

2

LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ : UNE INFLEXION ATTENDUE QUI CONSTITUE UN ENJEU MAJEUR POUR LES DIX PROCHAINES ANNÉES

2.1 Une situation ambivalente pour la consommation d'électricité : d'un côté, une tendance à la stagnation depuis les dernières crises et de l'autre, des perspectives haussières mais incertaines, liées aux projets d'électrification

2.1.1 Depuis fin 2023, la consommation intérieure d'électricité a cessé de diminuer sans pour autant faire montre d'une véritable reprise par rapport aux niveaux d'avant-crise

L'analyse de la demande électrique sur une longue période met en évidence des épisodes contrastés dans les dernières décennies.

Après une augmentation importante au cours des années 1980 et 1990 (environ +10 TWh par an), causée par le développement de l'utilisation de l'électricité dans les ménages et la croissance économique, la consommation électrique française s'est stabilisée à partir de la fin des années 2000. Ce fléchissement résultait des effets de la crise économique de 2007-2008, et plus généralement du ralentissement tendanciel de la croissance économique et de la croissance démographique, mais également des progrès de l'efficacité énergétique qui ont contribué à maîtriser l'évolution de la demande en électricité.

Dans ce contexte, RTE avait prévu au milieu des années 2010 la poursuite d'une tendance stable ou baissière (cf. Bilan prévisionnel 2017), au vu de l'impact des efforts d'efficacité énergétique et de l'absence de politique forte d'électrification des usages. Cette tendance s'est, par la suite, effectivement matérialisée et a été accentuée par la crise sanitaire du Covid-19 à partir de 2020, puis par la crise énergétique de 2022. Cette crise-ci, marquée par des prix de l'énergie très élevés et des incertitudes sur l'approvisionnement en électricité, a conduit à des baisses d'activités industrielles et

des efforts de maîtrise de la consommation qui semblent désormais pérennisés pour l'ensemble des secteurs. Il reste difficile d'identifier la part des différents facteurs explicatifs de baisse (notamment la répartition entre les « effets prix » et les effets de la sobriété énergétique « volontaire ») mais plusieurs enquêtes, comme celles menées par l'institut IPSOS BVA pour RTE, tendent à montrer que les efforts de maîtrise de la demande en énergie pour les usages domestiques (chauffage, écogestes) restent principalement motivés par des raisons économiques (prix élevés de l'électricité, effet global de l'inflation sur le pouvoir d'achat des ménages).

Depuis le printemps 2023, la demande d'électricité en France reste, de ce fait, en net retrait par rapport aux niveaux observés au cours des années 2010. Elle s'établit à environ 450 TWh par an (en consommation corrigée des effets météorologiques et calendaires, voir la figure 2.1) contre environ 475 à 480 TWh dans les années 2010. Après une très légère hausse en 2024, la consommation électrique devrait rester globalement stable sur l'année 2025 (chiffres et détails à venir dans le Bilan électrique qui sera publié début 2026).

Alors que le Bilan prévisionnel 2023 tablait sur une possible hausse de la consommation électrique dès

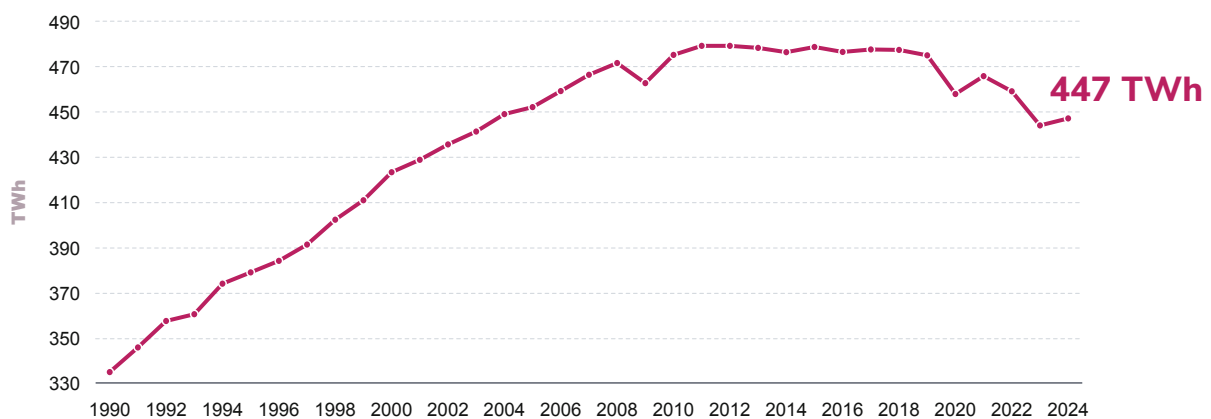
2025 (scénarios A et B) liée à une forme de reprise post-crise énergétique et une accélération de l'électrification des usages cohérente avec les ambitions des pouvoirs publics et les signaux des acteurs économiques, cette hausse ne s'est pas matérialisée à ce jour. Contrairement à la crise sanitaire qui avait été suivie d'une forme de rattrapage en 2021, la crise énergétique n'a pas été suivie d'une relance de la consommation pour le moment.

Dans le même temps, les projets d'électrification restent nombreux et continuent d'émerger : à titre d'illustration, la puissance de raccordement contractualisée pour des nouveaux projets sur le réseau de transport d'électricité s'élève désormais à environ 30 GW. Cependant, ces projets tardent à se concrétiser, ce qui explique en partie l'absence d'augmentation de la consommation observée à court terme.

À cet égard, RTE avait indiqué, dès 2023, que l'inflexion à la hausse prévue dans les trajectoires d'atteinte des objectifs des pouvoirs publics (scénarios A) allait à l'encontre des tendances récentes. RTE avait proposé des scénarios d'analyse de risque reposant sur des trajectoires de croissance plus lente de la consommation d'électricité (scénario «B-bas»), voire transitoirement stable (scénario C).

La réactualisation des trajectoires dans le Bilan prévisionnel 2025 intervient donc dans un contexte marqué par une situation paradoxale avec d'une part, une stagnation de la consommation d'électricité ces dernières années, et d'autre part, un volume très élevé de projets d'électrification et de nouveaux sites industriels et numériques ayant sécurisé leur accès au réseau (voir détails ci-après).

Figure 2.1 Évolution de la consommation intérieure d'électricité en France métropolitaine continentale entre 1990 et 2024 (données corrigées des aléas météorologiques et des effets calendaires, hors enrichissement d'uranium)



2.1.2 En cohérence avec les objectifs de décarbonation et de souveraineté industrielle et numérique, une inflexion à la hausse de la consommation électrique française est attendue dans les prochaines années, mais son ampleur et son horizon restent incertains

Décarbonation

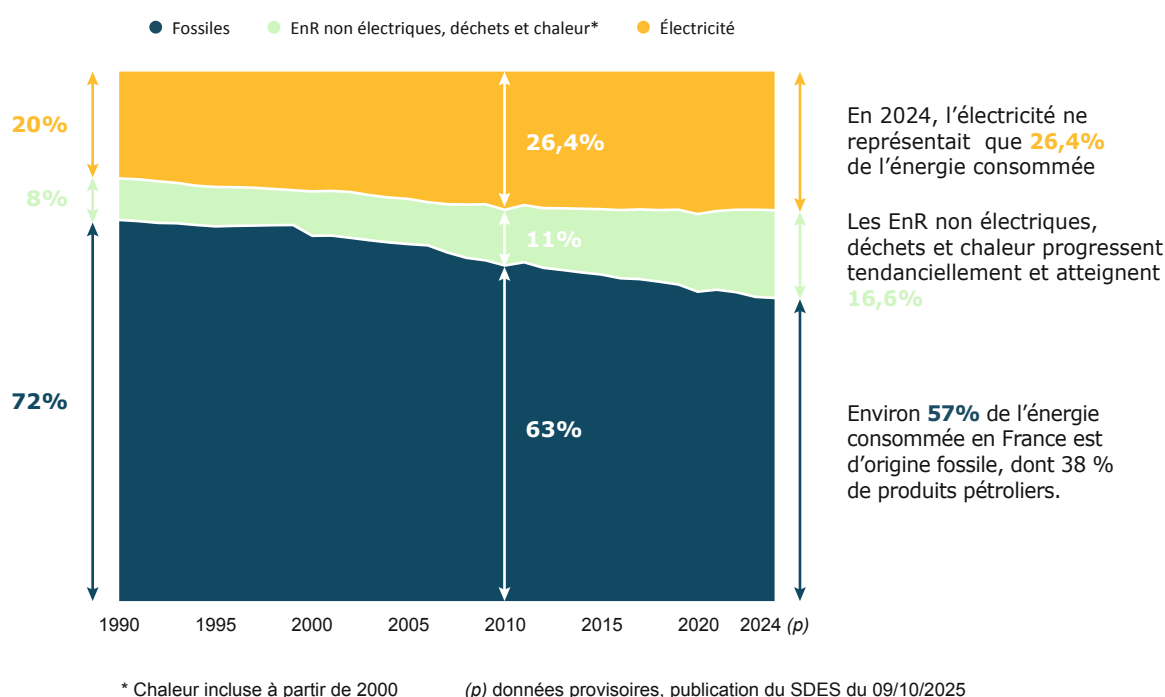
Les politiques publiques françaises s'inscrivent en cohérence avec l'accord de Paris sur le climat et s'alignent sur le cadre législatif européen *Fit for 55*. Elles placent la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) au cœur de leurs priorités, tout en veillant à la sécurité d'approvisionnement et à la compétitivité du système énergétique.

Ces orientations vont donc conduire à remplacer progressivement les énergies fossiles par des solutions décarbonées, notamment au travers de l'électrification des usages à court et moyen terme et, à plus long terme, avec le développement de la production d'hydrogène électrolytique et de ses dérivés (carburants de synthèse).

Comme le montraient déjà les précédentes études de RTE (*Futurs énergétiques 2050*, Bilan prévisionnel 2023), ce mouvement de bascule des énergies fossiles vers l'électricité concerne tous les secteurs : le bâtiment, avec le développement des pompes à chaleur, le transport avec l'essor de la mobilité électrique et à terme l'usage d'e-fuels, et enfin l'industrie avec l'électrification directe ou indirecte des procédés.

Si l'augmentation de la consommation ne constitue pas un but en soi, il est désormais documenté qu'une décarbonation profonde de l'économie, en France et dans tous les autres pays visant la neutralité carbone, conduira à une hausse nette de la demande d'électricité, les effets de l'électrification tendant à dépasser ceux liés à l'efficacité énergétique.

Figure 2.2 Évolution de la part des différentes énergies dans la consommation finale



Le premier défi est donc de réussir la bascule des énergies fossiles vers l'électricité et les autres énergies bas-carbone, ce qui peut notamment se suivre au travers du taux d'électrification de l'économie, c'est-à-dire la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale.

Or, l'analyse montre que cet indicateur de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale en France n'a pas augmenté au cours de la dernière décennie, traduisant le fait que le mouvement d'électrification et de bascule des énergies fossiles ne s'est pas encore pleinement enclenché en France¹.

Réindustrialisation

La réindustrialisation constitue désormais un objectif majeur de la politique économique française et pourrait également être un facteur notable d'augmentation de la demande d'électricité dans les années à venir.

Le mouvement de désindustrialisation qui s'est opéré jusqu'au milieu des années 2010 explique une part significative de la baisse de la consommation d'électricité dans l'industrie (100 TWh aujourd'hui contre presque 140 TWh au milieu des années 2000), en complément de l'effet des efforts d'efficacité énergétique. Un mouvement de réindustrialisation pourrait inverser cette tendance et se traduire par une hausse significative de la consommation d'électricité industrielle, notamment du fait du développement de nouveaux sites électro-intensifs comme les méga-usines de production de batteries ou d'autres types d'équipements.

Les analyses menées dans le cadre des dernières études publiées par RTE (scénario de réindustrialisation profonde des *Futurs énergétiques 2050*, famille de scénarios A du Bilan prévisionnel 2023) permettent de chiffrer les conséquences sur le système électrique mais également de quantifier les multiples bénéfices associés à une telle stratégie de réindustrialisation : au-delà des effets sur l'activité économique du pays (PIB, emploi, amélioration du solde commercial, etc.), la réindustrialisation peut

contribuer à améliorer rapidement l'empreinte carbone de la France dès lors qu'elle s'appuie sur des énergies décarbonées.

Toutefois, si les ambitions de l'État en matière de réindustrialisation en France restent élevées, les tendances récentes ne mettent pas en évidence une inflexion forte dans ce domaine : malgré une dynamique positive sur l'évolution des emplois², la part de l'industrie dans le PIB est restée globalement stable voire s'oriente en légère baisse sur les toutes dernières années.

Souveraineté numérique

Enfin, la position favorable de la France sur le marché très dynamique des centres de données (*data centers*) en Europe est un troisième facteur substantiel de hausse de la demande d'électricité à moyen terme. La multiplication de ces infrastructures essentielles à la souveraineté numérique devrait se traduire par une augmentation rapide des besoins d'électricité. La France bénéficie aujourd'hui d'un environnement attractif pour l'implantation de centres de données, grâce à la qualité de son réseau électrique, à la disponibilité d'une électricité majoritairement décarbonée et à la présence de zones industrielles bien connectées aux grands réseaux de télécommunications.

Plusieurs projets d'envergure ont ainsi été mis en service depuis 2020, notamment en Île-de-France ou autour de Marseille, où les capacités de stockage et de calcul se développent rapidement pour accompagner la croissance du cloud et des usages numériques.

Les perspectives associées au développement de l'intelligence artificielle, qui ont fait l'objet d'annonces importantes dans plusieurs sommets récents (Sommet pour l'action sur l'intelligence artificielle de février 2025, éditions 2024 et 2025 du sommet *Choose France*) tendent à accroître encore le nombre de demandes pour l'implantation de nouveaux centres de données en France.

1. En pratique, même si cet indicateur reste stable, certains usages ont tout de même bien pu s'électrifier. En effet, des gains d'efficacité énergétique sur des usages spécifiques de l'électricité conduisent toutes choses égales par ailleurs à faire baisser ce taux. De plus, les changements dans la répartition sectorielle de la consommation totale d'électricité peuvent aussi être un facteur d'évolution de l'indicateur (effet de structure).

2. Selon l'Insee ([bulletin Informations Rapides n° 278](#), novembre 2025), l'emploi industriel se situe au troisième trimestre 2025 encore nettement au-dessus de son niveau d'avant-crise sanitaire (+2,0 % soit 64 100 emplois).

2.1.3 De nombreux projets d'électrification et de nouveaux sites ont d'ores et déjà sécurisé leur accès au réseau, pour des volumes importants, mais avec des incertitudes élevées sur leur concrétisation (horizon, puissance consommée, montée de charge...)

Les effets haussiers sur la demande d'électricité ne constituent aujourd'hui plus uniquement des hypothèses prospectives mais se matérialisent désormais par des projets concrets d'électrification et de nouveaux sites industriels et numériques. Ceci conforte la possibilité que la consommation augmente rapidement dans les prochaines années, même si le rythme d'évolution dépendra du taux de concrétisation des projets.

Les demandes de raccordement adressées à RTE par les consommateurs industriels et les opérateurs de centres de données au cours des dernières années sont ainsi un signe perceptible de gisements potentiels de croissance de la consommation d'électricité pour les années à venir. En 2025, le flux de nouvelles demandes s'est maintenu à un rythme important.

Comme indiqué sur la figure 2.3, l'état des lieux à début novembre 2025 montre que les projets ayant une réservation d'accès au réseau représentent un total de l'ordre de 30 GW de demande de puissance de raccordement (hors projets abandonnés ou ayant déjà été raccordés³), dont une quinzaine de GW pour mise en service avant 2030. Ceux-ci se répartissent entre trois grandes catégories (centre de données, industrie, production d'hydrogène et dérivés⁴), les autres usages, notamment la mobilité électrique, étant essentiellement associés à des demandes sur le réseau de distribution.

