

OBSERVATIONS DÉFINITIVES

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

L'ARRÊT DES CENTRALES À CHARBON

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés,
a été délibéré par la Cour des comptes, le 26 septembre 2025

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE	6
INTRODUCTION.....	10
1 LA FERMETURE DES CENTRALES A CHARBON, ENTRE ENJEUX CLIMATIQUES ET ENJEUX DE SECURITE D'APPROVISIONNEMENTS	14
1.1 Une sortie du charbon décidée en 2017, dans un contexte de déclin largement engagé de ce combustible dans le mix électrique national.....	14
1.1.1 Deux centrales à charbon encore en activité en France, résultat du recul progressif du charbon dans la production électrique.....	14
1.1.2 Une fermeture en 2022, annoncée en 2017, en ligne avec les objectifs climatiques de la France	19
1.1.3 Des restrictions applicables au charbon assouplies du fait de la crise énergétique, conduisant à repousser à 2027 l'objectif de sortie	21
1.1.4 Des orientations peu claires sur le modèle de conversion privilégié, mais des mesures d'accompagnement spécifiques pour les personnels et les territoires	24
1.2 La sortie du charbon : un risque pour l'approvisionnement électrique désormais écarté	28
1.2.1 En 2017, une fermeture à risque, dans le contexte de plafonnement du nucléaire en 2025	28
1.2.2 L'atténuation des risques liés à la sortie du charbon issue de la décision de 2019 visant à reporter à 2035 le plafonnement du nucléaire	32
1.2.3 L'absence de contrindication majeure à la fermeture des centrales à charbon en 2024, malgré un potentiel déficit de capacités de pointe à partir de 2030.....	36
2 DES PROJETS DE CONVERSION BAS-CARBONE EN BUTTE À L'ABSENCE DE RENTABILITE.....	40
2.1 Les centrales à charbon : un avenir dans tous les cas compromis faute de rentabilité.....	40
2.1.1 Un recours aux centrales à charbon qui reste très limité dans des conditions normales de marché	40
2.1.2 Une exploitation des centrales à charbon structurellement non rentable en dehors des périodes de crise énergétique.....	43
2.2 Des conversions décarbonées requérant un soutien conséquent qui ne se justifie pas nécessairement	49
2.2.1 Le soutien renouvelé à la tranche de Gardanne convertie à la biomasse : une décision contestable	49

2.2.2 L'option d'une conversion partielle au biogaz à Saint-Avold toujours ouverte.....	57
2.2.3 L'abandon par EDF de la conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais et le démantèlement de sa centrale du Havre	60
2.2.4 Un déficit capacitaire en 2030 qui impose à l'État de clarifier ses intentions sur l'avenir du parc thermique.....	66
ANNEXES	71

Procédures et méthodes

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres thématiques¹ que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'**indépendance** institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

Sauf pour les rapports réalisés à la demande du Parlement ou du Gouvernement, la publication d'un rapport est nécessairement précédée par la communication du projet de texte que la Cour se propose de publier, pour exercice de leur droit de réponse, aux ministres, directeurs d'administration centrale ou chefs de service intéressés (selon les cas) et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Leurs réponses sont présentées en annexe du rapport publié par la Cour.

**

Le présent rapport d'observations définitives est issu d'une enquête portant sur l'arrêt des centrales à charbon, sur le fondement des articles L. 111-3, L. 111-4 et L. 133-1 du code des juridictions financières. Il est rendu public en vertu des dispositions de l'article L. 143-6 du même code.

Le rapport a été préparé par la section Energie de la deuxième chambre de la Cour des comptes.

Le contrôle, outre l'examen du cadre juridique encadrant le processus de fermeture et de reconversion des centrales à charbon, a porté plus particulièrement sur les quatre dernières centrales à charbon encore en fonctionnement ou en cours de reconversion en France : les centrales du Havre et

¹ La Cour comprend aussi une chambre contentieuse, dont les arrêts sont rendus publics.

de Cordemais gérées par le groupe EDF, ainsi que la centrale de Saint-Avold et la centrale biomasse de Gardanne dont la gestion relève de la société GazelEnergie.

Des questionnaires ont été envoyés à la direction générale de l'énergie et du climat (DEGC), à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), au gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) ainsi qu'aux deux producteurs d'électricité à partir du charbon en charge de la fermeture et de la reconversion des centrales, EDF et la société GazelEnergie. Dans le cadre de la contradiction, des échanges écrits ont été réalisés avec les deux anciens ministres cosignataires, en décembre 2024, du courrier modifiant le dispositif contractuel de la centrale biomasse de Gardanne, Mme Olga Givernet, ancienne ministre déléguée auprès de la ministre de la Transition écologique, de l'Energie, du Climat et de la Prévention des risques, chargée de l'Energie, et M. Laurent Saint-Martin, ancien ministre auprès du Premier ministre, chargé du Budget et des Comptes publics. La procédure contradictoire a été complétée de trois auditions dont celle de la direction des affaires juridiques (DAJ) de Bercy.

Le rapport fait référence à des données récentes sur la consommation mondiale de charbon qui constitue la principale source de gaz à effet de serre – dont 63% était destinée à produire de l'électricité en 2024. Si l'Asie est encore très dépendante du charbon, son utilisation progressant sensiblement dans certains pays (Chine, Inde), la plupart des économies avancées connaissent en revanche un déclin de l'utilisation du charbon (Etats-Unis d'Amérique du Nord, pays de l'Union européenne). Le rapport évoque à cette occasion la part de l'électricité produite à partir du charbon en 2024 selon les pays de l'Union européenne.

Le projet de rapport d'observations définitives a été préparé, puis délibéré, le 24 septembre 2025, par la deuxième chambre présidée par Mme Mercereau, présidente de chambre, composée de MM. Guérault, M. Richard, de la Guéronnière conseillers maîtres, ainsi que de M. Gout, conseiller-maître, et M. Delattre, conseiller référendaire en service extraordinaire, en qualité de rapporteurs et de M. Allain, président de section, en tant que contre-rapporteur.

*
**

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr.

SYNTHÈSE

La mise à l'arrêt des centrales à charbon constituait un objectif politique, annoncé en 2016 dans la première Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE 1), puis précisé dans le Plan Climat de 2017 – qui en fixe l'échéance à 2022 – avant d'être entériné juridiquement par la loi Énergie-Climat de 2019. L'ambition que la France s'était fixée en matière de lutte contre le changement climatique, qui justifiait cette orientation, devait précipiter et conclure un mouvement déjà ancien de déclin du charbon dans le mix électrique national.

Les conséquences de la sortie du charbon sur la sécurité d'approvisionnement ont été insuffisamment prises en compte

À partir des années 2000, la baisse de la compétitivité des centrales au charbon a induit le retrait progressif de nombreuses capacités, faute de rentabilité. La montée en puissance de moyens de production plus économiques ou subventionnés, conjuguée à la pression croissante exercée par la réglementation environnementale, a contribué à marginaliser le charbon. En 2020, le territoire métropolitain ne comptait plus que quatre centrales au charbon encore actives, à Cordemais (Loire-Atlantique), Gardanne (Bouches-du-Rhône), Le Havre (Seine-Maritime) et Saint-Avold (Moselle), pour une puissance totale installée de moins de 3 GW. Parallèlement, la durée annuelle de fonctionnement des centrales au charbon a fortement diminué : alors qu'elles opéraient plusieurs milliers d'heures par an dans les années 2000, elles ne produisent désormais que quelques centaines d'heures. Ce faisant, le charbon ne représentait plus que 0,13 % de la production électrique nationale (0,71 TWh) en 2024, contre encore 5 % (26 TWh) en 2000.

Malgré une production déjà très réduite en 2017, l'annonce de la sortie du charbon soulevait certaines difficultés. Si ces centrales fonctionnaient peu, elles pouvaient néanmoins contribuer à remédier à certains déséquilibres du réseau électrique, notamment en cas de forte demande hivernale et de faible production du parc renouvelable. Les analyses de RTE publiées à l'automne 2017 indiquaient que la fermeture de ces installations n'était pas dépourvue de tout risque pour la sécurité d'approvisionnement électrique. Ainsi, le critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement ne devait plus être respecté en cas de sortie du charbon à horizon 2022, dans un contexte déjà tendu par le plafonnement de la production nucléaire à hauteur de 50 % du mix électrique, prévu pour 2025 par la loi sur la transition verte de 2015.

L'annonce de la sortie du charbon n'a pas clairement exposé les risques qu'une telle mesure emportait pour la sécurité d'approvisionnement ni précisé les mesures compensatoires nécessaires pour pallier le retrait de ces capacités de production. Ce silence peut suggérer que cet enjeu a été sous-estimé par l'État dans le processus décisionnel. Le début de revirement public exprimé par le Gouvernement sur le devenir du nucléaire, quelques mois après la présentation du plan Climat, semblait ainsi traduire une prise de conscience tardive des difficultés posées par la stratégie de l'État : le report du plafonnement du nucléaire paraissait désormais nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique et éviter de devoir prolonger l'exploitation des centrales à charbon.

