids total en charge inférieur à 19 t), avec des annonces de premiers modèles pour les tracteurs routiers courant 2024. Les retours des

20. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilité%20électrique%20-%20principaux%20resultats.pdf>

constructeurs à la consultation publique soulignent en effet que les solutions électriques semblent privilégiées à ce stade en raison d'un bon rendement énergétique (environ deux fois supérieur à l'alternative hydrogène) et d'incertitudes sur le gisement de biomasse accessible pour certaines solutions alternatives (biodiesel, bio-GNV). La solution des camions à hydrogène, bien que non mature en 2023, reste toutefois une option considérée pour la réduction des émissions des tracteurs routiers (44 t) parcourant des longues distances.

Les retours à la consultation publique montrent également que l'électrification des camions reste le sujet lié au transport routier le plus empreint d'incertitudes et sur lequel les retours ont été les plus contrastés. La trajectoire «A - référence» finalement retenue par RTE compte 23% de camions électriques et 3% de camions à hydrogène dans le parc français à l'horizon 2035, en nette accélération par rapport à la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050*, mais en deçà de la trajectoire «électrification +». Le trafic de transport de marchandises sur le territoire français étant assuré pour environ 40% (en tonnes. km transportées) par des camions étrangers, l'hypothèse sur l'électrification des camions étrangers circulant en France est également dimensionnante pour le calcul de la consommation électrique en France. L'hypothèse par défaut utilisée est d'affecter un taux d'électrification similaire au parc de camions français pour les camions étrangers parcourant des longues distances en France.

Les autobus et les autocars sont un segment dont la taille du parc devrait augmenter, en lien avec le report modal vers les transports en commun, avec une disparité sur le rythme d'électrification entre d'une part les autobus, dont le taux d'électrification a atteint 5% du parc roulant en 2022, et d'autre part les autocars pour lesquels les modèles électriques n'ont pas encore émergé sur le marché. Ainsi, la trajectoire «A - référence» compte 41% d'autobus électriques à batteries en 2035, et seulement 13% d'autocars électriques.

Transport ferroviaire

Dans les scénarios A, la consommation du transport ferroviaire est projetée à la hausse, passant de 10

à 14 TWh entre 2019 et 2035, sous l'impulsion des objectifs de doublement de la part modale du fret ferroviaire pour le transport de marchandises, ainsi que par les perspectives de RER métropolitains au niveau local et l'accroissement de la part modale du train pour les trajets de longue distance pour le transport de passagers. La réalisation de ces objectifs suppose des investissements très importants dans la mise remise à niveau de l'infrastructure ferroviaire et du matériel roulant.

Transport aérien et maritime

Enfin, les secteurs du transport aérien et maritime se sont vus dotés dans le cadre du paquet *Fit for 55* des règlements *ReFuelEU Aviation* et *FuelEU Maritime* qui fixent des objectifs pour une accélération forte du développement de carburants bas-carbone. En particulier, pour le secteur aérien, *ReFuelEU Aviation* impose un taux d'incorporation de carburants bas-carbone de 20% minimum en 2035, dont 5% minimum de e-kérosène. Les consommations électriques pour produire ces électrocarburants (carburants produits à partir d'hydrogène électrolytique) comprennent à la fois la consommation électrique pour produire l'hydrogène et celle liée au processus de captage de CO₂ nécessaire à leur synthèse. La consommation électrique totale s'élève ainsi dans la trajectoire «A - référence» à environ 17 TWh pour l'aérien et 6 TWh pour le maritime à l'horizon 2035.

Au-delà des perspectives d'électrification, des enjeux de sobriété et d'efficacité énergétique associés à la mobilité sont également intégrés dans la construction des trajectoires. En particulier, la trajectoire «A - bas» intègre des perspectives plus ambitieuses en termes de report modal : multiplication par deux des trajets effectués en transports collectifs (contre une augmentation de 30% dans le scénario «A - référence») et multiplication par six des trajets à vélo (contre une multiplication par cinq dans «A - référence»). D'autres éléments sont également considérés, comme la réduction de la taille et du poids des véhicules ainsi que l'amélioration de l'efficacité des moteurs électriques (voir annexes).

Ces hypothèses se traduisent, pour l'ensemble des trajectoires de la famille A, par une hausse

significative de la consommation d'électricité du secteur des transports en France continentale, pour atteindre des niveaux compris entre 80 et 88 TWh environ en 2035, dont 31 TWh environ liés à la production électrolytique d'hydrogène bas-carbone pour les besoins du transport routier, maritime et aérien (cf. figure 2.27). Plus de la moitié de la

hausse est portée par l'électrification du transport routier, ce qui soulève un enjeu de développement d'un réseau de bornes de recharge pour assurer les besoins de recharge des utilisateurs. Cet enjeu est détaillé dans le chapitre 12 et l'analyse de ces transformations sera approfondie dans le cadre du prochain SDDR de RTE.

Figure 2.27 Consommation d'électricité des transports – trajectoire « A - référence »

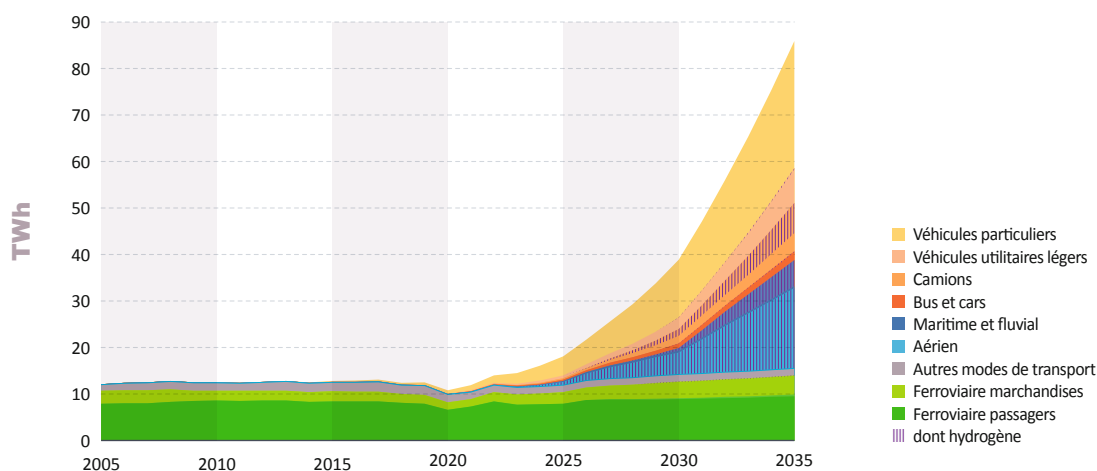
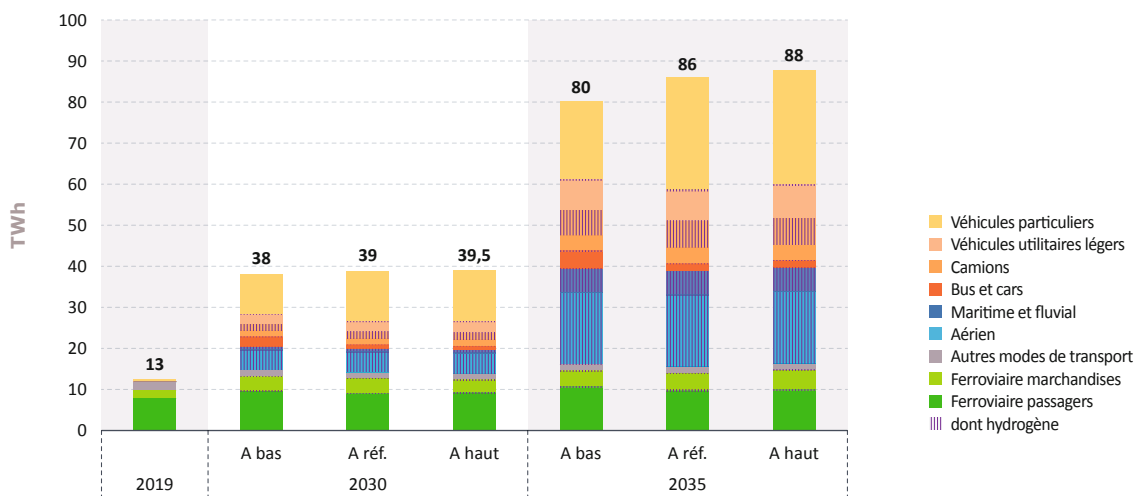


Figure 2.28 Consommation d'électricité des transports – comparaison des différentes trajectoires A



Dans le même temps, la consommation totale d'énergie du secteur des transports se contracte de 37 à 43% entre 2019 et 2035 selon les différentes trajectoires de la famille A, du fait en particulier

de l'électrification directe et indirecte des différents segments des transports, ainsi que du report modal vers des modes de transport moins consommateurs par kilomètre parcouru.

2.5.5 Secteur de l'énergie

Le secteur de l'énergie (hors pertes de réseaux) regroupe les consommations internes de la branche énergie, hors consommation des auxiliaires des centrales de production. Sa consommation d'électricité s'est élevée en 2019 à 12,8 TWh.

Au sein de ce secteur, le raffinage de pétrole constitue l'activité destinée à connaître la plus forte évolution pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre.

Le raffinage de produits pétroliers est le secteur qui consomme actuellement le plus d'hydrogène en France, pour les processus d'hydrodésulfuration et d'hydrocraquage. Si deux tiers environ de cet hydrogène sont coproduits durant le processus de raffinage, un tiers des besoins est aujourd'hui satisfait par vaporeformage de méthane, fortement émetteur de CO₂.

Les trajectoires A reposent sur un développement progressif de l'hydrogène produit par électrolyse, d'abord en substitution de l'hydrogène produit par vaporeformage puis de façon plus limitée en substitution de l'hydrogène coproduit, mais intègrent aussi le recours à d'autres voies que l'électrolyse pour décarboner l'activité de raffinage, bien que celle-ci décroisse à l'horizon 2035.

Ainsi, dans le scénario « A - référence », la production d'hydrogène par électrolyse pour le raffinage représente une consommation électrique de 7 TWh à l'horizon 2030 et de plus de 9 TWh à l'horizon 2035.

La consommation d'électricité, directe et indirecte, de l'ensemble du secteur de l'énergie s'élèverait ainsi à 21,5 TWh en 2035.

2.6 Famille de scénarios « B » : des retards dans la décarbonation des usages énergétiques qui se traduisent par une croissance plus lente de la consommation d'électricité

Les trajectoires B s'inscrivent dans un environnement où les orientations publiques produisent des effets, mais où ceux-ci sont moins intenses et/ou moins rapides par rapport aux nouvelles ambitions (sur la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique, la sortie des énergies fossiles dans les secteurs du transport et du bâtiment, etc.). Ces trajectoires permettent de réaliser une analyse de risque d'une situation non souhaitable mais possible d'un retard dans l'atteinte des objectifs publics, en analysant les conséquences sur le plan des émissions de gaz à effet de serre, de la sécurité d'approvisionnement et de l'économie française. En outre, elles permettent d'identifier, par comparaison avec les trajectoires A, les facteurs clés nécessaires à la réussite de ces dernières.

Les deux trajectoires B étudiées ne représentent pas pour autant des scénarios de

statu quo ou tendanciel : elles supposent en effet des inflexions sur un certain nombre de paramètres de la transition énergétique mais avec un retard de quelques années par rapport aux trajectoires de A, par exemple en matière d'efficacité énergétique et de rythme d'électrification.

Elles intègrent toutes deux une sobriété reposant sur des « gestes simples », dans la continuité des évolutions constatées sur l'hiver 2022-2023. Elles sont également caractérisées par un moindre niveau d'efficacité énergétique, reprenant celui de la trajectoire « A - haut » présentée précédemment.

Elles diffèrent enfin l'une de l'autre par la profondeur du retard sur l'électrification des usages, sensiblement plus marquée dans la trajectoire « B - bas » (cf. figure 2.31).

Figure 2.29 Consommation intérieure d'électricité – comparaison des différentes trajectoires B

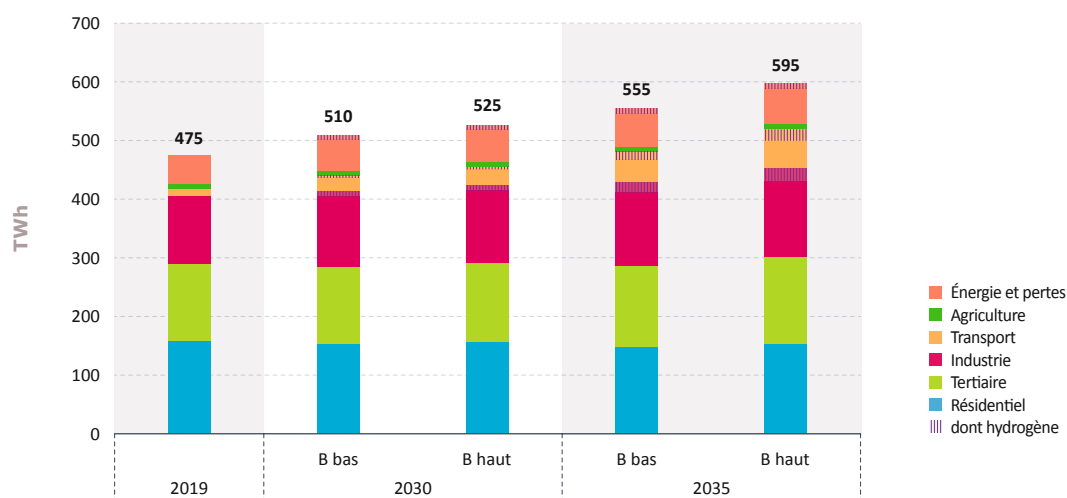





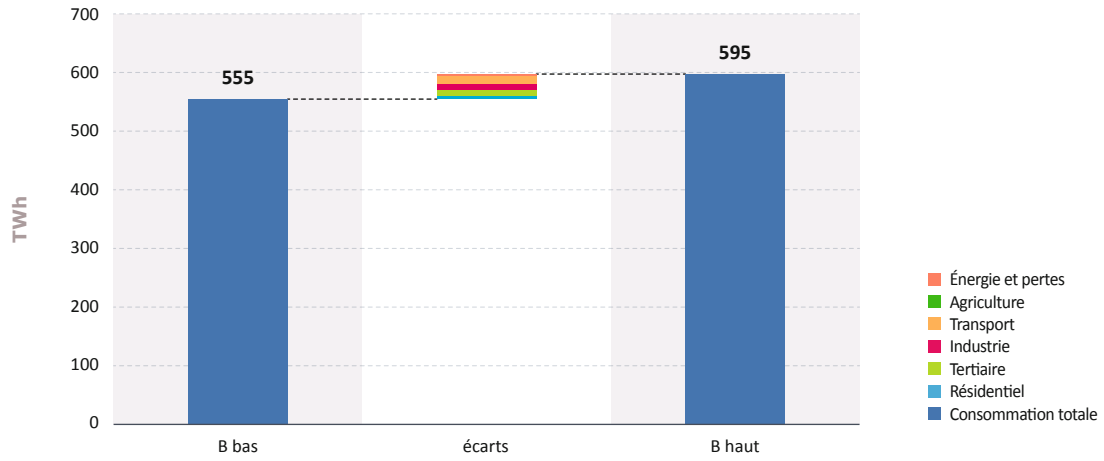


Figure 2.30 Principales hypothèses des différentes trajectoires B

		2019	2035	
			B bas	B haut
Consommation 	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	555 TWh	595 TWh
	Cadrage socioéconomique 	PIB (TCAM) Population (France métropolitaine)	+1,8% 65,1 millions	2022/2035 : +1,1% 67,0 millions
Électrification 			-	+
	Part des logements chauffés à l'électricité	37%	48%	51%
	Part des surfaces tertiaires chauffées à l'électricité	29%	40%	46%
	Part des véhicules légers électrifiés	1%	24%	32%
	Transferts vers l'électricité directe depuis 2019 dans l'industrie	-	+12 TWh	+15 TWh
	Production bas-carbone d'hydrogène	-	38 TWh	50 TWh
Efficacité énergétique 			+	+
	Rénovations du bâti résidentiel en «équivalent rénovations performantes» (équivalent -75 kWh _{th} /m ² /an - moyenne sur 2023-2035)	230 000 par an	280 000 par an	280 000 par an
	Rénovations du bâti tertiaire en «équivalent rénovations performantes» (équivalent -75 kWh _{th} /m ² /an - moyenne sur 2023-2035)	-	5,3 Mm ² par an	5,3 Mm ² par an
	Économie annuelle liée aux rénovations dans le bâtiment (moyenne sur 2023-2035)	-	-2,3 TWh _{th}	-2,3 TWh _{th}
	Gain sur l'efficacité des procédés électriques industriels (par rapport à 2019)	-	-9 TWh	-9 TWh
Sobriété 	Caractéristiques	-	« Gestes simples »	« Gestes simples »
	Type d'actions		Sobriété comportementale articulée autour de gestes simples à effet immédiat	Sobriété comportementale articulée autour de gestes simples à effet immédiat

nb : La consommation intérieure d'électricité inclut la consommation finale d'électricité, ainsi que les consommations internes de la branche énergie, dont la production électrolytique d'hydrogène et les pertes de réseau

Figure 2.31 Décomposition sectorielle des écarts à l'horizon 2035 entre les différentes trajectoires B



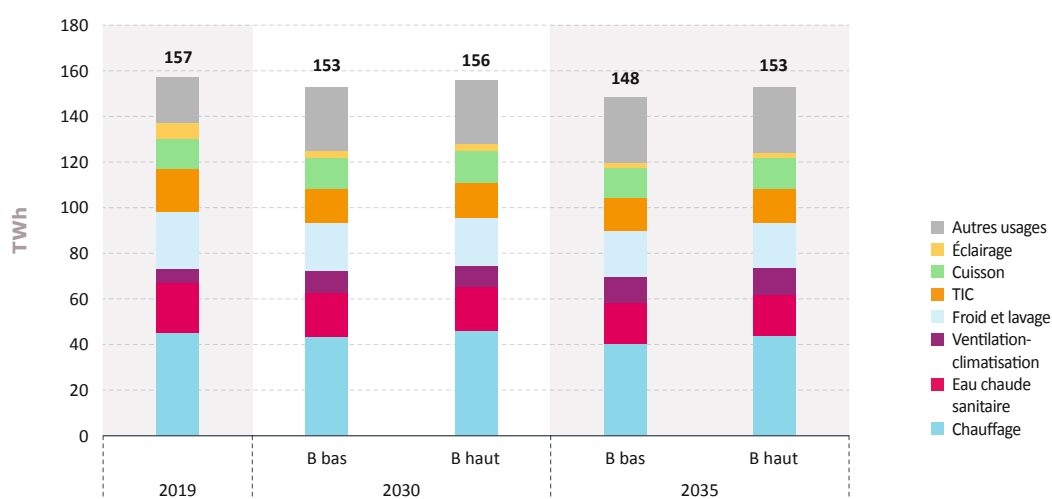
2.6.1 Secteur résidentiel

Les trajectoires B étudient des trajectoires plus lentes que les trajectoires A en matière de remplacement des chaudières au fioul et au gaz par des solutions bas-carbone et notamment électriques (essentiellement des pompes à chaleur). En effet, bien que les Français apparaissent plutôt favorables au développement des pompes à chaleur²¹, atteindre les rythmes de déploiement considérés dans les scénarios A suppose un rythme d'installation qui nécessite une forte production industrielle de pompes à chaleur ainsi qu'un développement conséquent des compétences. Dans une trajectoire où le déploiement des pompes à chaleur se fait de manière plus lente, les trajectoires «B» tablent ainsi sur environ 7,2 millions de logements chauffés par pompes à chaleur en 2035 (contre 11,5 millions dans les scénarios A). Cela porterait la part d'électricité dans le parc de chauffage entre 48 % et 51 % en 2035, selon le niveau de déploiement du chauffage par effet Joule considéré.

Les trajectoires B sont également caractérisées par un moindre niveau d'efficacité énergétique, se traduisant notamment par un moindre rythme de rénovation des bâtiments, tout en étant légèrement supérieur à celui observé sur les dernières années, et des investissements plus modérés dans des équipements performants, tant sur les usages thermiques (pompes à chaleur, chauffe-eau thermodynamiques) que spécifiques de l'électricité (classes d'efficacité moins performantes à l'achat d'équipements concernés).

Les actions de sobriété considérées dans ces trajectoires correspondent à celles apparaissant les plus accessibles pour les Français et se matérialisent principalement sur le comportement des particuliers au quotidien, notamment la baisse de la température de consigne de chauffage ou la réduction des besoins d'eau chaude.

Figure 2.32 Consommation d'électricité dans le résidentiel – comparaison des différentes trajectoires B



21. D'après les résultats de l'enquête menée par IPSOS pour le compte de RTE, les Français mettent au quatrième rang les pompes à chaleur parmi les actions pour lutter le plus efficacement contre le changement climatique : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-06/2023-06-07-rapport-ipsos-changement-transition-energetique.pdf>

La combinaison de ces différentes hypothèses conduirait à l’horizon 2035 à une consommation électrique du secteur résidentiel en légère baisse par rapport à 2019, de l’ordre de 3 à 6% selon

la variante considérée, en léger recul par rapport aux scénarios «A - réf» et «A - haut» du fait de la moindre électrification des usages.