En postulant un taux d'utilisation de la puissance de raccordement de 100% à l'ensemble des projets, ce volume équivaldrait théoriquement à une consommation d'environ 240 TWh, soit un niveau sans commune mesure avec les hypothèses retenues dans

le Bilan prévisionnel 2025. Même en intégrant des hypothèses plus réalistes de facteur de charge (40 % pour les projets industriels, 90 % pour l'hydrogène et les centres de données), le potentiel théorique de croissance reste important si tous les projets étaient amenés à se concrétiser dans les dix prochaines années (180 TWh).

Pour autant, il apparaît aujourd'hui clairement que l'intégralité des demandes de raccordement ne se concrétiseront pas par des mises en service d'installations. RTE observe par exemple que certains développeurs ont parfois sécurisé un accès au réseau sur plusieurs points du territoire pour des projets en réalité similaires, ou encore que plusieurs développeurs de projet sont parfois en concurrence pour alimenter un même client (notamment dans le secteur de l'hydrogène). Par conséquent, toutes les trajectoires étudiées par RTE intègrent des abattements significatifs par rapport à la somme des projets ayant fait des demandes de raccordement.

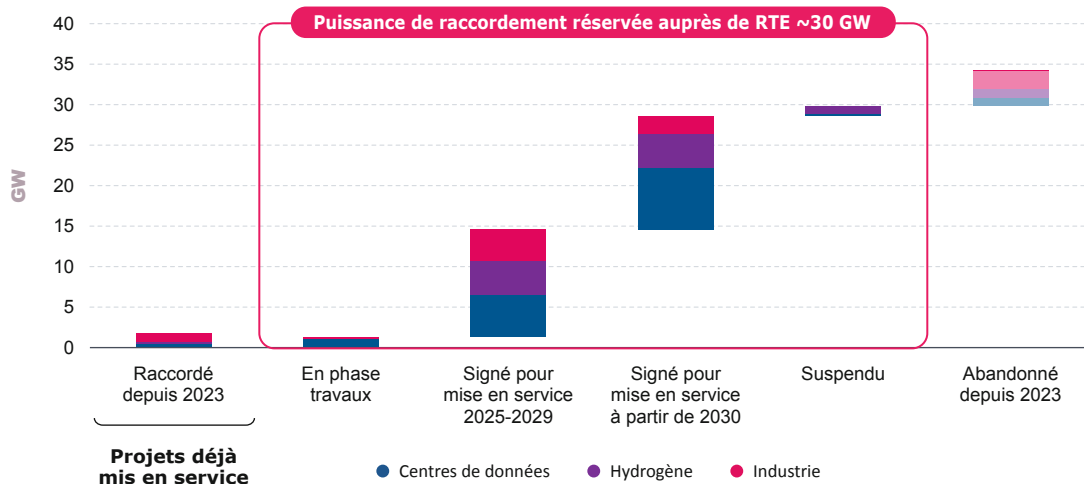
La suite de ce chapitre détaille ainsi les taux de concrétisation des projets adossés aux différentes trajectoires étudiées par RTE. **L'analyse montre en particulier que les trajectoires les plus hautes sont accessibles en s'appuyant sur la concrétisation d'une partie des projets ayant déjà sécurisé leur accès au réseau : ainsi, la réussite de l'électrification et de la réindustrialisation à l'horizon 2030-2035 consiste aujourd'hui essentiellement à faire aboutir les projets en cours et pas spécifiquement à faire émerger des nouveaux projets.**

Les analyses menées sur les données de demandes de raccordement mettent aussi en évidence le caractère peu engageant du système de

3. L'analyse intègre les projets en phase travaux et les projets ayant signé une proposition technique et financière (aussi appelée PTF, voir encadré 2.1), y compris les projets actuellement suspendus. Une PTF peut en effet être suspendue à la demande du client (typiquement en cas de difficultés liées à l'obtention d'autorisations réglementaires) pendant un an, reconductible une fois pour un an supplémentaire. En cas de suspension, la PTF reste dans la file d'attente (la puissance de raccordement reste garantie) mais les conditions financières et de délai ne sont plus valables et peuvent être revues si le projet est relancé.

4. On ne prend pas en compte ici les demandes de raccordement des grands sites tertiaires ou des infrastructures de transport (port, aéroport, réseau ferroviaire).

Figure 2.3 Répartition des PTF selon leur statut : projet raccordé, en phase travaux, signé pour mise en service jusqu'en 2029 ou à partir de 2030, suspendu, abandonné (situation au 1^{er} novembre 2025)



propositions techniques et financières ou «PTF» (voir encadré sur les différentes étapes pour le raccordement des clients consommateurs) pour les porteurs de projet. Cette logique, conçue initialement pour faciliter l'accès au réseau de nouveaux entrants sur les marchés de l'électricité (producteurs, consommateurs, opérateurs de flexibilité...), associée à un principe de «premier arrivé, premier servi», trouve aujourd'hui ses limites. En effet, de nombreux projets ont sécurisé leur accès au réseau et sont placés au début de la file d'attente mais tardent à se concrétiser, ce qui peut, dans certaines zones, retarder ou bloquer le raccordement d'autres projets situés plus loin dans la file d'attente. Cette situation conduit à une forme de «saturation administrative» des raccordements.

Par ailleurs, ce dispositif de réservation des capacités d'accueil du réseau (via l'octroi d'une PTF) ne permet pas de disposer d'une information

véritablement fiable sur les chances de concrétisation des projets. Ceci constitue une véritable difficulté pour le dimensionnement des réseaux et pour assurer l'accélération des raccordements des projets les plus matures.

RTE a donc engagé des travaux pour modifier ce dispositif de manière à fiabiliser le suivi du portefeuille de projets, en introduisant une évaluation de leur maturité technique, administrative et financière, et mettra prochainement en consultation une réforme des règles de raccordement. Celle-ci vise notamment à sortir de la logique du «premier arrivé, premier servi» pour favoriser une approche fondée plutôt sur le principe du «premier prêt, premier servi». Ces évolutions devraient permettre de pouvoir mieux anticiper les besoins réels de raccordement et d'améliorer la visibilité globale sur la probabilité des volumes de raccordement effectifs.

DE L'ÉTUDE EXPLORATOIRE AU CONTRAT D'ACCÈS AU RÉSEAU DE TRANSPORT, LES DIFFÉRENTES ÉTAPES POUR LE RACCORDEMENT DES CLIENTS CONSOMMATEURS

Les consommateurs qui ont le projet de se raccorder au réseau de transport d'électricité, typiquement pour des puissances supérieures à 40 MW (cf. article 105 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité pour les règles précises de raccordement entre réseau de transport et réseau de distribution), vont, en général, suivre les étapes qui sont décrites ci-dessous.

L'étude exploratoire

Cette étude, non obligatoire, a pour objectif de fournir au client, sous un délai de six semaines, un ordre de grandeur du coût de la solution de raccordement envisagée et de son délai de réalisation. L'étude exploratoire n'est pas un préalable à la demande de raccordement et n'engage aucune des parties. Il n'est donc pas rare qu'un client ne donne pas suite à une demande d'étude exploratoire si son projet n'est finalement pas viable. Un client peut aussi être amené à demander plusieurs études exploratoires pour un même projet. Par suite, les études exploratoires représentent généralement pour les clients une étape très amont de recherche de site et de maturation de leurs projets.

La proposition technique et financière (PTF)

La PTF est une étape obligatoire qui a pour objectif d'établir les conditions de raccordement à un client qui en fait la demande, sur la base d'une liste de données détaillées transmises à RTE : puissance de raccordement souhaitée, date de mise à disposition souhaitée,

rampe de soutirage souhaitée (profil attendu de montée en puissance), etc. Elle présente la solution de raccordement retenue, la consistance des travaux à réaliser, le détail des coûts et les délais de réalisation.

Depuis juin 2024, afin de renforcer la solidité et la crédibilité des démarches engagées, un engagement financier du client est nécessaire dès le dépôt de la demande via le versement d'une contribution forfaitaire de 42 000 euros, alors qu'auparavant aucune contribution n'était demandée à ce stade. Si le porteur de projet signe finalement la PTF, alors ce montant est déduit du coût du raccordement pris en charge par ce dernier. Ce montant forfaitaire reste cependant en général modeste au regard des montants d'investissement globaux des projets concernés.

La PTF engage RTE sur les conditions techniques du schéma de raccordement associées à un montant maximal du coût du raccordement et à son délai de réalisation, sous certaines réserves. Une fois qu'elle lui est soumise, le client dispose d'un délai de trois mois pour accepter la PTF à compter de sa date de réception.

L'acceptation par le client de la PTF permet l'entrée en file d'attente (ou file d'accès) qui garantit la capacité spécifiée dans la PTF, et le lancement de la phase d'étude composée des études détaillées et de procédures administratives. En revanche, tant que la PTF n'est pas signée par le client, elle reste au stade que l'on appelle la file d'instruction.

La signature de la PTF est conditionnée à la présentation d'un justificatif de maîtrise foncière par le porteur de projet. Cette mesure permet de garantir que les projets qui entrent dans la file d'attente sont déjà engagés dans une première phase opérationnelle. La PTF intervient toutefois au début du projet et constitue un préalable au déclenchement des démarches administratives les plus lourdes. Lorsqu'une PTF est signée, un projet peut encore ne pas aboutir pour de nombreuses raisons comme des difficultés de financement, une évolution du marché mettant en cause la viabilité du projet (concurrence, prix de l'énergie, cadre fiscal, etc.), une impossibilité d'obtention des autorisations (urbanisme, environnement, etc.), un changement de stratégie industrielle du porteur de projet, etc.

La convention de raccordement

À l'issue de la phase des études détaillées et une fois que les autorisations administratives ont été obtenues à la fois du côté de RTE et du côté du porteur de projet, RTE propose une convention de raccordement qui tient compte, notamment, du résultat des études complémentaires, des consultations d'entreprises et des démarches administratives nécessitées par le raccordement de l'installation du client. Elle précise les modalités techniques, juridiques et financières du raccordement et, en particulier, les caractéristiques techniques auxquelles doit satisfaire l'installation pour être raccordée au réseau public de transport. Le montant du raccordement au stade de la convention de raccordement est définitif, moyennant des réserves ciblées sur quelques points particuliers du projet.

La signature de la convention de raccordement lance la phase de réalisation du raccordement (« phase travaux ») et garantit ainsi le financement des commandes de matériels et des travaux. Une fois que les travaux ont été réalisés, la « mise à disposition » du raccordement (MAD) est prononcée. Cette étape correspond à la fin de la phase d'ingénierie de RTE.

Avant la première mise en service (ou première mise sous tension), le contrat d'accès au réseau et la convention d'exploitation et de conduite

En dernière étape, après les travaux et avant la mise en service de l'installation, RTE et le client concluent le contrat d'accès au réseau et la convention d'exploitation et de conduite. Le contrat d'accès au réseau de transport (CART) définit les engagements en matière de comptage, de puissance souscrite, d'interruptions programmées d'accès au réseau. Il précise également les conditions de responsabilité, de tarification et de facturation. La convention d'exploitation et de conduite définit les responsabilités de chaque acteur en vue d'assurer une bonne insertion de l'installation dans le système électrique ainsi que les règles d'exploitation et de conduite à respecter pour garantir la sécurité des biens et des personnes.

La mise en service effective de l'installation du client (par exemple une usine) intervient parfois plusieurs mois après la finalisation du raccordement par RTE et peut suivre des phases d'essais et de montée de charge progressive.

2.1.4 Pour prendre en compte l'incertitude portant sur les dynamiques d'électrification attendues dans les années à venir, le Bilan prévisionnel étudie trois trajectoires de demande contrastées qui reposent sur quatre gisements de hausse de la demande

Dans ce contexte, les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité sont marquées par de fortes incertitudes persistantes, comme l'ont confirmé de nombreux acteurs lors de la consultation publique sur les hypothèses qui a eu lieu en mars et avril 2025.

Afin d'étudier les conséquences pour le dimensionnement du système électrique, RTE a mené ses analyses autour de trois trajectoires volontairement très contrastées :

1) La trajectoire « Décarbonation rapide – atteinte des objectifs publics » est construite comme une actualisation de la trajectoire du scénario « A - référence » du Bilan prévisionnel 2023. Elle montre l'ampleur de la marche à gravir pour se mettre sur le chemin de la concrétisation des objectifs climatiques et stratégiques du pays.

Son point de départ est légèrement ajusté à la baisse pour tenir compte des dynamiques observées sur les deux dernières années. Elle intègre notamment le retard pris sur la réindustrialisation, la décarbonation et le développement de l'hydrogène bas-carbone mais reste globalement compatible avec l'atteinte des objectifs de décarbonation de la France et de l'Union européenne (55% de réduction nette des émissions de GES à l'échelle européenne par rapport à 1990, 50% de réduction des émissions brutes en France par rapport à la même année de référence). Dans cette configuration, la France réussirait par ailleurs son

redressement économique et industriel (croissance du PIB de +1,1% par an et légère hausse de la part de la valeur ajoutée de l'industrie dans le PIB à l'horizon 2035).

Cette trajectoire conduirait à une consommation de 510 TWh en 2030 et 580 TWh en 2035, soit une croissance moyenne de l'ordre de +12 TWh par an (soit un taux de croissance annuel moyen légèrement supérieur à 2%) à l'horizon 2030, comparable aux taux de croissance observés en France au cours des années 1980 ou 1990. Il ne s'agirait donc pas d'une croissance inédite, mais cela

Stratégie de décarbonation reposant sur 4 leviers



Consommation d'énergie : électrification rapide des usages complétée d'une bascule vers d'autres vecteurs énergétiques



Accroissement de la production d'électricité bas-carbone



Développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité



Poursuite des efforts d'efficacité énergétique et de sobriété

Bénéfices induits par ces choix stratégiques en 2035



Part des fossiles dans la consommation d'énergie française en 2035 : **~30-35 %** (versus ~60 % aujourd'hui)



Part de l'électricité dans la consommation d'énergie française en 2035 : **~40-45 %** (versus 26 % en 2024)



Imports d'énergies fossiles en 2035 : **- 500 TWh** (par rapport à 2024)



Émissions de CO₂ en 2035 : **~210 MtCO₂** (-60% des émissions brutes par rapport à 1990)

Réduction des dépendances stratégiques du pays

constituerait une inflexion forte par rapport à la tendance actuelle⁵. La part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale de la France

s'établirait alors à environ 35% en 2030 et entre 40% et 45% en 2035.

2) La trajectoire « Décarbonation lente – non atteinte des objectifs publics » reflète une dynamique d'électrification modérée, en retard significatif par rapport aux objectifs publics, et insuffisante pour atteindre les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation du pays.

Cette trajectoire décrit une augmentation de la consommation d'électricité plus lente et modeste par rapport à la trajectoire identifiée pour atteindre la neutralité carbone. Elle prolonge les réflexions du scénario C («mondialisation contrariée») du Bilan prévisionnel 2023 sur des évolutions très ralenties de la consommation électrique et se situe ainsi sur des niveaux de consommation similaires au scénario C. Si ces différentes trajectoires reposent toutes les deux sur une hypothèse de croissance économique plus faible que dans la trajectoire «décarbonation rapide» (+0,6% par an vs +1,1% par an) et sur un contexte plus dégradé pour l'industrie française, la nouvelle trajectoire de décarbonation lente se distingue néanmoins du scénario C par une dynamique d'électrification plus lente qui ne permet pas d'atteindre les objectifs climatiques (dans le scénario C du BP2023,

les objectifs climatiques du pays sont atteints en raison de prix élevés des énergies et ainsi d'une consommation d'énergie moindre).

Dans cette trajectoire de non-atteinte des objectifs, la consommation croîtrait très lentement pour ne retrouver son niveau antérieur à la crise sanitaire (de l'ordre de 470 TWh) qu'en 2030. Elle atteindrait ensuite 505 TWh en 2035, soit une croissance de +4 TWh par an en moyenne (soit un taux de croissance annuel moyen de 1,1% par an) à l'horizon 2030, légèrement inférieure à la croissance observée sur la décennie 2000. La part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale de la France s'établirait ainsi à moins de 35% en 2030 et moins de 40% en 2035.