Une situation de crise énergétique entraînant des mesures d'urgence et à un report de l'objectif de fermeture

L'objectif de sortie du charbon ne s'est pas traduit juridiquement par une interdiction d'exploiter les centrales à charbon. Pour réduire le risque contentieux, le législateur a privilégié une approche indirecte. La loi Énergie-Climat de 2019 et ses mesures d'application ont ainsi instauré, à partir de 2022, un plafonnement des émissions pour les installations électriques les plus polluantes, restreignant le fonctionnement des centrales à charbon à environ 700 heures par an. Ce plafond visait à provoquer leur mise à l'arrêt faute de rentabilité suffisante, conformément à l'objectif politique.

Ce calendrier initial a été significativement modifié en raison de la crise énergétique qui a frappé la France à partir de 2021. Alors que la hausse des prix du gaz, amorcée dès 2021 et exacerbée par la guerre en Ukraine en 2022, entraînait une envolée des prix de l'électricité, l'offre nationale rencontrait d'importantes difficultés, en raison notamment d'une production nucléaire et hydraulique historiquement basse sur l'année 2022. Pour répondre à cette situation particulièrement tendue, l'État a pris plusieurs mesures d'urgence afin de préserver la sécurité d'approvisionnement énergétique.

Dans un environnement hautement incertain, le Gouvernement a en particulier cherché à mobiliser pleinement l'ensemble des capacités disponibles. Le plafond d'émissions applicable aux centrales à charbon a ainsi été relevé par décret à trois reprises à partir de février 2022, permettant à Cordemais d'opérer bien au-delà des 700 heures initialement prévues. Cette même logique a également conduit à la réactivation de la centrale de Saint-Avold, arrêtée en mars 2022, puis remise en service à l'automne de la même année sur sollicitation de l'État. En revanche, le redémarrage des centrales du Havre et de Gardanne, mises à l'arrêt depuis plus longtemps (à l'issue de l'hiver 2020-2021) n'a pas été envisagé. Bien que la gestion de la sortie du charbon ait pu sembler chaotique durant la crise, ces mesures sont peu contestables et doivent plutôt être analysées comme une réponse pragmatique face à une situation exceptionnelle.

Sur le fond, ces ajustements n'ont pas modifié l'objectif de sortie du charbon : elles n'ont fait qu'en reporter l'échéance à 2027. Il reste que ce décalage de cinq ans par rapport à la cible initiale, bien plus long que la durée de la crise énergétique, est surprenant, d'autant que les restrictions réglementaires censées traduire cet objectif n'ont été reportées qu'à 2025.

Bien que le critère de sécurité d'approvisionnement ne soit plus formellement respecté depuis 2020, RTE estime que le déséquilibre capacitaire devrait se résorber rapidement, même en tenant compte de l'arrêt des deux dernières tranches à charbon encore en service – Cordemais et Saint-Avold – à horizon 2027. Cette perspective favorable a notamment été rendue possible par l'abandon, en 2023, du plafonnement de la production nucléaire, qui pesait lourdement sur l'équilibre du système électrique. Autrement dit, la sortie du charbon en 2027 apparaît compatible avec le maintien d'un niveau de sécurité d'approvisionnement satisfaisant.

Un déficit de capacité thermique à horizon 2030 qui nécessite une clarification de la stratégie de l'État

L'analyse des perspectives d'approvisionnement électrique met néanmoins en évidence un risque de déficit capacitaire à plus long terme. Le scénario de référence de RTE présenté dans son bilan prévisionnel en juillet 2024 estime ainsi qu'entre 3 à 5 GW de capacités

thermiques supplémentaires pourraient être nécessaires pour garantir l'équilibre du système électrique à partir de 2030. Or, la stratégie de l'État demeure floue quant aux mesures envisagées pour répondre à cette problématique.

Du reste, l'élaboration d'une stratégie crédible pour prévenir ce déficit capacitaire se heurte à plusieurs difficultés. D'une part, les exigences environnementales vont croissantes et limitent fortement les technologies autorisées, à l'image des prescriptions du projet de PPE 3, qui prévoient l'interdiction des centrales au fioul à partir de 2030. D'autre part, les centrales thermiques font face à des difficultés économiques structurelles, compromettant le maintien des installations existantes, et les projets de conversion ou de nouvelles unités décarbonées pâtiennent des mêmes problèmes de compétitivité.

À cet égard, l'analyse rétrospective de l'activité des centrales à charbon révèle, hors période de crise, un déficit d'activité structurel et significatif, y compris en intégrant les revenus tirés du mécanisme de capacité. Ces installations semblaient ainsi vouées à disparaître à moyen terme, indépendamment de l'objectif de sortie. Les études prospectives réalisées par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) confirment que ces difficultés touchent, à des degrés divers, toute la filière thermique, même si les centrales au charbon sont les plus affectées.

La viabilité des projets de conversion décarbonée est également incertaine. Confronté à une impasse économique, EDF a finalement renoncé à convertir à la biomasse solide sa centrale de Cordemais, dont la fermeture interviendra d'ici 2027, et a confirmé son souhait d'implanter sur le site une usine de sa filiale Framatome destinée à la fabrication de tuyauteries nucléaires. À Saint-Avold, plusieurs hypothèses – conversions partielles aux pellets, puis au biogaz – ont été successivement étudiées par GazelEnergie, mais aucune décision n'est encore officiellement arrêtée. Ces hésitations, persistantes, témoignent des difficultés objectives à élaborer un modèle économique viable, mais également du manque de clarté du positionnement de l'État sur le devenir de ces installations.

En tout état de cause, le déficit de compétitivité des projets de conversion décarbonée ne saurait justifier un soutien public disproportionné. Pourtant, la tranche P4 biomasse sur le site de Gardanne va bénéficier d'un soutien public très significatif auquel l'État s'est engagé par avenant notifié le 4 décembre 2024. Si le montant évoqué de 800 M€ correspond à un mécanisme de plafonnement donnant la possibilité à l'État de résilier unilatéralement le contrat lors de son huitième anniversaire en cas de dépassement de cette somme, le coût du soutien pourrait en réalité se révéler nettement supérieur avant ce terme de huit ans en cas de prix de marchés de l'électricité bas. Le dispositif ayant conduit à octroyer ce soutien, issu d'un amendement à la loi de finances pour 2024 au bénéfice de la société GazelEnergie, est porteur de risques importants et contestable, au fond, à maints égards. Il a permis d'éviter une nouvelle mise en concurrence tout en apportant des modifications substantielles aux clauses contractuelles initiales notamment relatives aux conditions de rémunération de l'exploitant. Or, un nouveau contrat d'achat n'aurait pas été compatible avec les orientations de la PPE 2 et les règles européennes en matière d'aides d'État. Par ailleurs, outre le risque juridique qu'il emporte au titre du principe d'égalité, le soutien apporté ne répond pas à un besoin de sécurité d'approvisionnement. Enfin, le bilan environnemental de cette conversion à la biomasse apparaît très contestable.

Le projet de conversion partielle au (bio)gaz de Saint-Avold, qui correspond au scénario de conversion actuellement privilégié par GazelEnergie, permettrait de préserver près de 600 MW de capacité pilotable. Fortement déficitaire, il serait toutefois susceptible d'atteindre l'équilibre grâce au soutien offert par le mécanisme de capacité. Toutefois, l'éligibilité du projet

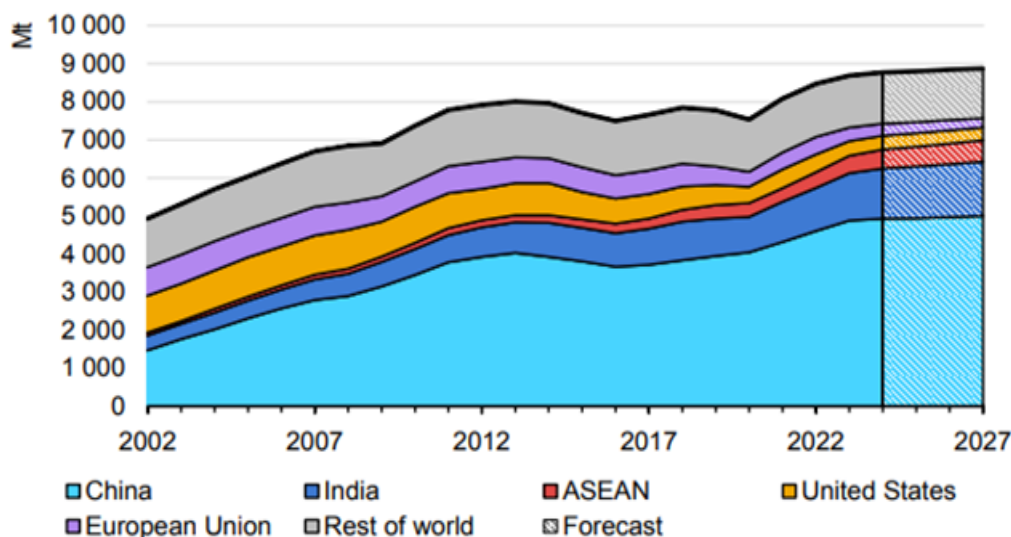
et, surtout, le niveau de ce soutien éventuel demeurent incertains à ce stade, dans un contexte de refonte du mécanisme de capacité, dont l'entrée en vigueur est prévue en 2026

Il apparaît dès lors essentiel de clarifier la stratégie de l'État concernant l'avenir du parc thermique en tenant pleinement compte de l'objectif de sécurité d'approvisionnement, tout en s'assurant de la cohérence de ses orientations avec les caractéristiques du futur mécanisme de capacité.