2.6.2 Secteur tertiaire

L’électrification du chauffage dans le secteur tertiaire est confrontée aux mêmes enjeux que dans le secteur résidentiel, conduisant de la même façon à considérer des trajectoires B avec une inflexion plus limitée sur le rythme de déploiement des pompes à chaleur par rapport aux trajectoires A. Cela porterait la part d’électricité dans le parc de chauffage des surfaces tertiaires entre 40% et 46% en 2035.

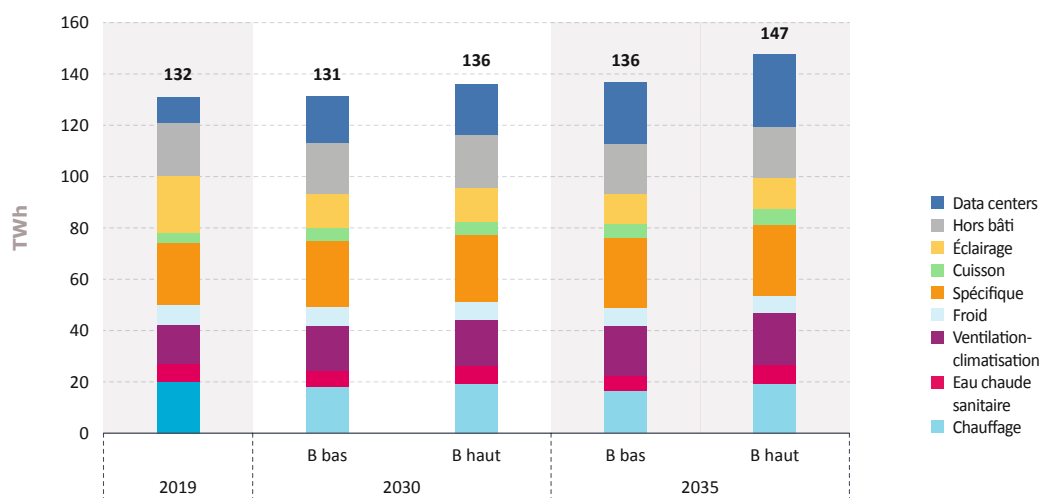
de l’électricité (classes d’efficacité moins performantes à l’achat d’équipements concernés).

Les trajectoires B sont également caractérisées par un moindre niveau d’efficacité énergétique, se traduisant notamment par un moindre rythme de rénovation des bâtiments, tout en étant légèrement supérieur au rythme observé sur les dernières années, et des investissements plus modérés dans des équipements performants, tant sur les usages thermiques (pompes à chaleur, chauffe-eau thermodynamiques) que spécifiques

Le niveau de sobriété pris en compte dans les trajectoires B correspond à une sobriété de «gestes simples», basée principalement sur le comportement des usagers au quotidien, notamment la baisse de la température de consigne de chauffage et de la climatisation.

La combinaison de ces différents effets conduirait à l’horizon 2035 à une consommation électrique du secteur tertiaire en légère hausse par rapport à 2019, de l’ordre de 3 à 12% selon la variante considérée, à des niveaux proches de ceux des scénarios «A - référence» et «A - haut», le retard sur l’électrification étant en partie compensé par les moindres efforts d’économies d’énergie.

Figure 2.33 Consommation d’électricité dans le tertiaire – comparaison des différentes trajectoires B



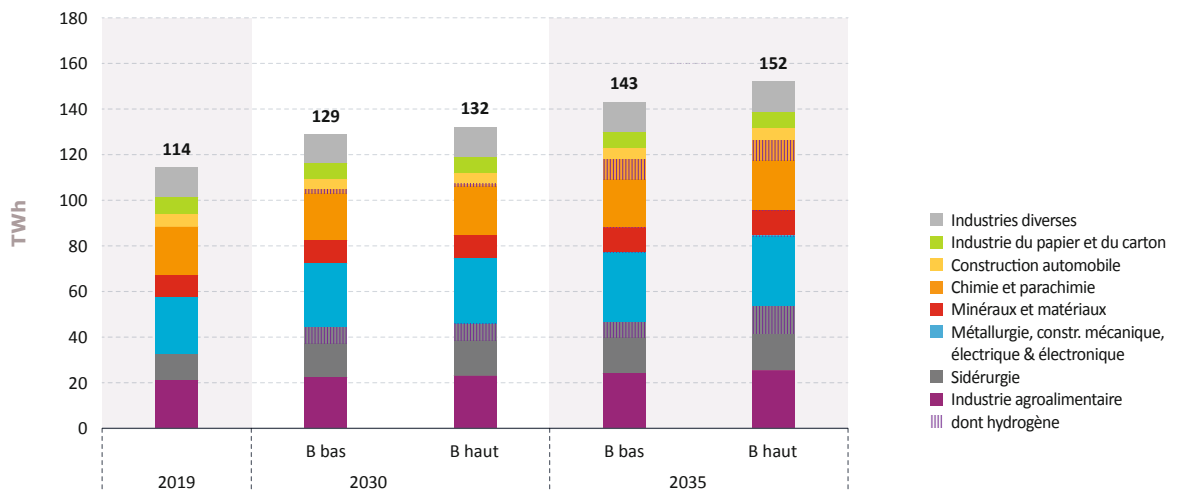
2.6.3 Secteur industriel

Dans le secteur industriel, les trajectoires B de consommation d'électricité supposent un niveau d'amélioration de l'efficacité énergétique identique à celui utilisé dans la trajectoire «A - haut», et donc moindre que celui retenu dans les deux autres trajectoires A : l'effet baissier entre 2019 et 2035 des actions dans ce domaine est d'environ 9 TWh, contre 13 TWh dans la trajectoire «A - référence». Cet effet a été estimé, comme pour les trajectoires A, sur la base d'analyses détaillées du secteur industriel français (CEREN, EACEI...), tant sur les usages de procédés que sur les usages transverses (éclairage, moteurs, air comprimé, production de froid, ventilation, pompage...), en considérant un retard de quelques années sur le déploiement d'actions à temps de retour moyen ou long (plus d'un an et demi). Au global, cela se traduit par un décalage de quatre à cinq ans de l'effet baissier de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Les trajectoires B se différencient par ailleurs des trajectoires A par un moindre niveau d'investissement dans des opérations de conversion de procédés utilisant des énergies fossiles vers des solutions électriques. Sur la base d'analyses détaillées des technologies substituables dans l'industrie, un effet retard a là aussi été introduit en considérant une émergence plus tardive des technologies les moins matures vu d'aujourd'hui, avec en corollaire un retard d'environ trois ans dans la trajectoire «B - haut» et d'environ cinq ans dans la trajectoire «B - bas».

Dans l'ensemble, la consommation d'électricité de l'industrie dans les scénarios B atteint de l'ordre de 140 à 150 TWh en 2035, soit une dizaine de térawattheures en dessous des trajectoires A d'atteinte des objectifs publics.

Figure 2.34 Consommation d'électricité dans l'industrie – comparaison des différentes trajectoires B



2.6.4 Secteur des transports

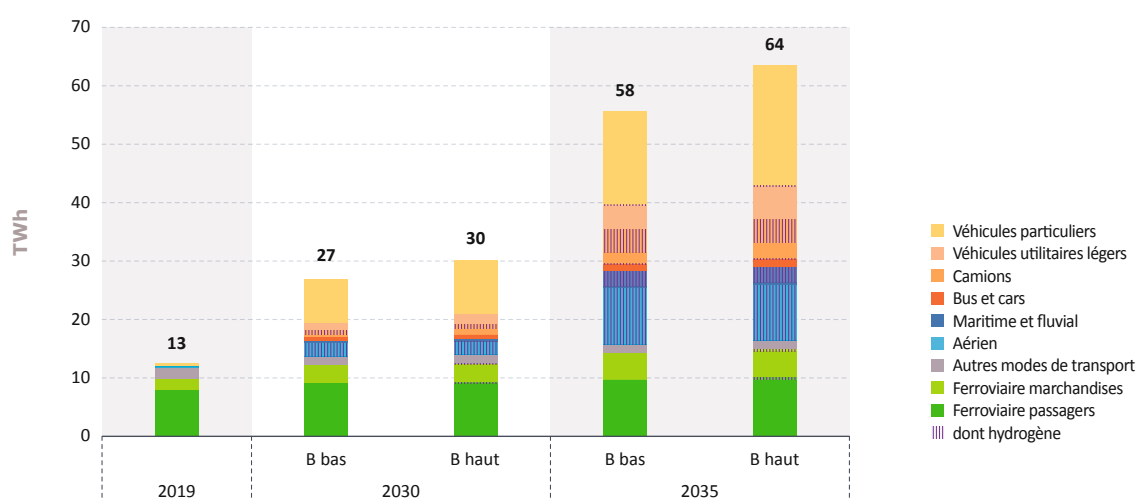
Dans le secteur des transports, les trajectoires B se distinguent par un retard sur l'électrification des modes de transport (véhicules à batteries et hydrogène), par rapport aux trajectoires A. Les taux d'électrification dans le parc des véhicules légers (particuliers et utilitaires légers) atteindraient dans ce cas à l'horizon 2035 respectivement 24 % à 32 % dans les scénarios «B - bas» et «B - haut» contre 42 % dans la trajectoire «A - référence». Pour les camions, le taux d'électrification (camions à batteries et à hydrogène) est également inférieur : il atteint 14 % à 19 % dans les deux trajectoires B contre 26 % dans la trajectoire «A - référence».

De plus, dans les trajectoires B, l'efficacité énergétique (en particulier sur la consommation kilométrique des véhicules) se développe moins rapidement que dans le scénario A de référence. Il en est de même pour les investissements permettant de doubler la part modale du fret ferroviaire

pour décarboner le transport de marchandises, ce dernier atteignant une part modale de 15 % en 2030, contre 18 % dans les trajectoires A. Ces retards se traduisent par une consommation électrique plus faible de 22 TWh par rapport au scénario «A - référence». Un retard additionnel sur l'électrification est considéré pour le scénario «B - bas», qui implique une réduction de 6 TWh supplémentaires à l'horizon 2035.

Le niveau de sobriété pris en compte dans les trajectoires B est identique à celui considéré dans le scénario «A - référence» et correspond à un report modal progressif de la voiture vers les transports en commun (+30 % des trajets effectués en transport collectif) et vers la mobilité douce (multiplication par cinq des trajets à vélo entre 2019 et 2035). Dans ces scénarios, les évolutions sur le taux d'occupation, la vitesse de déplacement ou le poids des véhicules sont limitées.

Figure 2.35 Consommation d'électricité dans les transports – comparaison des différentes trajectoires B



2.6.5 Secteur de l'énergie

Dans le secteur du raffinage, les trajectoires B supposent un déploiement moins rapide (environ trois ans de retard) du recours à l'hydrogène bas-carbone que dans les trajectoires A.

Ainsi, dans ces trajectoires, la production d'hydrogène par électrolyse représente une consommation

électrique de 8,4 TWh à l'horizon 2035 (contre 9 TWh dans les trajectoires A). La consommation d'électricité, directe et indirecte, de l'ensemble du secteur de l'énergie s'élèverait ainsi à 21 TWh en 2035.

2.7 Famille de scénarios « C » : les trajectoires de mondialisation contrariée permettent de tester la résilience du système énergétique à un contexte macroéconomique et géopolitique dégradé

Les crises actuelles (géopolitiques, économiques, énergétiques...) pourraient avoir des impacts à long terme sur le prix des matières premières et des technologies ou encore les possibilités et les conditions de financement des investissements dans la décarbonation. Ainsi, l'installation durable d'un contexte adverse pourrait être de nature à affecter largement la capacité (et/ou le coût) d'accélérer la transition énergétique.

Dans un tel contexte de « mondialisation contrariée », des leviers spécifiques doivent être identifiés pour se mettre malgré tout sur le chemin de la décarbonation et limiter les risques de non-atteinte des objectifs climatiques. Cela peut par exemple passer par des choix technologiques, des actions de maîtrise de la demande ou encore des politiques de relocalisation visant à limiter les problèmes d'approvisionnement depuis le reste du monde et à rendre la France et l'Europe moins dépendantes de l'Asie ou des États-Unis pour certains équipements. La contrepartie d'une telle stratégie peut se traduire par un coût de fabrication probablement plus élevé, *a minima* à court terme.

L'analyse de la robustesse des trajectoires de transition énergétique dans un contexte de « mondialisation contrariée » a donc conduit à l'élaboration spécifique de trajectoires de consommation basées sur un contexte macroéconomique et international durablement dégradé.

Ces trajectoires ont une base commune forte : une moindre croissance de l'économie qui se traduit par une moindre augmentation des besoins en énergie (effet volume plus faible), à la fois en lien avec les consommations des industries et du secteur tertiaire, mais également par une

moindre consommation des ménages, contraints par la baisse de leur pouvoir d'achat. En outre, ces mêmes difficultés sont de nature à retarder les investissements dans les solutions bas-carbone et ainsi la décarbonation des secteurs du transport, des bâtiments et de l'industrie.






Toutefois, deux réponses contrastées à un contexte macroéconomique dégradé ont été envisagées pour permettre l'atteinte des objectifs de décarbonation malgré un contexte plus adverse et moins propice au déclenchement des investissements nécessaires à la transition énergétique :

- ▶ une trajectoire basse « défaut de réaction », avec un tassement important et durable des rythmes d'installation de moyens de production renouvelable, lié aux impacts macroéconomiques à court terme et par défaut d'une réponse à l'échelle européenne et de structuration de filières « locales » à moyen et long terme ;
- ▶ une trajectoire haute « résilience industrielle », avec des dynamiques pro-actives de (re)localisation des chaînes de valeur, soutenues par des politiques industrielles, favorisant un redressement et une accélération forte des rythmes d'installation, malgré les difficultés et un ralentissement initial.

Par conséquent, les deux trajectoires du scénario C se distinguent principalement par la consommation du secteur de l'industrie, qui connaît un regain dans le scénario « C - résilience industrielle » lié aux perspectives de (re)localisation et de réindustrialisation.

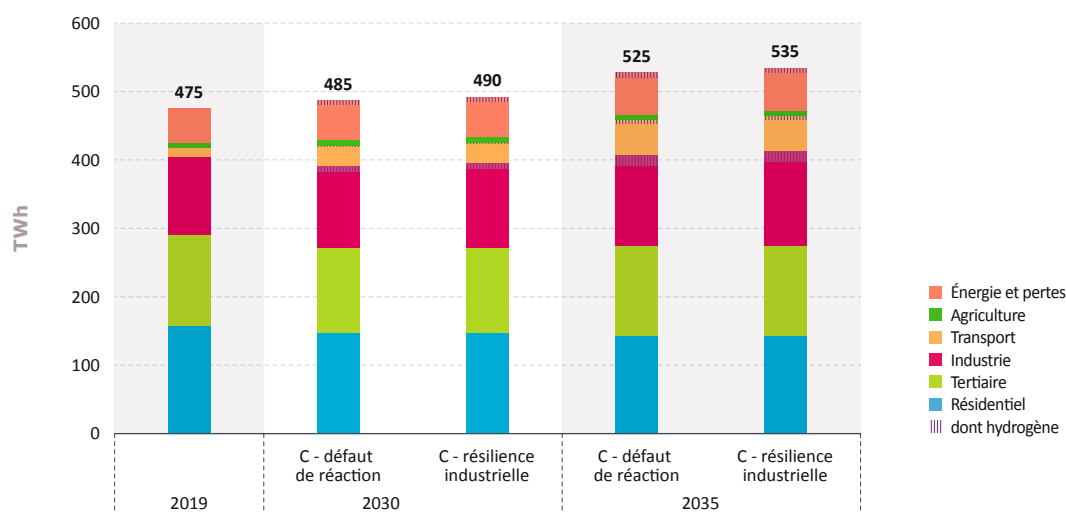
Des éléments détaillés sur la construction de ces deux trajectoires sont fournis dans le chapitre 8.

Figure 2.36 Principales hypothèses des trajectoires C

		2019	2035
			C défaut de réaction / C résilience industrielle
Consommation 	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	525 TWh/535 TWh
Cadrage socioéconomique 	PIB (TCAM)	+1,8%	2022/2035 : +0,6%
	Population (France métropolitaine)	65,1 millions	67,0 millions
Électrification 	Part des logements chauffés à l'électricité	37%	49%
	Part des surfaces tertiaires chauffées à l'électricité	29%	46%
	Part des véhicules légers électrifiés	1%	40%
	Transferts vers l'électricité directe depuis 2019 dans l'industrie	-	+14 TWh
	Production bas-carbone d'hydrogène	-	27 TWh
Efficacité énergétique 	Rénovations du bâti résidentiel en «équivalent rénovations performantes» (équivalent -75 kWh _{th} /m ² /an - moyenne sur 2023-2035)	230 000 par an	310 000 par an
	Rénovations du bâti tertiaire en «équivalent rénovations performantes» (équivalent -75 kWh _{th} /m ² /an - moyenne sur 2023-2035)	-	5,3 Mm ² par an
	Économie annuelle liée aux rénovations dans le bâtiment (moyenne sur 2023-2035)	-	-2,5 TWh _{th}
	Gain sur l'efficacité des procédés électriques industriels (par rapport à 2019)	-	-10 TWh
Sobriété 	Caractéristiques	-	« Objectif d'économies »
	Type d'actions		Sobriété liée à des arbitrages économiques des acteurs pour réduire leur facture

nb : La consommation intérieure d'électricité inclut la consommation finale d'électricité, ainsi que les consommations internes de la branche énergie, dont la production électrolytique d'hydrogène et les pertes de réseau

Figure 2.37 Consommation intérieure d'électricité – trajectoires C



2.7.1 Secteur résidentiel

Dans le secteur résidentiel, le contexte macroéconomique dégradé se traduit par un revenu disponible des ménages contraint, à l'origine de changements potentiels de comportement.

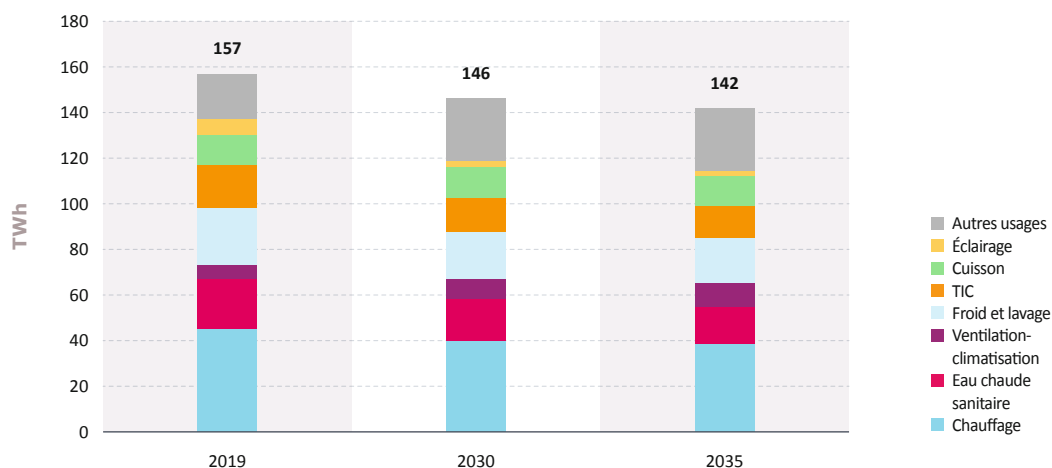
Ces contraintes budgétaires peuvent notamment se manifester sur les dépenses de loyer. Ainsi, à l'inverse des trajectoires A et B, où le nombre de personnes par ménage poursuit sa diminution progressive, la trajectoire de mondialisation contrariée se caractérise par une stabilisation au niveau actuel, marquant de ce fait une inflexion du phénomène de décohabitation observé dernièrement. A démographie identique, cela implique donc un nombre de ménages – au sens de résidences principales – plus restreint que dans les trajectoires A et B. Cela pourrait aussi se manifester au niveau de la taille des logements, avec une tendance à la diminution supposée de l'ordre de 7% à l'horizon 2035.

La baisse de revenu disponible implique également pour les ménages un souci d'économie plus important, allant pour certains jusqu'à un arbitrage entre

confort thermique et autres dépenses. Ainsi, les trajectoires C (identiques dans le cas du secteur résidentiel) intègrent une baisse de la température de consigne de chauffage, à hauteur d'un degré en moyenne nationale, dès le début d'horizon et qui se pérennise jusqu'en 2035. Cet arbitrage se produit de façon similaire sur l'eau chaude sanitaire, les ménages étant davantage soucieux de leurs consommations, avec une baisse plus rapide et pérenne des besoins d'eau chaude grâce à l'adoption de comportements économes.

La plus faible capacité d'investissement des ménages se retrouve également dans les investissements orientés vers la transition énergétique : moins de revenus disponibles pour l'installation de pompes à chaleur, moins de travaux de rénovation énergétique, ralentissement du renouvellement des équipements et moindre performance des équipements neufs achetés. Pour autant, les ambitions climatiques restant maintenues dans le scénario de mondialisation contrariée, les politiques publiques sont supposées s'adapter au contexte : les rénovations thermiques se font à un

Figure 2.38 Consommation d'électricité dans le résidentiel – trajectoires C



rythme moins soutenu que dans les trajectoires A, mais leur profondeur est semblable et elles ciblent davantage les logements anciens les plus énergivores (notamment ceux datant d'avant 1975 et les premières réglementations thermiques).