3) Enfin, une troisième trajectoire de stagnation de la consommation à l'horizon 2030 est étudiée comme test de sensibilité.

Celle-ci permet d'illustrer les conséquences techniques et économiques d'une situation théorique dans laquelle la production d'électricité continuerait à augmenter dans les mêmes proportions qu'aujourd'hui tandis que la consommation stagnerait. Cette trajectoire refléterait un cas extrême dans lequel la quasi-totalité des

projets ayant demandé leur raccordement dans le domaine de l'industrie, de la production d'hydrogène ou du numérique seraient abandonnés, ce qui constituerait donc un échec des objectifs stratégiques du pays, dans un contexte de stagnation économique.

5. Pour les besoins du paramétrage du mécanisme de capacité à partir de 2026, une variante traduisant un retard d'environ deux ans sur l'atteinte des objectifs publics a également été étudiée. Cette variante a été construite sur une logique similaire aux trajectoires de la famille de scénarios B du BP2023 et projette des niveaux de consommation de l'ordre de 495 TWh en 2030 et 550 TWh en 2035.

La concrétisation des trajectoires de décarbonation rapide et lente repose principalement sur quatre gisements majeurs de hausse de la demande opérant simultanément : le développement des véhicules électriques, la décarbonation de l'industrie, et le déploiement d'électrolyseurs et de centres de données. En complément, l'électrification des usages dans les bâtiments, notamment avec l'essor des pompes à chaleur, constitue un incontournable des scénarios de décarbonation ; pour autant, l'électrification du secteur n'aura qu'un impact limité sur le volume d'électricité consommé en térawattheures, les effets d'augmentation d'efficacité énergétique liés aux rénovations ou aux performances des équipements tendant à dépasser les effets propres à l'électrification et au développement des usages.

Dans le Bilan prévisionnel 2025, RTE s'est attaché à traduire ces rythmes de croissance de la consommation d'électricité en exemples d'actions concrètes afin d'illustrer l'ampleur des actions nécessaires, publiques comme privées, et de pouvoir les confronter en pratique aux demandes d'accès au réseau (PTF) qui lui sont adressées pour mesurer l'état d'avancement de l'électrification du pays.

- La trajectoire «Décarbonation rapide – atteinte des objectifs publics» supposerait ainsi une forte accélération du développement du véhicule électrique (en cohérence avec le règlement européen conduisant à l'interdiction des ventes de véhicules à moteur thermique à l'horizon 2035) pour atteindre un parc de l'ordre de

Figure 2.4 Trajectoires de consommation intérieure d'électricité étudiées dans le Bilan prévisionnel 2025 et comparaison aux trajectoires du Bilan prévisionnel 2023

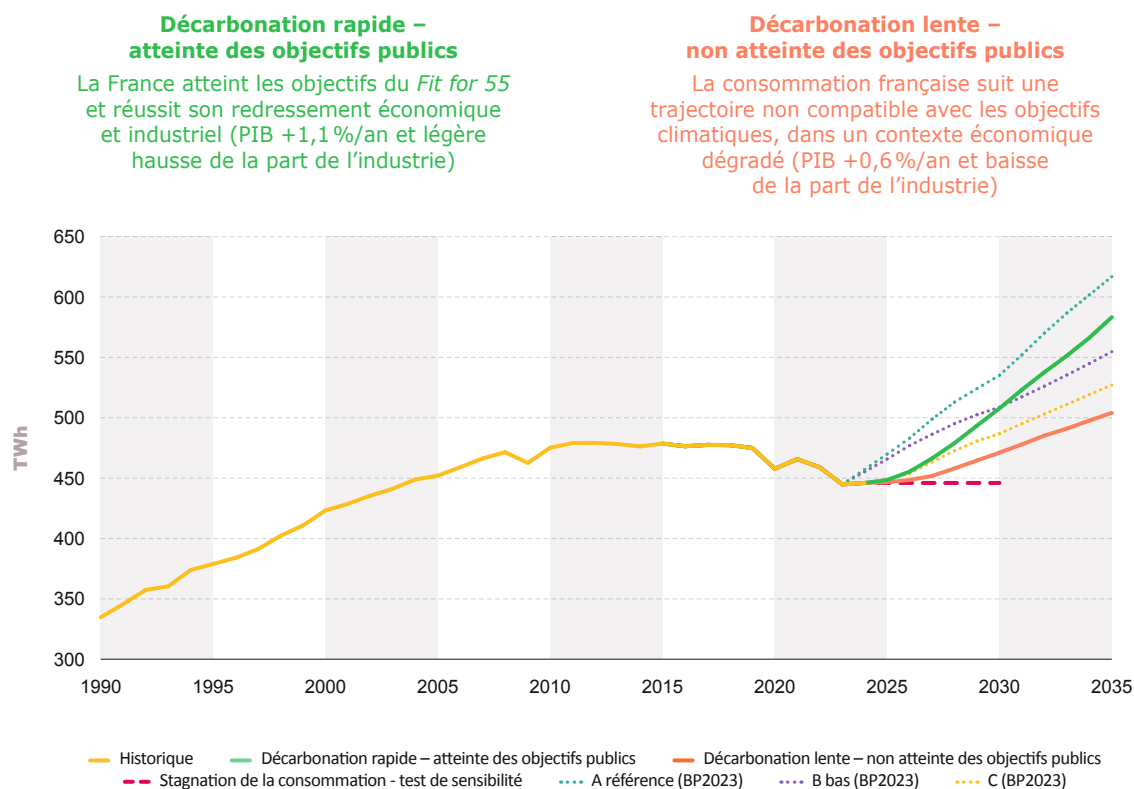
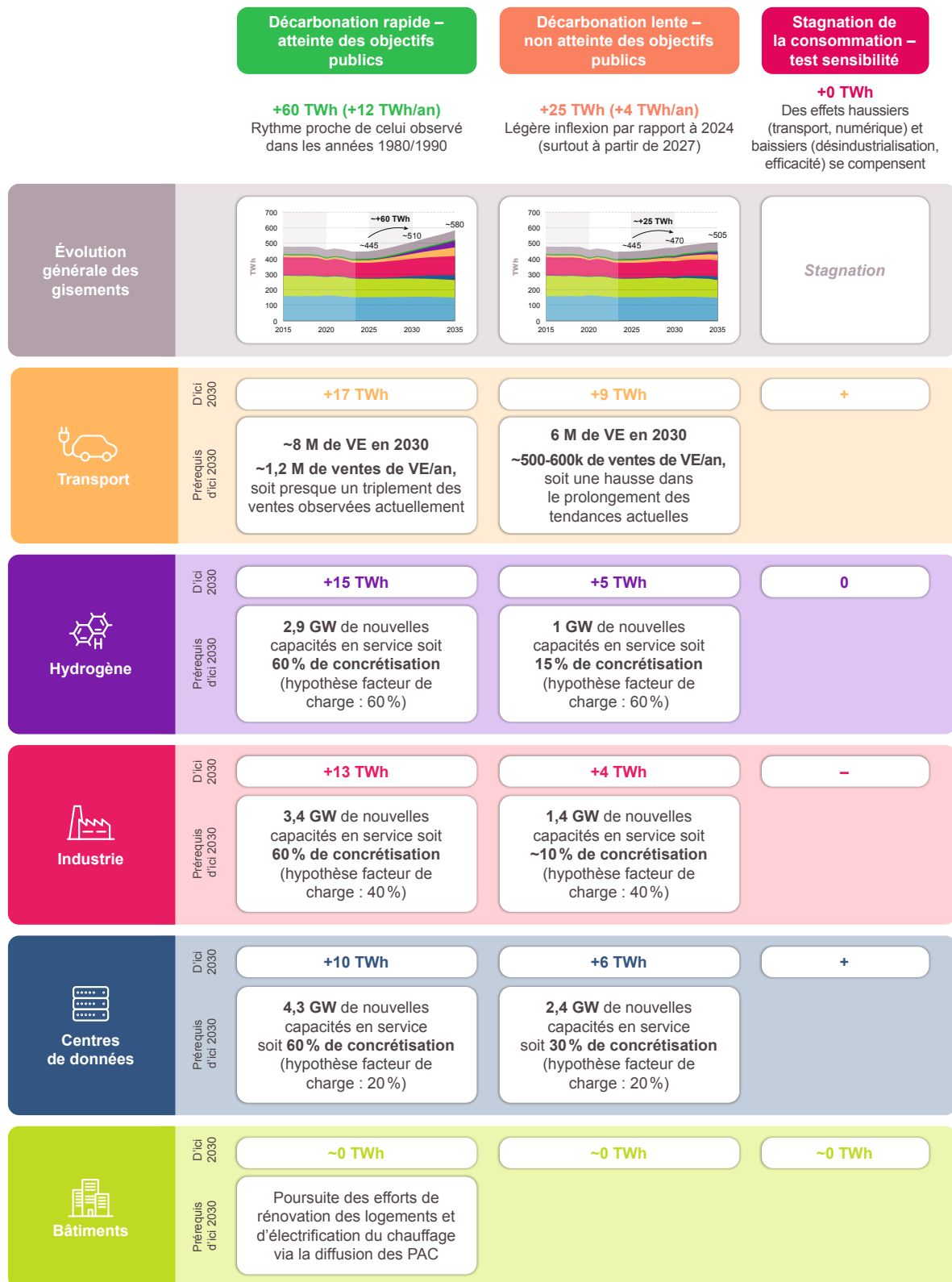


Figure 2.5 Gisements sectoriels de croissance à 2030 et actions nécessaires dans les trois trajectoires du Bilan prévisionnel 2025



● Énergie et pertes ● Agriculture ● Hydrogène ● Transport ● Industrie ● Centres de données ● Tertiaire (hors centres de données sur sites dédiés) ● Résidentiel

8 millions de véhicules électriques en 2030 et la concrétisation d'une part importante, de l'ordre de 60 %, des projets disposant d'un droit d'accès au réseau de transport d'électricité (en supposant des facteurs de charge normatifs, en 2030, respectivement de 20 %, 40 % et 60 %, pour les centres de données, les sites industriels et les unités de production d'hydrogène bas-carbone).

- La trajectoire «Décarbonation lente – non atteinte des objectifs publics» impliquerait quant à elle que les ventes annuelles de véhicules électriques poursuivent la légère hausse observée ces dernières années pour atteindre environ 6 millions de véhicules en 2030. Elle correspond par ailleurs à la concrétisation d'environ 15 % (respectivement 10 %) des projets de développement de la production d'hydrogène bas-carbone (respectivement du secteur de l'industrie) disposant d'un droit d'accès au réseau de transport d'électricité (avec les mêmes facteurs de charge normatifs que précédemment).

En pratique, atteindre ces trajectoires nécessite de passer à une configuration où le rythme d'électrification effectif de l'économie est non seulement suivi, mais également spécifiquement piloté. L'État a prévu, en ce sens, le principe d'un tableau de bord de l'électrification dans le projet de PPE mis en consultation en mars 2025, et a annoncé depuis diverses mesures pour accélérer la bascule des fossiles vers l'électricité.

Ces différentes trajectoires permettent de couvrir un spectre étendu d'hypothèses reflétant le manque de visibilité concernant l'évolution de la consommation électrique en France au cours des dix prochaines années.

Au-delà des impacts sur le système électrique, il est important de noter que la trajectoire de

décarbonation lente (et a fortiori la trajectoire de stagnation) se traduit par un retard significatif dans l'atteinte des objectifs climatiques du *Fit for 55*. Les estimations réalisées par RTE montrent que la cible en 2030 serait manquée d'environ 40 MtCO₂, soit une réduction autour de 40 à 45 % par rapport aux années 1990 (contre 50 % dans les objectifs de la France), représentant un retard d'environ trois années.

Dans le prolongement du Bilan prévisionnel 2025, l'analyse des besoins d'électricité devra également être étendue à une perspective de long terme d'atteinte de la neutralité carbone. Cette analyse constitue un des objectifs principaux de l'actualisation des *Futurs énergétiques 2050*, qui fera l'objet d'une publication fin 2026, et dont les études ont déjà été lancées en concertation avec les acteurs.

Les premières analyses à l'horizon 2050 montrent ainsi que les besoins d'électricité pour atteindre la neutralité carbone seraient réhaussés par rapport aux dernières évaluations des *Futurs énergétiques 2050* du fait d'un certain nombre d'évolutions récentes : révision à la baisse du potentiel de biomasse pour l'énergie et des puits de carbone (par rapport à la SNBC2), hausse des objectifs de décarbonation du transport international (aérien et maritime), hausse des besoins pour la souveraineté numérique, etc.

Dans ces conditions, le rythme de croissance de l'électrification pourrait encore être accru au-delà des dix prochaines années en vue d'atteindre la neutralité carbone et de sortir des énergies fossiles. Le retard pris dans la première partie de la trajectoire à l'horizon 2035 (cas de la trajectoire de décarbonation lente) conduirait donc à autant d'efforts supplémentaires à déployer sur la période post-2035 pour atteindre les objectifs climatiques à long terme de la France.

2.2 Secteur des transports : une électrification amorcée pour les véhicules légers, mais des incertitudes sur la massification du déploiement du véhicule électrique

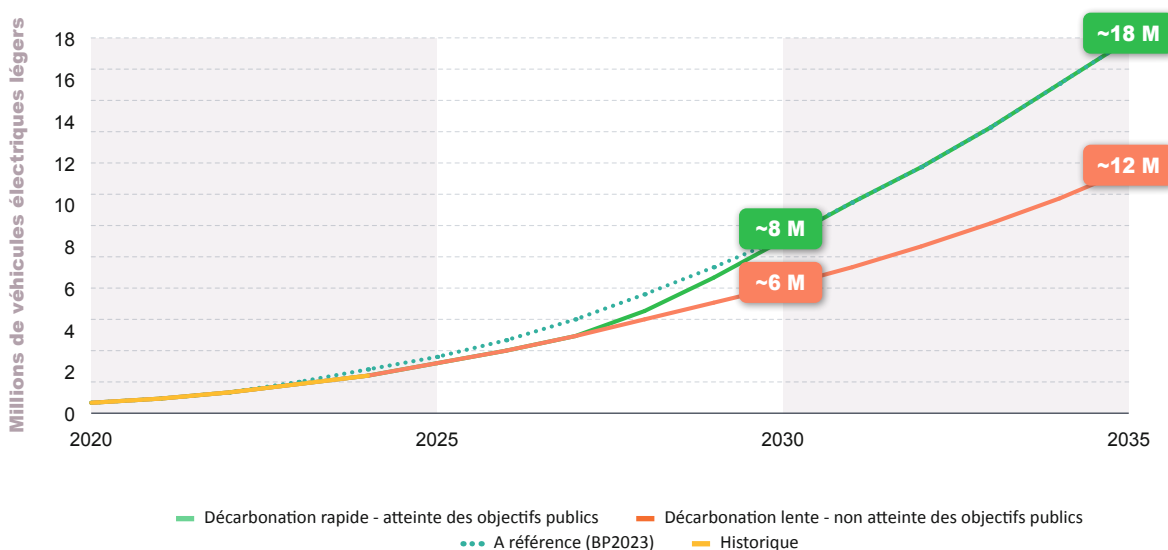
2.2.1 Malgré un ralentissement des ventes de véhicules électriques légers en 2024, des perspectives de croissance qui restent fortes à moyen terme, avec toutefois une incertitude sur l'ampleur de la massification de la diffusion du véhicule électrique

Les ventes de véhicules électriques légers (véhicules particuliers et véhicules utilitaires légers) ont atteint un niveau record en 2023 avec plus de 490 000 véhicules vendus, avec une part de marché de 23 % (et 26 % sur les seuls véhicules particuliers électriques). Cependant cette part de marché n'a pas progressé en 2024, ce qui se traduit même par une légère baisse du nombre de véhicules vendus, en raison d'un ralentissement global du marché automobile (cf. baromètre Avere-France). La stagnation des ventes de véhicules électriques s'est poursuivie au cours du premier semestre 2025, en lien avec des restrictions sur les aides à l'achat pour les véhicules électriques par rapport à 2024 (suppression de la prime à la conversion, baisse du montant du

bonus écologique pour les particuliers et mise en place de critères d'éligibilité plus stricts, seconde vague de leasing social prévue seulement pour le second semestre 2025, etc.).