INTRODUCTION

Malgré l'impératif de transition énergétique et les objectifs climatiques ambitieux adoptés par de nombreux pays, la consommation mondiale de charbon – qui constitue la principale source de gaz à effet de serre² – continue de progresser. Selon le dernier rapport « *Coal 2024* » de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)³, 8,77 milliards de tonnes de charbon ont ainsi été consommées en 2024, ce qui constitue un nouveau record et une hausse de 1,5 % par rapport à 2023. Environ 63 % ont été consommés pour produire de l'électricité – soit près de 10 700 TWh générés –, qui reste le principal usage et qui explique l'essentiel de la croissance observée⁴. Le reste de la production, soit 37 % du total, est destiné à des usages industriels et thermiques, notamment dans les secteurs de la sidérurgie, de la production de ciment et d'autres procédés industriels lourds. Selon l'AIE, la demande globale devrait toutefois se stabiliser d'ici 2027, notamment grâce à la forte progression des énergies renouvelables.

Graphique n° 1 : Consommation mondiale de charbon (depuis 2002 et perspectives 2027)



Source : Agence internationale de l'énergie (*Coal 2024* – 18 décembre 2024)

Si la consommation mondiale de charbon occupe une place importante dans le mix électrique mondial, elle présente de fortes disparités régionales. Le charbon constitue dans de nombreux pays émergents, comme la Chine et l'Inde, le moyen le plus accessible pour électrifier certaines régions et garantir une énergie abordable à la population. Bien que la Chine investisse massivement dans les énergies renouvelables et la construction de centrales nucléaires, elle demeure le principal producteur et consommateur de charbon au monde⁵. Un tiers de la production mondiale est ainsi consommé dans les centrales électriques chinoises, et

² Le charbon génère 40% des émissions totales mondiales de gaz à effet de serre.

³ *Coal 2024 – Analysis and forecast 2027* – IEA – 18 décembre 2024.

⁴ En 2023, il représentait environ 35,4 % de la production électrique mondiale, avec 10 434 TWh produits, soit une augmentation de 1,4 % par rapport à 2022

⁵ En 2024, la consommation chinoise a atteint environ 4,6 milliards de tonnes, soit 52 % de la demande mondiale.

les projets de construction de centrale à charbon continuent de prospérer. Selon un rapport récent⁶ publié par le Centre de recherche sur l'énergie et l'air pur (CREA) et le *Global energy monitor* (GEM), de nouvelles centrales à charbon destinées à la production électrique, totalisant près de 100 GW, sont entrées en chantier en Chine en 2024. La Chine est suivie par certaines économies émergentes, notamment l'Inde⁷, mais également l'Indonésie ou le Vietnam.

Alors que l'Asie est particulièrement dépendante du charbon, la plupart des économies avancées connaissent un déclin de l'utilisation de ce combustible pour leur production électrique. C'est notamment le cas des États-Unis. Selon l'AIE, la consommation de charbon aux États-Unis a ainsi chuté de près de 20 % entre 2018 et 2024. De même, l'Union européenne (UE) continue de réduire rapidement sa dépendance au charbon, principalement pour des raisons environnementales. En 2024, la consommation de charbon dans l'UE a ainsi diminué de 8 % par rapport à l'année précédente, avec de réelles disparités.

L'utilisation du charbon pour la production électrique dans le mix énergétique de l'Union Européenne (UE) en 2024

La place du charbon dans le mix électrique de l'UE a considérablement diminué sur les cinq dernières années, passant de 16 % du mix électrique de l'UE en 2019 à moins de 10 % en 2024, en dépit des hausses temporaires observées en 2021 et 2022 liées à la crise énergétique. Selon le rapport⁸ du cercle de réflexion *Ember* publié le 23 janvier 2025, l'énergie solaire a, en 2024, généré 11 % de l'électricité de l'UE contre 9,8% pour le charbon.

Bien que l'utilisation du charbon pour produire de l'électricité soit en passe de devenir marginale dans l'UE, le recours à cette énergie fossile varie toutefois sensiblement d'un État membre à l'autre. Si l'Autriche, la Suède et le Portugal ont progressivement éliminé le charbon de leur bouquet électrique, la Pologne et l'Allemagne dépendent encore très fortement du charbon pour produire leur électricité. Ces pays représentent à eux deux les deux tiers de la consommation européenne en 2024, nonobstant les progrès réalisés sur la période récente.

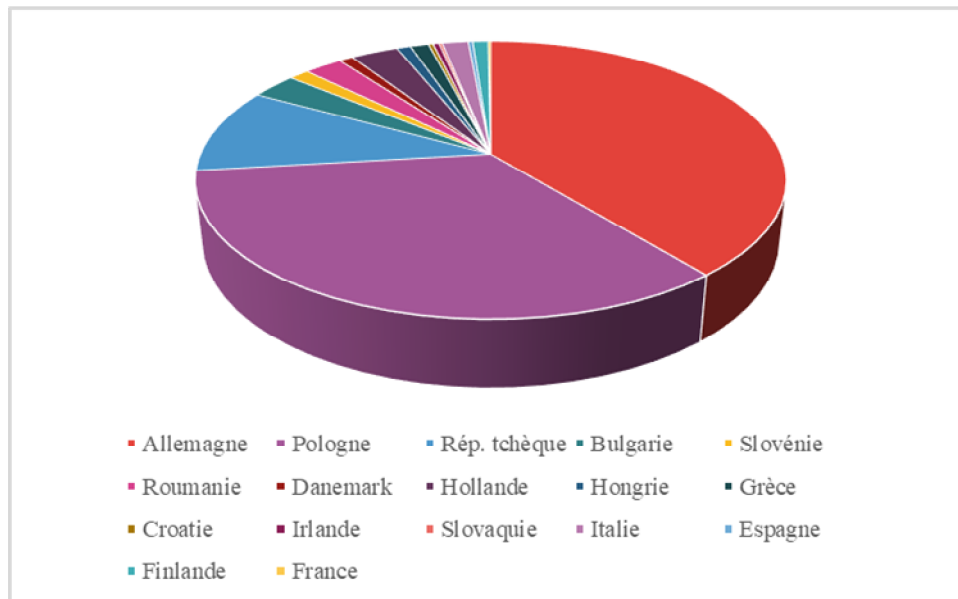
En Pologne, le charbon représente encore 34 % du mix électrique en 2024 alors que près de 80 % de l'électricité provenait du charbon en 2021. L'Allemagne est aussi l'un des pays qui utilise le plus le charbon avec 39 % de son mix électrique en 2024 (en baisse de 8 % par rapport à 2023). Ces deux pays se caractérisent également par des perspectives d'élimination du charbon les moins ambitieuses au sein de l'UE, soit un horizon 2038 pour l'Allemagne et 2048 pour la Pologne.

⁶ 15 Février 2025 – Centre for Research on Energy and Clean Air « *When coal won't step aside : the challenge of scaling energy in China* »

⁷ En 2024 la consommation indienne s'élevait à 1,1 milliard de tonnes, représentant environ 13 % de la demande mondiale.