Au global, les effets sur la consommation d'électricité sont orientés à la baisse, tant par rapport à l'année 2019 qu'en comparaison avec les trajectoires A et B.

2.7.2 Secteur tertiaire

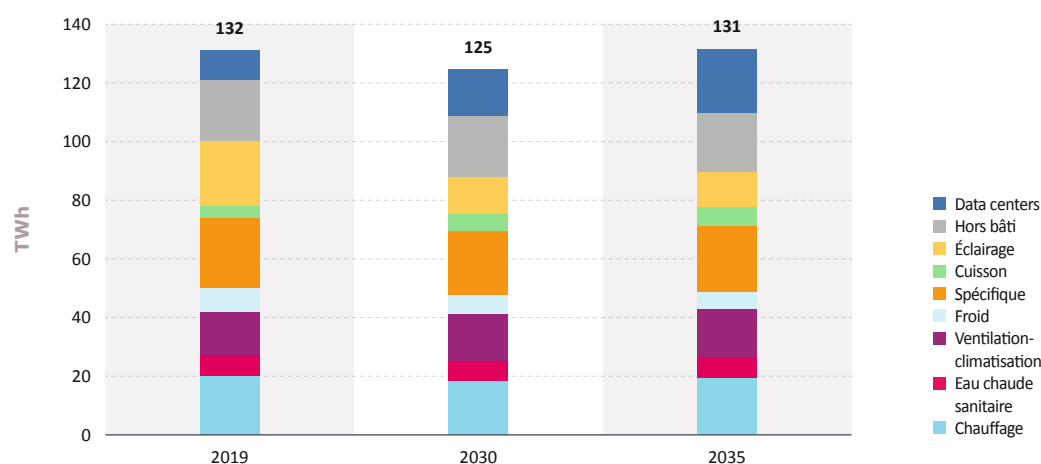
Dans le secteur tertiaire, le contexte macroéconomique dégradé se traduit par une faible croissance de l'activité économique, à l'origine d'une moindre augmentation des besoins d'électricité et de réductions des capacités d'investissements des entreprises. Cela se manifeste par une réduction de la fréquence des investissements en privilégiant les plus efficaces, le niveau élevé des prix de l'énergie incitant les entreprises à privilégier ceux les plus à même de réduire la facture.

Ces contraintes budgétaires se traduisent notamment sur le rythme des rénovations. Le rythme de rénovation des bâtiments tertiaires serait ralenti par rapport aux trajectoires A mais pourrait se situer à un niveau comparable aux trajectoires B, qui correspondrait à un rythme légèrement plus élevé qu'aujourd'hui.

Par ailleurs, les contraintes budgétaires couplées à des prix des énergies élevés conduisent les entreprises et les collectivités à baisser les températures dans les locaux de façon rapide et pérenne, similairement au scénario « A - bas » intégrant des actions plus poussées de sobriété.

Le rythme de transferts vers les pompes à chaleur est plus lent, du fait des forts investissements nécessaires à l'installation. Dans ce scénario, les entreprises préfèrent réparer et allonger la durée de vie au maximum des systèmes déjà installés avant de faire un changement. Mais du fait des forts coûts de l'énergie, les solutions les plus efficaces sont privilégiées lors des remplacements. L'installation de systèmes Joule est donc écartée. Le taux d'électrification des systèmes de chauffage dans le secteur tertiaire est donc plus faible que dans le scénario A et de niveau équivalent à celui du scénario B.

Figure 2.39 Consommation d'électricité dans le tertiaire – trajectoires C



Cet arbitrage se produit de façon similaire sur l'eau chaude sanitaire. Ce moindre investissement se traduit aussi par une augmentation plus lente du taux de climatisation des locaux tertiaires.

Dans ce scénario, la croissance des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) se poursuit, mais de manière moindre que celle anticipée via les demandes de raccordement : leur consommation s'établit à 19 TWh environ en 2035, contre 26 TWh dans les trajectoires A et B.

Au global, les effets sur la consommation d'électricité (identique pour le secteur tertiaire dans les deux trajectoires C) sont orientés à la baisse, tant par rapport à l'année 2019 qu'en comparaison avec les trajectoires A et B en 2030. En 2035, le retard pris sur les investissements dans l'efficacité énergétique conduit à une légère croissance de la consommation, retrouvant le niveau de 2019, supérieur à celui du scénario «A - bas».

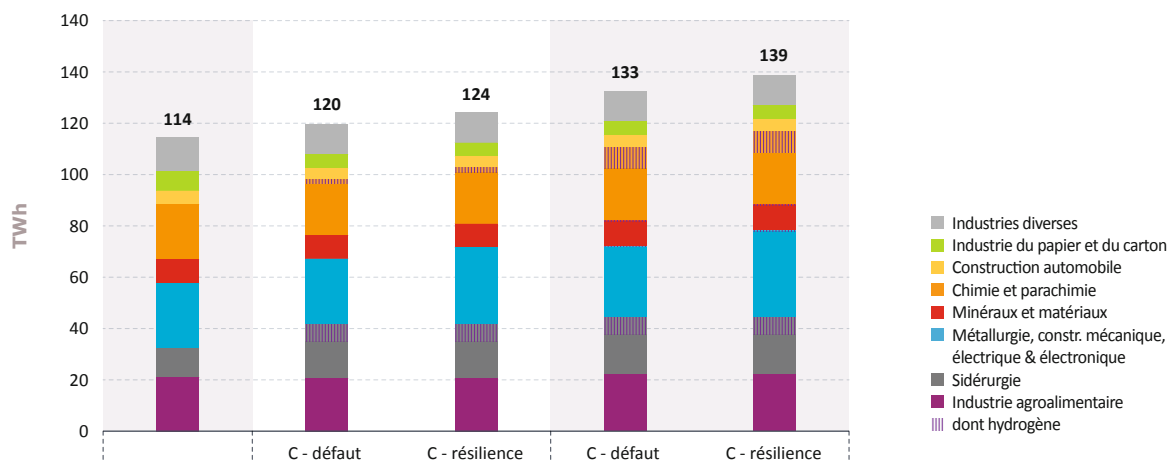
2.7.3 Secteur industriel

Dans les trajectoires C de mondialisation contrariée, la faiblesse de la croissance économique et l'effet du contexte international sur la compétitivité des industries affectent largement la production industrielle, en particulier celle des branches énérgo-intensives, du fait de la diminution de la demande finale de biens et services par rapport au cadre macroéconomique favorable.

Une large partie de cette baisse de la demande finale est «subie», induite par le contexte économique, avec pour principal facteur clé la volonté des acteurs de limiter leur facture énergétique. Par exemple :

- ▶ une inflexion de la tendance à la décohabitation se traduit par une baisse de la construction neuve et une stabilisation de la surface par habitant, avec des effets induits sur la demande en matériaux de construction ;
- ▶ un ralentissement du renouvellement des équipements bride en partie la demande en biens manufacturés ;
- ▶ une réduction des déplacements, un développement du covoiturage, une moindre utilisation des véhicules, un report des achats de nouveaux véhicules et, en cas d'achat, un choix de modèles plus petits, sont de nature à réduire la

Figure 2.40 Consommation d'électricité dans l'industrie – trajectoires C



demande adressée au secteur de la construction automobile et, indirectement, aux industries fournissant les produits intermédiaires de ce secteur (acier, verre, plastique, etc.).

Les deux trajectoires C de consommation de l'industrie se distinguent, comme évoqué précédemment, selon la réponse apportée à un contexte macroéconomique dégradé pour maintenir l'atteinte des objectifs de décarbonation (cf. encadré) :

- la trajectoire C basse suppose un «défaut de réaction», avec notamment un tassement important et durable des rythmes d'installation de moyens de production renouvelable. Du fait des fortes contraintes pesant sur les investissements et de la réduction des perspectives des volumes de production, peu de nouveaux gros projets industriels en plus de ceux déjà annoncés sont pris en compte dans cette trajectoire ;

- la trajectoire C haute suppose le déploiement d'une stratégie spécifique de «résilience industrielle» et se différencie de la trajectoire basse par des dynamiques de (re)localisation sur le sol national des chaînes de valeur, soutenues par des politiques industrielles, notamment en matière de production d'éoliennes, de panneaux photovoltaïques et de batteries.

Si une accélération de l'électrification et du passage à l'hydrogène est également intégrée dans ces trajectoires, sa dynamique est limitée par les capacités d'investissements par rapport à celle des trajectoires des scénarios A.

Enfin, la réalisation des gisements d'efficacité énergétique est essentiellement limitée aux actions aux temps de retour les plus courts (inférieurs à 1,5 an).



Consommation électrique supplémentaire induite par un surcroît de production d'équipements de la transition énergétique en France

Le contexte de mondialisation contrariée incite fortement à (re)localiser la production des équipements de la transition énergétique pour réduire la dépendance de la France. La matérialisation d'une telle ambition reste néanmoins soumise à certaines conditions. En effet, la France pourrait peiner à maintenir sa compétitivité tandis que dans le même temps, les capacités d'investissements sont réduites et les prix des matières premières et de l'énergie restent volatils. Soumis à de fortes incertitudes, les industriels pourraient renoncer à certains nouveaux projets d'implantation, ou les reporter.

Deux réponses à un tel contexte sont donc envisagées : un « défaut de réaction » ou une « résilience industrielle ». À la première est associée une trajectoire basse de production

d'équipements et d'installation de capacités électriques renouvelables en France ; à la seconde une trajectoire haute (cf. chapitres 3 et 8 pour les trajectoires correspondantes), qui se traduit par un léger surcroît de consommation.

L'enjeu de (re)localisation concerne particulièrement le **photovoltaïque**, filière aujourd'hui très peu présente en Europe. Par souci de maîtrise technologique, il s'agit de développer la chaîne de valeur localement, malgré la forte compétitivité internationale. C'est donc la filière sur laquelle les deux variantes de production des équipements sont le plus différenciées. La consommation électrique supplémentaire associée à l'implantation de la filière en France dépendra largement des étapes de la chaîne de valeur qui seront réalisées sur le territoire,

	Intensité électrique	Capacités de production en France en 2030	
		Défaut de réaction	Résilience industrielle
 Batterie	de 30 à 60 kWh _{élec} par kWh de batterie, selon le mix électricité/achat de chaleur	80 GWh de batterie	120 GWh de batterie
→ de 1,2 à 2,4 TWh d'électricité supplémentaire dans la trajectoire « résilience industrielle »			
 Photovoltaïque	~ 70 à 490 kWh _{élec} par kWc, selon les étapes réalisées en France et le procédé de purification du polysilicium employé	1,2 GWc (modules seulement)	5 GWc sur l'ensemble de la chaîne (du polysilicium aux modules) + autres projets de production de cellules et/ou de modules
→ environ 2 à 3 TWh d'électricité supplémentaire dans la trajectoire « résilience industrielle »			

l'amont de la chaîne étant le plus énergivore : la production du silicium polycristallin et du wafer représentent les deux tiers de la consommation énergétique nécessaire à la fabrication d'un panneau solaire. Le procédé de purification choisi pour la production de polysilicium influe également largement sur le besoin d'électricité : le procédé Siemens, qui couvre 95 % de la production mondiale aujourd'hui, nécessite environ 60 kWh/kg de polysilicium alors que le procédé FBR, moins mature mais nettement moins énergivore, seulement 12 kWh/kg de polysilicium.

S'agissant des **batteries**, quatre projets de méga-usines ont déjà été annoncés en France. Ces projets sont à des stades d'avancement assez différents. Dans un scénario de « défaut

de réaction », seuls les projets les plus établis se réalisent, mais si le cadre réglementaire et les politiques de soutien envoient de bons signaux aux industriels, une grande partie des projets annoncés pourraient voir le jour dans un scénario de « résilience industrielle », voire se développer plus largement à l'avenir, malgré le contexte dégradé.

Enfin, concernant l'**éolien en mer**, si le rythme d'installation pourrait être un peu plus élevé dans une trajectoire de résilience industrielle, la consommation électrique des usines d'assemblage supplémentaires nécessaires ne présente pas de gros enjeux, l'essentiel de la consommation énergétique associée à la fabrication d'une éolienne correspondant à la production des matières premières (acier, béton...).

2.7.4 Secteur des transports

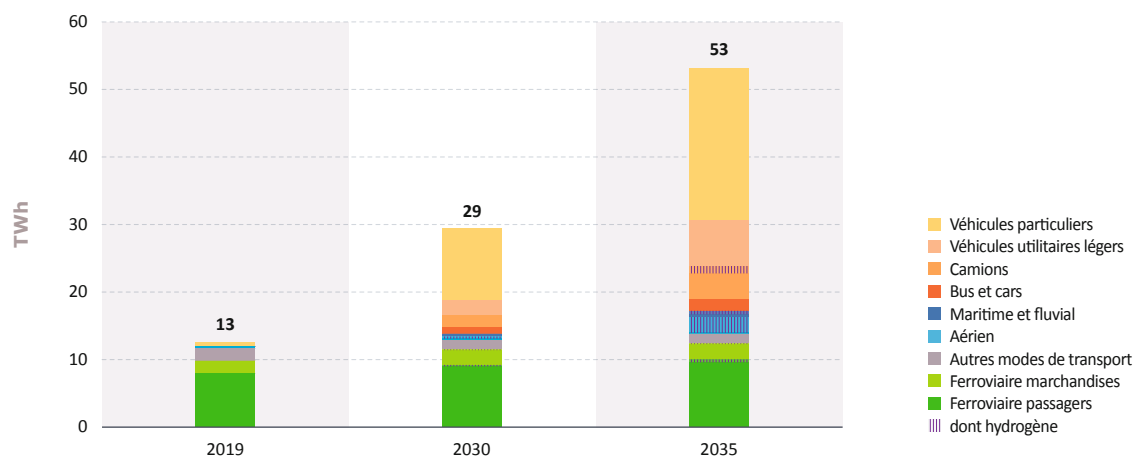
Dans le secteur des transports, le contexte macro-économique dégradé se traduirait par une réduction de la capacité d'investissement des ménages dans de nouveaux véhicules, par une modification des habitudes de déplacements des Français ainsi que par une baisse du transport de marchandises par rapport aux trajectoires A.

Dans ce scénario, la moindre capacité d'investissement des ménages produit plusieurs effets. Tout d'abord, les ménages retardent de deux ans en moyenne la mise à la casse (ou la vente) de leurs véhicules, ce qui ralentit le renouvellement du parc. Par ailleurs, les véhicules vendus sont plus légers, avec des batteries plus petites pour les modèles électriques. Ensuite, davantage de Français font des choix contraints sur les solutions de mobilité,

se reportant vers des solutions moins coûteuses, notamment le vélo et les transports en commun pour leurs trajets du quotidien, et réduisant légèrement l'usage de la voiture. La part des ventes des véhicules électriques est toutefois maintenue par rapport aux trajectoires A, dans le but d'atteindre les objectifs climatiques. Enfin, sur l'usage des véhicules, l'effet prix entraîne une réduction de la vitesse des déplacements pour économiser du carburant, ainsi qu'une augmentation du taux d'occupation des véhicules.

Dans le transport de marchandises, la moindre augmentation du PIB se traduit par un volume plus faible de marchandises transitant sur le territoire, et donc à une consommation réduite pour le transport de marchandises par rapport aux

Figure 2.41 Consommation d'électricité dans les transports – trajectoires C



trajectoires A. De plus, l'objectif de doublement de la part modale du fret ferroviaire en 2030 n'est pas atteint dans ce scénario.

Finalement, l'écart le plus marqué entre les trajectoires A et les trajectoires C est le développement des alternatives aux énergies fossiles qui restent peu matures technologiquement en 2022.

Ainsi, le développement des poids lourds à hydrogène et des carburants de synthèse pour l'aérien et le maritime se voit nettement retardé dans le contexte de mondialisation contrariée.

Au global, les effets sur la consommation d'électricité sont nettement orientés à la baisse, en comparaison avec les trajectoires A et B.

2.7.5 Secteur de l'énergie

Dans le secteur du raffinage, les trajectoires C supposent un déploiement moins rapide (environ cinq ans de retard) du recours à l'hydrogène bas-carbone que dans les trajectoires A.

Ainsi, dans ces trajectoires, la production d'hydrogène par électrolyse représente une consommation

électrique de 6,7 TWh à l'horizon 2035 (contre 9 TWh dans les trajectoires A). La consommation d'électricité, directe et indirecte, de l'ensemble du secteur de l'énergie s'élèverait ainsi à un peu plus de 19 TWh en 2035.

2.8 Synthèse : dans l'ensemble, toutes les trajectoires de consommation d'électricité sont orientées à la hausse

In fine, sous l'effet prégnant de l'électrification des usages pour sortir des énergies fossiles et tendre vers les objectifs du *Fit for 55*, toutes les trajectoires de consommation d'électricité du Bilan prévisionnel sont ainsi orientées à la hausse dès 2030, y compris dans les configurations intégrant

les perspectives d'économies d'énergie les plus élevées. Cette inflexion à la hausse est toutefois plus ou moins marquée en fonction des scénarios (de +10% à +30% entre 2019 et 2035 selon les trajectoires) du fait des fortes incertitudes demeurant sur sa concrétisation effective.

Figure 2.42 Consommation intérieure d'électricité dans les différentes trajectoires

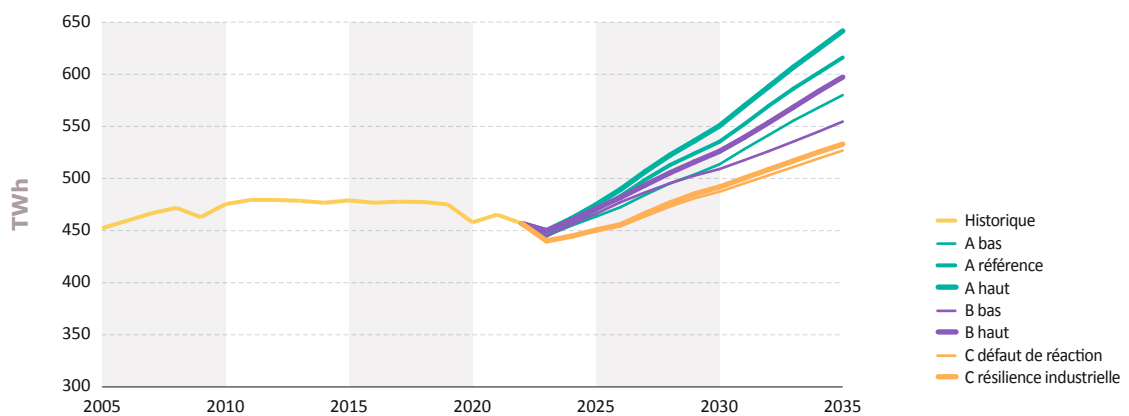
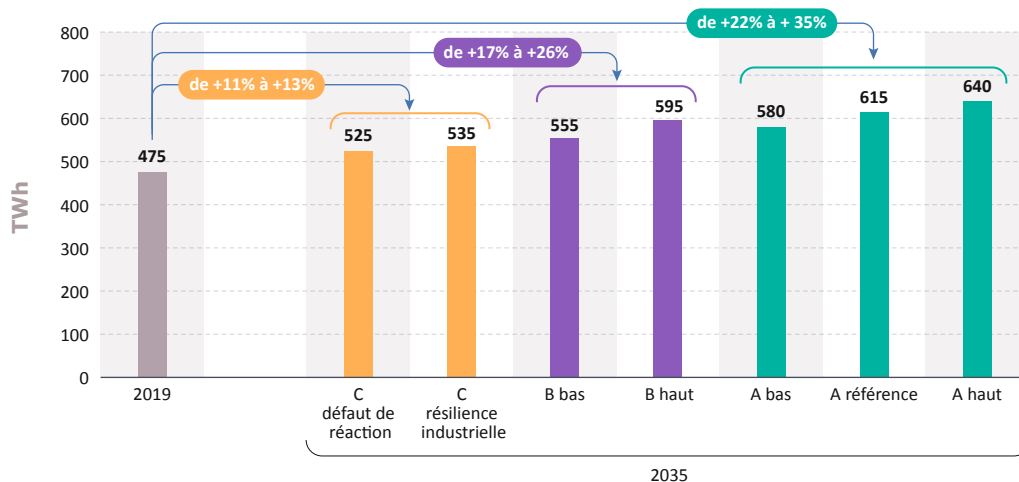


Figure 2.43 Consommation intérieure d'électricité à l'horizon 2035 dans les différentes trajectoires



LES TRAJECTOIRES DE CONSOMMATION À L'HORIZON 2035

Leviers

-  **Électrification**
-  **Efficacité énergétique**
-  **Sobriété**

Exercice de nature prospective :
atteinte des objectifs de décarbonation et identifier les conditions de réussite

Exercices d'analyse de risque :
différents types de configurations de non-atteinte afin d'en évaluer les conséquences

		Scénarios A « Accélération réussie » <i>Des options différentes d'atteinte des objectifs autour de 3 mix conso/prod en fonction des mesures d'efficacité énergétique et de sobriété</i>			Scénarios B « Atteinte partielle » <i>Un retard plus ou moins marqué dans l'électrification, l'efficacité et la sobriété combiné à un faible développement des EnR qui soulève des questions de sécurité d'approvisionnement et d'atteinte des objectifs climatiques</i>		Scénarios C « Mondialisation contrariée » <i>Deux réponses contrastées à un contexte macroéco dégradé pour maintenir l'atteinte des objectifs de décarbonation</i>		
		A - bas	A - ref	A - haut	B - haut	B - bas	C1 - Défaut de réaction	C2 - Résilience industrielle	
		++ ++ ++	++ ++ +	++ + +	+ + +	- + +	Spécifique	Spécifique	
		Cadre favorable				Cadre dégradé			
Total	Cadre macroéconomique	-							
	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	580 TWh	615 TWh	640 TWh	595 TWh	555 TWh	525 TWh	535 TWh
	Dont sobriété		Sociétale -60 TWh	Gestes simples : -25 TWh			Subie : -50 TWh		
Résidentiel	Dont efficacité énergétique		-100 TWh		-75 TWh		-75 TWh		
	Total	157 TWh	143 TWh	150 TWh	157 TWh	153 TWh	148 TWh	142 TWh	
	% logements chauffés à l'électricité	37%	60%			51%	48%	49%	
Tertiaire	Nb de logements chauffés par PAC	1,6 M	11,5 M			7,2 M		6,2 M	
	Rénovations du bâti en « équivalent rénos performantes » (équivalent -75 kWh _m /m ² /an Moy. sur 2023-2035)	230000	380 000/an		280 000/an	280 000/an		310 000/an	
	Total	132 TWh	125 TWh	139 TWh	149 TWh	148 TWh	136 TWh	131 TWh	
Transports	% surfaces tertiaires chauffées à l'électricité	29%	54%			46%	40%	46%	
	Rénovations du bâti en « équivalent rénos performantes » (équivalent -75 kWh _m /m ² /an Moy. sur 2023-2035)		8 M m ² /an		5,3 M m ² /an	5,3 M m ² /an		5,3 M m ² /an	
	Total	13 TWh	80 TWh	86 TWh	88 TWh	64 TWh	58 TWh	53 TWh	
Industrie	Dont H ₂ et carburants de synthèse	-	31 TWh			20 TWh	13 TWh	6 TWh	
	% véhicules légers électrifiés (dont VHR)	1%	38%	42%			32%	24%	40%
	% camions électrifiés	-	23%			17%	13%	22%	
Industrie	Total	114 TWh	155 TWh	160 TWh	165 TWh	152 TWh	143 TWh	133 TWh	139 TWh
	Dont H ₂	-	25 TWh			25 TWh	16 TWh	16 TWh	
	% électrification directe et indirecte	29%	49%	48%			44%	41%	43%
Industrie	Gains efficacité des procédés	-	-13 TWh		-9 TWh	-9 TWh		-10 TWh	

2.9 Analyse en puissance : des profils d'appels de puissance qui évoluent fortement mais avec une perspective de développer la flexibilité de la demande pour en faire dès les prochaines années un levier important de la gestion du système électrique

Au-delà des trajectoires de consommation d'électricité en énergie annuelle, l'évolution de la forme de la courbe de consommation suivant les moments de la journée, de la semaine et de l'année constitue le paramètre crucial pour la gestion du système électrique et en particulier pour l'équilibre entre l'offre et la demande.