Pour autant, plusieurs éléments devraient concourir à une accélération de l'électrification du parc automobile français à moyen terme, comme un rehaussement du soutien public, la baisse importante et continue du prix des batteries, et le développement d'une offre de plus en plus diversifiée de véhicules électriques, notamment dans les segments d'entrée de gamme les plus abordables. Par ailleurs, au sein des véhicules électriques, la part de véhicules 100 % électrique tend à augmenter.

Figure 2.6 Évolution du parc de véhicules électriques légers entre 2020 et 2035 dans les trajectoires de consommation du Bilan prévisionnel 2025



Dans le même temps, des incertitudes persistent sur la capacité de la France et de l'Europe à massifier le déploiement du véhicule électrique au cours des prochaines années. Si d'autres pays ont réussi à faire croître rapidement la part de marché de l'électrique dans les ventes de véhicules neufs à l'instar de la Norvège (plus de 90 %) ou de la Chine (désormais plus de 50 %), l'accélération du déploiement du véhicule électrique en Europe intervient dans un contexte économique dégradé (pouvoir d'achat des ménages sous contraintes, limitant l'achat de voitures neuves, finances publiques restreintes), avec également un débat intense sur les impacts pour le secteur industriel de l'automobile.

Par conséquent, RTE retient des trajectoires contrastées pour le Bilan prévisionnel 2025 s'agissant du déploiement des véhicules électriques légers.

La trajectoire de décarbonation rapide s'inscrit en cohérence avec les cibles de réduction d'émission

de gaz à effet de serre et avec l'interdiction réglementaire de vente de véhicules légers thermiques neufs en 2035 à l'échelle de l'Union européenne. Ceci conduit à des hypothèses comparables à celles de la trajectoire «A - référence» du Bilan prévisionnel 2023, avec un parc d'environ 8 millions de véhicules électriques en 2030, représentant une consommation de l'ordre de 15 TWh, puis environ 18 millions d'unités et 35 TWh en 2035.

Pour la trajectoire «Décarbonation lente - non atteinte des objectifs publics» en revanche, RTE prolonge les tendances observées sur les dernières années, ce qui revient à considérer un rythme de développement des véhicules électriques plus limité pour la décennie à venir mais qui atteint tout de même un niveau de 6 millions en 2030 et de 12 millions de véhicules électriques en 2035. Dans cette configuration, la consommation des véhicules électriques légers s'élève à 11 TWh en 2030, puis 23 TWh en 2035.

2.2.2 Bien que la décarbonation de la mobilité lourde reste marginale à ce jour, elle pourrait entraîner une augmentation significative de la demande électrique d'ici 2030-2035

La solution électrique apparaît désormais comme l'option privilégiée pour la décarbonation du transport routier lourd. Cette orientation s'explique par la maturité technologique croissante des véhicules électriques à batterie, la baisse continue des coûts des batteries et l'efficacité énergétique supérieure de la traction électrique par rapport aux autres vecteurs énergétiques. En outre, le développement rapide des infrastructures de recharge et les objectifs européens de réduction des émissions à l'usage renforcent cette dynamique.

Dans le même temps, les incertitudes sur le potentiel de biomasse exploitable pour la production de biocarburants ou de bio-GNV, ou encore les impacts sur l'agriculture et sur l'environnement associés à la production de biocarburants, limitent les perspectives de développement de ces solutions de décarbonation à long terme. Le recours à l'hydrogène, envisagé pour certains types de véhicules lourds se heurte, quant à lui, à un rendement énergétique limité (il faut environ 2 à 2,5 fois plus d'électricité pour alimenter des camions à hydrogène que des camions électriques) et à des perspectives de coûts qui restent encore élevés

aujourd'hui. Pour autant, certaines de ces alternatives restent envisagées par certains acteurs du secteur, et pourraient constituer des énergies de transition ou apporter une réponse pour certains usages intensifs ou spécifiques, notamment sur le transport routier très longue distance ou autour d'écosystèmes locaux.

Les motorisations électriques restent cependant encore très émergentes pour le transport routier de marchandises : seulement environ 700 poids lourds électriques (camions, tracteurs et véhicules automoteurs spécialisés lourds) ont été vendus en 2024 sur le marché français (soit 1,5 % de parts de marché), malgré les efforts des constructeurs et le développement d'offres de financement et de services pour accompagner la transition. Les signaux d'évolution sur les derniers mois sont les suivants : d'un côté, le marché français et plus largement le marché européen des poids lourds connaissent un net recul au second semestre 2024 et au premier semestre 2025, pénalisés par la conjoncture économique défavorable influençant la demande de transport ; de l'autre, la part des poids lourds électriques continue de croître selon une dynamique

favorable en France, avec des immatriculations relevées sur les trois premiers trimestres 2025 en nette hausse. Cette tendance devra cependant être observée sur la durée pour être consolidée.

En ce qui concerne les bus, la motorisation électrique domine depuis 2024 le marché européen des motorisations alternatives, favorisée par la réglementation européenne dans le domaine. Bien qu'en France, la progression soit moins rapide que dans le reste de l'Europe avec seulement 33 % de part de marché pour les bus électriques en 2024 (contre 46 % pour la moyenne européenne⁶), les perspectives de croissance sont bien réelles.

Par suite, comme pour le véhicule léger, la trajectoire de décarbonation rapide du Bilan prévisionnel 2025 tient compte du retard pris sur le développement du transport routier lourd électrique au cours des dernières années, mais intègre un rattrapage avant 2030 de la trajectoire «A - référence» du Bilan prévisionnel 2023. Ceci conduit à une consommation pour la mobilité lourde de l'ordre de 5 TWh en 2035. La trajectoire de décarbonation lente retient des hypothèses beaucoup plus modérées, similaires à celle de la trajectoire «B - bas» du Bilan prévisionnel 2023 avec une consommation de l'ordre de 2 TWh en 2035.

2.2.3 Dans le transport ferroviaire, des incertitudes sur l'évolution de différents déterminants tels que la part du fret ferroviaire, qui conduisent à retenir deux trajectoires contrastées, avec des impacts néanmoins limités à l'échelle de la consommation électrique nationale

La consommation du transport ferroviaire (énergie de traction et énergie des auxiliaires des trains, des tramways, des métros, etc.) se situe autour de 11 TWh en 2024.

À partir de ce niveau, la trajectoire de décarbonation rapide repose sur une accélération du report modal vers le train, qui conduit à une consommation électrique de l'ordre de 14 TWh en 2030, puis un peu plus de 15 TWh en 2035.

La trajectoire de décarbonation lente prend quant à elle l'hypothèse d'une consommation stable sur toute la période de projection, résultant d'effets antagonistes qui se neutralisent : hausse du trafic, amélioration de l'efficacité énergétique, hausse très limitée du report modal vers le fret ferroviaire.

2.2.4 Au total, des trajectoires très contrastées pour le secteur du transport qui apparaît dans les deux trajectoires principales comme un gisement significatif de croissance de la demande

Finalement, selon les hypothèses d'électrification et de report modal retenues, la consommation électrique directe du secteur du transport dans son ensemble se situe entre 24 TWh et 32 TWh en 2030 dans les trajectoires de décarbonation rapide et lente. Cette progression, bien qu'encore limitée, marque tout de même nettement le début d'une dynamique de substitution aux carburants fossiles.

Dans le cadre de la trajectoire de stagnation, l'évolution du secteur des transports se caractérise par une adoption très lente des véhicules électriques d'ici 2030, limitée principalement aux petits modèles à plus faible consommation kilométrique. Le nombre de poids lourds électriques connaît une progression particulièrement lente, et la consommation ferroviaire demeure stable.

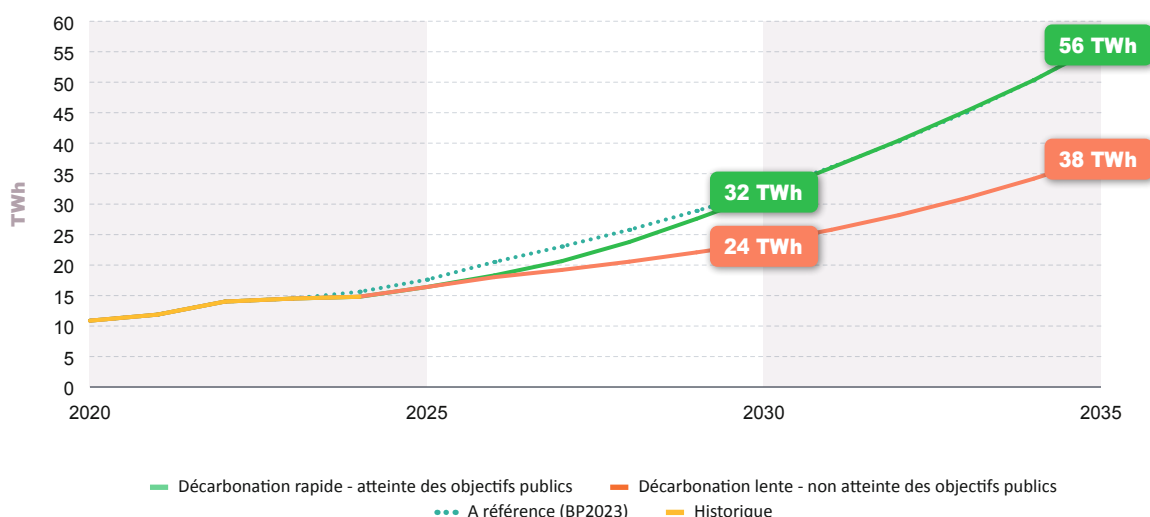
6. Communiqué « [Près de la moitié des bus vendus dans l'UE en 2024 étaient zéro-émission](#) », T&E (mars 2025).

À plus long terme, entre 2030 et 2035, la montée en puissance des poids lourds électriques et l'accélération massive de l'électrification du parc des véhicules légers entraînent une hausse notable de la consommation électrique qui atteindrait entre 38 TWh et 56 TWh en fin d'horizon (cf. figure 2.7).

Outre cette consommation électrique directe pour le transport routier et ferroviaire, il faut prendre en

compte la consommation liée aux perspectives de développement des carburants de synthèse pour la décarbonation du transport aérien et maritime à moyen et long termes qui nécessiteront également des volumes d'électricité potentiellement importants pour leur fabrication (électrification dite « indirecte »). Ces perspectives sont abordées dans la partie relative à la production d'hydrogène et de ses dérivés (partie 2.4).

Figure 2.7 Consommation directe d'électricité du secteur des transports dans les trajectoires de consommation du Bilan prévisionnel 2025



2.3 Secteur de l'industrie manufacturière (hors projets de production d'hydrogène destinée à l'industrie) : de fortes incertitudes sur le taux de concrétisation des projets d'électrification et de nouveaux sites industriels, étant donné les incertitudes sur le contexte macroéconomique et la concurrence internationale

Au cours des prochaines années, l'évolution de la consommation directe d'électricité du secteur de l'industrie est tout particulièrement affectée par des incertitudes sur le contexte macroéconomique (croissance du PIB, croissance de la valeur ajoutée de l'industrie) ainsi que sur le rythme de concrétisation des projets de décarbonation (électrification

directe, abordée dans la suite de cette section, et électrification indirecte, abordée dans la section sur l'hydrogène et ses dérivés). En parallèle, la poursuite des actions d'efficacité énergétique et de sobriété contribue à maîtriser la demande d'énergie du secteur industriel.

2.3.1 Avec une part de la valeur ajoutée de l'industrie dans le PIB parmi les plus faibles en Europe, la France peine encore à consolider le mouvement de réindustrialisation attendu par les pouvoirs publics

Les incertitudes qui pèsent sur l'avenir du secteur industriel en France restent nombreuses⁷.

En premier lieu, l'évolution de la croissance économique influence directement les besoins d'énergie, et donc en particulier les besoins d'électricité, du secteur industriel. Compte tenu des incertitudes et à l'issue de la consultation publique, RTE a fait évoluer son cadrage en retenant dans le Bilan prévisionnel 2025 deux hypothèses contrastées pour les dix prochaines années : une croissance annuelle du PIB de 1,1% dans la trajectoire de décarbonation rapide, proche des tendances récentes, et une croissance annuelle abaissée à +0,6% par an dans la trajectoire de décarbonation lente afin de tenir compte d'un contexte économique plus dégradé, mais également afin d'assurer la cohérence macroéconomique avec une hypothèse de réindustrialisation plus faible (*cf. infra*).

Par ailleurs, la capacité de la France à concrétiser l'ambition de réindustrialisation constitue un point d'attention croissante dans le débat politique et économique actuel.

De manière générale, les ambitions politiques de réindustrialisation et de décarbonation des sites industriels français se traduisent par des aides publiques conséquentes, mais la concrétisation des projets est parfois freinée par d'autres facteurs : manque de compétitivité à cause de prix de l'énergie trop élevés, baisse de la demande européenne ou française, conjoncture économique très incertaine, concurrence internationale exacerbée par certaines surcapacités de production, politique commerciale américaine agressive (droits de douane, *Inflation Reduction Act*, etc.), redirection massive d'exportations chinoises, etc.

Même si le mouvement de désindustrialisation en France a été freiné à partir des années 2010 (avec une part de l'industrie manufacturière dans le PIB relativement stabilisée autour de 10%), une véritable dynamique de réindustrialisation ne semble pas être complètement enclenchée. L'industrie manufacturière a notamment souffert de la succession des crises sanitaire et énergétique : bien que certains signes positifs puissent être relevés en 2022 et 2023, par exemple en termes de créations d'usines, la dynamique est actuellement en

7. [Rapport visant à établir les freins à la réindustrialisation en France](#), Sénat (2025).

berne et reste menacée par les chocs conjoncturels et les contraintes structurelles pesant toujours fortement sur le secteur. Le dernier baromètre industriel de l'État publié fin octobre 2025 par la Direction générale des entreprises confirme ainsi que le ralentissement observé en 2024 dans la création et l'extension de sites industriels s'est poursuivi au premier semestre 2025, avec un solde net d'ouvertures ramené à +9 contre +48 au semestre précédent⁸. Cette tendance, liée à la baisse des investissements et à un contexte économique international incertain, laisse entrevoir une poursuite du repli au second semestre 2025 et possiblement en 2026.

Quelques exemples montrent toutefois la capacité du pays à attirer de nouvelles industries, notamment la création récente des méga-usines de batteries (ACC, AESC et Vekor dans le Nord de la France), dont la montée en charge reste toutefois très progressive, ou la création d'une méga-usine chimique d'hexaméthylènediamine dans le Haut-Rhin (site Alsachimie à Chalampé).

En complément, de nombreux projets remarquables ont émergé ces dernières années pour plusieurs opérations industrielles majeures qui font partie de celles ayant sécurisé un accès au réseau : poursuite du déploiement des capacités industrielles liées à la filière de production de batteries (projet EMMÉ en Gironde d'une usine de production de composants critiques de batteries, projet de méga-usine de batteries Prologium à Dunkerque), projets de méga-usines de panneaux solaires (Carbon à Fos, Holosolis à Hambach), usine de production de freins carbone aéronautiques de Safran dans l'Ain, etc.