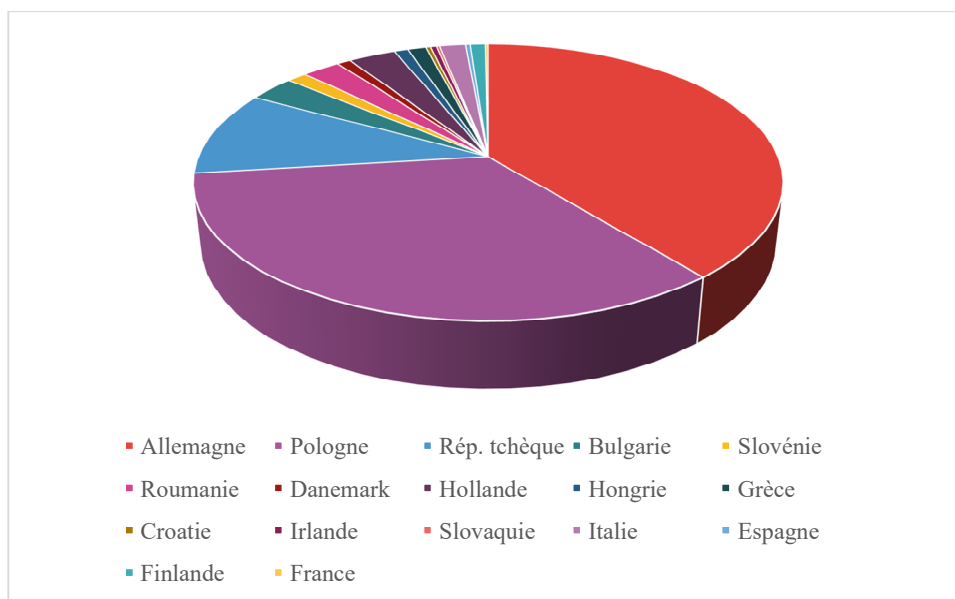
⁸ European Electricity Review 2025 – 23 janvier 2025

Graphique n° 2 : Union Européenne - Part de l'électricité produite à partir du charbon dans le mix énergétique national en 2024 (en %)



Source : Cour des comptes d'après European Electricity Review 2025

Graphique n° 3 : Union Européenne - Part de l'électricité produite à partir du charbon dans le mix énergétique national en 2024 (en %)



Source : Cour des comptes d'après European Electricity Review 2025

La France s'est engagée de longue date dans une trajectoire de réduction de la consommation de charbon pour produire de l'électricité. Si celui-ci a joué un rôle structurant dans son développement industriel, son usage a fortement reculé. Le choix du nucléaire, puis le développement des énergies renouvelables depuis les années 2000, ont fortement contribué à

réduire la dépendance au charbon – et plus généralement aux centrales thermiques – et à décarboner le mix électrique français, rendant le charbon aujourd'hui marginal.

Dans son bilan électrique 2024, RTE estime que 95 % de l'électricité produite en France en 2024 était décarbonée. Excédant la consommation totale française, cette dernière a suffi, à elle-seule, à couvrir les besoins du pays 99,5 % du temps. La confirmation en 2017, dans le cadre du plan Climat, de la fermeture des dernières centrales à charbon – initialement prévue pour 2022 puis reportée à 2027 – n'est donc que le prolongement d'un déclin historique et traduit les ambitions de la France en matière de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre.

Le présent rapport analyse le processus décisionnel de sortie du charbon, dans un contexte complexe, ainsi que l'impact de cette décision en matière de sécurité d'approvisionnement. Il examine aussi l'avenir des sites concernés et les conséquences de leur fermeture ou reconversion.

1 LA FERMETURE DES CENTRALES A CHARBON, ENTRE ENJEUX CLIMATIQUES ET ENJEUX DE SECURITE D'APPROVISIONNEMENTS

Le recul des centrales à charbon est une tendance ancienne, qui traduit surtout la perte de compétitivité de ces installations. La volonté politique d'accélérer ce mouvement, avec l'annonce en 2017 de la sortie du charbon à horizon 2022, était cohérente avec les ambitions que la France s'était fixées en matière de lutte contre le dérèglement climatique, mais elle n'était pas sans soulever des difficultés en matière de sécurité d'approvisionnement électrique. Bien que la crise énergétique de 2022 ait contrarié cette ambition, elle n'a pas remis en cause l'objectif initial de fermeture, même si la sortie définitive du charbon a été repoussée à 2027.

1.1 Une sortie du charbon décidée en 2017, dans un contexte de déclin largement engagé de ce combustible dans le mix électrique national

1.1.1 Deux centrales à charbon encore en activité en France, résultat du recul progressif du charbon dans la production électrique

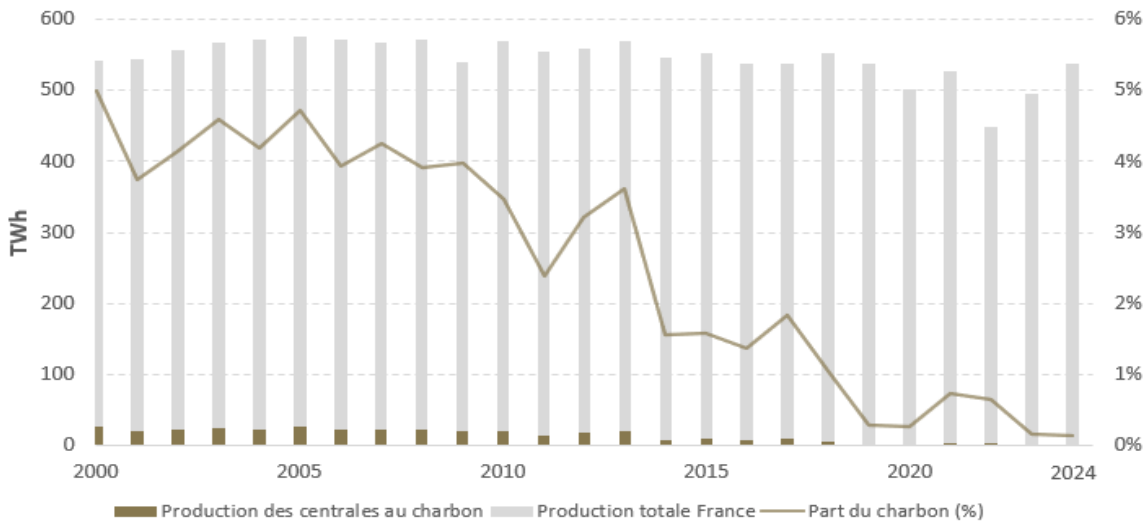
1.1.1.1 Une production électrique à partir du charbon devenue anecdotique

En France, le rôle des centrales à charbon a considérablement diminué au cours des dernières décennies. Alors que la part du charbon dans la production électrique nationale représentait 5 % en 2000 (26 TWh sur 517 TWh), puis encore 3,6 % en 2013 (19,8 TWh) et 1,8 % en 2017 (9,7 TWh)⁹, elle n'atteignait plus que 0,13 % en 2024 (0,71 TWh sur 536 TWh). RTE qualifiait ainsi la production électrique issue du charbon d'« anecdotique » dans son bilan électrique annuel pour 2023¹⁰.

⁹ RTE, bilans électriques 2013, 2017 et 2023.

¹⁰ [RTE, bilan électrique 2023](#).

Graphique n° 4 : Contribution du charbon dans la production électrique nationale



Source : RTE

En 2020, année de publication de la deuxième Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2)¹¹, qui formalise l'objectif de sortie du charbon à l'horizon 2022, le territoire métropolitain comptait quatre centrales à charbon en activité, à Cordemais (Loire-Atlantique), Gardanne (Bouches-du-Rhône), Le Havre (Seine-Maritime) et Saint-Avold (Moselle)¹². Ces quatre installations représentaient une puissance totale légèrement inférieure à 3 GW.

Tableau n° 1 : Caractéristiques des centrales à charbon encore en activité en 2020

Exploitant	Centrale et tranche	Mise en service	Puissance (MW)	Rendement thermique	Emissions (tCO ₂ /MWh)	Nombre d'employés
EDF	Cordemais 4	1983	580	<38 %	1,019	335 salariés (2024)
	Cordemais 5	1984	580	<38 %	1,019	
	Havre 4	1983	580	< 38 %	0,897	158 salariés (2019)
GazelEnergie	Emile Huchet 6	1981	595	36 %	0,990*	80 salariés (2021)
	Provence 5	1984	595	35-40 %*	0,990*	83 salariés (2021)