Si l'attention se concentre souvent sur la « pointe » de consommation, qui constitue historiquement la période la plus délicate pour l'équilibre offre-demande, les variations temporelles de la consommation découlent en pratique de différents effets :

- ▶ des variations de nature « structurelle » à l'échelle journalière, hebdomadaire ou annuelle, selon des profils-types : celles-ci découlent des cycles de l'activité humaine ou encore de la thermosensibilité des usages. Ces variations sont aujourd'hui couvertes par la stratégie de programmation des maintenances des centrales pilotables, notamment nucléaires (moins de maintenances en hiver), par la gestion des stocks des grands barrages hydrauliques ou encore par les moyens thermiques, en France et à l'étranger (via les interconnexions). Dans le futur, d'autres moyens de flexibilité pourront être mobilisés (décalages réguliers de consommation, batteries, thermique décarboné...) ;
- ▶ des variations plus « conjoncturelles », liées tout particulièrement aux conditions météorologiques et en particulier à l'aléa de température du fait des usages chauffage et climatisation : ainsi, la consommation est susceptible d'atteindre les niveaux les plus importants lors des vagues de froid les plus longues et intenses. Contrairement aux variations structurelles cycliques, celles-ci sont difficilement prévisibles longtemps à l'avance et doivent être couvertes grâce à des flexibilités « dynamiques », mobilisables pour répondre à ce type d'incertitudes.

Au cours des prochaines années, le profil de consommation est amené à se déformer assez largement avec l'intégration de nouveaux usages de l'électricité. Certains d'entre eux auront un profil relativement plat au cours de l'année (nouveaux procédés électriques dans l'industrie) tandis que d'autres répondront à des besoins variés au cours de l'année (mobilité électrique, chauffage par pompe à chaleur...).

Par ailleurs, ces nouveaux usages de l'électricité présentent, pour nombre d'entre eux, des opportunités de flexibilité importantes, notamment pour ce qui est de la mobilité électrique, de la production d'hydrogène par électrolyse voire, dans une moindre mesure, du chauffage électrique dans les bâtiments. Comme pour le remplissage des ballons d'eau chaude sanitaire dont le pilotage avait été développé dès les années 1980, ces différents usages présentent en effet tous une possibilité de stockage de « l'énergie utile » associée à l'usage final : stock d'électricité dans les batteries des véhicules électriques, hydrogène stockable dans des infrastructures adaptées, ou encore inertie thermique des bâtiments permettant d'accumuler de la chaleur.

Dans le même temps, le développement des énergies renouvelables variables modifie considérablement les enjeux associés à l'équilibre offre-demande et accroît fortement l'intérêt de développer le potentiel de flexibilité de la demande, pour que la consommation contribue plus largement à l'équilibre du système électrique de demain. L'indicateur clé pour la programmation des moyens de production pilotables n'est en effet désormais plus uniquement la consommation brute mais la consommation résiduelle, c'est-à-dire la consommation diminuée de la production renouvelable « fatale » (éolien, solaire, hydraulique au fil de l'eau).

2.9.1 Le profil de la consommation présente un caractère cyclique et intègre dès aujourd’hui des formes de modulation contribuant à l’équilibre offre-demande

Les appels de puissance de la consommation électrique constituent aujourd’hui un reflet des modes de vie et de signaux de pilotage hérités des années 1980

La consommation d’électricité fluctue au cours du temps, en fonction des besoins des utilisateurs. Ceux-ci sont largement dictés par le rythme des activités économiques et domestiques et le cycle des saisons : la consommation est plus élevée le jour que la nuit, en jours ouvrés qu’en week-end, en hiver qu’en été. Elle connaît aussi d’amples fluctuations, liées aux températures extérieures, du fait des usages de climatisation (en été) et surtout de chauffage (en hiver).

Si les courbes de charge hivernales et estivales en jours ouvrés (cf. figure 2.44) présentent des différences notables, tant en forme qu’en niveau, elles possèdent néanmoins des caractères communs :

- ▶ un minimum de consommation atteint en fin de nuit (vers 4h ou 5h du matin), période où les

consommations émanent essentiellement des procédés industriels à feu continu, de l’éclairage public, des appareils de froid, des veilles des appareils électroniques et, en hiver, du chauffage ;

- ▶ une rapide montée de charge à partir de 6h, liée à la reprise d’activité chez les particuliers, dans les transports ferroviaires et dans les établissements tertiaires (commerces et bureaux notamment), conduisant à la formation d’un « plateau du matin », et industriels (industrie légère travaillant à un ou deux postes par jour sur cinq jours par semaine) ;
- ▶ un « plateau du matin », constitué d’une succession de pointes : résidentielle autour de 8h-9h (surtout l’hiver), puis tertiaire autour de 10h-11h, et à nouveau résidentielle autour de 12h. Il est à noter que la pointe méridienne est renforcée par l’enclenchement des chauffe-eau électriques (à hauteur de 2,5 GW entre 12h et 13h) et des autres appareils programmés par les 4 millions de foyers résidentiels bénéficiant du tarif heures creuses sur cette plage horaire ;

Figure 2.44 Profil journalier de puissance de la consommation par usages aujourd’hui (à températures de référence)

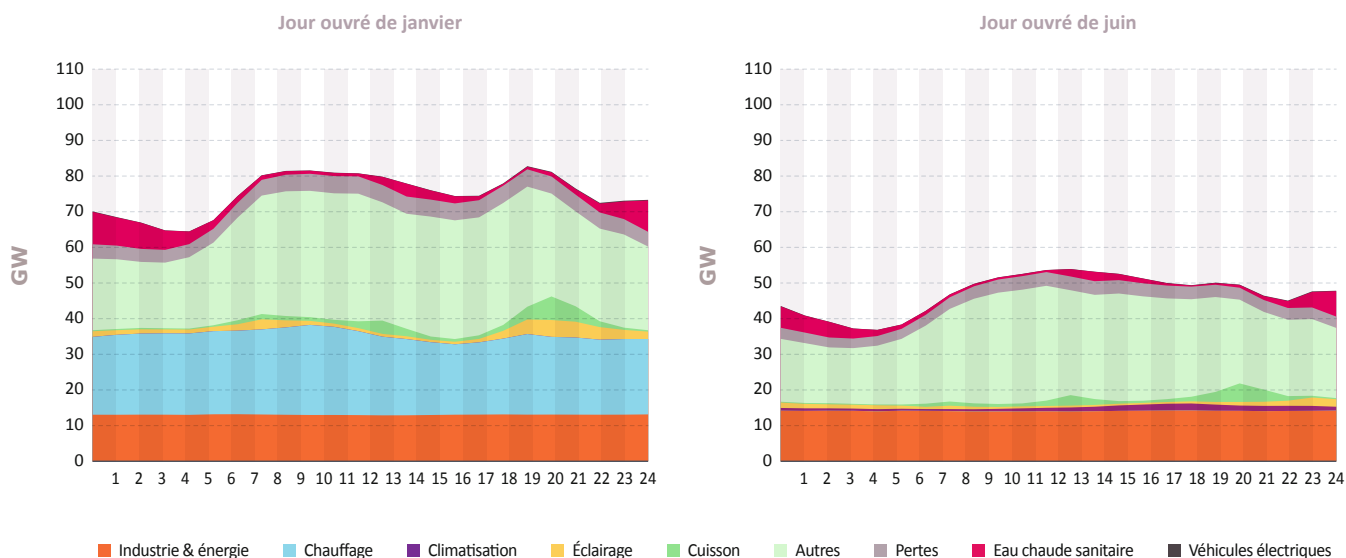
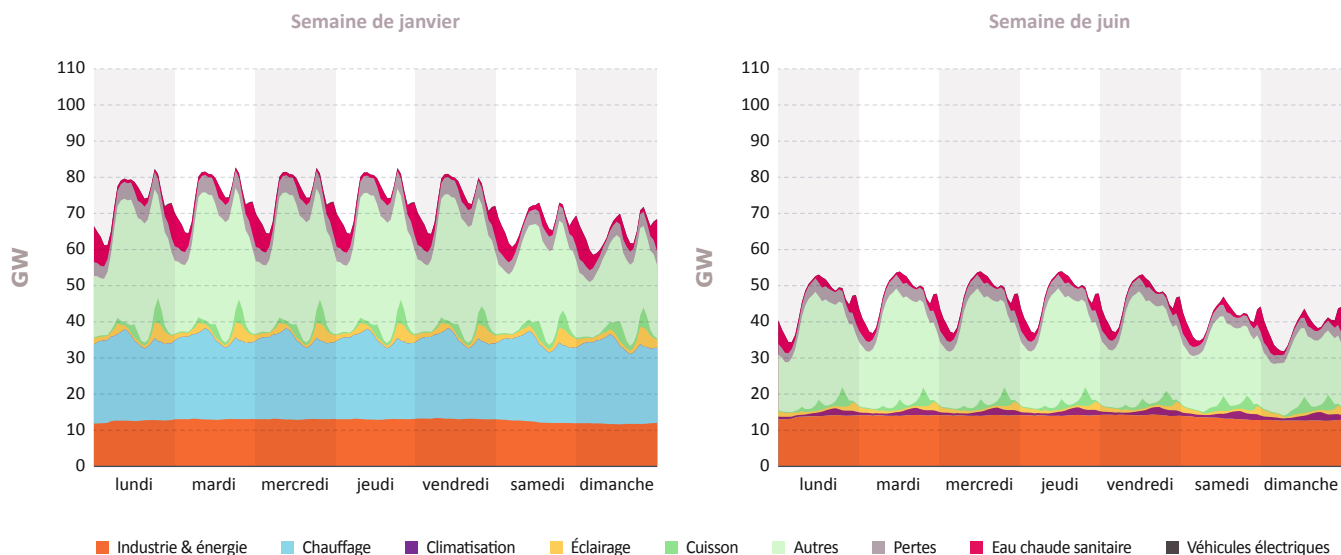


Figure 2.45 Profil hebdomadaire de puissance de la consommation par usages aujourd’hui (à températures de référence)



- ▶ une lente diminution à partir de 13h, suivie d’un rebond en fin d’après-midi, où se conjuguent activité de fin de journée dans les bureaux, reprise de la consommation résidentielle et pic d’activité des transports en commun ;
- ▶ une diminution progressive après 20h, en partie compensée par l’enclenchement des signaux « heures creuses » et en particulier l’enclenchement des ballons d’eau chaude, usage qui peut représenter près de 10 GW autour de minuit.

Les différences saisonnières sont principalement dues :

- ▶ au chauffage, qui explique l’essentiel de la différence globale de niveau entre hiver et été ;
- ▶ à des consommations additionnelles d’éclairage, qui sont à l’origine des écarts de forme : combinée avec une charge de même ampleur liée à la cuisson résidentielle, l’apparition d’une charge supplémentaire de l’ordre de 4 GW à la tombée de la nuit provoque une pointe à 19h au cœur de l’hiver, un peu plus tardive et moins haute en demi-saison et en été ; symétriquement, le matin, l’éclairage induit en décembre et janvier un supplément de consommation qui positionne la pointe du matin vers 9h. Avec de moindres besoins d’éclairage,

cette pointe tend à se décaler vers midi au fur et à mesure que le jour se lève plus tôt.

Hormis les différences de niveaux liées aux conditions de température (*cf. infra*), les appels de puissance présentent un profil cyclique similaire sur l’ensemble des jours ouvrés. Les profils des samedis et dimanches diffèrent en revanche de celui des jours ouvrés du fait de la baisse de l’activité économique, et du démarrage plus tardif de la consommation résidentielle le matin : la pointe du matin disparaît, la consommation augmentant régulièrement jusqu’à 13h, puis diminue l’après-midi pour remonter en début de soirée et culminer autour de 19h l’hiver, 20h l’été.

Les appels de puissance de la consommation électrique peuvent connaître d’amples variations liées aux températures extérieures et cette caractéristique est amenée à perdurer

La consommation d’électricité est influencée par les températures extérieures en été, via la climatisation, et surtout en hiver via le chauffage

électrique – largement répandu en France puisqu’il équipe actuellement près de 40 % du parc de logements et 30 % des surfaces du parc tertiaire.

Le système électrique français se caractérise ainsi par une forte thermosensibilité induite par le chauffage électrique : lors d’une vague de froid intense, les besoins de chauffage peuvent être beaucoup plus importants et contribuer à une augmentation significative de la puissance appelée. Le gradient hivernal (sensibilité de la consommation à la baisse de température en hiver) est aujourd’hui estimé à 2400 MW/°C.

Les transferts de chauffage au fioul ou au gaz vers les pompes à chaleur électriques pour une partie significative du parc de logements vont accroître de manière sensible la part des logements chauffés à l’électricité à l’horizon 2035 (60% dans la trajectoire «A - référence» contre 40% environ aujourd’hui). De façon similaire, la part des surfaces tertiaires chauffées par des solutions électriques devrait fortement augmenter à ce même horizon (près de 55% dans la trajectoire «A - référence» contre 30% environ aujourd’hui).

Toutefois, dans le même temps, l’amélioration de l’isolation du bâti (réglementation environnementale

dans le neuf, rénovations renforcées dans l’existant), combinée à une performance accrue des systèmes de chauffe (au travers des pompes à chaleur notamment) devrait permettre, dans la trajectoire «A - référence», de maintenir une consommation du chauffage électrique dans les bâtiments globalement stable, à l’échelle annuelle, à l’horizon 2035.

Néanmoins, malgré une consommation annuelle d’électricité relativement stable, la pointe de consommation liée au chauffage augmente sensiblement dans le scénario A de référence (environ 6 GW en 2030 et de l’ordre de 4 GW en 2035 par rapport à 2019). Cette augmentation est liée aux caractéristiques des pompes à chaleur qui voient leurs performances diminuer lors des périodes de froid. En corollaire, la sensibilité de la consommation d’électricité à la température augmente légèrement à l’horizon 2035, notamment à très basse température.

Ce résultat est sensible à de nombreuses hypothèses et paramètres clés, l’effet sur la pointe peut en effet s’échelonner entre zéro et une quinzaine de gigawatts. Un grand nombre de variantes ont ainsi été analysées et sont détaillées et restituées dans le chapitre 10.

Figure 2.46 Appel de puissance moyen du chauffage en fonction de la température lissée

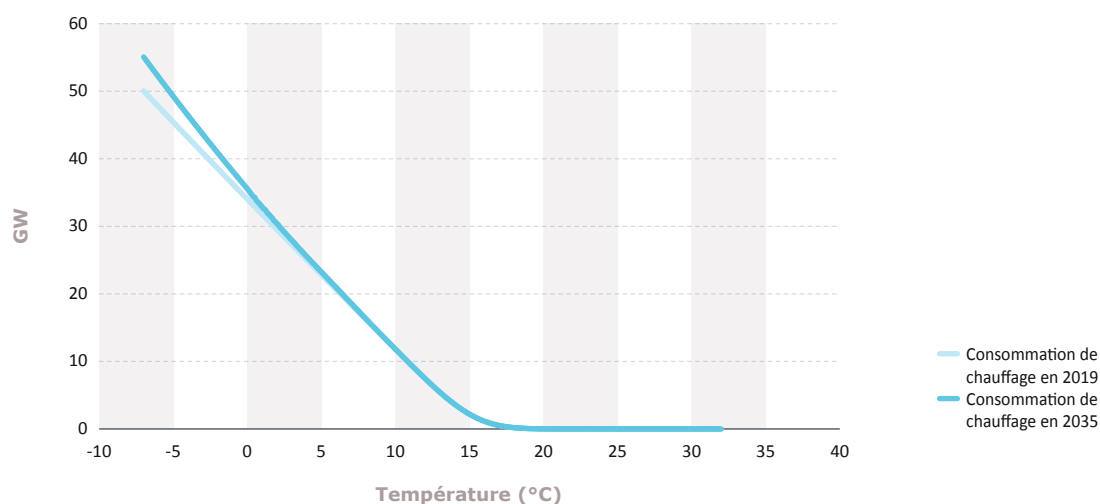
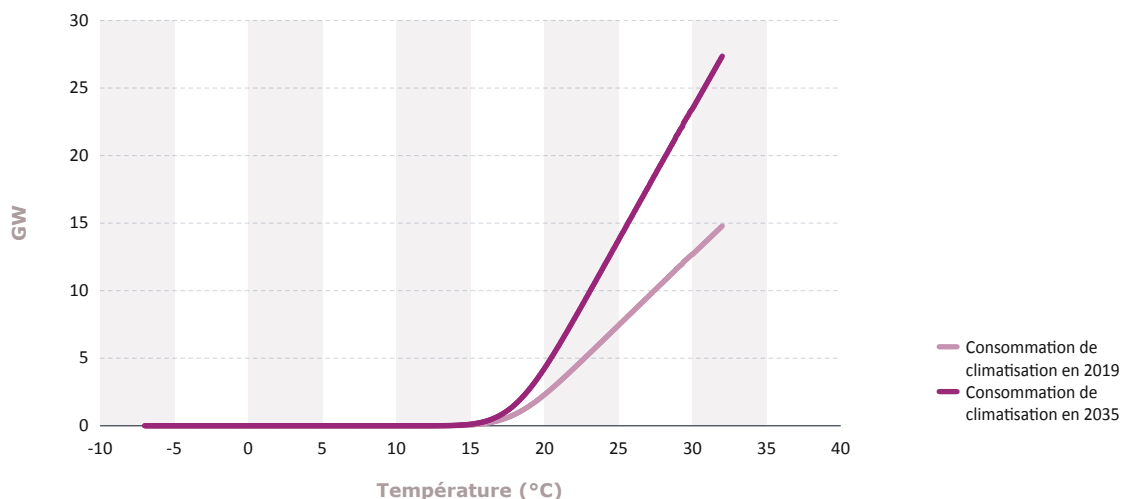


Figure 2.47 Appel de puissance moyen de la climatisation en fonction de la température lissée



Les débats relatifs à la thermosensibilité de la consommation et aux contraintes associées sur le système électrique sont aujourd'hui centrés sur les périodes de grand froid. Les perspectives de diffusion accrue de la climatisation et le réchauffement climatique font toutefois apparaître de nouvelles interrogations sur les contraintes de sécurité d'approvisionnement lors des vagues de chaleur.