À l'échelle nationale, ceci se traduit par des évolutions distinctes dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025 :

- La trajectoire de décarbonation rapide se fonde sur une forme de réindustrialisation modérée, avec une part de l'industrie dans le PIB français revenant aux environs de 10 % en 2035 (contre environ 9,5 % en 2024). Une telle hypothèse, raisonnablement optimiste, acte d'une réelle volonté politique de protéger, soutenir et redévelopper des activités industrielles en France, démontrée par les plans de relance au plus fort des crises, ainsi que par la mise en œuvre de politiques favorables à l'industrie ces dernières années, portant notamment sur des allègements fiscaux (baisse de l'impôt sur les sociétés et des impôts de production)⁹.
- La trajectoire de décarbonation lente, plus prudente, envisage des effets en demi-teinte sur la dynamique industrielle future, se traduisant par une part de l'industrie dans le PIB durablement inférieure à 10 %, mais relativement stable autour de 9,5 % jusqu'en 2035. Il s'agit d'une différenciation mesurée entre les deux trajectoires (0,5 p.p. en 2035), bien inférieure par exemple aux fourchettes étudiées dans le cadre de la mission Lluansi¹⁰, qui visait en 2024 à analyser différentes trajectoires de réindustrialisation pour la France, avec des valeurs pour ce ratio comprises entre 8 % et 15 % en 2035.

Finalement, les hypothèses adoptées pour les deux trajectoires se veulent réalistes sans être caricaturales, et reflètent au mieux l'incertitude actuelle pour l'industrie manufacturière française, étant donné le contexte adverse décrit plus haut.

8. Le calcul prend en compte les extensions et réductions de site significatives. Si l'on ne prend en compte que les ouvertures et fermetures de sites, le solde passe en négatif à -38 au premier semestre 2025, *versus* +1 au second semestre 2024.

9. [Dix ans de politiques publiques en faveur de l'industrie : des résultats encore fragiles](#), Cour des Comptes (2024).

10. [Réindustrialisation de la France à l'horizon 2035 : besoins, contraintes et effets potentiels](#), France Stratégie (2024).

2.3.2 Des projets de décarbonation de l'industrie commencent à se concrétiser mais pour des volumes qui restent faibles pour l'instant

Du point de vue de la décarbonation, les projets d'électrification directe des procédés industriels connaissent une accélération significative sur le territoire national. Cette dynamique a été enclenchée à la faveur des plans de relance (France Relance, France 2030) et du soutien public associé et déployé dans différents dispositifs tels que le fonds «décarbonation industrie» de l'ADEME¹¹.

De nombreux acteurs industriels s'engagent désormais dans des démarches concrètes de substitution énergétique : fours électriques, compresseurs et pompes électriques, recompression mécanique de vapeur ou encore pompes à chaleur industrielles à très haute température.

Plusieurs initiatives emblématiques déjà opérationnelles peuvent être citées en exemple : remplacement d'une chaudière gaz par une chaudière électrique pour la production d'alumine (groupe Alteo à Gardanne, 8 MW), déploiement de fours électriques dans le secteur du verre (entreprise Verallia à Cognac ou encore groupe Pochet en Seine-Maritime) ou dans le secteur de

la métallurgie (projet Vulcain de la société Saint Gobain PAM à Foug en Meurthe et Moselle, four électrique de 20 MW pour remplacer un four à cubilot utilisant du charbon) ou encore démonstrateur de pompe à chaleur industrielle à haute température dans le secteur du papier (projet TransPAC, WEPA Greenfield à Château-Thierry).

La plupart de ces réalisations concernent toutefois aujourd'hui des volumes et des puissances modestes. Très peu de grands projets de décarbonation industrielle, mobilisant des puissances unitaires importantes, se sont concrétisés à ce stade.

De manière générale, le taux d'électrification du secteur industriel n'augmente pas en France et reste stabilisé autour de 37% sur ces dernières années. L'accélération de la bascule des énergies fossiles vers les énergies bas-carbone comme l'électricité doit donc constituer un axe prioritaire pour l'atteinte des objectifs énergie-climat de la France au cours de la prochaine décennie.

2.3.3 Dans l'ensemble, RTE ajuste à la baisse ses trajectoires de consommation directe d'électricité dans le secteur de l'industrie et table sur un niveau autour de 100 à 110 TWh en 2030

Considérant ces éléments de contexte, il apparaît que la consommation d'électricité du secteur industriel n'a pour le moment pas rebondi depuis la fin de la crise énergétique. Cette reprise pourrait avoir progressivement lieu à partir de 2026 dans la trajectoire de décarbonation rapide, mais sans toutefois rattraper la trajectoire «A - référence» du Bilan prévisionnel 2023. Le niveau de 2030 s'établit alors à environ 110 TWh et correspond à un taux de concrétisation de 60% des projets dont la mise en service est prévue d'ici 2029 (soit 3,4 GW), avec l'hypothèse conventionnelle d'un taux moyen d'utilisation de la puissance de raccordement de 40% pour les nouveaux sites, et en

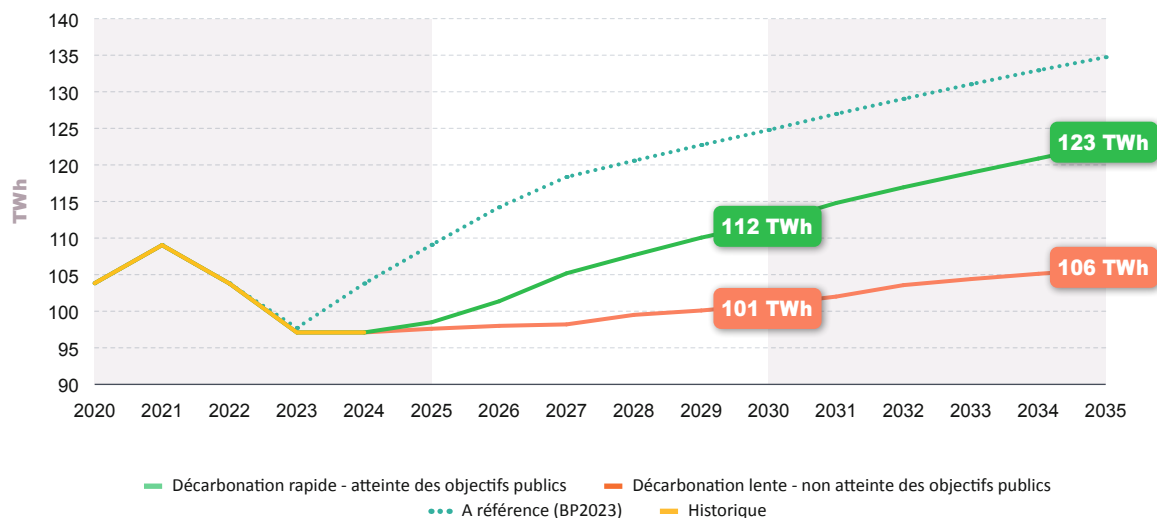
supposant une relative stabilité de la consommation industrielle existante.

La trajectoire de décarbonation lente de consommation considère, quant à elle, un retard d'environ trois ans sur la matérialisation d'une dynamique de croissance, à cause notamment du contexte d'incertitude pour les industriels, auquel s'ajoutent des hypothèses macroéconomiques (PIB et niveau de réindustrialisation) moins favorables que dans la trajectoire de décarbonation rapide. Cela se traduit par une trajectoire quasiment stable à l'horizon 2030, correspondant à un taux de concrétisation de 10% des projets dont la mise en service

¹¹. [Fonds décarbonation Industrie, bilan du volet décarbonation des procédés et utilités industriels](#), Ademe (2024).

Figure 2.8

Consommation d'électricité de l'industrie (hors production d'hydrogène)
dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025



est prévue d'ici 2029 (soit 1,4 GW) concomitant à une baisse modérée (de l'ordre de 2 TWh) de la consommation industrielle existante. Le niveau de consommation atteint dans cette trajectoire de décarbonation lente est légèrement supérieur à 105 TWh en 2035.

Pour le test de sensibilité «stagnation», l'hypothèse pour le secteur de l'industrie consiste en une baisse assez significative de la consommation à l'horizon 2030, en lien avec un repli économique qui conduit à la baisse de production ou à la fermeture de nombreux sites existants, et à l'abandon de la quasi-totalité des projets d'électrification.

2.4 Production d'hydrogène par électrolyse : des ambitions publiques élevées mais de fortes interrogations sur la concrétisation des projets

2.4.1 Le développement de l'hydrogène bas-carbone constitue un des piliers de la stratégie énergie climat de l'Union européenne et de la France mais fait face à de nombreux défis

Dans la politique énergétique européenne et française, l'hydrogène électrolytique produit avec de l'électricité renouvelable ou bas-carbone est identifié comme un levier clé pour l'atteinte des objectifs de baisse des émissions de gaz à effet de serre, du fait de son rôle pour la décarbonation des secteurs difficiles à décarboner autrement (transport aérien et maritime, ou certaines industries lourdes comme la sidérurgie).

En continuité avec la très ambitieuse stratégie hydrogène européenne publiée en juillet 2020¹², le paquet *Fit For 55* a introduit des obligations de recours à l'hydrogène vert ou à ses dérivés dans certains secteurs spécifiques (quotas de la directive RED III, règlements *RefuelEU Aviation* et *FuelEU Maritime*), ou fixé des objectifs pour le déploiement de stations hydrogène (règlement AFIR). Le paquet *Fit For 55* a également renchéri les alternatives fossiles avec le nouveau marché carbone européen, ou système d'échange de quotas d'émissions (SEQE-UE2 ou ETS-2), qui couvrira à partir de 2027 les émissions de CO₂ des énergies fossiles utilisées dans les secteurs du transport routier et du bâtiment.

Du côté des mécanismes de soutien, plusieurs instruments visent à accélérer le déploiement de projets d'hydrogène décarboné par électrolyse. Le nouveau cadre d'aides d'État CISA (Clean Industrial Deal State Aid Framework) adopté en juin 2025 offre une plus grande flexibilité aux États membres pour soutenir les investissements dans les technologies propres, dont la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone. Parallèlement, les mécanismes IPCEI (Important Projects of Common European Interest) permettent aux États membres de financer des grands projets

industriels transnationaux considérés comme stratégiques pour l'Union européenne, en particulier dans le secteur de l'hydrogène, en soutenant l'innovation et la décarbonation à grande échelle.

En France, la Stratégie nationale hydrogène a été mise à jour en avril 2025. Elle fixe des objectifs nationaux de développement de capacité de production d'hydrogène par électrolyse (jusqu'à 4,5 GW en 2030 et 8 GW en 2035) et décrit la feuille de route permettant de rendre disponibles les carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO) nécessaires pour répondre aux exigences réglementaires de la manière la plus compétitive possible. Un mécanisme national de soutien dédié à la production d'hydrogène décarboné, principalement destiné à des usages industriels directs, s'inscrit dans cette dynamique. Annoncé par les pouvoirs publics en décembre 2024, il vise à la mise en service d'un gigawatt de capacités d'électrolyse d'ici 2030, à travers plusieurs appels à projets successifs.

Cependant, la production d'hydrogène électrolytique en est aujourd'hui encore à ses balbutiements. Elle accuse une baisse des coûts plus faible qu'anticipée, ce qui provoque un retard de la filière dans un contexte également marqué par une pression accrue sur la compétitivité de l'industrie européenne et par des retards dans le déploiement des dispositifs de soutien public au développement de l'hydrogène bas-carbone. Les capacités installées en Europe ne s'élèvent en 2024 qu'à environ 400 MW, à comparer à l'objectif intermédiaire indicatif de 6 GW de la stratégie hydrogène européenne. En France, le baromètre annuel de France Hydrogène fait état de 35 MW de capacités d'électrolyse installées à fin 2024.

¹². La stratégie publiée en 2020 et confortée dans le plan RepowerEU en 2022 prévoit une production de 10 Mt d'hydrogène renouvelable dans l'UE pour 2030, l'objectif étant de parvenir à une capacité installée d'au moins 40 GW d'électrolyseurs.

2.4.2 RTE ajuste à la baisse les trajectoires d'électrolyse par rapport à la précédente étude pour tenir compte du retard dans le développement de l'hydrogène bas-carbone

Les fortes ambitions de développement de l'hydrogène se sont traduites ces dernières années par un volume très conséquent de demandes de raccordement de projets d'électrolyse au réseau de transport d'électricité (plus de 10,5 GW au total, dont 1 GW ont été abandonnés au cours des derniers mois). À ce stade, RTE constate essentiellement des retards au niveau des projets mais n'observe pas de phénomène d'abandon massif (seulement environ 20% des PTF signées depuis 2018 ont été abandonnées ou sont en pause à la demande des clients).

Concernant les réalisations concrètes, le raccordement du premier chantier de grande ampleur connecté au réseau de RTE a eu lieu à l'automne 2025 : il s'agit du projet Normand'Hy (groupe Air Liquide) à Port-Jérôme-sur-Seine qui servira à décarboner l'hydrogène de la raffinerie de Normandie de TotalEnergies située à proximité, et dont le démarrage opérationnel est prévu courant 2026.

S'agissant des projets futurs, RTE considère qu'une partie significative des projets ayant sécurisé leur accès au réseau ne se matérialiseront pas ou seulement avec du retard, étant donné les incertitudes sur la demande d'hydrogène (pour le transport lourd et l'industrie notamment) et du fait que plusieurs projets semblent parfois en concurrence pour alimenter les mêmes clients en hydrogène bas-carbone.

La consultation publique du Bilan prévisionnel 2025 a permis de valider le principe consistant à revoir à la baisse les projections du développement de l'hydrogène dans les prochaines années (recalage sur les trajectoires médianes et basses du Bilan prévisionnel 2023). Ce choix vise à tenir compte du soutien actif des pouvoirs publics à la filière, mais aussi du retard pris ces dernières années, ainsi que des incertitudes qui persistent. RTE estime

également que les moteurs à hydrogène (moteur à combustion interne à hydrogène et moteurs à pile à combustible H₂) ne connaîtront pas de déploiement significatif dans le secteur du transport routier et ferroviaire à l'horizon 2035, ce qui marque aussi une révision notable par rapport aux perspectives envisagées dans le précédent exercice.

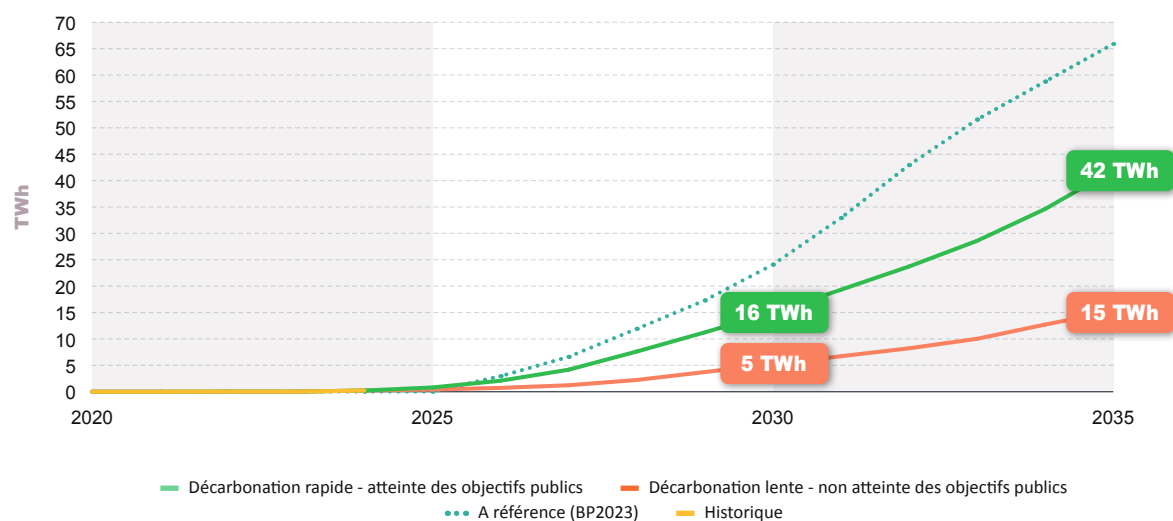
Dans le détail, il en ressort les projections suivantes, détaillées sur la figure 2.9 :

- La trajectoire de décarbonation rapide conduit à des volumes de demande électrique d'environ 15 TWh en 2030 et 40 TWh en 2035, compatibles avec la nouvelle stratégie nationale. Le point 2030 correspond à un taux de concrétisation de l'ordre de 60% des projets avec une PTF signée (voir encadré de la partie 2.1) pour une mise en service d'ici 2029 (soit environ 2,9 GW de projets avec un taux moyen d'utilisation de la puissance de raccordement de 60%).
- La trajectoire de décarbonation lente se place globalement dans un contexte de développement de l'hydrogène plus pessimiste : celle-ci conduit à une consommation d'électricité de l'ordre de 5 TWh en 2030, correspondant à un taux de concrétisation de l'ordre de 15% des projets ayant demandé un raccordement d'ici 2029 (soit environ 1 GW). Dans cette trajectoire, la consommation associée à l'électrolyse augmenterait ensuite significativement pour atteindre de l'ordre de 15 TWh en 2035.