Source : EDF et GazelEnergie ; *Estimation des rapporteurs

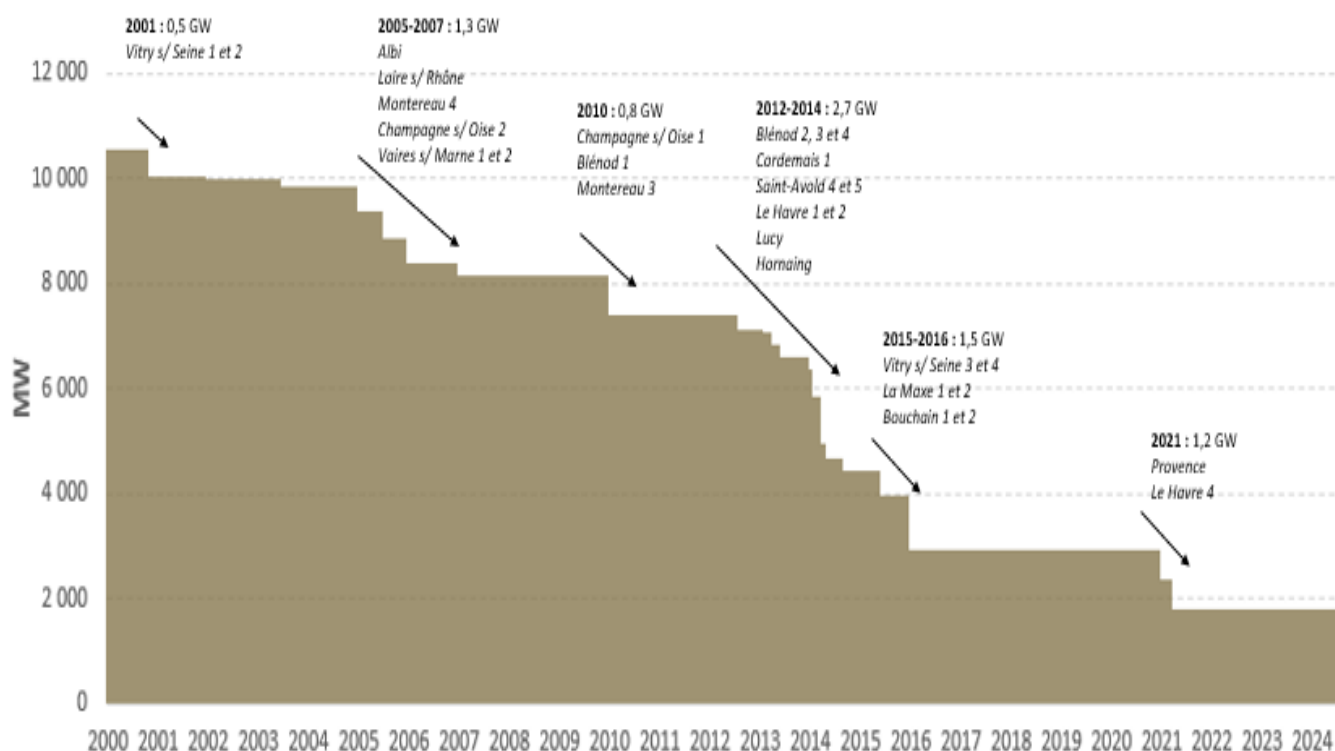
¹¹ [Programmation pluriannuelle de l'Energie 2019-2028](#)

¹² Il subsiste une centrale alimentée pour partie par du charbon à la Guadeloupe, qui est associée à une usine sucrière et qui fonctionne aussi à partir de bagasse (résidu de canne à sucre). La société Albioma, qui en est l'opérateur, s'est engagée à convertir sa centrale en 100 % biomasse en 2025, après avoir réalisé en 2023 la conversion de ses deux centrales à la Réunion, et mis en service, en 2018, une première centrale bagasse-biomasse à la Martinique.

Les mises à l'arrêt des centrales du Havre et de Gardanne sont intervenues au printemps 2021¹³. La centrale de Saint-Avold a quant à elle cessé son activité fin mars 2022 avant d'être remise en service quelques mois après, à l'automne, sur sollicitation du Gouvernement et afin de répondre à la crise énergétique qui touchait alors l'Europe. En 2025, seules deux tranches de 580 MW à Cordemais et une de 595 MW à Saint-Avold restent en service en France métropolitaine.

Ce recul progressif du charbon, qui s'est accéléré dans les années 2010, est d'abord imputable à la fermeture de nombreuses capacités de production. Depuis 2000, 32 des 35 tranches à charbon alors en service ont été mises à l'arrêt, représentant une puissance cumulée de près de 10 GW. La moitié de cette perte de capacité, soit 5 GW, a été enregistrée entre 2010 et 2016.

Graphique n° 5 : Évolution de la puissance totale en service des centrales à charbon en France



Source : RTE

La moindre contribution du charbon au mix électrique national s'explique également par une baisse tendancielle de la durée de fonctionnement annuelle des capacités installées. Sur la période 2000-2024, trois phases peuvent être distinguées. Entre 2000 et 2010, leur durée moyenne de fonctionnement à pleine puissance est relativement stable, avec un facteur de charge annuel compris entre 25 % et 33 %¹⁴, et des durées moyennes de fonctionnement régulièrement supérieures à 2 500 h/an. De 2010 à 2019, le recours aux centrales à charbon est plus erratique, quatre exercices affichant une durée de fonctionnement inférieure à 2 000 h/an en moyenne, avec un minimum atteint en 2014 (1 300 h). Enfin, à partir de 2019, les centrales

¹³ La tranche 5 était, dans les faits, à l'arrêt depuis novembre 2019.

¹⁴ Autrement dit, elles fonctionnent en moyenne entre un quart et un tiers de l'année en équivalent pleine puissance.

ne fonctionnent plus, sauf pendant la crise énergétique, que quelques centaines d'heures par an, durée très inférieure à leur régime théorique.

Cette baisse de la durée d'utilisation moyenne traduit aussi un changement d'usage des centrales à charbon. Conçues initialement pour fonctionner plusieurs milliers d'heures en tant qu'unités de production de semi-base, ces installations ont vu leur utilisation de plus en plus circonscrite aux périodes de pointe durant la saison hivernale. En 2024, 80 % de l'activité était en effet concentrée sur l'hiver électrique.

1.1.1.2 Un recul du charbon nettement perceptible à partir des années 2010

Une conjonction de facteurs explique le recul des centrales à charbon et leur moindre contribution au mix électrique français à partir des années 2010. Le renforcement des exigences environnementales ainsi que la dégradation de la compétitivité de ces installations vieillissantes ont provoqué la mise à l'arrêt définitive de nombreuses unités.

La commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale évoquait déjà, dans un rapport de 2012¹⁵, les risques menaçant l'équilibre économique de certains moyens de production thermique, dont les centrales à cycles combinés à gaz (CCG) et les centrales à charbon. Le rapport identifiait en particulier la directive européenne 2010/75/UE relative aux émissions industrielles¹⁶, dite directive « IED » (*Industrial Emissions Directive*). Cet acte imposait aux centrales à charbon de nouvelles contraintes environnementales¹⁷ à partir du 1^{er} janvier 2016¹⁸, et en particulier des valeurs limites d'émission pour plusieurs catégories de polluants (oxydes d'azote [NOx], oxydes de soufre [SOx], particules fines et poussières). Les investissements d'adaptation nécessaires à la mise en conformité des centrales ont été jugés rédhibitoires pour certaines installations, entraînant leur fermeture.

Au plan environnemental, la mise en œuvre du PNAQ III (Plan National d'Allocation des Quotas d'Émission), effective à compter du 1^{er} janvier 2013, dessinait également des perspectives peu propices à l'exploitation des centrales à charbon. Alors que ces installations ne devaient plus bénéficier de quotas gratuits de CO₂¹⁹, les projections évoquaient un net renchérissement des coûts de production de ces centrales.

De manière plus structurelle, les conditions de marché au début des années 2010 ont mis sous tension le modèle économique de nombreuses installations thermiques, dont celui des centrales à charbon. Ainsi, dans ses rapports prévisionnels sur la période 2012-2016, RTE fait état, sinon d'une situation de surcapacité de production électrique, à tout le moins de conditions

¹⁵ Assemblée nationale, [Rapport n° 253 \(Tome IV\)](#) sur le projet de loi de finances pour 2013 : Mission « Écologie, développement et aménagement durables », 10 octobre 2012.

¹⁶ [Directive 2010/75/UE](#) du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution).

¹⁷ La directive IED remplace à partir de 2016 la directive 2001/80/CE dite GIC (Grandes Installations de Combustion), laquelle imposait déjà pour certaines installations, dont les centrales à charbon, des plafonds d'émissions pour plusieurs polluants atmosphériques.

¹⁸ Des dispositions transitoires rendaient ces obligations pleinement applicables aux centrales à charbon historiques qu'à compter du 1^{er} janvier 2016 (fin de la période transitoire également prévue pour la directive GIC).

¹⁹ À compter du 1^{er} janvier 2013, les quotas de CO₂ devaient être mis aux enchères par les États membres dans le cadre du système ETS (*Emission Trading System*), et ce, dès la première tonne de CO₂, alors que les centrales bénéficiaient de quotas gratuits avant cette date.

de marché très détendues en France à cette époque, qui ont contribué à fragiliser ces activités. Du côté de l'offre, la bonne disponibilité du parc nucléaire entre 2010 et 2015²⁰ et l'accélération du déploiement de capacités renouvelables²¹, soutenue par des dispositifs incitatifs comme les tarifs d'achat garantis, ont permis de disposer d'une production abondante. Dans le même temps, la demande d'électricité connaissait une dynamique baissière dans un contexte macroéconomique difficile, notamment marqué par le repli des besoins de l'industrie dans le sillage de la crise de 2008²². Sans croissance de la demande, l'augmentation des capacités installées et de leur disponibilité ont permis de maintenir les prix à des niveaux bas sur la période 2010-2020 (sous les 50 €/MWh en moyenne pour le prix spot).

Ces conditions de marché, peu favorables aux centrales à charbon, ont contraint leur durée de fonctionnement et dégradé leur rentabilité. Elles ont aussi affecté l'équilibre économique des installations thermiques dans leur ensemble, à des degrés variables selon leur structure de coûts et leur flexibilité. Pour s'adapter à ce nouvel environnement, plusieurs exploitants ont ajusté leur stratégie. À titre illustratif, GDF Suez a été contraint de mettre sous cocon, en 2013, trois de ses quatre CCG françaises pour en minimiser les coûts fixes²³.