La part de logements climatisés en France, en fort développement ces dernières années, a atteint 22% en 2019. Elle reste toutefois bien inférieure à ce qui peut être observé dans le sud de l'Europe ou aux États-Unis. Les perspectives de développement de la climatisation dans la trajectoire de référence dans le bâtiment font passer la part de logements climatisés à près de 50% en 2035. La sensibilité de la consommation à la température (gradient d'été) devrait fortement augmenter d'ici 2035 et atteindre 1900 MW/°C à 17h.

Malgré l'évolution de cette thermosensibilité, couplée au réchauffement climatique, qui va d'une part conduire à un accroissement de la fréquence et de l'intensité des vagues de chaleur et, d'autre

part, faire apparaître des contraintes accrues sur la disponibilité des moyens de production, les analyses ne révèlent pas de contraintes d'approvisionnement majeures lors de vagues de chaleur à l'horizon 2035 (cf. chapitre 6).

Les décalages et modulations de consommation permettent dès aujourd'hui de contribuer à l'optimisation du système électrique

Dès les années 1980, suite à la transformation du mix de production par le développement d'une base nucléaire importante et du chauffage électrique, deux grands types de flexibilité ont été développés et mis en œuvre :

- ▶ une flexibilité régulière, quotidienne, assurée par le signal «heures creuses», auquel sont en particulier asservis les ballons d'eau chaude sanitaire, et qui a permis de limiter la consommation lors des pointes journalières et de mieux utiliser l'électricité nucléaire disponible la nuit (cf. encadré) ;
- ▶ des offres d'effacement tarifaires indissociables de la fourniture : EJP²² puis Tempo, pour inciter

22. Effacement jours de pointe

L'asservissement heures pleines/heures creuses de l'eau chaude sanitaire

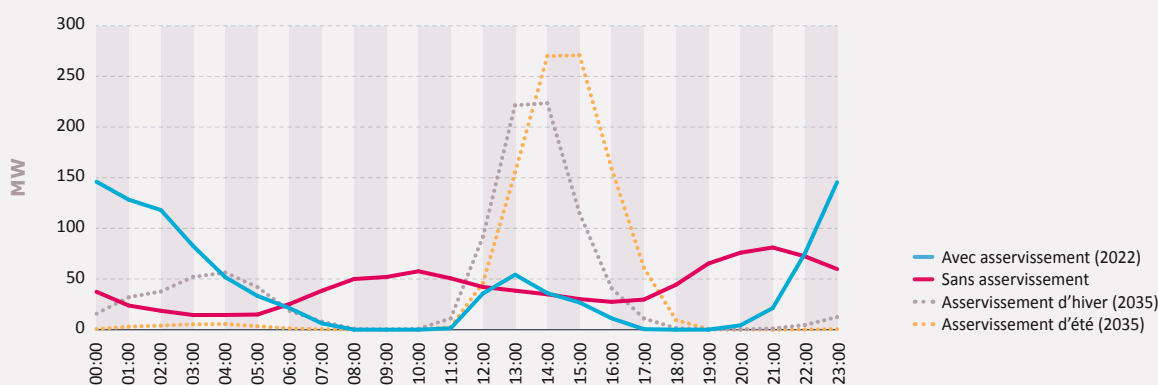
La puissance appelée pour la production d'eau chaude sanitaire résidentielle possède une amplitude horaire très importante. Les chauffe-eau à accumulation sont actuellement largement asservis aux signaux tarifaires : environ 75 % des foyers équipés d'eau chaude sanitaire électrique, pour une puissance estimée à près de 10 GW en pointe à minuit. L'eau chaude sanitaire présente également une certaine saisonnalité liée aux températures de soutirage de l'eau plus froides l'hiver que l'été et nécessitant une chauffe plus importante.

Sans asservissement tarifaire, les périodes de chauffe auraient lieu au plus près des activités culinaires et sanitaires consommatrices d'eau chaude, en matinée et autour de 20h

(cf. figure 2.48). Elles accentueraient alors les appels de puissance durant les heures les plus chargées de la journée. Cette problématique de pilotage constitue un enjeu fort sur l'évolution de la pointe de consommation.

D'ici 2035, le pilotage tarifaire de l'eau chaude sanitaire pourrait évoluer pour mieux se placer lors des périodes où le système électrique dispose des marges les plus importantes, notamment en milieu de journée lors du pic de production solaire. Avec le développement des compteurs communicants, des évolutions de la structure des offres de fourniture et un asservissement de la production d'eau chaude sanitaire mieux adaptés aux besoins du système

Figure 2.48 Profil normé²³ de consommation pour l'eau chaude sanitaire selon le mode d'asservissement (en pointillé un nouveau profil de pilotage optimisé pour le système de 2035 dans le scénario « A - référence »)



23. Le profil normé est le profil correspondant à une énergie moyenne journalière égale à 1 GWh.

électrique sont techniquement accessibles. L'hypothèse est faite que les asservissements pourraient rester « statiques » (p.ex. déclenchement chaque jour à la même heure) mais avec des heures de déclenchement différentes entre été et hiver, pour être plus adaptées au fonctionnement du système électrique (production photovoltaïque importante en journée en été). Deux profils de consommation sont ainsi considérés (profil hiver et profil été). Le profil d'hiver considère que la consommation est placée principalement autour des heures méridiennes, avec de l'ordre d'un quart de la consommation journalière placée pendant la nuit. En été, il

est fait l'hypothèse que la très grande majorité des ballons d'eau chaude se déclenchent sur les heures méridiennes afin de synchroniser la consommation pour l'eau chaude sanitaire avec la production photovoltaïque abondante. Ces profils ont été estimés de façon à être optimaux, tout en considérant qu'ils sont « statiques » pour chaque saison.

Au-delà de l'eau chaude sanitaire, de plus en plus d'usages pourraient s'adapter à un signal « heures creuses » : tous ceux qui sont décalables, à commencer par la recharge des véhicules électriques (cf. chapitre 12).

les consommateurs à ne pas consommer lors des jours les plus tendus pour l'équilibre offre-demande, en particulier les jours les plus froids.

Depuis 2010, de nouvelles formes d'effacements ont été développées, dits explicites, via des agrégateurs d'effacement indépendants des fournisseurs d'électricité. Cela représente environ 3 GW de puissance activables essentiellement dans l'industrie et marginalement dans le tertiaire. Dans le secteur résidentiel, des acteurs d'effacements explicites ont également émergé, présentant une centaine de mégawatts sur les marchés et avec des perspectives à la hausse dans les prochaines années.

Dans le secteur des bâtiments, les effacements sont essentiellement hérités des tarifs EJP et Tempo (valorisés par le fournisseur d'électricité via des offres tarifaires dédiées) et s'élèvent aujourd'hui à 900 MW. Après deux décennies marquées par une baisse régulière, ce type de tarification a récemment gagné en attractivité : du fait de

la tension sur l'équilibre offre-demande en 2022, l'engagement dans ces offres a été plus fortement encouragé et 115 000 clients résidentiels ont ainsi souscrit à un tarif Tempo auprès d'EDF entre mars 2022 et mars 2023.

Le développement des effacements figure déjà parmi les objectifs de politique publique :

la PPE actuellement en vigueur fixe un objectif de 4,5 GW d'effacements en 2023 et de 6,5 GW en 2028 (5 GW d'effacements dans les secteurs industriel et tertiaire et 1,5 GW dans le secteur résidentiel) et prévoit l'organisation d'appels d'offres dédiés qui permettent de soutenir financièrement le développement de cette filière.

Toutefois, la PPE ne précise pas la métrique utilisée permettant le suivi du développement effectif de la filière, par exemple s'il s'agit d'effacements implicites ou explicites, ni sur la manière d'évaluer la puissance disponible pour le système. Dans le présent document, les hypothèses de capacités d'effacement disponibles sont présentées en

appliquant la méthode de certification de l'actuel mécanisme de capacité²⁴. Sur l'année de livraison 2022, la capacité d'effacement explicite certifiée sur le mécanisme de capacité a atteint 3,3 GW.

Il existe par ailleurs un enjeu à s'assurer de la fiabilité des effacements ainsi contractualisés et

rémunérés, c'est-à-dire de s'assurer de leur activation effective en cas de besoin pour l'équilibre offre-demande. Il s'agit en effet d'un enjeu majeur pour le développement de la filière de renforcer la confiance collective sur sa faculté à répondre aux besoins du système électrique et fournir un service équivalent aux moyens de production.

2.9.2 L'électrification de certains usages pourrait contribuer à l'augmentation des pointes de consommation mais ces nouvelles consommations sont par nature plus facilement décalables ou modulables que la consommation électrique historique

Sur toute la période d'étude du Bilan prévisionnel, le développement de nouveaux usages de l'électricité (mobilité électrique, électrolyseurs, pompes à chaleur, etc.) contribuera à une augmentation de la pointe de consommation. Celle-ci est inéluctable et constitue une conséquence mécanique de l'électrification. Elle résulte notamment de la croissance attendue de la consommation dans l'industrie et le transport, ainsi que du chauffage des bâtiments (lié notamment à l'évolution du gradient de thermosensibilité, précisée *supra*).

L'augmentation de la pointe ne pose pas un problème en elle-même si le parc de production et les moyens de flexibilité se développent concomitamment, d'autant plus qu'une partie des nouveaux usages électriques présentent des possibilités importantes de flexibilisation (recharge des véhicules électriques, production d'hydrogène), ce qui conduit à changer la nature des pointes de consommation : l'ampleur de l'augmentation prévisionnelle des pointes de consommation sur la plage du soir peut ainsi être réduite, et les niveaux de consommation être plus importants sur la plage méridienne pour tirer profit de la production décarbonée.

À court terme, la pointe de consommation hivernale continuera à apparaître le soir (18h-20h), le développement des flexibilités de la demande n'étant pas encore suffisant pour la déplacer sur d'autres plages horaires. Son augmentation peut

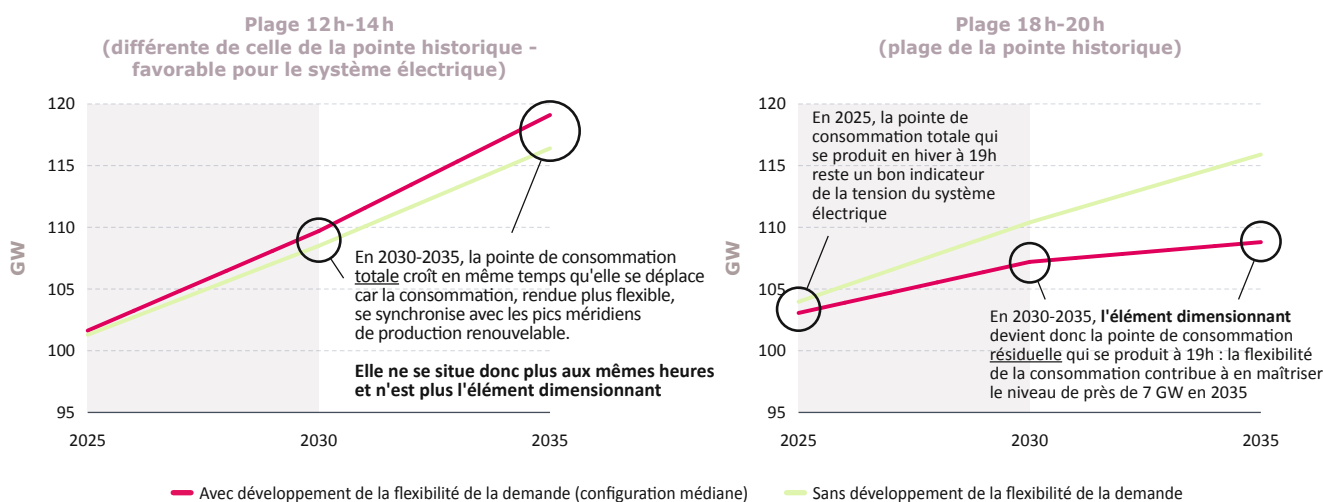
être maîtrisée par le développement des flexibilités de la demande et ne dégrade pas la sécurité d'approvisionnement car elle s'accompagne d'un développement de la production bas-carbone (cf. chapitre 6).

À moyen terme, la pointe de consommation devrait se déplacer progressivement du soir vers les heures méridiennes. Dans le cas d'un développement important des flexibilités (configuration médiane de référence présentée au 2.9.4), la pointe de consommation pourrait survenir en milieu de journée dès 2030 pour profiter de la production solaire abondante. En l'absence d'effort porté sur le développement des flexibilités, une telle bascule n'interviendrait qu'à l'horizon 2035 avec une pointe de consommation qui atteindrait un niveau similaire sur les créneaux 18h-20h et 12h-14h, notamment du fait du réajustement des plages tarifaires heures pleines-heures creuses, centrées sur le pic de production solaire : la pointe de consommation sur la plage 12h-14h augmente en effet plus rapidement que celle sur la plage 18h-20h du fait notamment du pilotage de l'eau chaude sanitaire sur les nouvelles plages d'heures creuses.

Dans le scénario de référence, l'augmentation de la pointe de consommation est donc maîtrisée et « pilotée », ce qui bénéficie au fonctionnement du système électrique.

24. Évaluation de la puissance moyenne disponible sur les plages horaires [7h ; 15h] et [18h ; 20h] lors des jours PP2 signalés sur les mois de novembre à mars.

Figure 2.49 Évolution de la pointe de consommation à une chance sur dix sur différentes plages horaires, selon les variantes de flexibilités étudiées (base 100 : pointe à une chance sur dix en 2019)



Par conséquent, l'accroissement de la pointe sur la plage 18h-20h serait limité (+5 GW en 2030 et +7 GW en 2035) en comparaison d'une situation sans aucun développement de la flexibilité (+9 GW en 2030 et +14 GW en 2035). Les conséquences sur le dimensionnement du système en vue de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande à tout instant sont détaillées au chapitre 6.

Par ailleurs, les pointes de consommation totales²⁵ s'établissent à des niveaux proches dans les différentes configurations de flexibilités étudiées, mais sur des plages horaires différentes. **À cet horizon, ce n'est donc plus la pointe de consommation totale qui traduit le risque de défaillance, la pointe de consommation résiduelle devient l'élément dimensionnant du système.**

2.9.3 Les gisements de flexibilité de la demande sont nombreux et portent sur l'ensemble des grands secteurs de consommation

La flexibilité de la demande peut être développée dans tous les secteurs et pour de nombreux usages. **La modélisation retenue par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel s'applique donc à représenter les caractéristiques des différents types de flexibilités et de modulations accessibles (disponibilité de la flexibilité, contraintes sur l'usage final,**

temporalité des reports de consommation possibles, infrastructures ou équipements nécessaires pour disposer de la flexibilité, etc.).

Cette partie présente, pour chaque usage électrique, les principales hypothèses associées à la flexibilité de la demande ainsi que la part de la

25. L'évolution des pointes est représentée ici au travers de l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix». Cet indicateur estime le niveau de consommation qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver. Il peut être assimilé à la puissance maximale appelée au cours d'une vague de froid décennale, et conduit donc à des valeurs assez élevées. Cet indicateur a toutefois perdu de sa pertinence avec le développement des productions renouvelables variables et des flexibilités de la demande.

consommation susceptible d'être décalée, modulée ou effacée. Des compléments sont également présentés dans le chapitre 6 sur l'intérêt de la flexibilité pour l'équilibre offre-demande.

Flexibilité des bâtiments

La flexibilité de la consommation des bâtiments peut être assurée par le décalage ou la modulation de certains usages (chauffage, ventilation, etc.). Aujourd'hui, cette modulation porte essentiellement sur l'eau chaude sanitaire dans le secteur résidentiel. Ce potentiel devrait toutefois s'étendre au secteur tertiaire et connaître une évolution importante grâce à l'électrification de nouveaux usages. Plusieurs types de flexibilités peuvent être ainsi distingués :

- ▶ les **consommations « décalables »** qui peuvent être stockées sur plusieurs heures : il s'agit notamment des ballons d'eau chaude ou des stocks de froid (eau glacée) ;
- ▶ et les **consommations « modulables »** dont le niveau peut être un peu réduit sur un temps limité, en particulier pendant les deux à trois heures de pointes du matin ou du soir, sans coupure complète. Ces consommations peuvent également être réhaussées à d'autres moments (par exemple : dans le cas du préchauffage d'un bâtiment, pour réduire sa consommation pendant les heures de pointe du matin, en profitant de l'inertie thermique du bâtiment pour ne pas réduire le confort ressenti par les occupants).

Pilotage de la demande des bâtiments résidentiels

Près de 40% des résidences principales sont aujourd'hui chauffées à l'électricité et cette part est amenée à augmenter avec le développement des pompes à chaleur : dans le scénario « A - référence », la part des logements (résidences principales) chauffés à l'électricité atteint ainsi 53% en 2030.

Dans ce scénario, la puissance à la pointe en hiver liée au secteur résidentiel atteint une quarantaine de gigawatts en 2030 à températures de référence. Le chauffage résidentiel représente environ 20 GW d'appel de puissance à température normale et beaucoup plus lors d'épisodes de vague de froid. Il

constitue par conséquent le potentiel de flexibilité de la demande le plus important sur ce segment de consommation. Il s'agit en effet d'un usage modulable dans une certaine mesure. Le chauffage peut par exemple être programmé à l'avance pour réduire de manière régulière la température de consigne de 1 à 2°C pendant quelques heures le matin et le soir tout en bénéficiant de l'inertie thermique du logement et quitte à accepter un report de consommation sur d'autres plages plus favorables du point de vue du système électrique. Il peut également être piloté de manière plus dynamique grâce à des thermostats programmables voire connectés pour s'adapter aux enjeux d'équilibre offre-demande qui se présentent chaque jour (par exemple, connexion au signal Ecowatt pour réduire la consommation lors des jours les plus tendus).

Aujourd'hui, le pilotage du chauffage porte essentiellement sur des logements équipés de chauffage à effet Joule mais le développement des pompes à chaleur (100% électriques ou hybrides) peut augmenter le potentiel de flexibilité lié à cet usage. Des effacements ou modulations du chauffage sur des durées plus longues sont envisageables à condition de disposer des solutions techniques adaptées. La mise en place de ballons d'eau chaude tampon avec des pompes à chaleur permet de moduler la puissance électrique de la pompe à chaleur tout en continuant à assurer le chauffage des bâtiments grâce à la circulation de l'eau chaude stockée. L'installation de pompes à chaleur hybrides constitue aussi une solution pour réduire la consommation d'électricité lors des jours les plus froids, en assurant les besoins de chauffage grâce à la bascule au gaz.

Ces options peuvent néanmoins présenter un coût supplémentaire à prendre en compte.

Au-delà du chauffage, d'autres usages décalables (production d'eau chaude sanitaire pour la part encore non asservie, ainsi que les usages liés au lavage) et modulables (éclairage) représentent une moindre part de la consommation mais sont néanmoins à considérer dans les gisements de flexibilité, notamment lors des jours de tension du système électrique où les consommateurs sont susceptibles d'agir de manière plus prononcée et sur l'ensemble de leurs usages qu'au quotidien (flexibilité dynamique).

Pilotage de la demande des bâtiments tertiaires

En 2022-2023, dans le contexte de la crise énergétique nécessitant des efforts de sobriété et de flexibilité de la part des consommateurs, le secteur tertiaire a mis en évidence un potentiel important de modulation de consommation.

Le parc de bâtiments tertiaires couvre différents secteurs d'activité relativement hétérogènes : bureaux et administration, commerces, enseignement et recherche, santé et action sociale, habitat communautaire, sport, loisirs et culture, cafés, hôtels et restaurants, transports, etc. En 2023, ce parc représente près de 2 millions de bâtiments pour 1 milliard de m² principalement répartis entre les sites de bureaux (23% des surfaces), les commerces (22%), les bâtiments d'enseignement (19%) suivis des bâtiments du secteur de la santé (12%).

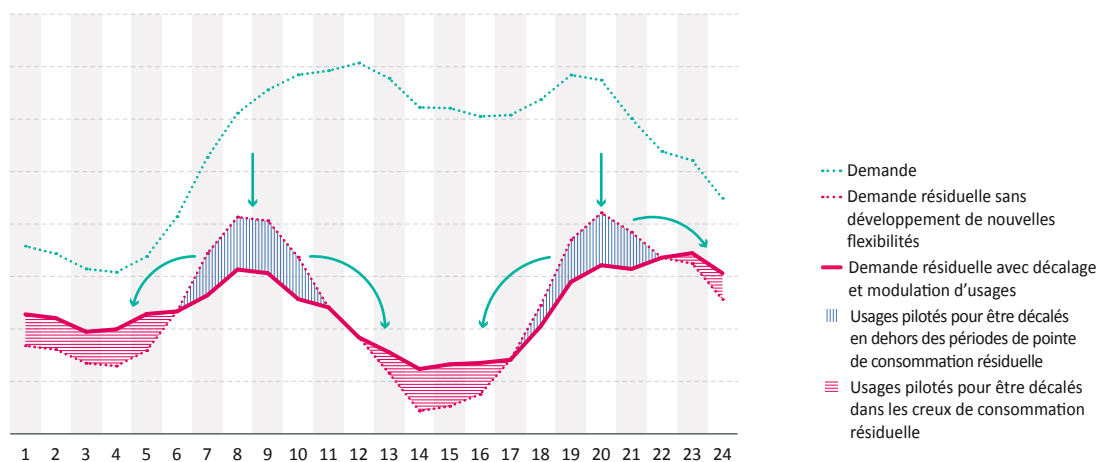
À eux seuls, les bureaux et les commerces représentent 40% de la puissance appelée pendant les plages horaires de pointe hivernale de 7h-11h

et de 18h-20h, avec respectivement 6 GW dans les bureaux et 5 GW dans les commerces. Cette consommation est portée aux deux tiers par les systèmes de chauffage, ventilation et climatisation (CVC), soit environ 7 GW aujourd'hui. Dans le scénario «A - référence», en l'absence de développement du pilotage des usages, l'appel de puissance pourrait atteindre environ 9 GW à la pointe à l'horizon 2030.