Pour la trajectoire de stagnation, il est considéré que la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène ne décolle quasiment pas à l'horizon 2030. Les projets prennent plusieurs années de retard ou sont annulés en raison du contexte économique défavorable et du manque de visibilité sur les débouchés et la viabilité économique.

Figure 2.9

Consommation d'électricité pour la production d'hydrogène dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025



2.5 Centres de données sur sites dédiés (*data centers*) : des perspectives de croissance significatives en lien avec l'objectif de souveraineté numérique et les besoins de l'intelligence artificielle

2.5.1 Les perspectives de développement du secteur des centres de données analysées dans le Bilan prévisionnel 2023 se confirment, portées notamment par l'intelligence artificielle

Bien que par convention rattaché au tertiaire, le secteur des centres de données s'est progressivement affirmé ces dernières années comme une vraie filière électro-intensive en très forte expansion. Les annonces d'investissements majeurs faites lors de la troisième rencontre mondiale consacrée à la gouvernance de l'intelligence artificielle (*AI Action Summit*) qui s'est tenue en février 2025 à Paris illustrent cette dynamique qui est amplifiée par l'essor récent des besoins liés à l'intelligence artificielle.

Les raisons de cette croissance prévisible sont multiples. Les gains d'efficacité énergétique sur les dernières années ont permis de circonscrire la hausse passée des consommations d'énergie, mais ils ne sont aujourd'hui plus suffisants pour compenser l'augmentation liée aux nouveaux besoins, en particulier pour le stockage, le traitement et la sécurisation d'un volume de données en croissance exponentielle (*streaming, cloud computing* et services en ligne, e-commerce, etc.), et bien sûr l'intelligence artificielle. Cette dernière, alimentée en grande partie par des serveurs à haute performance, pourrait représenter dès 2030 à l'échelle mondiale une part très significative de la demande

des centres de données selon le rapport spécial que l'AIE a consacré à l'IA en avril 2025¹³.

Certaines spécificités peuvent également jouer sur la dynamique qui est en train de s'amorcer en France. En premier lieu, les enjeux liés à la souveraineté numérique pourraient induire un mouvement de rapatriement de données sur le sol national. Ensuite, le projet de loi de simplification de la vie économique devrait permettre à certains projets de centres de données d'être qualifiés par décret de « projet d'intérêt national majeur », facilitant et accélérant ainsi leur implantation sur le territoire. Enfin, une nouvelle procédure de raccordement électrique accélérée dite « *fast track* » pour l'implantation de consommateurs de forte puissance (400 MW à 1 GW) a été approuvée par la CRE en mai 2025, et permet d'orienter les projets vers des emplacements favorables : quatre sites étaient déjà identifiés par les pouvoirs publics à mi-2025 pour des capacités allant de 700 MW à 1 000 MW (le parc des Soufflantes à Escaudain dans le Nord, la ZAC des Bordes à Fouju, le site de la centrale thermique EDF de Vernou-la-Celle en Seine-et-Marne, et la ZAC du Bosquel au Bosquel dans la Somme).

13. [Energy and IA, World Energy Outlook Special Report](#), IEA (2025).

2.5.2 RTE s'appuie sur les demandes de raccordement des acteurs pour calibrer ses trajectoires d'évolution de la demande des centres de données

Le Bilan prévisionnel 2025 introduit pour la première fois une catégorie spécifique pour suivre l'évolution de la consommation électrique des centres de données dits «sur sites dédiés» (par opposition aux centres de données dits «internes», c'est-à-dire appartenant aux locaux mêmes de l'entreprise ou de l'administration qui en a l'usage)¹⁴.

Même si la tendance du secteur est clairement à la hausse, sa dynamique précise reste sujette à de nombreuses incertitudes, à l'instar de son niveau de consommation actuel. Jusqu'à présent, la consommation du secteur semble encore globalement modeste : inférieur à 1 TWh en 2024 pour les seuls centres de données raccordés au réseau de transport ou de l'ordre de 4 à 5 TWh pour l'ensemble des centres de données sur sites dédiés (et entre 5 et 10 TWh en incluant les centres de données internes).

À la différence des autres secteurs, l'évolution de la consommation électrique des centres de données reste difficile à prévoir et à modéliser sur la base des fondamentaux d'activité usuels (nombre

de ménages dans le résidentiel, volume d'activités dans le tertiaire et l'industrie, etc.).

Pour construire les trajectoires de demande des centres de données sur sites dédiés, RTE s'appuie donc sur les volumes de puissance pour lesquels il existe un engagement de raccordement (périmètre des projets de centres de données dont la proposition technique et financière est signée) en les agrégeant par année prévue de raccordement. L'élaboration d'une trajectoire de consommation d'électricité nécessite de prendre en compte plusieurs facteurs sur lesquels le retour d'expérience en France comme à l'étranger reste encore très limité : le taux de concrétisation des projets ayant passé l'étape de la PTF, la durée effective de la montée en charge (*ramp up*) des sites (de l'ordre de dix ans) et la puissance maximale atteinte après cette montée en charge. Cette dernière peut être finalement significativement inférieure à la puissance de raccordement des sites. Les paramètres du modèle sont calés de manière à ce que les projections englobent aussi les consommations des centres de données sur sites dédiés raccordés au réseau de distribution.

2.5.3 À l'issue de la consultation publique, RTE a retenu deux trajectoires de demande significativement haussières qui se distinguent nettement sur la période 2030-2035

Le Bilan prévisionnel 2023 prenait déjà en compte dans ses différentes trajectoires une forte dynamique à venir pour le secteur des centres de données, avec une hausse de l'ordre de 10 TWh à l'horizon 2030 et de 20 TWh à l'horizon 2035 dans le scénario «A - référence».

L'élaboration des nouvelles trajectoires du Bilan prévisionnel 2025 prend en compte le contexte des deux dernières années : d'un côté, les annonces récentes associées à l'intelligence artificielle et à la souveraineté numérique tendent à accroître les besoins d'électricité en France à moyen terme ; de l'autre, le taux de concrétisation des projets

reste incertain et le rythme de montée de charge (ou *ramp up*) apparaît plus lent que prévu il y a quelques années, au vu des premiers retours d'expérience.

Les deux trajectoires retenues à l'issue de la consultation publique traduisent cet aléa sur la dynamique, avec toutefois deux trajectoires qui restent proches de celle du scénario «A-référence» du Bilan prévisionnel 2023 :

- la trajectoire de décarbonation rapide correspond à un taux de concrétisation d'environ 60% (4,3 GW) pour les projets ayant demandé un

¹⁴. Dans le Bilan prévisionnel 2023, RTE englobait dans le secteur des centres de données à la fois les centres de données internes et les centres de données sur sites dédiés.

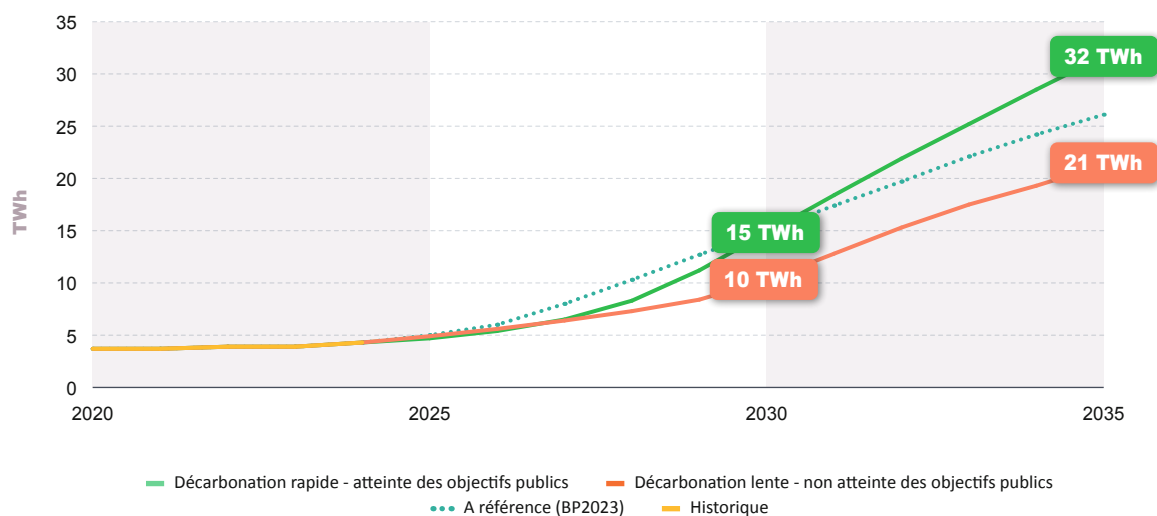
raccordement au réseau de transport d'électricité et dont la mise en service est prévue avant 2030 (avec une hypothèse de taux moyen d'utilisation de la puissance de raccordement de 20%¹⁵ à cet horizon). Elle suppose en outre un développement des centres de données raccordés au réseau de distribution dans la continuité de la tendance actuelle, ce qui correspond à une augmentation de consommation d'environ 2,4 TWh en 2030 ;

- la trajectoire de décarbonation lente correspond quant à elle à un taux de concrétisation d'environ 30% pour les projets ayant demandé un raccordement au réseau de transport, avec environ 1,8 TWh de croissance sur le réseau de distribution.

Le niveau de demande des centres de données sur sites dédiés atteint finalement près de 32 TWh en 2035 dans la trajectoire de décarbonation rapide contre 21 TWh dans la trajectoire de décarbonation lente.

Pour la trajectoire de stagnation, l'hypothèse pour le secteur des centres de données sur sites dédiés consiste en une progression très lente de la consommation à l'horizon 2030, pouvant s'expliquer par le déplacement des investissements vers d'autres pays européens offrant des conditions d'accueil plus incitatives, la mise en place de politiques de moratoire à l'échelle locale ou l'éclatement d'une bulle financière dans le secteur.

Figure 2.10 Consommation d'électricité des centres de données sur sites dédiés dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025



¹⁵. Le taux moyen d'utilisation de la puissance de raccordement prend en compte pour les centres de données à la fois la différence entre puissance consommée et puissance de raccordement en régime nominal, et le stade d'avancement de chaque site dans sa montée en charge, la plupart des sites raccordés en 2030 au RPT l'étant depuis largement moins de dix ans.

2.6 Secteur des bâtiments (résidentiels et tertiaires, hors centres de données sur sites dédiés) : une consommation électrique globalement stable, voire en légère baisse, du fait d'effets de maîtrise de la demande qui dépassent la croissance liée aux nouveaux usages

2.6.1 En 2024 et au premier semestre 2025, les dynamiques du secteur du bâtiment (électrification, rénovation, construction neuve) ralentissent nettement sous l'effet de la conjoncture

La décarbonation du secteur du bâtiment a désormais été documentée dans de nombreuses études, dont plusieurs études prospectives de RTE publiées ces dernières années : celles-ci ont toutes mis en évidence l'importance d'agir en priorité sur les usages thermiques (chauffage, eau chaude sanitaire, etc.) qui représentent l'essentiel des émissions du secteur. En particulier, l'intérêt d'accélérer la diffusion des pompes à chaleur (PAC) pour décarboner le secteur est désormais conforté par différentes études¹⁶, y compris en l'absence d'inflexion sur le rythme des travaux d'isolation des bâtiments existants.

Néanmoins, les tendances actuelles mettent en évidence un ralentissement de la diffusion des pompes à chaleur. Après un pic des ventes en 2023, l'année 2024 a été marquée par un net recul des ventes (ex : environ 185 000 PAC air/eau contre 310 000 l'année précédente). Ce repli se poursuit au premier semestre 2025 selon les chiffres de l'association Uniclimate¹⁷.

De manière plus générale, s'agissant de la rénovation des logements, les statistiques de l'Anah montre un nombre total de rénovations énergétiques réalisées en 2024 en net retrait par rapport à 2023 (341 000 *versus* 569 000). La proportion des rénovations d'ampleur (correspondant à des bouquets de travaux permettant au moins un saut de deux classes énergétiques) a en parallèle

significativement augmenté (91 000 *versus* 72 000) mais est restée à un niveau nettement inférieur aux objectifs publics (200 000 rénovations performantes). Les incertitudes entourant l'avenir et les modalités du dispositif MaPrimeRénov, principale aide à la rénovation énergétique en France, continuent d'être un frein à une relance durable de la dynamique de rénovation.

Le marché du logement neuf continue quant à lui de traverser une crise très importante. Selon les données du ministère de la Transition écologique¹⁸, seulement 330 000 logements ont été autorisés à la construction en 2024, soit une chute de près de 12,3% par rapport à l'année précédente, et de 28% par rapport à la période précédant la crise sanitaire (mars 2019 à février 2020). Ce recul s'explique par la hausse des taux d'intérêt, la baisse du pouvoir d'achat immobilier des ménages et un repli marqué de l'investissement locatif, pénalisé par la fin progressive du dispositif Pinel. En 2025, l'évolution reste incertaine, dans un contexte encore dégradé.

Des évolutions des règles de calcul sont progressivement déployées dans le calcul du diagnostic de performance énergétique (DPE). Au 1^{er} janvier 2026, le facteur de conversion de l'énergie finale en énergie primaire de l'électricité passera de 2,3 à 1,9. D'un côté, cette évolution devrait conduire à favoriser le choix de systèmes de chauffage à l'électricité par

¹⁶. Décarbonation du chauffage dans les bâtiments : [enjeux et priorités pour 2030](#), IDDRI (2024) ; [Heat Pumps in the European Union. Status Report On Technology Development, Trends, Value Chains & Markets](#), Joint Research Centre (2025) ; [Mesure des performances de cent PAC air/eau et eau/eau installées en maisons individuelles](#), Ademe (2025).

¹⁷. Voir [Dossier de presse](#) Uniclimate du 6 février 2025.

¹⁸. [Stat Info Logement, construction de logements, résultats à fin décembre 2024](#) (France entière), SDES (2025).

rapport aux chaudières au gaz quand un remplacement est prévu. D'un autre côté, cette mesure sort mécaniquement de nombreux logements du statut de passoire énergétique¹⁹ et peut réduire l'incitation à la réalisation de travaux de rénovation (isolation et changement de systèmes). L'effet précis de cette mesure reste difficile à évaluer mais il est probable qu'elle favorise globalement le développement des PAC dans les projets de rénovation.