S'agissant de l'exploitation des centrales à charbon, les deux opérateurs en France à l'époque, E.ON²⁴ et EDF, ont pris au début des années 2010 la décision de fermer leurs installations les plus anciennes. La mise aux normes de ces petites unités (250 MW) nécessitait des investissements significatifs, estimés selon certaines sources à 400 M€ par site²⁵. EDF a ainsi fermé dix tranches entre 2013 et 2015, pour un total de 2,5 GW. En revanche, ces deux exploitants ont décidé de maintenir leurs tranches de 600 MW, plus compétitives, conduisant néanmoins, en particulier EDF, à réaliser de coûteux travaux de modernisation pour pouvoir en prolonger durablement l'exploitation (cf. 2.2.3).

1.1.1.3 Des fermetures ayant contribué à fragiliser la sécurité d'approvisionnement électrique à partir des années 2010

Cette évolution s'est cependant accompagnée d'une moindre sécurisation de l'approvisionnement électrique en France. Dans son bilan prévisionnel 2023-2035, publié en juillet 2024, RTE constate un accroissement graduel du risque d'approvisionnement depuis 2010. L'augmentation structurelle des capacités de production, en grande partie intermittentes, n'a pas permis de compenser la baisse de la flexibilité du système électrique, qui s'explique en partie par le retrait de capacités thermiques.

²⁰ Après un point bas en 2009, la production s'est maintenue à un niveau supérieur à 400 TWh entre 2010 et 2015 selon RTE, malgré une certaine fluctuation de la disponibilité sur la période.

²¹ Les capacités photovoltaïques et éoliennes atteignent 105 GW en Europe en 2010, soit une multiplication par dix par rapport à 2000.

²² 138 TWh en 2000, elle était de 121 TWh en 2010.

²³ Les centrales à charbon ont connu un regain d'activité transitoire en 2013 au détriment des centrales à gaz, et en particulier des CCG. En effet, le surplus de charbon américain arrivé en Europe en raison de la hausse de production des gaz de schiste aux Etats-Unis, a déprimé le cours du charbon tandis que le cours du gaz s'est maintenu à un niveau élevé jusqu'à mi-2013.

²⁴ E.ON a cédé ses activités thermiques en France à Uniper en 2016, lesquelles ont ensuite été revendues à GazelEnergie en 2019.

²⁵ Assemblée nationale, [Rapport n° 253 \(Tome IV\)](#) sur le projet de loi de finances pour 2013 : Mission « Écologie, développement et aménagement durables », 10 octobre 2012.

Les moyens de production thermiques, en raison de leur caractère pilotable, jouent un rôle important en matière de sécurité d'approvisionnement. À l'instar de certaines installations hydrauliques, ils peuvent être rapidement mobilisés pour compenser les déséquilibres sur le réseau électrique. Cette réactivité leur permet de participer aux différents « services systèmes »²⁶. Les centrales thermiques constituent toutefois une famille hétérogène (cf. Annexe n° 2), dont la réactivité – et donc le rôle en matière d'équilibrage – varie sensiblement selon la technologie utilisée²⁷.

1.1.2 Une fermeture en 2022, annoncée en 2017, en ligne avec les objectifs climatiques de la France

1.1.2.1 Une échéance de fermeture affirmée dès le plan climat de 2017 puis confirmée par la PPE 2

Le déclin historique de la production d'électricité issue du charbon n'est pas la conséquence directe d'une décision politique. Sur la période plus récente, la lutte contre le dérèglement climatique a toutefois contribué à accélérer et achever ce mouvement, faisant de la sortie du charbon un objectif politique explicite, exprimé dès la première Programmation pluriannuelle de l'Energie (PPE 1)²⁸, puis précisé dans le plan climat de juillet 2017²⁹.

Les ambitions de la France en matière climatique ont surtout pris corps dans la loi de 2015 sur la transition énergétique pour la croissance verte³⁰, qui arrête des objectifs ambitieux pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et développer les énergies renouvelables. La PPE 1, adoptée en 2016, définit en conséquence une trajectoire de réduction de la consommation d'énergies fossiles et ancre en particulier l'objectif d'une sortie du charbon à moyen terme, en commandant de « *se préparer à un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon de la PPE (2023)* ». La PPE 2 (2019-2028), qui reprend directement les objectifs du Plan climat de 2017 sur le charbon, fixe l'objectif « *d'arrêter les dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022 ou d'accompagner leur évolution vers des solutions moins carbonées* »³¹.

²⁶ Ces dispositifs visent à assurer la stabilité, la sécurité et l'efficacité du système électrique. Ils incluent des fonctions telles que la régulation de la fréquence, la gestion des contraintes de réseau et la réserve de puissance, permettant ainsi de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en temps réel.

²⁷ De manière générale, les centrales à turbine à vapeur, qu'elles soient alimentées par du charbon, du fioul ou du gaz, présentent des temps de démarrage relativement longs (d'une à douze heures pour atteindre la pleine puissance), alors que les centrales à turbines à combustion (TAC) peuvent être pleinement opérationnelles en une dizaine de minutes. Les CCG, quant à elles, offrent un rendement élevé et affichent un temps de mise en marche intermédiaire : elles sont généralement capables de monter à pleine puissance en une heure.

²⁸ [Programmation pluriannuelle de l'Energie 2016-2023](#).

²⁹ [Plan climat présenté le 6 juillet 2017](#)

³⁰ [Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte](#).

³¹ [Programmation pluriannuelle de l'Energie 2019-2028](#).

1.1.2.2 Les limites à l'utilisation des centrales à charbon, découlant de la loi énergie-climat de 2019

L'objectif de fermeture porté par la PPE 2 ne figure pas explicitement dans le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie³², qui formalise son adoption. Cette ambition s'est juridiquement traduite par la loi énergie-climat du 8 novembre 2019³³, qui s'inscrit dans le Plan climat du 6 juillet 2017. Elle définit en particulier de nouveaux objectifs quantifiés, à horizons 2030 et 2050, pour accroître la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français et réduire la consommation primaire en énergies fossiles. À cette fin, l'art. L. 100-4 modifié du code de l'énergie précise qu'« *il est mis fin en priorité à l'usage des énergies fossiles les plus émettrices de gaz à effet de serre* ».

L'article 12 de la loi énergie-climat introduit en particulier, à l'article L. 311-5-3 du code de l'énergie, de nouvelles limitations quant aux conditions d'exploitation des installations fortement émettrices : elle prévoit ainsi la fixation par voie réglementaire d'un plafond d'émissions applicable à compter du 1^{er} janvier 2022 aux installations électriques situées sur le territoire métropolitain continental et émettant plus de 0,55 tCO₂eq/MWh.

De fait, le plafond retenu impose ces restrictions sur les centrales à charbon, mais également sur les centrales au fioul³⁴. RTE estime ainsi que le niveau d'émissions atteint environ 0,99 tCO₂eq/MWh pour les groupes fonctionnant au charbon, et 0,78 tCO₂eq/MWh pour ceux alimentés par du fioul³⁵. Les centrales alimentées par du gaz naturel ne sont pas concernées par ces restrictions, même si elles forment un ensemble aux caractéristiques techniques – et aux niveaux d'émissions associées – hétérogènes. Pour les centrales à turbine de combustion fonctionnant au gaz, RTE évalue le niveau d'émissions à 0,49 tCO₂eq/MWh en moyenne ; ce niveau est réduit à 0,35 tCO₂eq/MWh pour les groupes à cogénération ou à cycle combiné, qui présentent un meilleur rendement ; il est plus élevé, à 0,58 tCO₂eq/MWh, pour les centrales thermiques à vapeur les plus anciennes.

1.1.2.3 Des durées annuelles de fonctionnement fortement contraintes

Les mesures d'application de la loi énergie-climat contraignent fortement la durée annuelle d'exploitation des centrales à charbon à partir de 2022. Le décret n°2019-1467 du 26 décembre 2019³⁶ précise la nature des restrictions applicables aux installations les plus émettrices, en leur imposant, à compter de janvier 2022, un plafond annuel d'émissions de 0,7 ktCO₂eq par mégawatt de puissance électrique installée³⁷. Ces dispositions, qui limitent

³² [Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.](#)

³³ [Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.](#)

³⁴ La production d'électricité à partir de fioul est également devenue résiduelle dans le mix français (1,7 TWh en 2023, soit moins de 0,4 % de la production totale d'électricité selon RTE). Le projet de PPE 3 mis à la consultation le 4 novembre 2023 vise la fin de la production d'électricité au fioul pour 2030.

³⁵ Ces évaluations sont réalisées à partir des données de la base carbone de l'ADEME, qui permet d'obtenir le facteur d'émission des combustibles, et les données de l'ENTSO-E, qui servent de références pour obtenir le rendement type des centrales (voir [éCO2mix - Les émissions de CO2 par kWh produit en France | RTE](#)).