Le concours CUBE Flex²⁶ mené en 2023 par l'IFPEB, A4MT et RTE a permis de mettre en évidence la possibilité pour des bâtiments tertiaires, publics et privés, de réduire et décaler ces usages au quotidien pendant les heures de tension du système électrique, avec des potentiels relativement importants identifiés dans certains cas d'usage (jusqu'à 40% de baisse de la pointe lors de journées test). La généralisation d'un tel potentiel à l'ensemble du parc tertiaire présente toutefois un certain nombre de défis : le passage à l'échelle reste donc à éprouver.

Ce potentiel de flexibilité est accessible dès à présent dans l'ensemble des bureaux et

Figure 2.50 Illustration de décalages et de modulations d'usages possibles dans les bâtiments tertiaires et résidentiels pour lisser la consommation résiduelle (projection en moyenne annuelle 2030 dans le scénario «A - référence»)



26. <https://www.cube-flex.org/le-concours/>

commerces, même sans installation de GTB (gestion technique de bâtiment, BACS en anglais) supplémentaires, simplement par des actions de programmation et de pilotage manuel des équipements, notamment de chauffage. Il pourrait toutefois être nettement développé grâce à la généralisation des systèmes de GTB prévue par la réglementation²⁷.

Ainsi, le pilotage des différents usages dans les bâtiments résidentiels et tertiaires permettrait de limiter la hausse de la pointe de consommation en déformant le profil de demande pour la placer dans des moments où le productible renouvelable est abondant, comme illustré sur la figure 2.50.

Cette modulation et ces décalages ne sont pas seulement bénéfiques au système électrique mais aussi pour les consommateurs. Le fait de mieux positionner les heures de consommation permet de profiter des heures de prix les moins chères, ce qui permet de bénéficier de gains sur la facture d'électricité, sous réserves de transmettre les bonnes incitations tarifaires aux consommateurs.

Le scénario de référence considère une évolution notable des capacités de pilotage de la demande des bâtiments résidentiels et tertiaires. Cette évolution du pilotage peut se traduire par une augmentation des capacités d'effacements implicite et explicite mais aussi par le développement de la modulation structurelle de la demande dans ces deux secteurs.

Le scénario central de flexibilité prend en compte une hypothèse de développement et d'attractivité des offres tarifaires incitatives : dynamiques (de type EJP ou Tempo) mais aussi statiques (heures pleines/heures creuses). Cette hypothèse peut s'appuyer sur de nouveaux textes législatifs et réglementaires. À titre d'exemple, une directive européenne de 2019²⁸ vise à promouvoir les offres tarifaires dynamiques. En France, les fournisseurs ayant plus de 200 000 clients sont ainsi dans l'obligation de proposer des offres qui incitent financièrement les consommateurs à effacer ou

déplacer leur consommation au sein d'une journée en réponse à un signal de court terme.

Le scénario central intègre également la poursuite du développement d'une seconde forme de flexibilité dynamique par le biais des offres d'effacement explicite proposées par des agrégateurs indépendamment du contrat de fourniture.

Cette répartition entre les offres d'effacement implicite et explicite n'est pas restrictive et le développement effectif des flexibilités peut se traduire par d'autres répartitions, l'objectif pour le système électrique étant de bénéficier d'un effet global sur la courbe de charge de la consommation.

Même si le potentiel de ces filières est important, de nombreuses incertitudes pèsent pour autant sur leur développement effectif. Les capacités associées au pilotage de la demande des bâtiments (résidentiels et tertiaires) retenues dans le scénario de référence sont de 3 GW en 2030 et 3,5 GW en 2035. Une variante haute à 5,5 GW en 2030 est également étudiée pour refléter une configuration dans laquelle le potentiel de flexibilité serait exploité de manière plus importante, notamment dans le tertiaire. Les différents scénarios ne se distinguent par ailleurs pas uniquement sur une capacité d'effacement à la pointe mais ont des effets différenciés sur l'ensemble de la courbe de charge.

Véhicules routiers électriques

Avec un fort développement de la mobilité électrique (18 millions de véhicules légers électriques envisagés à l'horizon 2035), la recharge des véhicules électriques constitue une consommation énergétique additionnelle significative (de l'ordre de 30 TWh en 2035), susceptible de contribuer aux pointes de consommation si cette recharge ne fait l'objet d'aucun pilotage.

Ce développement est toutefois anticipé et étudié de longue date. En particulier, l'étude réalisée par RTE en partenariat avec l'AVERE-France dans le cadre

²⁷. Le décret BACS, publié le 7 avril 2023, contraint les bâtiments de plus de 70 kW de s'équiper d'un dispositif de gestion technique de bâtiment.

²⁸. Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

d'un large groupe de travail en 2019²⁹ a permis de mettre en évidence l'impact favorable du pilotage de la recharge (recharge la nuit ou le week-end par exemple) sur les marges du système électrique, y compris dans le cas de dispositif de pilotage «simples» (asservissement tarifaire). Les véhicules électriques peuvent même contribuer favorablement à la sécurité d'approvisionnement en cas de développement de solutions «*vehicle-to-grid*» (possibilité d'injection sur le réseau électrique de l'énergie stockée dans les batteries) même si cela peut générer des coûts ou des contraintes supplémentaires.

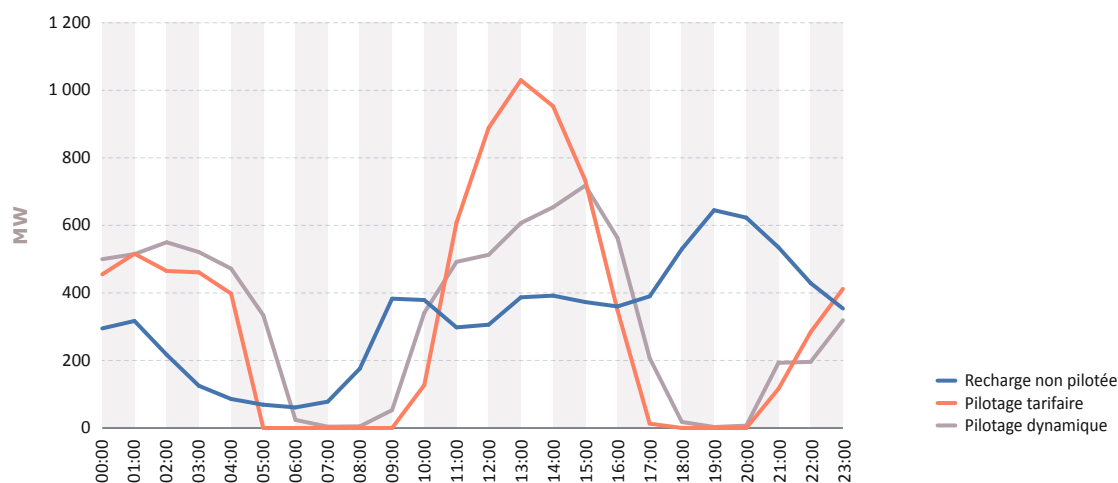
Sur la base des éléments partagés avec les acteurs et des enquêtes, il apparaît qu'une partie du parc de véhicules électriques existants font déjà l'objet d'un pilotage de leur recharge. Une enquête réalisée par BVA pour Enedis³⁰ montre ainsi que le pilotage de la recharge, par les utilisateurs particuliers, reste minoritaire mais est déjà significatif : 37% des utilisateurs déclarent être équipés d'un

système de pilotage (dont 10% ne l'utilisent pas) et parmi ceux qui effectuent la recharge à domicile, 42% d'entre eux déclarent déclencher la recharge entre minuit et 7h du matin, constituant ainsi une forme de pilotage.

Le parc de véhicules électriques en circulation étant toutefois relativement limité à ce jour (3% du parc total de véhicules légers), il est difficile d'en tirer des projections évidentes pour le futur. Pour autant, la part du pilotage peut être considérée comme relativement limitée à l'heure actuelle au regard des scénarios étudiés par le passé notamment dans l'étude RTE-AVERE France (40% à 80% de véhicules électriques permettant le pilotage de la recharge selon les scénarios étudiés).

Il apparaît donc clair qu'un pilotage accru de la recharge des véhicules électriques doit être encouragé au cours des prochaines années, notamment au travers de dispositifs et d'incitations économiques adaptés.

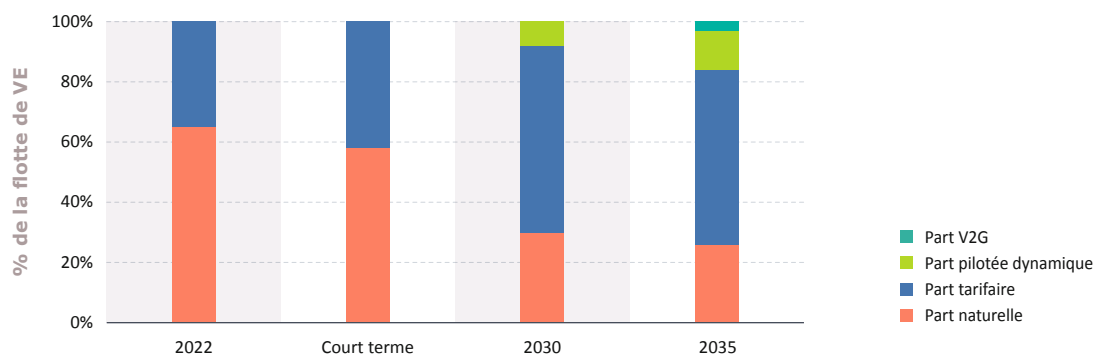
Figure 2.51 Courbe de charge moyenne d'un jour ouvrable pour un parc d'un million de véhicules électriques légers (profils de recharge tarifaire et de pilotage dynamique optimisés pour le système de 2035 dans le scénario «A - référence»)



29. «Enjeu du développement de l'électromobilité pour le système électrique», mai 2019 : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilite%20electrique%20-%20principaux%20resultats.pdf>

30. <https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/utilisation-et-recharge-enquete-comportementale-aupres-des-possesseurs-de-vehicules-electriques-octobre-2022.pdf>

Figure 2.52 Évolution des parts des modes de pilotage des véhicules électriques légers (trajectoire de flexibilité médiane)



Pour illustrer l'impact du pilotage de la recharge des véhicules légers, les différents profils de consommation associés (sans pilotage, avec pilotage tarifaire statique et un profil moyen de pilotage dynamique) sont présentés en figure 2.51. Le profil tarifaire statique utilisé dans les analyses de cette étude est adapté au mix pour les horizons 2030 et 2035, afin de mieux coller aux pics de production solaire, dans la limite des véhicules supportés connectés en milieu de journée.

Outre les véhicules légers, le développement des véhicules lourds électriques peut présenter des opportunités de flexibilité supplémentaires permettant de limiter la pointe de consommation résiduelle, notamment pour la recharge de véhicules dans des dépôts (en journée ou la nuit). Aujourd'hui, la charge liée au ravitaillement en carburants présente une part importante des dépenses d'une flotte de véhicules lourds. Optimiser, dans la mesure du possible, ces dépenses en se chargeant sur les heures de prix faibles pourrait ainsi faire partie des stratégies de gestionnaires de flottes électriques (bus/poids lourds...). Cependant, la faible part de ces véhicules connectés lors du pic de production solaire limite la possibilité de décaler leur consommation au milieu de journée, contrairement aux véhicules légers. Pour les poids lourds, l'approche retenue a ainsi conduit à considérer que ceux-ci se rechargent majoritairement à partir de

18h, en cohérence avec les horaires de travail, et à considérer que seuls les camions effectuant des longues distances se rechargent en cours de journée mais avec alors peu de possibilités de flexibilité. Dans l'ensemble, piloter une partie de la flotte de véhicules lourds permet d'éviter jusqu'à environ 1 GW à la pointe en 2030 et 1,5 GW en 2035.

Finalement, le scénario de référence du Bilan prévisionnel 2023 présente un développement notable du pilotage tarifaire «statique» (utilisateurs déclenchant leur recharge de façon identique toutes les semaines, avec des profils différenciés entre été et hiver), à hauteur de 62% des véhicules à horizon 2030, auxquels s'ajoutent 8% de véhicules pilotés de manière dynamique (déclenchement de la recharge différent selon les jours). La part de ce pilotage dynamique augmente en 2035 pour atteindre 16% dont une partie limitée (3%) adopterait le pilotage dynamique bidirectionnel (*vehicle-to-grid*). En conséquence, les études menées dans le Bilan prévisionnel intègrent le fait qu'une partie des recharges ne seront pas pilotées (26% des usagers de véhicules en 2035). L'évolution des parts de modes de pilotage des véhicules électriques légers est présentée en figure 2.52.

Diverses variantes plus ou moins ambitieuses sur la flexibilité de la recharge des véhicules électriques sont présentées dans la partie suivante et étudiées dans les chapitres 6 et 12.

Production électrolytique d'hydrogène

Comme détaillé dans les parties précédentes, la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau est amenée à croître dans les années à venir. Dans le scénario de référence, elle présente une consommation de 24 TWh en 2030. En cas de non-pilotage de cette demande, la capacité à la pointe liée à cet usage s'élèverait à environ 2,7 GW.

Néanmoins, l'électrolyse de l'eau présente un potentiel important de flexibilité. Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023, et dans la continuité des analyses présentées dans le rapport sur l'hydrogène³¹ publié début 2020, différents modes de fonctionnement des électrolyseurs sont considérés :

- ▶ le mode «fonctionnement en bande non effaçable» qui produit en bande sans effacement possible ;
- ▶ le mode «fonctionnement en bande effaçable ponctuellement» pour éviter les heures de tension du système. Ce mode de fonctionnement est accessible soit par l'effacement de la consommation d'hydrogène pour certains industriels (possible dans certains usages, mais à des niveaux limités), soit par la bascule vers une production d'hydrogène par vaporeformage

(unité conservée en back-up), soit par l'utilisation de capacités de stockage d'hydrogène. Ce mode de fonctionnement ne nécessite pas d'accès à de grandes infrastructures de stockage et de transport de l'hydrogène ;

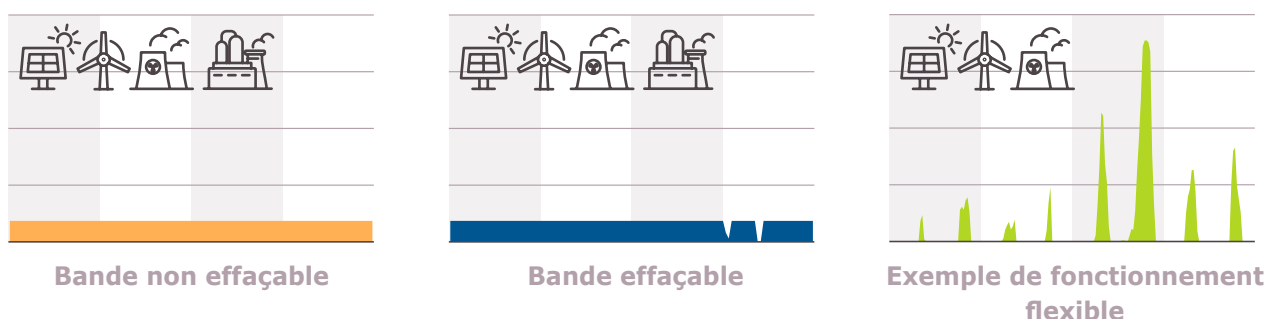
- ▶ d'autres modes plus flexibles qui permettent d'optimiser le fonctionnement des électrolyseurs selon des critères économiques (pour profiter des heures où les prix sont les moins élevés sur l'année) ou environnementaux (pour respecter un seuil d'émissions de CO₂ ou un label vert en suivant une production renouvelable), détaillés dans le chapitre 11.

Les hypothèses liées au développement des infrastructures permettant des modes de fonctionnement flexibles sont détaillées dans le chapitre 11.

À court terme, faute de disponibilité de moyens de stockage massif et d'infrastructure, le scénario central intègre peu de possibilités de flexibilité, à l'exception d'effacements ponctuels (potentiellement grâce à la bascule vers une production à partir d'unités de vaporeformage gardées en back-up).

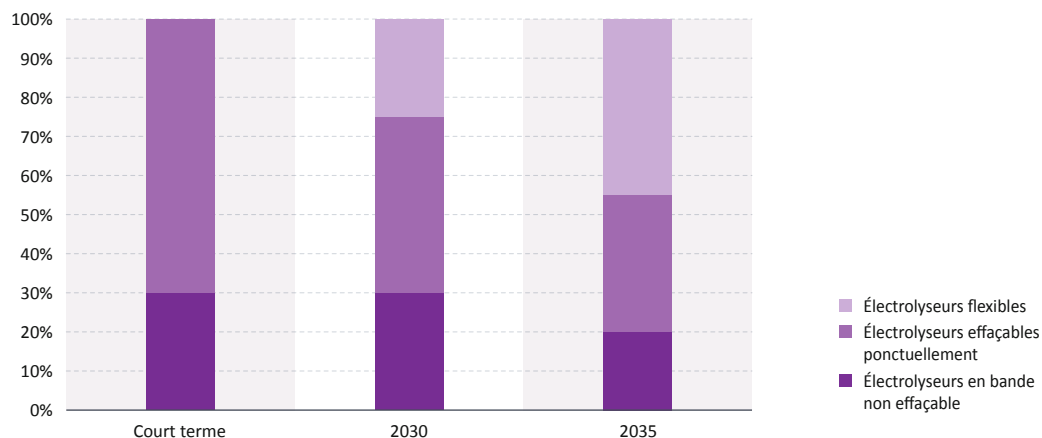
À l'horizon 2030 et à plus forte raison à l'horizon 2035, des infrastructures de stockage

Figure 2.53 Modes de fonctionnement des électrolyseurs



31. « La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 », janvier 2020 : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

Figure 2.54 Répartition des modes de fonctionnement des électrolyseurs (% en énergie) dans la configuration de référence



d'hydrogène en cavités salines, connectées à des bassins de production et de consommation d'hydrogène pourraient émerger et permettre une optimisation économique du fonctionnement des électrolyseurs.

Dans le scénario de référence, l'hypothèse de premiers développements de stockage d'hydrogène en cavités salines et de canalisations pour y accéder

permet de flexibiliser la production d'hydrogène dans certains bassins, dès 2030.

Les hypothèses de répartition des modes de fonctionnement des électrolyseurs par horizon de temps sont détaillées dans la figure 2.54. Différentes variantes autour de cette répartition sont par ailleurs testées : celles-ci sont présentées dans la partie suivante et analysées dans les chapitres 6 et 11.

2.9.4 Différentes configurations de développement des flexibilités de consommation étudiées pour évaluer les impacts sur l'équilibre offre-demande en électricité

Le développement de la flexibilité de la demande à long terme représente un levier essentiel pour faciliter l'équilibre entre l'offre et la demande. En pratique, le potentiel de développement dépendra toutefois de nombreux paramètres de natures différentes : coûts associés à la mise en œuvre des solutions de flexibilité, capacité à déployer certains équipements nécessaires à la flexibilité, acceptabilité sociétale, concurrence avec d'autres formes de flexibilité, etc.

Les études prospectives menées par RTE intègrent ainsi classiquement plusieurs trajectoires contrastées de développement de la flexibilité de la demande, afin de préparer le système électrique à différentes configurations plus ou moins contraignantes. Le Bilan prévisionnel 2023 reprend cette approche avec l'analyse de quatre configurations possibles.

Dans le scénario de référence, la flexibilité est de plus en plus portée par les nouveaux usages à des niveaux atteignables et sans sollicitation de la totalité de leur potentiel de flexibilité. L'évolution des puissances maximales effaçables est présentée sur la figure 2.55.

Une grande partie de cette flexibilité est assurée par du pilotage tarifaire statique dans les secteurs résidentiel et tertiaire, permettant un décalage régulier des consommations, facile à mettre en place dès aujourd'hui. Ce type de pilotage a fait preuve d'efficacité par le passé (cas des ballons d'eau chaude notamment) mais son développement nécessite de mettre en œuvre les incitations tarifaires adéquates pour atteindre son plein potentiel. Dans le scénario de référence, le nombre de consommateurs résidentiels ayant souscrit à de telles offres passe ainsi d'environ 10 millions aujourd'hui à 14 millions en 2030³². Ce type d'offres peut également être élargi au secteur tertiaire. Ces taux de croissance

dépendent cependant des évolutions tarifaires à venir et pourraient connaître une accélération importante à court et moyen terme. En complément, dans le tertiaire, le nombre de bâtiments de plus de 1 000 m² équipés de GTB évolue de 30 000 aujourd'hui à environ 60 000 en 2030, avec une utilisation accrue de la programmation de ces GTB pour déployer le potentiel de flexibilité. Ce nombre pourrait cependant augmenter plus rapidement selon la vitesse à laquelle se déploient les systèmes de GTB, sous l'impulsion du décret BACS.