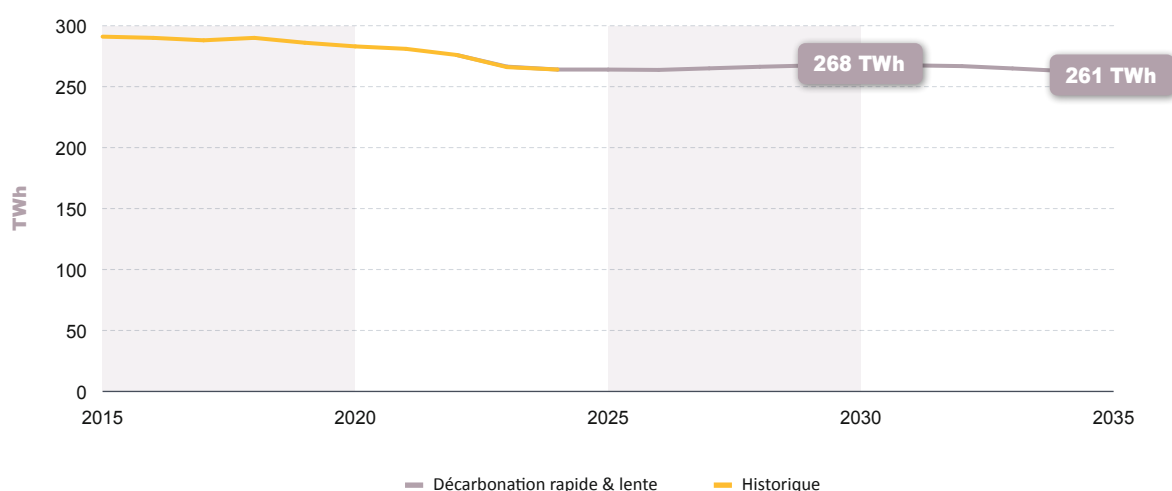
L'impact sur la pointe électrique d'une diffusion massive de PAC est parfois présenté par certains acteurs comme difficilement gérable pour le système électrique. Néanmoins, les analyses menées dans le Bilan prévisionnel 2023, basées sur de nombreuses variantes, ont montré que l'accélération du déploiement des PAC avait certes un impact significatif sur la pointe, mais que cet impact était gérable, sauf dans une configuration extrêmement défavorable.

2.6.2 RTE reprend les niveaux 2030 et 2035 de la trajectoire « A - référence » du Bilan prévisionnel 2023 pour le secteur des bâtiments

Dans la trajectoire de décarbonation rapide du Bilan prévisionnel 2025, une reprise importante des ventes de PAC est supposée se manifester à partir de 2026-2027, de manière à rattraper le retard pris sur la décarbonation des bâtiments. La consommation d'électricité du secteur des bâtiments s'aligne

alors avec les niveaux de la trajectoire « A - référence » du Bilan prévisionnel 2023, en intégrant un léger ajustement sur les premières années de projection, lié à la réactualisation du point de départ²⁰. Elle présente une évolution globalement stable de la consommation d'électricité du secteur d'ici 2030

Figure 2.11 Consommation d'électricité du secteur du bâtiment (hors centres de données sur sites dédiés) dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025



19. [Le parc de logements par classe de performance énergétique au 1^{er} janvier 2025](#), SDES (2025).

20. En ce qui concerne les autres usages spécifiques, les effets de l'efficacité énergétique continuent de se déployer sur l'horizon de projection et engendrent un effet baissier sur la consommation, notamment grâce aux effets mécaniques du renouvellement des matériels. En ce qui concerne les centres de données internes, on observe également une baisse progressive de la consommation causée par l'essor du *cloud* et l'externalisation croissante des services numériques.

puis une évolution légèrement baissière entre 2030 et 2035, sous l'effet d'une combinaison de leviers haussiers et baissiers, tels qu'une électrification du chauffage, la pérennisation de certains gestes d'économies d'énergie et un rythme volontariste des rénovations.

Dans la trajectoire de décarbonation lente, RTE retient une accélération très prudente du rythme d'électrification du chauffage. En termes de consommation d'électricité, ce rythme plus ralenti d'électrification est cependant compensé par un rythme également beaucoup plus faible pour les

rénovations énergétiques et l'efficacité énergétique dans son ensemble. En conséquence, cette trajectoire suit une évolution similaire à la trajectoire de décarbonation rapide, avec des hypothèses sous-jacentes sensiblement différentes qui font que la décarbonation demeure sensiblement moins avancée en 2030 et 2035 dans la trajectoire de décarbonation lente.

Dans la trajectoire de stagnation, RTE retient une évolution similaire à celle de la trajectoire de décarbonation lente à l'horizon 2030.

2.7 En synthèse, des trajectoires contrastées qui mettent en lumière la nécessité d'accélérer l'électrification

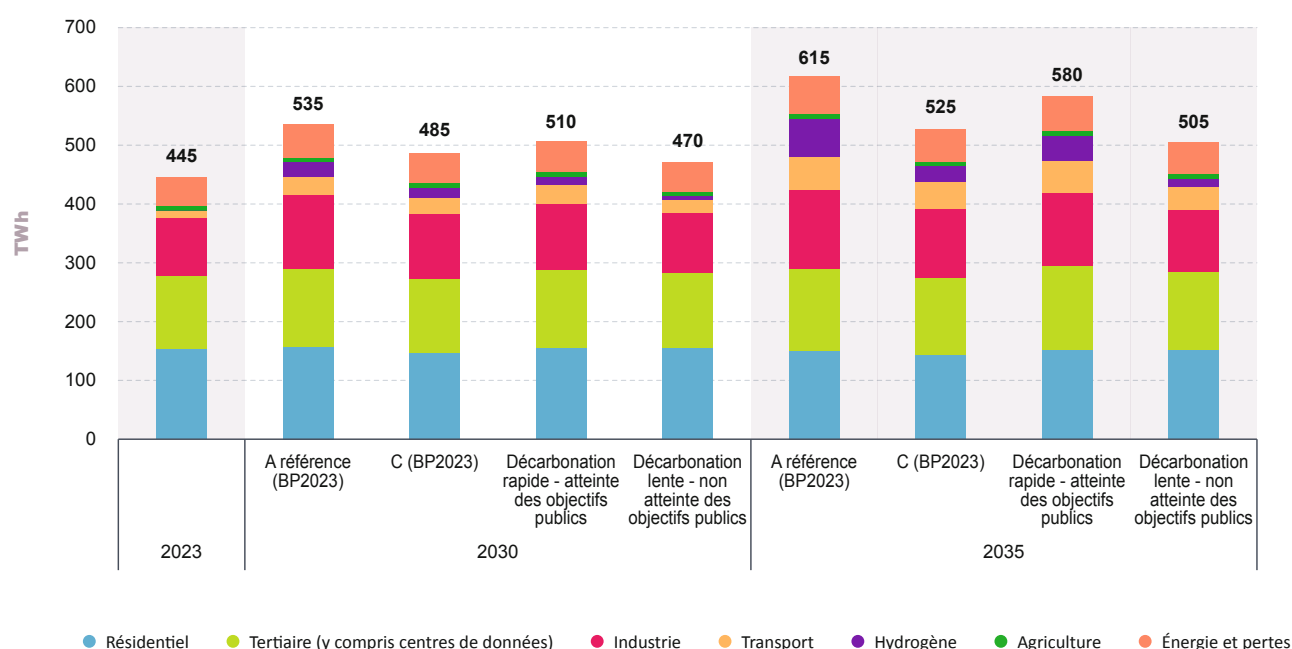
En synthèse, les trajectoires d'évolution de la consommation électrique établies dans le Bilan prévisionnel 2025 décrivent des orientations contrastées.

La trajectoire de décarbonation rapide, qui correspond à l'atteinte des objectifs climatiques et intègre les effets de la réindustrialisation, impliquerait une augmentation rapide et contre-tendancielle de la consommation d'électricité. Son niveau s'établirait à 510 TWh en 2030 et à 580 TWh en 2035. Cette trajectoire de «décarbonation rapide», qui correspond à l'actualisation la trajectoire «A - référence» du Bilan prévisionnel 2023, s'inscrit toutefois en retrait par rapport à cette dernière : de l'ordre de 25 TWh en 2030,

et de 35 TWh en 2035. Ces ajustements tiennent ainsi compte du niveau actuel de la consommation d'électricité et des conditions économiques défavorables.

La trajectoire de décarbonation lente est elle aussi contre-tendancielle mais croît beaucoup plus lentement et atteint des niveaux plus faibles (de l'ordre de 70 TWh en 2035, par rapport à la trajectoire de décarbonation rapide). Elle correspond à une situation dégradée sur le plan macro-économique et énergétique, et s'inscrit en ce sens dans le prolongement des réflexions sur l'évolution de la demande face à un contexte plus adverse, engagées au travers de l'élaboration du scénario C (mondialisation contrariée)

Figure 2.12 Décomposition sectorielle de la consommation intérieure d'électricité de la France (TWh) dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025 et dans certaines trajectoires du Bilan prévisionnel 2023



dans le Bilan prévisionnel 2023. Ces deux trajectoires atteignent des niveaux de consommation similaires à l'horizon 2030 et 2035 mais diffèrent néanmoins par leur cadrage. Le scénario de mondialisation contrariée se caractérisait par une inflation et des prix de l'énergie très élevés, par des tensions sur les chaînes d'approvisionnement ou encore par un niveau d'émissions de GES proche des objectifs climatiques en 2030 (lié à la baisse d'activité économique et industrielle en France). À l'inverse, la trajectoire de décarbonation lente étudiée dans le Bilan prévisionnel 2025 est associée à des prix de l'énergie relativement faibles et à un net retard sur l'atteinte des objectifs climatiques.

Enclencher la dynamique d'électrification pour passer d'une trajectoire de décarbonation lente à une trajectoire de décarbonation rapide doit constituer une des priorités pour la stratégie énergie-climat de la France. Ce mouvement permet d'une part de sortir plus rapidement de la dépendance aux énergies fossiles importées, et d'autre part, cela constitue le levier le plus efficace pour faire face aux défis rencontrés actuellement par le système électrique français lors des épisodes de production excédentaire (voir résultats détaillés sur le fonctionnement du système et l'économie).

Ceci nécessite de mettre en place un véritable pilotage de l'électrification au sein de la programmation énergétique des prochaines années. Ce plan d'électrification peut s'appuyer sur différents leviers d'électrification qui varient selon les secteurs.

Usages diffus

De manière générale, s'agissant de l'électrification des usages dans les ménages et les entreprises, les analyses sur les freins à l'électrification tendent à mettre en évidence l'importance de l'information, de la confiance dans les nouvelles technologies électriques (véhicule électrique, pompe à chaleur), et les enjeux financiers à l'achat.

- **Véhicules électriques** : les analyses, notamment celles portant sur les résultats des enquêtes menées par l'institut IPSOS BVA pour RTE, montrent que le critère déterminant pour

l'adoption du véhicule électrique par les particuliers ou les entreprises est principalement financier. La dynamique d'électrification de ce secteur dépendra ainsi largement des dispositifs d'aide mis en place par l'État (ex : aides à l'achat, bonus, leasing) et du pouvoir d'achat des ménages. D'autres facteurs importants pour la diffusion massive des véhicules électriques en France seront également les niveaux des prix de l'électricité payés par les consommateurs (par rapport aux carburants fossiles), ainsi qu'un développement important et une bonne disponibilité des bornes de recharge. Cela pourra passer par une communication appropriée et un accompagnement des ménages pour renforcer la confiance dans l'utilisation des véhicules électriques. L'adoption de réglementations normatives à l'échelle de la France ou de l'Europe, telles que l'interdiction de la vente de véhicules thermiques, est aussi de nature à accélérer le déploiement du véhicule électrique.

- **Bâtiments** : même si le potentiel de croissance de la consommation d'électricité est moindre dans le secteur des bâtiments, la réussite de la dynamique d'électrification du chauffage est cruciale pour l'atteinte des objectifs climatiques. Elle reposera notamment sur un accompagnement structuré des ménages, incluant information, pédagogie technique et garantie de performance, afin de renforcer la confiance dans l'installation et l'utilisation des pompes à chaleur. Les soutiens à l'achat et la lisibilité du système d'aides à la rénovation énergétique sont également régulièrement cités comme facteurs favorables pour aider à accélérer la décarbonation du chauffage dans les bâtiments. L'adoption de réglementations spécifiques aux niveaux français ou européens peut aussi être de nature à accélérer le déploiement des pompes à chaleur.

Grands projets raccordés au réseau de transport d'électricité

La réussite des grands projets industriels et numériques nécessitant des grandes puissances électriques et donc un raccordement au réseau de transport d'électricité relève de déterminants différents de ceux des usages diffus. La concrétisation de ces grands projets dépend en particulier fortement des enjeux de compétitivité de l'énergie et de

l'économie française, plus spécifiquement pour les secteurs exposés à la concurrence internationale, et donc des prix et de la disponibilité de l'électricité bas-carbone.

L'analyse menée dans le Bilan prévisionnel 2025 montre que la trajectoire de décarbonation rapide est accessible en concrétisant l'essentiel des projets existants ayant sécurisé leur accès au réseau : il n'est donc pas indispensable de faire émerger de nouveaux projets de décarbonation et de réindustrialisation, mais avant tout nécessaire de pouvoir faire aboutir les projets déjà dans les files d'attente de raccordement. **Pour y parvenir, la mise en place d'un suivi rapproché des projets qui ont d'ores et déjà sécurisé leur accès au réseau, impliquant les gestionnaires de réseau et les pouvoirs publics, sera nécessaire, notamment afin de croiser les informations sur l'avancement des projets (autorisations, soutien public, accès au réseau, etc.). La démarche visera à orienter prioritairement l'accompagnement vers les projets les plus matures.**

► *Industrie* : les principaux freins associés à la réindustrialisation et à l'électrification des sites existants rejoignent la question de la compétitivité des industries nationales. Pour réaliser les investissements nécessaires à l'électrification (directe ou indirecte) des procédés, les industries sont demandeuses de visibilité sur les conditions économiques associées à ces investissements et sur le cadre général de soutien à l'industrie européenne.

► *Hydrogène* : l'un des principaux freins au développement de l'hydrogène bas-carbone concerne sa compétitivité par rapport aux alternatives fossiles et aux imports (voir chapitre Hydrogène du Bilan prévisionnel 2023). Elle déterminera fortement l'évolution de la demande en hydrogène bas-carbone pour ses différentes applications (décarbonation de certains procédés industriels, carburants de synthèse...). Pour concrétiser leurs projets d'électrolyseurs et d'usines de production de carburants de synthèse, les acteurs de la filière remontent le besoin de disposer de stabilité et de visibilité sur les prix de l'électricité et sur les conditions économiques associées à leurs investissements. Les dispositifs de soutien, à l'instar des appels d'offres prévus par l'État, joueront également un rôle essentiel à la montée en puissance de la filière hydrogène.

► *Centres de données* : la concrétisation des projets de centres de données nécessitera un suivi rapproché de l'avancement des projets en cours ayant déjà sécurisé leur accès au réseau (notamment en termes d'autorisation, et de validation des décisions d'investissement). Elle pourra aussi dépendre du prix de l'électricité en France par rapport à d'autres pays européens. La rapidité de raccordement au réseau des centres de données sera également essentielle. Pour répondre au mieux à ces exigences de délais, RTE a mis en place le dispositif *fast track* permettant de raccorder des installations de grande puissance sur des sites propices (en matière de foncier et de raccordement au réseau) en trois à quatre ans.

Figure 2.13 Principales hypothèses associées aux trajectoires de consommation d'électricité du Bilan prévisionnel 2025



2.8 Profils et flexibilités de consommation : un développement des flexibilités de la demande qui constitue un levier important pour la gestion du système électrique

Le processus d'électrification des usages s'accompagne d'une évolution du profil de consommation. Cette évolution peut influencer significativement sur la gestion du système électrique, et en particulier de l'équilibre offre demande. Certains nouveaux usages, comme par exemple les nouveaux procédés électriques dans l'industrie, auront un profil relativement plat au cours de l'année. D'autres comme la mobilité électrique ou le chauffage par pompe à chaleur répondront à des besoins plus variés, et pourront donc afficher des profils plus dispersés, en fonction des cycles de l'activité humaine variant à l'échelle journalière, hebdomadaire ou annuelle, ou encore en fonction des conditions météorologiques et de leur thermosensibilité (voir chapitre 2 du Bilan prévisionnel 2023).

Sans incitation, ces évolutions du profil de consommation pourraient conduire à renforcer fortement

les pointes de consommation. Mais les nouveaux usages amenés à se développer sur la prochaine décennie présentent aussi des potentiels importants de comportements flexibles, et ainsi des opportunités de développement des flexibilités de consommation.