³⁶ [Décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 instaurant un plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.](#)

³⁷ Le décret du 26 décembre 2019 a également établi les modalités de calcul des émissions pour l'atteinte du seuil de 0,55 tCO₂eq/MWh, confirmant en particulier que seules les émissions issues de combustibles fossiles sont prises en compte - il ne s'agit pas d'une évaluation des émissions réalisée sur l'ensemble du cycle de vie.

d'autant plus la durée d'utilisation des installations que leur performance environnementale est mauvaise, ont été codifiées à l'art. D. 311-7-2 du code de l'énergie.

Pour les centrales à charbon, cette limite correspond à un plafond d'environ 700 heures de fonctionnement annuel³⁸. En 2019, ce plafond était considéré par le DGEC comme une restriction substantielle de l'activité des centrales à charbon, compte tenu des durées de fonctionnement constatées historiquement.

L'objectif de fermeture des centrales à charbon ne s'est donc pas traduit, pour ces capacités de production, par une interdiction stricte de fonctionner. C'est en limitant drastiquement leur durée d'utilisation et, partant, en rendant économiquement non viable leur exploitation, que le législateur et le Gouvernement ont entendu rendre inéluctable la fermeture de ces installations. Cette stratégie de fermeture indirecte visait notamment à limiter le risque contentieux par rapport à une fermeture administrative imposée par la loi. L'État s'exposait dans tous les cas à voir sa responsabilité engagée du fait des lois comme pour la centrale de Fessenheim, dont la fermeture avait conduit à l'indemnisation d'EDF. En privilégiant une approche indirecte, l'État espérait à tout le moins réduire le montant d'indemnisation à accorder en cas de reconnaissance d'un préjudice par le juge administratif.

1.1.3 Des restrictions applicables au charbon assouplies du fait de la crise énergétique, conduisant à repousser à 2027 l'objectif de sortie

1.1.3.1 Les tensions provoquées par la crise énergétique sur le marché électrique français et européen à partir du second semestre 2021

Le calendrier de mise à l'arrêt qui sous-tendait les dispositions initiales de l'art. D. 311-7-2 a toutefois été plusieurs fois contrarié à partir de 2022, afin de desserrer la contrainte sur les centrales à charbon et de permettre leur exploitation prolongée dans le contexte de crise énergétique affectant l'Europe à partir du second semestre 2021.

L'année 2022 a été marquée par l'envolée des prix du gaz et de l'électricité sur les marchés européens – avec un point culminant atteint à l'été 2022 – qui résulte à titre principal du choc d'offre à la baisse né de la guerre en Ukraine³⁹. A ce contexte géopolitique se sont greffées d'autres difficultés au niveau national, qui ont affecté la production intérieure d'électricité et conduit la France à accuser, de manière inhabituelle, un solde commercial net déficitaire sur ce marché en 2022. La production nucléaire française s'est ainsi fortement contractée en 2022, surtout du fait des contrôles et réparations de centrales liés en particulier au phénomène de corrosion sous contrainte ; mais aussi de la production hydraulique, qui a atteint un niveau historiquement bas en raison de très faibles précipitations cette année-là.

La guerre en Ukraine et l'augmentation des prix de l'énergie qui s'est ensuivie n'ont fait qu'aggraver une situation de tension déjà observable au second semestre 2021. Ce mouvement

³⁸ Estimation réalisée par le MTE, correspondant, de manière cohérente, à un niveau d'émission de ces installations d'environ 1,0 tCO₂eq/MWh.

³⁹ Dans le cadre du marché européen intégré de l'électricité, le principe du *merit order* prévaut. Les centrales de production sont sollicitées en fonction de leurs coûts marginaux croissants pour répondre à la demande. Le prix de l'électricité est ainsi déterminé par le coût marginal de la dernière centrale appelée, généralement une centrale à gaz, ce qui explique la corrélation entre les prix du gaz et de l'électricité.

hausser était initialement regardé comme la résultante d'un déséquilibre sur les marchés énergétiques : la reprise économique en sortie de crise sanitaire s'est accompagnée d'une hausse de la consommation d'énergie, que l'offre peinait à satisfaire alors que les chaînes d'approvisionnement restaient perturbées par la crise. Les causes de ces déséquilibres restent aujourd'hui discutées mais il semble que certaines actions volontairement déstabilisatrices aient contribué à ces difficultés. RTE considère ainsi comme établi⁴⁰ que ce mouvement à la hausse a été encouragé par des manœuvres de restriction de l'offre de la part d'opérateurs commerciaux liés à la Russie (par exemple sous-remplissage des stocks de gaz en Allemagne).

1.1.3.2 Le desserrement des contraintes sur le fonctionnement des centrales

Dans ce contexte de tension, les limitations prévues par le décret du 26 décembre 2019 ont été nettement assouplies, par trois fois, à partir de février 2022, en ligne avec les objectifs de sécurité d'approvisionnement mentionnés au 2° de l'article L. 100-1 du code de l'énergie.

Ainsi, le décret n° 2022-123 du 5 février 2022⁴¹ révisé une première fois, avant même le début du conflit ukrainien, les dispositions initiales de l'article D. 311-7-2. Il fixe un plafond temporaire de 1 ktCO₂eq/MW entre janvier et février 2022, période de point hivernale, ce qui permet à chaque tranche de fonctionner environ 1 000 heures. L'objectif de plafonnement annuel de 0,7 ktCO₂eq/MW est quant à lui renvoyé à 2023. Cette décision reposait notamment sur des analyses de RTE, qui anticipait dès 2021 des risques de tension sur le réseau électrique début 2022, aggravés en cas de vague de froid ou de baisse de l'offre électrique gazière. Le Gouvernement a donc approuvé, fin décembre 2021, un assouplissement temporaire des règles encadrant l'utilisation du charbon, en autorisant un surcroît d'heures de fonctionnement pour les centrales concernées durant la période de pointe hivernale, en janvier et février 2022.

Au cœur de la crise énergétique, le Gouvernement a modifié une deuxième fois, via le décret n°2022-1233 du 14 septembre 2022⁴² et en application de l'art. 36 de la loi 16 août 2022⁴³, les conditions de plafonnement des émissions prévues à l'art. D. 311-7-2, compte tenu des risques sur la sécurité d'approvisionnement énergétique de la France à l'approche de l'hiver 2022-2023. Pour la période courant du 1^{er} mars 2022 au 31 mars 2023, il est ainsi fixé un nouveau plafond de 3,1 ktCO₂eq/MW, correspondant à 3 100 heures de fonctionnement pour les centrales à charbon⁴⁴. L'objectif d'un plafonnement à 0,7 ktCO₂eq/MW est reporté à 2024⁴⁵. Ce relèvement a été décidé à la lumière d'évaluations réalisées par RTE en mars 2022, qui concluaient à la nécessité d'un nouveau dépassement du plafond de fonctionnement des centrales à charbon pour assurer la sécurité d'approvisionnement lors de l'hiver 2022-2023.

⁴⁰ RTE, bilan prévisionnel 2023-2035.

⁴¹ [Décret n° 2022-123 du 5 février 2022 modifiant le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.](#)

⁴² [Décret n° 2022-1233 du 14 septembre 2022 modifiant le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.](#)

⁴³ [Loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat.](#)

⁴⁴ Ce rehaussement du plafond d'émissions pouvait donc conduire, sur la période courant du 1^{er} octobre 2022 au 31 mars 2023, à l'émission de 2,5 ktCO₂eq/MW de plus que le plafond en vigueur avant ce nouveau décret, soit jusqu'à 4,5 MtCO₂eq d'émissions supplémentaires (MTE – consultation du 30 juin 2022 sur le projet de décret).

⁴⁵ Entre le 1^{er} avril au 31 décembre 2023, le plafond est abaissé à 0,6 ktCO₂eq/MW de puissance électrique installée, soit le même plafond que celui initialement fixé pour la période du 1^{er} mars au 31 décembre 2022 par le décret du 5 février 2022.

Ces mesures devaient ainsi permettre à la centrale de Cordemais d'accroître significativement son activité. Elles s'inscrivaient aussi dans un schéma qui ciblait, dès le deuxième assouplissement, le redémarrage de la centrale de Saint-Avold, afin de mobiliser toutes les capacités disponibles sur le territoire dans un environnement hautement incertain. Alors que cette dernière tranche avait définitivement fermé ses portes fin mars 2022, le Gouvernement, par un courrier du Premier ministre daté du 11 avril 2022, enjoignait la direction de GazelEnergie à se préparer à l'éventualité d'une réouverture de sa centrale. Ce courrier soulignait qu'en raison du contexte et des risques identifiés pour l'hiver 2022-2023, il était *« indispensable de renforcer les marges de production du système électrique afin de mieux assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité »*.