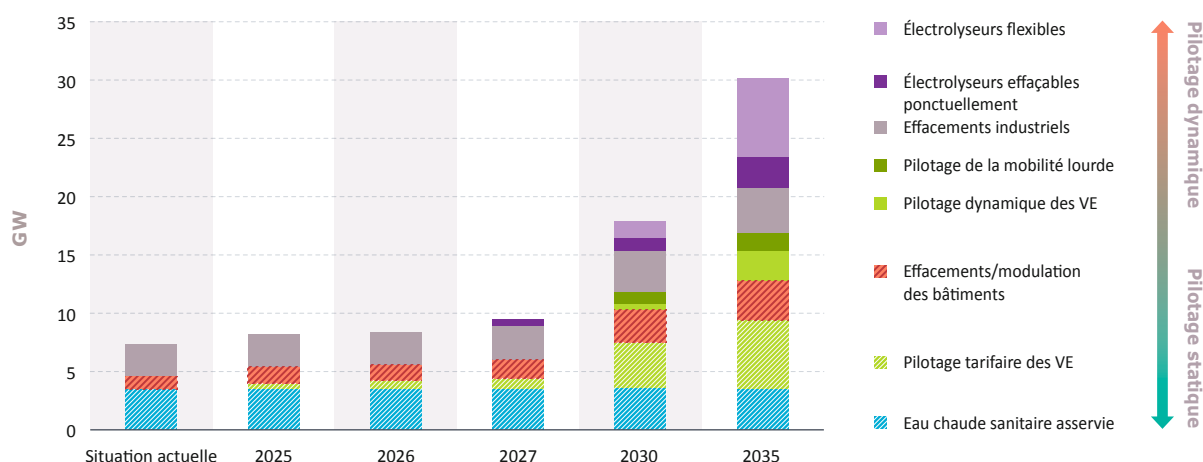
Le pilotage dynamique se généralise par ailleurs sur plusieurs usages avec un effet croissant de la flexibilité des électrolyseurs, notamment au-delà de 2030, en supposant que des capacités de stockage d'hydrogène sont développées.

L'augmentation de la consommation industrielle en France (en dehors de la production d'hydrogène) peut aussi tirer à la hausse les capacités d'effacement dynamique associées à ce secteur, estimées à 3,5 GW en 2030 et 4 GW en 2035 (contre 3 GW en 2023, en capacité certifiée au sens du mécanisme de capacité actuel). Ces capacités explicites sont toujours particulièrement associées aux procédés électro-intensifs (comme la métallurgie, la chimie, etc.). Une variante haute à environ 4 GW en 2030 est également étudiée.

Il est à noter que les puissances affichées sur la figure 2.55 correspondent à des capacités maximales, effaçables ou modulables chacune sur différents moments de la journée et de l'année. Ces capacités ne représentent donc pas un potentiel simultané d'activation. En effet, à un moment précis de la journée, ces différentes flexibilités ont des niveaux de disponibilité différents, intrinsèques à l'usage concerné (ex : nombre de véhicules connectés au réseau et niveau de charge des véhicules, niveau de production

32. En comptant également les offres de marché, c'est au total près de 15 millions de consommateurs qui disposent aujourd'hui d'offres du type « heures pleines/heures creuses ». Ces offres et leurs statistiques au niveau national sont toutefois moins documentées que le tarif réglementé de vente.

Figure 2.55 Évolution des puissances maximales effaçables et modulables de la demande d'électricité dans la configuration de référence



d'hydrogène qui peut dépendre en partie du productible renouvelable, niveau de consommation électrique des bâtiments, etc.). En conséquence, ces différentes flexibilités n'atteignent pas leur niveau maximal aux mêmes moments et le potentiel d'activation simultanée est donc nettement inférieur à ce qui est représenté sur l'empilement de la figure 2.55.

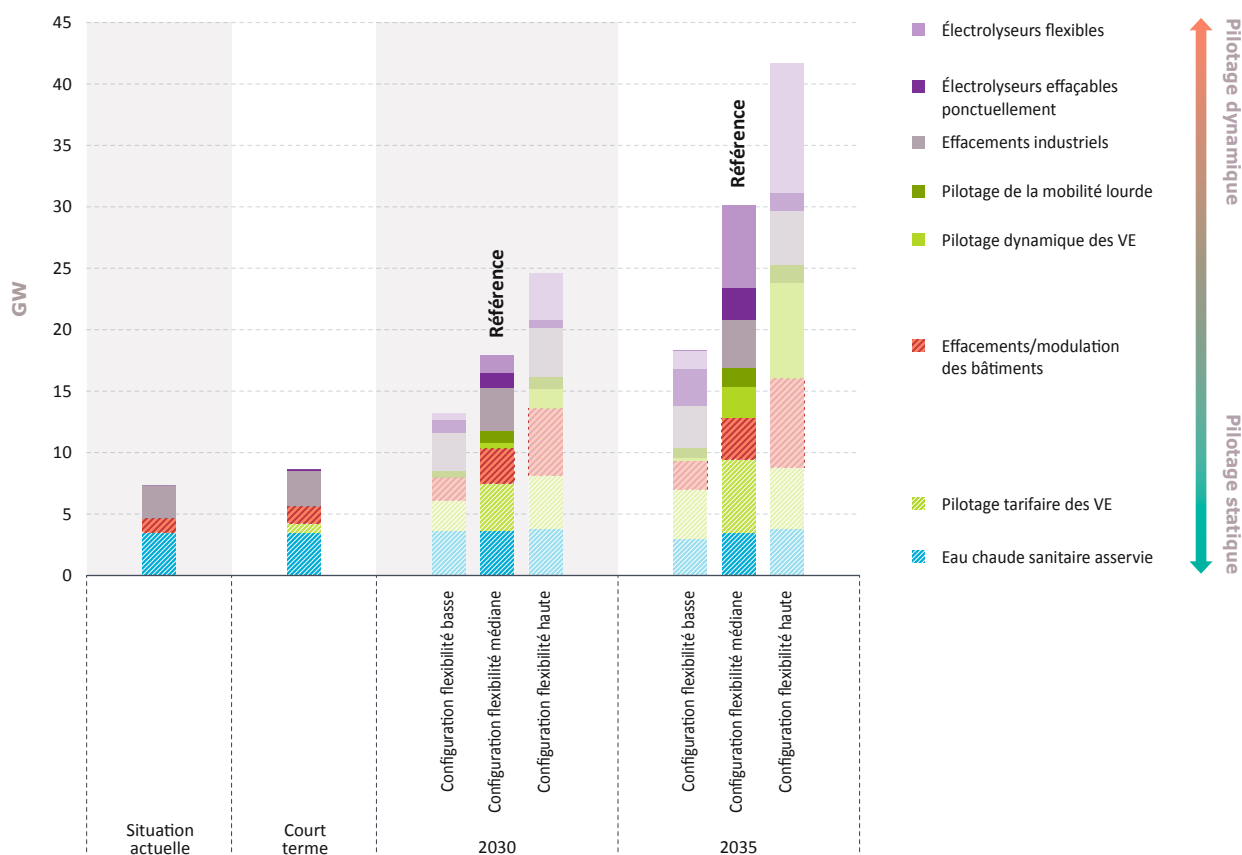
Compte tenu des incertitudes sur la capacité à mobiliser les gisements de flexibilités de la demande, différentes variantes ont été considérées et testées afin d'évaluer l'impact de cette flexibilité sur la sécurité d'approvisionnement et sur l'optimisation du système :

- ▶ **une configuration contrefactuelle sans développement supplémentaire de flexibilités par rapport à aujourd'hui** : cette configuration permet de mettre en avant l'apport des nouvelles capacités flexibles par rapport à une situation de stagnation des capacités actuelles, même si celle-ci reflète une trajectoire théorique, très peu probable (les nouveaux usages de l'électricité devraient en effet apporter de la flexibilité supplémentaire) ;
- ▶ **une configuration de « flexibilité basse »** qui reflète un développement ralenti des flexibilités de la demande avec une quasi-stagnation

du pilotage des usages actuels et un faible développement de la flexibilité des nouveaux usages. Concernant les véhicules électriques, ils sont pilotés de manière statique pour 40 % de la flotte des véhicules avec une absence de pilotage dynamique. La capacité flexible liée au pilotage des véhicules électriques est ainsi croissante par rapport à aujourd'hui sous l'effet de l'augmentation de la taille du parc. Cette configuration traduit par ailleurs l'échec du développement de l'infrastructure de stockage et de transport d'hydrogène nécessaires à la flexibilité des électrolyseurs. Une flexibilité limitée est néanmoins permise grâce à la sollicitation d'une partie des unités de vaporeformage en back-up ;

- ▶ **une configuration « flexibilité médiane »** qui prend en compte des niveaux de flexibilité plus importants sur tous les usages avec une flexibilité toujours portée par du pilotage tarifaire simple à déployer mais qui nécessite la mise en place d'offres tarifaires attractives pour les consommateurs et les entreprises. Cette configuration repose également sur l'émergence de modes de pilotage plus dynamiques, à des niveaux atteignables sous condition de développement de solutions techniques de pilotage et d'infrastructures dédiées et de

Figure 2.56 Puissances maximales effaçables et modulables de la demande d'électricité en 2030 et 2035 dans les différentes configurations considérées



prise en main des consommateurs. Des modes de pilotage dynamiques de la recharge des véhicules électriques émergent ainsi progressivement tandis que le *vehicle-to-grid* apparaît au-delà de 2030. Des modes de fonctionnement plus flexibles des électrolyseurs sont possibles grâce à la réalisation de projets de stockage souterrain de l'hydrogène, sans pour autant solliciter la totalité des gisements de stockage aux différents horizons considérés. Le facteur de charge moyen des électrolyseurs dans ce scénario est de l'ordre de 80 % en 2030 et 70 % en 2035 ;

► **une configuration « flexibilité haute »** qui intègre des niveaux plus élevés de pilotage de

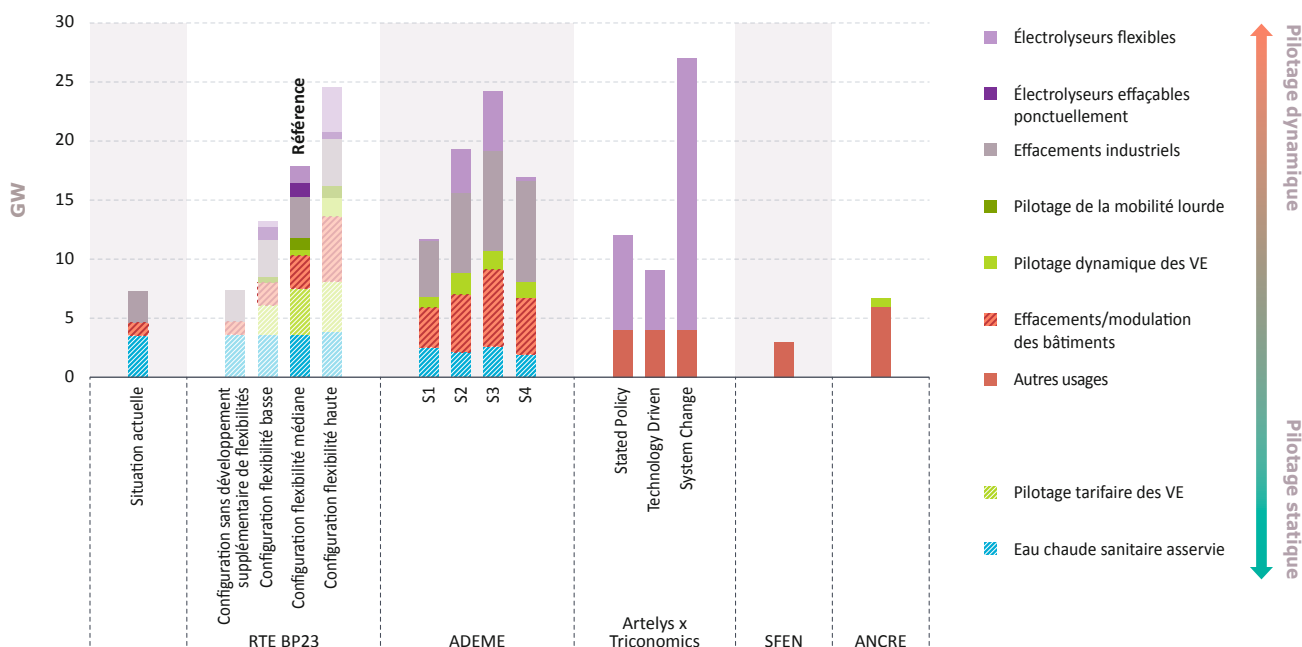
la demande, avec une augmentation notable du pilotage des bâtiments et une flexibilité poussée des électrolyseurs. Dans cette configuration, la part des bâtiments tertiaires équipés d'installations de gestion technique est multipliée par deux par rapport à la configuration médiane. De plus, 100 % des objectifs de cavités salines annoncés pour 2030 sont exploités, permettant aux électrolyseurs de fonctionner de manière plus flexible avec un facteur de charge moyen qui baisse à environ 60 %. Cette configuration intègre aussi des modes plus sophistiqués de recharge des véhicules électriques avec l'apparition du *vehicle-to-grid* ou *vehicle-to-building* à hauteur de 2 % de la flotte

de véhicules dès 2030. Cela reflète ainsi la généralisation du pilotage de la demande avec une très bonne appropriation de ces leviers par les consommateurs.

Dans la présente étude, le scénario de référence intègre une trajectoire « médiane » de développement des flexibilités de la demande (configuration « flexibilité médiane »).

Les différents scénarios publics existants montrent une grande disparité de prise en compte des flexibilités de la demande. Cette disparité résulte des différentes définitions de la flexibilité, des hypothèses contrastées concernant le nombre d’usages flexibles, des capacités mobilisables par usage et des contraintes d’activation qui lui sont associées.

Figure 2.57 Puissances effaçables ou modulables en 2030 dans les différentes configurations considérées et dans les études externes³³



³³ Les capacités présentées dans les différentes études peuvent avoir des métriques différentes de celle utilisée par RTE pour l'évaluation des puissances flexibles dans les configurations du Bilan prévisionnel 2023.

- ADEME, « Transition(s) 2050 », 2022.
- Artelys et Triconomics, « Power System Flexibility in the Penta Region - Current State and Challenges for Future Decarbonised Energy System », 2022
- SFEN, « Étude de la contribution du parc nucléaire français à la transition énergétique européenne », 2020
- ANCRE, « Scénario "Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte" », 2017

2.9.5 Développer la flexibilité de la demande doit devenir un axe prioritaire pour optimiser le fonctionnement du système électrique qui doit s'appuyer sur un plan dédié de passage à l'échelle industrielle

Au cours des prochaines années, les flexibilités de la demande doivent devenir une composante à part entière du mix électrique, avec une fiabilité comparable à celle des autres moyens de flexibilité. Elles contribueront ainsi à répondre aux enjeux de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité : assurer la sécurité d'approvisionnement et optimiser le fonctionnement du système en maximisant l'utilisation de la production bas-carbone (cf. chapitre 6).

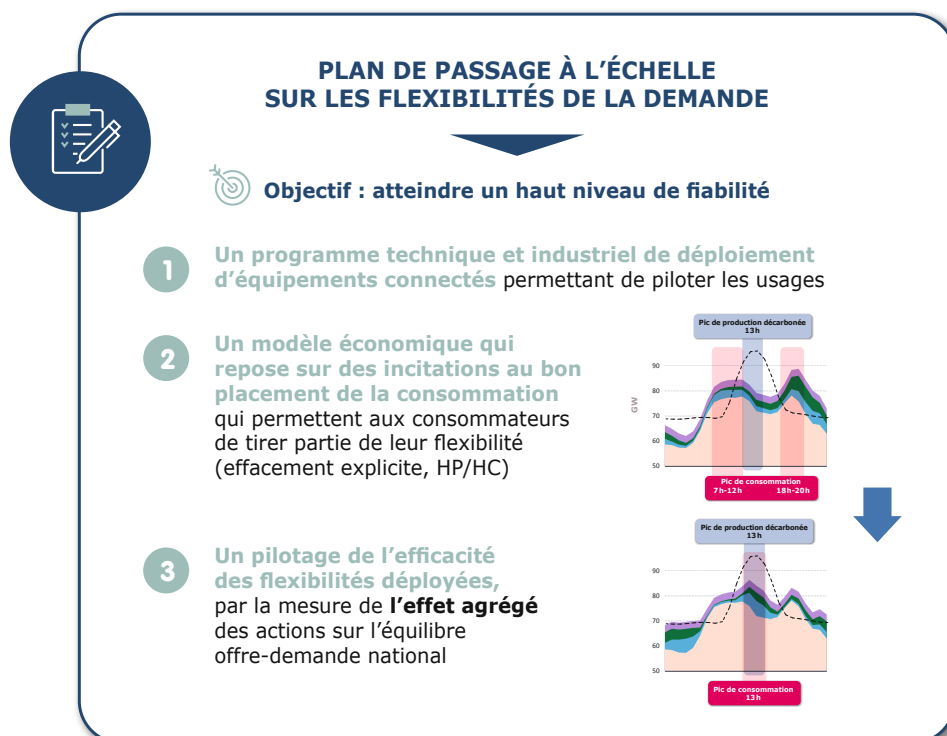
À l'inverse des moyens de production, dont les indicateurs de développement sont connus et dont la performance peut être mesurée facilement, le développement de la flexibilité de la demande repose sur des gestes diffus, réalisés par une multitude d'acteurs différents, et dont seule une partie fait historiquement l'objet d'un pilotage public.

Pour que cette trajectoire d'accélération ne demeure pas une déclaration d'intention, elle doit donc être pilotée de manière renforcée.

Les travaux menés dans le cadre du Bilan prévisionnel ont fait émerger l'intérêt d'un plan spécifique pour assurer le « passage à l'échelle », s'appuyant sur des indicateurs concrets et mesurables de suivi de son déploiement.

Un tel plan devrait porter sur trois aspects du développement des flexibilités de la demande :

- (i) un programme industriel de déploiement des solutions techniques et équipements qui permettent de programmer et de piloter les usages,
- (ii) des objectifs et un suivi du développement des offres de fourniture et d'effacement incitant à des décalages et des modulations de consommation,
- (iii) un suivi de l'efficacité de cette flexibilité, en mesurant son effet agrégé sur la courbe de consommation résiduelle nationale et la contribution des différentes catégories de consommateurs à son évolution.



Les éléments collectés durant la phase de concertation ont en effet mis en évidence la possibilité d'accélérer le déploiement des moyens de flexibilités à court terme, à condition d'agir de manière simultanée sur ces trois leviers.

La suite de cette partie décrit les pistes de déclinaison des différents volets du plan (équipements, incitations économiques) sur les différents secteurs et usages, afin de favoriser le développement de la flexibilité et la modulation de la courbe de charge selon les niveaux décrits dans les sections précédentes.

Dans les bâtiments résidentiels et tertiaires

Sur le plan économique :

Pour faire des flexibilités diffuses de la demande un phénomène de masse, les consommateurs doivent pouvoir tirer un bénéfice économique du décalage et de la modulation de leurs usages au quotidien.

Il s'agit pour cela de renforcer les incitations au bon placement de la consommation à travers des offres de fourniture à différenciation temporelle fixe du prix de l'énergie (heures pleines/creuses, jours ouvrés/non ouvrés, été/hiver, pointe fixe de quelques heures, etc.), en adaptant le placement des heures creuses et leur nombre à l'évolution des caractéristiques du mix électrique. Dans le secteur résidentiel, un peu moins de 10 millions de consommateurs ont souscrit l'option « heures pleines/heures creuses » du tarif réglementé de vente, contre près de 11 millions en option « base ». Ceci présente d'ores et déjà un potentiel de flexibilisation important. En revanche, le secteur tertiaire a vu la plupart de ces offres à prix différenciés s'éteindre avec la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité jaunes et verts : un enjeu pour les prochaines années consiste à redévelopper de nouvelles offres tarifaires adaptées.

Le développement de flexibilités plus dynamiques passe également par de nouvelles offres d'effacement indissociable de la fourniture d'une part

(aujourd'hui ceci concerne principalement les près de 300 000 consommateurs qui ont souscrit l'offre Tempo du tarif réglementé de vente, les autres offres de ce type représentant encore peu de consommateurs), et de nouvelles offres d'effacement explicite d'autre part. Ces dernières sont encore principalement concentrées sur les consommateurs industriels. Leur développement dans le marché « diffus » auprès des consommateurs résidentiels et tertiaires nécessite d'achever leur pleine intégration aux marchés de l'énergie, déjà largement réalisée en France, en clarifiant les conditions de leur valorisation et en les étendant aux décalages de consommation.