Le Bilan prévisionnel 2023 a permis de fournir un cadre d'analyses poussé sur les flexibilités de la demande (voir notamment les chapitres 2 et 6) et a permis de souligner leur importance pour l'optimisation du système électrique, tant sur le plan technico-économique qu'environnemental, en permettant d'adapter la consommation, et de tirer ainsi parti de l'abondance de production d'électricité bas-carbone à certains moments de la journée.

2.8.1 Le présent Bilan prévisionnel reconduit ainsi des hypothèses relatives à la croissance du potentiel de flexibilités de consommation dans les différentes trajectoires de consommation

La trajectoire de décarbonation rapide du Bilan prévisionnel 2025 conserve une grande partie des hypothèses considérées dans la configuration médiane de flexibilités du précédent Bilan prévisionnel, tout en apportant quelques ajustements à la lumière des retours d'expérience et des dynamiques industrielles récentes.

Les hypothèses de flexibilités sont structurées autour de trois grands usages : bâtiments, mobilité électrique et industrie.

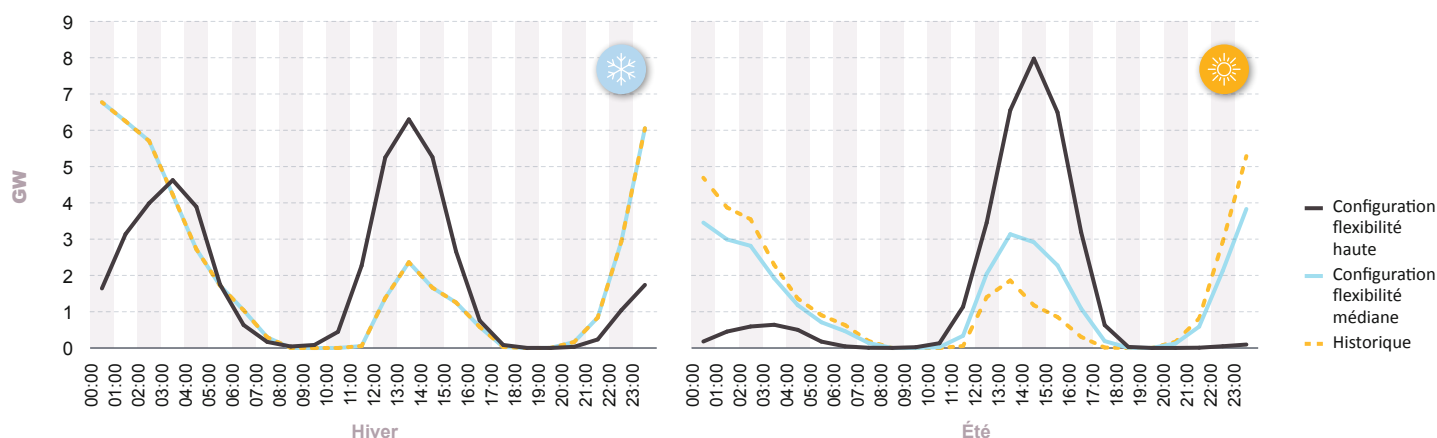
Flexibilité de la consommation d'électricité des bâtiments

Le potentiel de flexibilité repose principalement sur le pilotage des usages thermiques (chauffage, eau chaude sanitaire) et sur l'effacement tarifaire.

Il intègre également les offres dites explicites, proposées notamment par des agrégateurs et permettant une valorisation directe de la flexibilité. Le gisement de flexibilité dépend ainsi largement de la structuration de ces différents dispositifs, et de la définition des offres tarifaires et du positionnement des heures creuses.

La modélisation adoptée dans le Bilan prévisionnel 2023 permettait une optimisation parfaite entre la définition des heures creuses tarifaires et les heures méridiennes de forte production renouvelable. Cela supposait notamment le développement de dispositifs tarifaires complexes dotés d'une généralisation des plages différenciées (jour/nuit, saison, semaine/week-end) dès l'horizon 2030 : par exemple, en été, 90 % de la consommation pilotable était placée entre 10 h et 17 h.

Figure 2.14 Évolution de la courbe de consommation des ballons d'eau chaude asservis à horizon 2030 en hiver (à gauche), en été (à droite), dans les deux configurations étudiées



Début 2025, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a publié une délibération portant sur la structure tarifaire du TRVE²¹ et du TURPE²² et proposant une généralisation des heures creuses méridiennes *a minima* l'été à partir de 2025.

Tenant compte de ces différents éléments, RTE a proposé d'ajuster les hypothèses dans le cadre du Bilan prévisionnel 2025, en considérant à l'horizon 2030 la généralisation d'offres tarifaires moins complexes, prévoyant principalement une différenciation saisonnière (pas de différenciation semaine/week-end) et moins concentrées sur les heures méridiennes (seules 3 heures creuses, sur les 8 heures prévues par le tarif HP/HC, sont placées sur les heures méridiennes, les autres continuent d'être placées sur les heures nocturnes). Avec ces hypothèses plus prudentes, le profil de déclenchement des ballons d'eau chaude resterait inchangé en 2030 par rapport à aujourd'hui en hiver, mais il présenterait plus de déclenchements en heures méridiennes l'été.

Par rapport au précédent Bilan prévisionnel, cet ajustement d'hypothèse se traduit par des appels de puissance plus importants la nuit, et moins importants la journée lors du pic solaire, dans la configuration médiane étudiée en référence. Une configuration complètement optimisée, comme celle étudiée dans le Bilan prévisionnel 2023, est néanmoins reconduite en variante dans la configuration haute. Les profils d'appel de puissance en résultant sont présentés dans la figure 2.14.

Mobilité électrique

Sur le segment de la mobilité légère, on distingue quatre modes de pilotage de la recharge des véhicules électriques : aucun pilotage (« recharge naturelle »), pilotage tarifaire, pilotage dynamique unidirectionnel et pilotage dynamique bidirectionnel (aussi appelé *vehicle-to-grid* ou V2G).

²¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 janvier 2025 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA en France métropolitaine continentale et tous les consommateurs en zones non interconnectées.

²² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2025, les hypothèses relatives à la part de chaque mode de pilotage sont globalement reconduites par rapport à la précédente édition, avec une légère actualisation sur le développement du pilotage dynamique bidirectionnel de manière à tenir compte de l'émergence d'offres de V2G (ex : l'offre MOBILIZE de Renault) annonçant une nouvelle dynamique pour l'essor de ce type de flexibilité.

Ainsi, la part de pilotage dynamique bidirectionnel (V2G) est réévaluée à la hausse, à hauteur de 2 % des véhicules électriques à horizon 2030 (contre 0 % dans le Bilan prévisionnel 2023), soit environ 160 000 véhicules bénéficiant de ce type de pilotage dans la trajectoire de décarbonation rapide. Cette réévaluation s'accompagne d'une baisse de l'hypothèse de la part de pilotage dynamique unidirectionnel à 6 % des véhicules en 2030 (contre 8 % dans le BP2023). Ces mises à jour d'hypothèses confirment toutefois une part totale des véhicules qui se rechargent avec des modes dynamiques autour de 8 % en 2030. La part du mode de pilotage tarifaire est, quant à elle, supposée atteindre de l'ordre de 62 %, tandis que 30 % des véhicules ne feraient l'objet d'aucun pilotage.

À l'instar de l'asservissement des ballons d'eau chaude (cf. point précédent), les profils associés au pilotage tarifaire des véhicules électriques ont

également évolué dans la configuration médiane de développement des flexibilités. La recharge des véhicules électriques en pilotage tarifaire en 2030 est ainsi répartie sur 3 heures creuses en milieu de journée et 5 heures creuses la nuit. Elle est asservie aux tarifs complètement optimisés à l'horizon 2035 dans la configuration médiane, et à partir de 2030 dans la configuration haute.

Industrie et production d'hydrogène par électrolyse

Dans le cas de base du Bilan prévisionnel, les capacités d'effacements industriels sur les usages existants évoluent très légèrement par rapport aux capacités aujourd'hui certifiées sur le mécanisme de capacité et représentent environ 3,5 GW en 2030.

La hausse des capacités industrielles flexibles est plutôt portée par l'apparition de nouveaux usages électriques. Les électrolyseurs sont considérés comme des consommations flexibles, capables de s'ajuster en fonction des signaux du système (prix de marché, signaux « pointe » du mécanisme de capacité). Le Bilan prévisionnel 2025 table toujours sur une part de consommation des électrolyseurs participant à l'équilibre du système d'environ 70 % en 2030 et 80 % en 2035, avec les premières commercialisations de capacités des

Figure 2.15 Évolution des modes de pilotage de la recharge des véhicules électriques dans le Bilan prévisionnel 2025

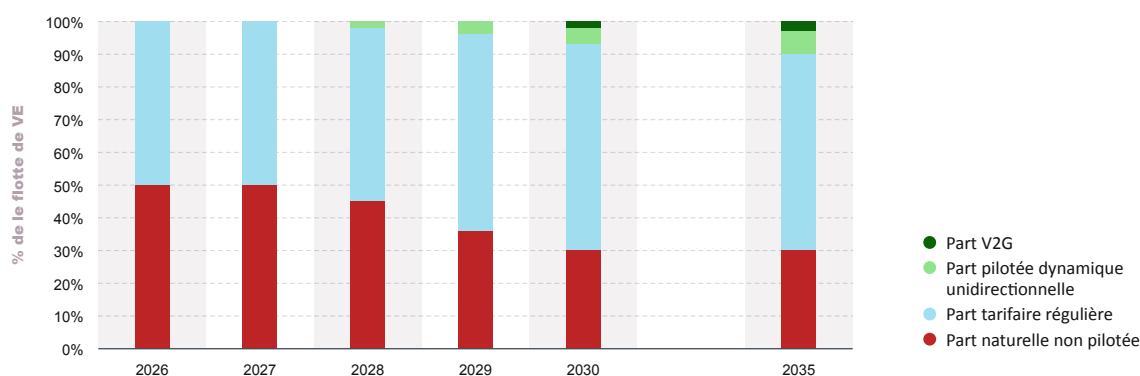
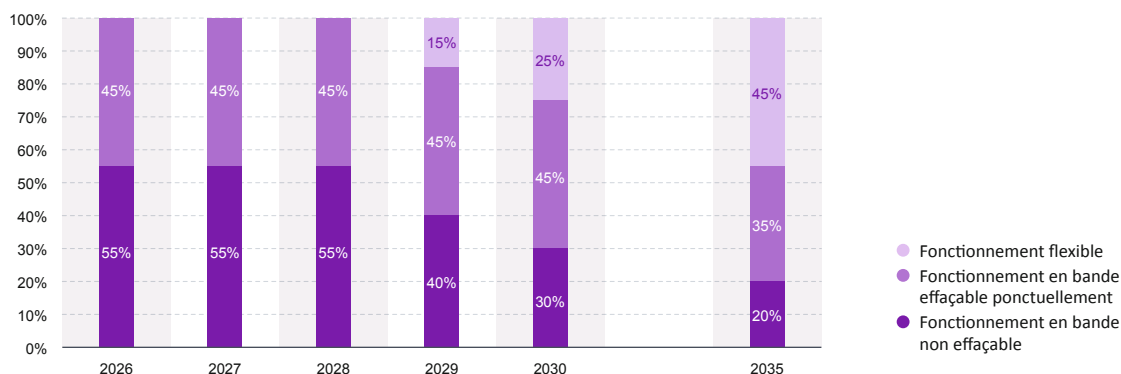


Figure 2.16 Évolution des modes de fonctionnement des électrolyseurs dans le Bilan prévisionnel 2025

stockages en cavités salines à l'horizon 2029²³. En revanche, un groupe de travail sur la flexibilité des électrolyseurs mené courant 2025 par RTE avec les acteurs de la filière a permis d'identifier que la première génération de projets de production d'hydrogène par électrolyse n'aura la capacité à fournir des effacements ponctuels de consommation que dans la limite des contraintes de puissance minimale des électrolyseurs et des procédés consommant l'hydrogène (entre 10 % et

60 % de puissance minimale pour les électrolyseurs et au-dessus de 50 % pour les procédés de production de dérivés de l'hydrogène). La part des électrolyseurs en capacité d'effacer tout ou partie de leur consommation pendant les périodes de tension du système électrique est donc revue à la baisse sur les horizons intermédiaires : 45 % de la consommation d'hydrogène pouvant s'effacer ponctuellement (contre 70 % dans le Bilan prévisionnel 2023).

2.8.2 Les ambitions sur le développement des flexibilités de la demande sont supposées similaires dans la trajectoire « Décarbonation lente - non atteinte des objectifs publics » mais les capacités associées sont plus basses en cohérence avec le niveau plus faible de consommation

La trajectoire de décarbonation lente traduit une évolution plus lente de la consommation électrique, en lien avec un retard d'électrification des usages dans tous les secteurs. Cette trajectoire reprend, dans la configuration médiane, les mêmes principes de développement des flexibilités de la demande que la trajectoire de décarbonation rapide, mais avec des capacités réduites compte tenu des niveaux plus bas de consommation d'électricité.

Les principales hypothèses sont ajustées de la façon suivante par rapport à la trajectoire de décarbonation rapide :

- les capacités d'effacements industriels (hors hydrogène) stagnent jusqu'en 2030, puis évoluent légèrement à la hausse jusqu'en 2035 pour atteindre 3,5 GW. Ce maintien est lié à une moindre émergence de nouveaux usages industriels électrifiés. Le développement des

²³. Le projet GeoH2 à Manosque prévoit la mise en service commerciale des premières capacités de stockage d'hydrogène en cavité saline en 2029.

électrolyseurs est également plus lent, avec une consommation d'électricité dédiée à l'hydrogène plus faible, ce qui réduit la capacité flexible disponible ;

- la flexibilité des bâtiments évolue très légèrement à la baisse, en raison d'un retard

d'électrification du chauffage et des usages thermiques ;

- le pilotage de la recharge des véhicules électriques se traduit par des capacités décalables ou effaçables revues à la baisse, en cohérence avec une moindre électrification des véhicules.

2.8.3 Des variantes sont également étudiées pour analyser les conséquences sur le système électrique et traduire l'incertitude sur le développement effectif des flexibilités de la demande

Dans la continuité des analyses menées dans les précédents exercices prospectifs, le Bilan prévisionnel 2025 conserve une approche par variante pour explorer les incertitudes liées au développement des flexibilités de la demande. Deux variantes principales sont définies, chacune représentant un niveau de maturité différent des leviers de flexibilité à horizon 2030. Ces variantes permettent d'encadrer les trajectoires possibles et d'évaluer la robustesse du système électrique face à des dynamiques contrastées.

Variante « Sans développement supplémentaire de la flexibilité »

Cette variante constitue une trajectoire de stress, dans lequel aucun progrès n'est réalisé par rapport à la situation actuelle. Elle repose sur l'hypothèse d'un échec total du développement des flexibilités, y compris en matière de tarification. Les profils de consommation restent figés sur les usages historiques, sans modulation ni effacement additionnel. Les capacités flexibles globales restent limitées et proches des niveaux observés en 2023.

Cette variante permet d'évaluer la résilience du système en cas de blocage réglementaire, économique ou sociétal dans le développement des flexibilités, ainsi que l'intérêt pour le système de les développer.

Variante « Développement haut de la flexibilité »

Cette variante correspond à une configuration de succès du développement des flexibilités, dans lequel les leviers techniques, économiques et réglementaires convergent pour permettre une adoption large et rapide des dispositifs de pilotage.

Elle explore notamment une optimisation parfaite des plages tarifaires dès l'horizon 2030 (avec une différenciation fine des saisons et des jours de la semaine), un taux de V2G porté à 3% des véhicules électriques (contre 2% dans la configuration médiane) et un déploiement renforcé des électrolyseurs flexibles (90% de la production d'hydrogène est flexible).

Cette variante permet ainsi d'évaluer les gains pour le système électrique à pousser davantage les objectifs de développement des flexibilités de la demande.

Figure 2.17 Capacités maximales effaçables/modulables de manière non simultanée dans les trajectoires «Décarbonation rapide - atteinte des objectifs publics» et «Décarbonation lente - non atteinte des objectifs publics» selon les variantes de flexibilité de la demande