Sur le plan technique et technologique :

Au-delà des incitations économiques, l'activation concrète de la flexibilité des bâtiments repose sur des équipements, des capteurs, connecteurs et objets connectés permettant d'optimiser la gestion technique des bâtiments et d'en piloter les usages, tout en tenant compte des préférences de confort et des contraintes des occupants. S'il peut être difficile d'établir un lien précis entre un niveau d'équipement et un volume de capacité flexible (étant donné la diversité des bâtiments, de leurs usages et de leurs configurations), le rythme de déploiement de ces équipements peut être considéré comme un indicateur de la capacité à mieux programmer les consommations électriques en fonction des signaux économiques.

Les moyens techniques d'activation des flexibilités ont radicalement changé depuis dix ans et sont en passe d'être déployés massivement.

► **Dans le secteur tertiaire**, les systèmes de gestion technique du bâtiment (GTB) ont montré leur capacité à permettre un pilotage intelligent des usages au périmètre du bâtiment (CVC, production de froid, recharge des véhicules électriques, etc.). À ce jour, le GIMELEC³⁴ fait état d'un taux de pénétration de 10% dans les bâtiments tertiaires de plus de 1 000 m² (correspondant environ aux bâtiments de plus de 70 kW de puissance électrique). Cela représente environ 30 000 GTB installées, qui pilotent ainsi les usages de 55 à

34. Groupement des entreprises de la filière électronique française

75 millions de m² cumulés de surfaces tertiaires (principalement de bureaux et de commerces), sur un parc de plus de 300 000 bâtiments de plus de 1 000 m², représentant une surface de l'ordre de 600 millions de m².

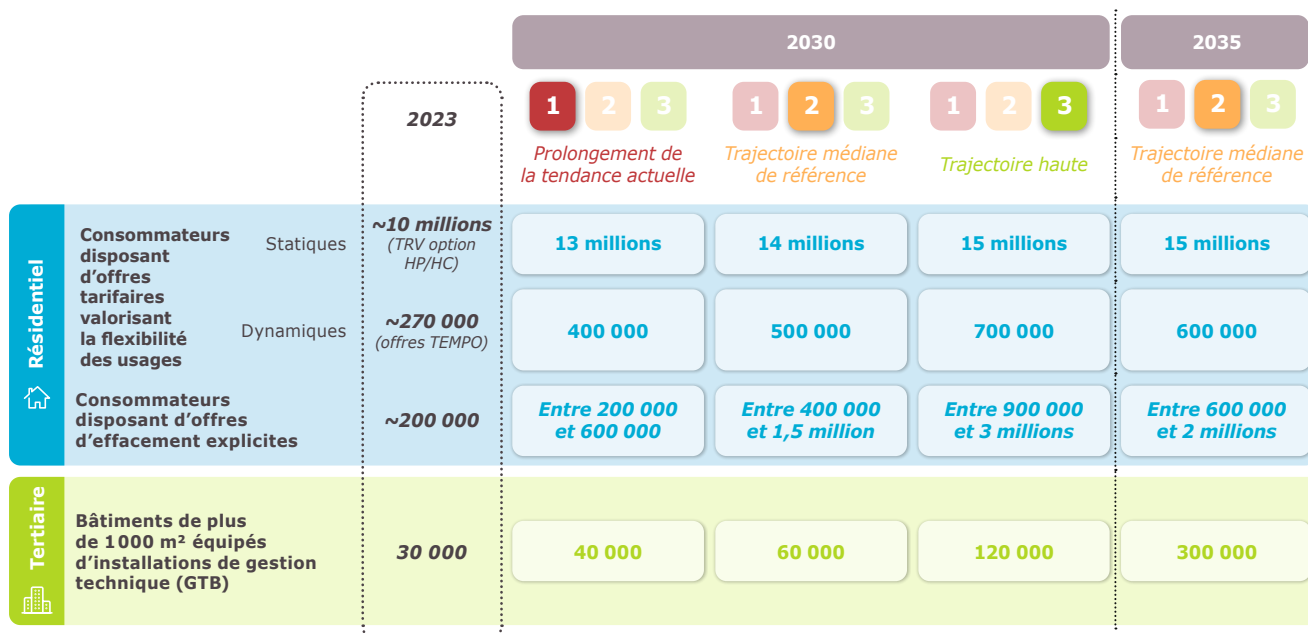
Ce taux est amené à croître rapidement sous l'influence du décret dit «BACS», qui a inscrit dans le Code de la construction et de l'habitation l'obligation de s'équiper de GTB pour l'ensemble des bâtiments équipés de systèmes CVC de plus de 70 kW au plus tard le 1^{er} janvier 2027. Une étape intermédiaire au 1^{er} janvier 2025 est prévue pour les bâtiments de plus de 250 kW, correspondant environ aux bâtiments de plus de 2 000 m².

Ce déploiement généralisé des GTB est de nature à apporter des gains non négligeables en termes de mobilisation de la

flexibilité, en particulier pour les bureaux, administrations, commerces ainsi que pour les bâtiments dédiés à l'enseignement et à la recherche.

► **Dans le cas du secteur résidentiel**, les objets et équipements connectés (boîtiers et box domotiques, thermostats programmables, pompes à chaleur, ballons d'eau chaude, prises VE et bornes de recharge) et les applications mobiles et interfaces centralisées de pilotage, permettant de suivre, programmer et piloter les usages, ont tendance à se démocratiser. D'après l'IGNES³⁵, en 2022, parmi les plus de 1,2 million de thermostats vendus pour tous types de chauffage, 250 000 thermostats programmables (dont 220 000 pilotables) ont été vendus pour des chauffages électriques. En complément à ces thermostats, plus de 200 000 box

Figure 2.58 Hypothèses de développement des flexibilités dans les bâtiments résidentiels et tertiaires dans les différentes configurations considérées en 2030 et 2035



35. Alliance des industriels proposant des solutions électriques et numériques pour donner vie et animer le bâtiment

domotiques ont été vendues en 2022 et permettent un pilotage centralisé multi-usages tels que le chauffage et la climatisation, la production d'eau chaude, la charge de véhicules électriques ou encore l'éclairage.

Le nombre de thermostats à commande manuelle et programmables est également amené à croître rapidement sous l'effet du décret du 7 juin 2023, qui impose, à compter du 1^{er} janvier 2027, l'installation de ces équipements sur les systèmes de chauffage et de refroidissement³⁶.

L'évaluation des gisements de flexibilité atteignables grâce à un déploiement massif de ces différents types d'équipements et des applications de pilotage d'usage doit être approfondi et suivi dans le temps avec l'appui des fédérations et professionnels du secteur.

Solutions dédiées au pilotage des véhicules électriques

Le pilotage de la mobilité électrique nécessite un développement adéquat des solutions techniques permettant de flexibiliser la recharge des véhicules. Les périodes pendant lesquelles les véhicules électriques sont connectés au système électrique impactent leur courbe de charge et leur potentiel de flexibilité. Les points de recharge peuvent être installés dans des emplacements publics ou privés, ce qui déterminera la disponibilité du pilotage de la recharge, voire de l'injection.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023, il est supposé que la recharge privée (à domicile ou sur le lieu de travail) permet des durées de connexion longues, ce qui facilite le pilotage des recharges pendant les créneaux les plus favorables pour le système électrique. Elle permettrait également l'injection d'énergie au système électrique depuis le véhicule, pour ceux équipés de la technologie *vehicle-to-grid*. À l'inverse, la recharge publique

(voirie, stations de service, centres commerciaux), du fait de son caractère opportuniste et ponctuel, n'est pas considérée comme une recharge pilotable.

Les solutions de recharge pilotable peuvent également varier selon le lieu de charge, et le lien avec le reste de l'installation du bâtiment dans lequel la charge s'effectue. En effet, les puissances de recharge mais aussi les technologies dédiées varient d'un lieu à un autre. La technologie de recharge varie également selon le mode de recharge envisagé.

À domicile, des modes de pilotage simples à mettre en place sont accessibles dès aujourd'hui grâce à une prise renforcée ou une «*wallbox*» connectée. La connexion à un contacteur permet un asservissement de la recharge à un signal tarifaire type «heures pleines/heures creuses». Le décalage de la charge sur des heures creuses peut également résulter d'un changement de comportement de recharge sans sollicitation de technologies dédiées. Ces dernières permettent néanmoins de faciliter la gestion de la recharge pour le consommateur.

Sur le lieu de travail ou dans les lieux publics, la recharge se fait plutôt via des bornes de recharge présentant fréquemment des puissances plus élevées et permettant ainsi une recharge plus rapide.

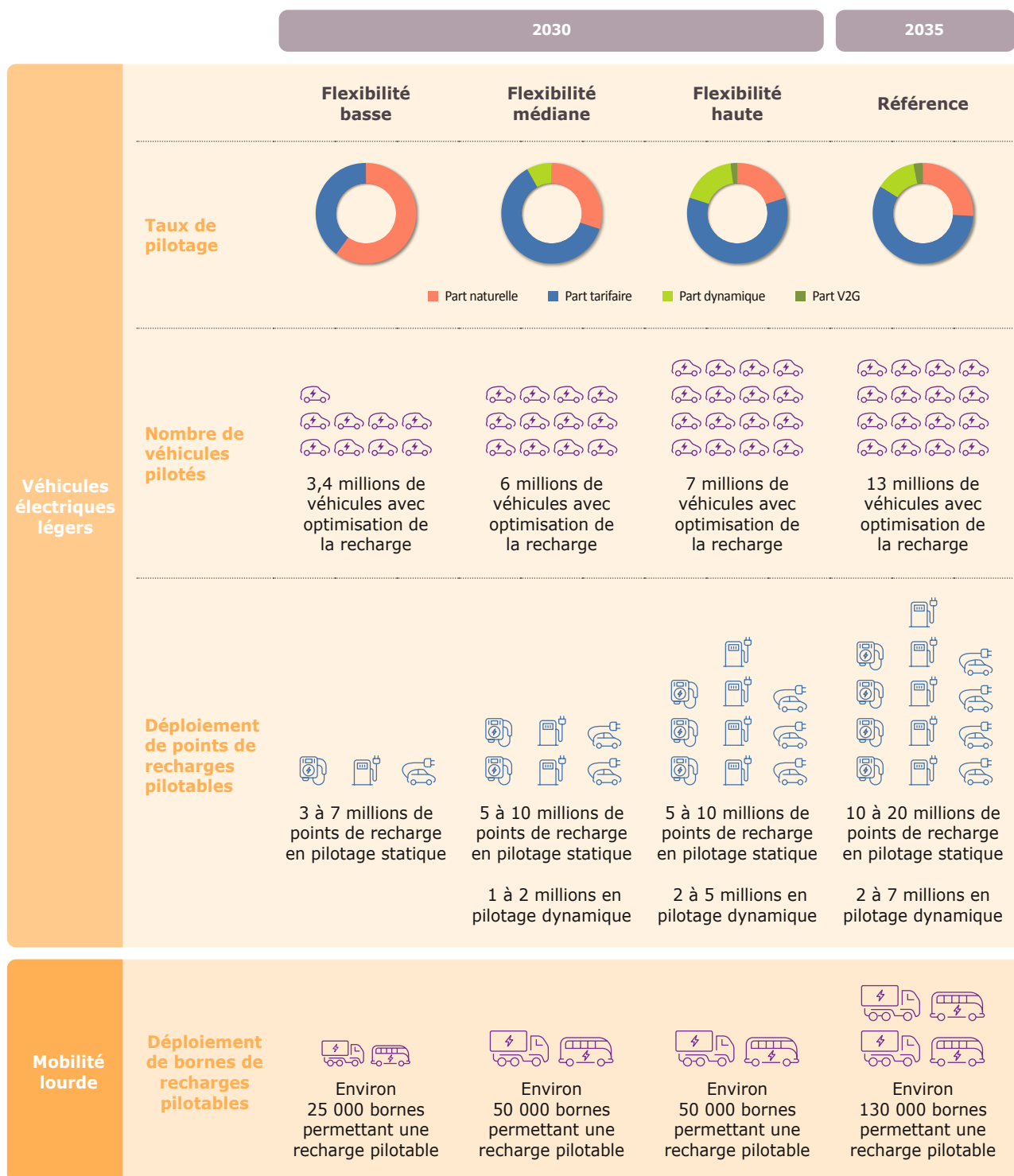
Pour un pilotage plus dynamique de la charge, il faut prévoir un module de charge dynamique dédié et un niveau d'implication plus important des utilisateurs. En effet, ce mode de pilotage peut nécessiter la mise en place d'un service d'agrégation et la nécessité de renseigner ses habitudes et besoins de mobilité à travers une application pour smartphone, ainsi que d'une communication entre le véhicule, la borne et un opérateur externe sur l'état de charge de la batterie.

La recharge bidirectionnelle (*vehicule-to-grid*) nécessite quant à elle des dispositifs plus complexes pour assurer le flux dans les deux sens mais également pour la communication avec le véhicule,

³⁶. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000047651286/2023-09-14

Figure 2.59

Hypothèses de nombre de véhicules pilotés et de bornes de recharge pilotables dans les différentes configurations considérées en 2030 et 2035



qui devra être adaptée à ce type de recharge (ce qui n'est pas le cas de tous les véhicules électriques aujourd'hui). Des équipements spécifiques de conversion en courant alternatif (pour l'injection dans le réseau) du courant continu provenant de la batterie sont nécessaires pour assurer une recharge bidirectionnelle. L'intégration du convertisseur directement dans le véhicule est prévue par certains constructeurs, ce qui permettrait une adoption plus facile de ce mode de recharge sous réserve d'acceptabilité par les utilisateurs, mais il demeure encore une forte incertitude sur le développement de ce type de recharge.

Le nombre de bornes de recharges pilotables intégrées dans les scénarios varie en fonction des hypothèses de taux d'accès à ces bornes. Les chiffres de la figure 2.59 donnent ainsi des fourchettes. Le minimum correspond à un accès limité où chaque véhicule aura une seule possibilité de se charger de manière pilotable (uniquement à domicile par exemple). Le maximum correspond à un accès généralisé à des bornes pilotables qui intègrent les bornes à domicile, sur lieu de travail et à proximité du domicile.

En ce qui concerne la mobilité lourde, les hypothèses prennent en compte une possibilité de recharge pilotable uniquement aux dépôts où les temps de recharge sont relativement lents par rapport aux recharges en itinérance. L'hypothèse retenue est celle d'une borne disponible par véhicule au dépôt.

Électrolyseurs et infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène

Les électrolyseurs peuvent adopter des modes de fonctionnement flexibles, allant de la possibilité de s'effacer ponctuellement lors de périodes de tension du système électrique à la possibilité de moduler de façon plus fréquente.

Ces possibilités d'effacement ou de modulation reposent sur différentes solutions techniques :

- ▶ La possibilité d'effacements de la consommation d'hydrogène

Certains usages de l'hydrogène dans l'industrie peuvent être modulés, notamment quand le process utilisant l'hydrogène peut basculer

sur le gaz naturel. Ces possibilités devraient néanmoins rester limitées, les usages pouvant « switcher » sont *a priori* peu nombreux.

- ▶ Le stockage surfacique d'hydrogène
L'hydrogène peut être stocké dans des réservoirs surfaciques. Ces réservoirs sont de taille limitée mais peuvent permettre de continuer à consommer de l'hydrogène durant quelques heures pendant lesquelles l'électrolyseur est à l'arrêt. Les contraintes réglementaires (classification SEVESO) en fonction des quantités stockables limitent l'appétence pour ce type de solution mais certains industriels envisagent de se doter de telles capacités de stockage sur site.

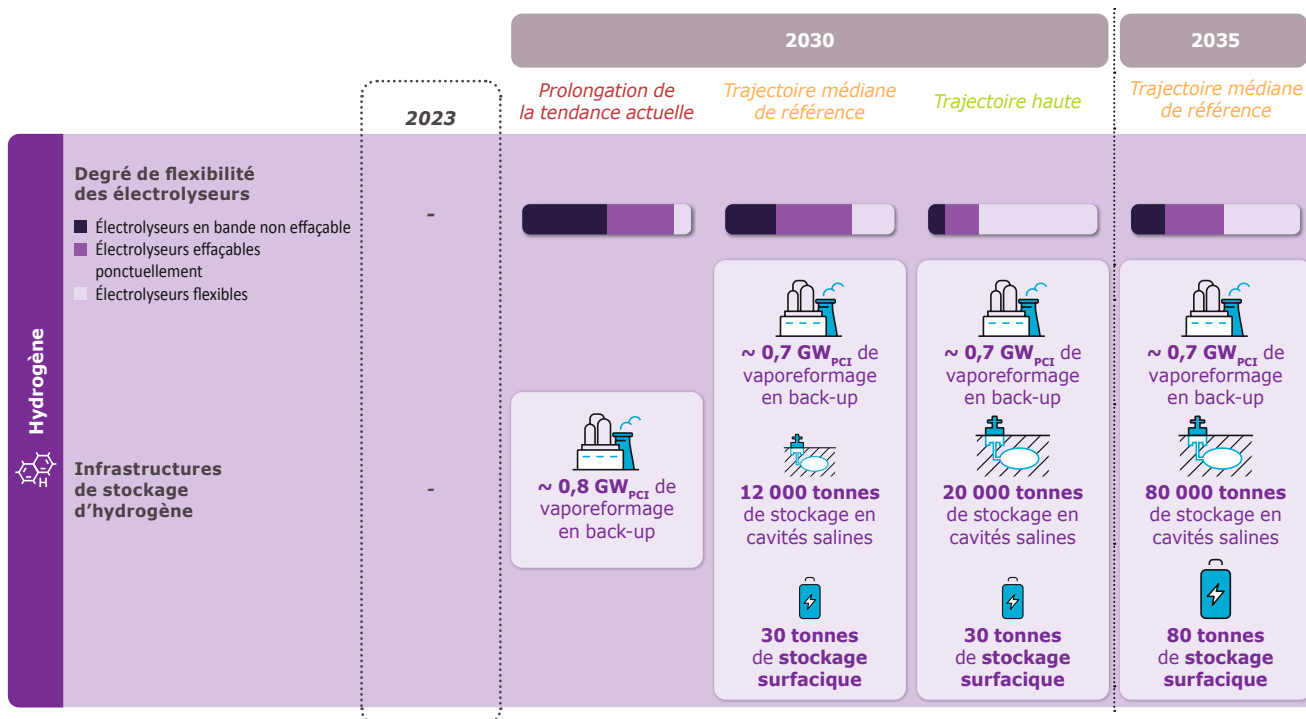
- ▶ Le stockage en cavité saline
Le stockage d'hydrogène en cavité saline permet un stockage massif, peu onéreux, permettant de rendre la production d'hydrogène par électrolyse réellement très flexible. Compte tenu des sites possibles pour de telles cavités, les stockages en cavité saline nécessiteront le développement de canalisations entre les cavités salines et les bassins hydrogène.

L'hypothèse de référence du Bilan prévisionnel repose sur de premiers développements de cavités salines (à hauteur de 12 kt) et leur connexion à des bassins hydrogène proches.

Dans la trajectoire de référence, la dynamique de développement des infrastructures permettant à l'électrolyse d'être flexible nécessite (i) à court terme, le maintien d'unités de vaporeformage permettant l'effacement ponctuel de l'électrolyse et (ii) à moyen terme, un développement progressif des infrastructures de stockage en cavités salines, selon un rythme cohérent avec les objectifs de Storengy et Terega, ainsi que des infrastructures de transport d'hydrogène permettant de les relier aux bassins de consommation à proximité.

Cette trajectoire de développement de la flexibilité du système électrique implique donc, à partir de 2030, celui d'infrastructures de stockage en cavités salines et de transport d'hydrogène. Or ceci ne peut absolument pas être considéré comme acquis vu d'aujourd'hui. Des analyses de sensibilité ont donc été réalisées pour vérifier la sensibilité du diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement à ces hypothèses, et notamment (i) au niveau de développement des cavités salines et des infrastructures

Figure 2.60 Dynamique de développement des infrastructures permettant à l'électrolyse d'être flexible dans les différentes configurations étudiées en 2030 et 2035



hydrogène et (ii) aux modes d'utilisation conjoints du vaporeformage et de l'électrolyse. La variante «flexibilité basse» du Bilan prévisionnel étudie ainsi une configuration d'échec du pari sur le développement des cavités salines, tandis que la variante haute décrit un développement poussé de celles-ci additionnées à des synergies entre le vaporeformage et l'électrolyse leur permettant de fonctionner conjointement de manière optimisée.

En parallèle la trajectoire de référence suppose un développement du stockage surfacique d'hydrogène, permettant à certains consommateurs d'hydrogène d'en moduler l'utilisation en fonction des prix de l'électricité, lesquels traduisent les besoins du système électrique. Cependant, les

contraintes réglementaires (notamment SEVESO) sur les quantités stockables sur site d'hydrogène n'en font pas un véritable levier de développement de la flexibilité des électrolyseurs.

Enfin, le développement des effacements de consommation d'hydrogène (sans stockage) est, dans tous les cas, supposé demeurer faible, car les principaux usages de l'hydrogène sont des process industriels (raffinage, ammoniac, sidérurgie...) qu'il est difficile de faire moduler. Une petite partie de la consommation est cependant considérée comme effaçable car certains usages, tels que les électrolyseurs des stations de recharge pour la mobilité lourde, ne sont pas voués à consommer en bande.

Annexe 2.A : Principales hypothèses sectorielles

Annexe à paraître

Annexe 2.B : Confrontation des hypothèses aux enquêtes d'opinion RTE-IPSOS

Annexe à paraître