Le Gouvernement esquissait des évolutions réglementaires rendant possible cette réouverture, en évoquant dans son courrier l'éventualité d'un *« assouplissement des contraintes de fonctionnement des deux centrales à charbon encore disponibles, autorisant ainsi un « redémarrage ponctuel de la centrale de Saint-Avold pour sécuriser l'approvisionnement en électricité »*. La réflexion était déjà suffisamment avancée pour que le courrier précise que Saint-Avold pourrait, selon les premières analyses, être appelée à fonctionner 2 000 à 2 500 heures supplémentaires – par rapport au plafond alors en vigueur – entre octobre 2022 et mars 2023. Deux mois après la publication du décret n°2022-1233 du 14 septembre 2022, GazelEnergie remettait en service sa centrale de Saint-Avold pour permettre son exploitation durant l'hiver 2022-2023.

Afin de limiter l'impact climatique induit par ces modifications, le décret du 14 septembre 2022⁴⁶ crée également une obligation de compensation particulière des émissions résultant de l'activité des centrales à charbon bénéficiant de cet assouplissement. Au-dessus des plafonds en vigueur jusque-là, soit 0,6 ktCO₂eq/MW de puissance électrique installée entre le 1^{er} mars 2022 et le 31 décembre 2022, et 0,7 ktCO₂eq/MW entre le 1^{er} janvier 2023 et le 31 décembre 2023, le surcroît d'émissions devait être compensé par les exploitants. Pour respecter cette obligation, ils étaient tenus d'effectuer des versements à un fonds visant à financer des projets de réduction ou de séquestration de gaz à effet de serre sur le territoire français⁴⁷.

Enfin, pris en application de l'article 36 de la loi 16 août 2022⁴⁸, le décret n°2023-817 du 23 août 2023⁴⁹ relève une troisième fois le plafond pour permettre un fonctionnement accru durant l'hiver 2023-2024. Même si le ministère de la Transition écologique estimait, sur le fondement d'analyses sollicitées auprès de RTE début 2023, que les tensions sur le système électrique français seraient moindres que lors de l'hiver précédent, cette dernière révision devait permettre de maintenir une flexibilité maximale pour parer aux scénarios les plus défavorables (poursuite de la guerre en Ukraine et hiver particulièrement rude notamment)⁵⁰. L'article

⁴⁶ L'article 36 du 16 août 2022 prévoit explicitement la possibilité de rehaussement du plafond en cas de menace sur la sécurité d'approvisionnement en électricité, mais aussi, dans cette hypothèse, l'obligation de compensation, que le décret d'application du 14 septembre 2022 vient préciser en modifiant l'art. D. 311-7-2 du code de l'énergie.

⁴⁷ Les projets financés par le fonds doivent être conformes aux dispositions de l'article R. 229-102-1 du code de l'environnement et ne doivent pas avoir d'impact négatif net sur la biodiversité. Les réductions d'émissions reconnues en application du décret n° 2018-1043 du 28 novembre 2018 créant un label « Bas Carbone » sont réputées satisfaire ces conditions.

⁴⁸ [Loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat.](#)

⁴⁹ [Décret n° 2023-817 du 23 août 2023 modifiant le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.](#)

⁵⁰ *Si les analyses effectuées par RTE montrent que le niveau de tension sur le système électrique français pour l'hiver 2023-2024 sera moindre que l'hiver précédent, il convient, par précaution, de prendre toutes les mesures*

D. 311-7-2 modifié prévoit ainsi un nouveau plafond de 1,8 ktCO₂eq/MW pour la période allant du 1^{er} avril 2023 au 31 décembre 2024, l'objectif de 0,7 ktCO₂eq/MW étant une nouvelle fois reporté, à l'année 2025.

1.1.3.3 Le projet de PPE 3 réaffirme l'objectif de sortie du charbon, repoussé à 2027 en raison de la crise

Les assouplissements successifs apportés aux restrictions initiales créées par le décret du 26 décembre 2019 n'ont pas remis en cause la mise à l'arrêt « programmée » des centrales à charbon, même s'ils en ont décalé la mise en œuvre. Les grandes orientations de la stratégie française énergie-climat, soumises à la consultation publique en novembre 2023⁵¹ et censées préfigurer la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3)⁵², réaffirment logiquement l'objectif politique d'une sortie définitive du charbon. Le projet de PPE 3, mis à la consultation le 4 novembre 2024, retient ainsi l'objectif « *d'arrêter la production d'électricité à partir de charbon d'ici 2027* ».

Les objectifs définis par le projet de PPE 3 sont donc en substance identiques à ceux de la PPE 2. Il est toutefois surprenant de constater que ces nouveaux objectifs conduisent à un report de cinq ans de l'échéance, soit un délai beaucoup plus long que la crise elle-même, alors que l'application des mesures réglementaires qui limitent drastiquement la durée de fonctionnement des centrales à charbon n'a été suspendue que pour trois ans. La Cour estime toutefois que les conséquences pratiques de cet écart calendaire sont à relativiser, les centrales à charbon demeurant peu compétitives par rapport à d'autres types d'installation, compte tenu de leurs coûts marginaux de production élevés.

Le projet de PPE 3 s'inscrit en ligne avec la PPE 2, mais aussi avec certaines dispositions introduites par la loi énergie-climat de 2019, qui fixent des orientations quant aux conditions de conversion des centrales à charbon, et qui établissent un cadre d'accompagnement spécifique des sites et des personnels concernés par ces fermetures.

1.1.4 **Des orientations peu claires sur le modèle de conversion privilégié, mais des mesures d'accompagnement spécifiques pour les personnels et les territoires**

1.1.4.1 Les programmations pluriannuelles de l'énergie : un cadre général peu favorable aux projets de conversion, y compris à la biomasse

L'objectif de fermeture des centrales à charbon n'emportait pas celui d'une conversion systématique des unités de production, même si cette perspective figurait déjà dans le plan climat de 2017, qui prévoyait « *l'arrêt des dernières centrales électriques au charbon d'ici*

pour palier tout scénario et être en mesure de répondre aux besoins des Français (ex. poursuite de la guerre en Ukraine ou hiver très rude), tout en tenant compte de cette situation plus favorable ([MTE, consultation publique du 3 juillet 2023 sur le projet de décret](#)).

⁵¹ La [consultation publique](#) sur la [stratégie française pour l'énergie et le climat](#) s'est déroulée du 29 novembre 2023 au 22 décembre 2023.

⁵² [Projet de programmation pluriannuelle de l'énergie \(2025-2030, 3031-2035\)](#).

2022 ou leur évolution vers des solutions moins carbonées ». La PPE 2 reprend la même formulation, en présentant la conversion décarbonée des centrales à charbon comme une simple éventualité. La PPE 2 se montre en effet relativement réservée sur le potentiel de conversion des centrales à charbon : *« si la conversion des centrales à charbon existantes à de la biomasse ou à des déchets peut techniquement être envisagée et pourrait présenter un potentiel intéressant pour les déchets de bois compte tenu de la saturation actuelle du marché du recyclage du bois, elle ne pourrait porter que sur des capacités très limitées du parc, en priorisant le recours à des déchets de bois non recyclables, notamment souillés ou malades »*.

Par ailleurs, seules les conversions au moins partiellement décarbonées peuvent être envisagées. Ainsi, le cadre de la PPE 2 exclut toute conversion reposant sur un approvisionnement fossile, qu'il s'agisse d'une adaptation des centrales existantes pour utiliser du gaz naturel comme combustible, ou d'une restructuration plus lourde, visant par exemple à la construction d'une turbine à combustion alimentée au gaz. La PPE 2 fixe en effet l'objectif de *« ne plus autoriser de nouvelles centrales de production exclusive d'électricité à partir d'énergies fossiles et mettre fin aux dispositifs de soutien pour les nouvelles installations de cogénération au gaz naturel »*.

Le caractère non privilégié du schéma de conversion décarbonée transparaît aussi dans la manière dont la PPE 2 a entendu limiter les aides directes pour ce type d'investissement. Il est ainsi prévu que *« l'État n'accordera pas de soutien financier pour les projets de production d'électricité à partir de biomasse »*⁵³. Cette limitation explique en particulier pourquoi EDF n'a pas cherché à obtenir un soutien pour son projet de conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais en 2021, se bornant à solliciter une aide pour son projet accessoire de fabrication de pellets sur le site de la centrale (cf. 2.2.3.3).

Le projet de PPE 3 reprend les principes directeurs de la PPE 2. Afin d'accompagner la sortie du charbon à horizon 2027, pourront ainsi être étudiées, *« le cas échéant, les opportunités de conversion à des combustibles décarbonés (biomasse par exemple) »*. Bien que la biomasse soit citée comme exemple, les orientations générales du projet de PPE 3 sont en réalité peu en phase avec ce schéma de conversion, car la production d'électricité n'est pas identifiée, dans la stratégie française, comme un usage prioritaire de la biomasse. Le projet de PPE 3 recommande ainsi de réserver l'utilisation de la biomasse, quelle qu'en soit la forme⁵⁴, aux usages pour lesquels l'électrification directe est difficilement réalisable, à l'instar de certaines applications industrielles nécessitant des températures élevées (ex : chaufferie industrielle à la biomasse solide) ou dans le secteur du transport lourd (ex : recours aux biocarburants avancés). Dans ce modèle, la biomasse ne contribuerait donc pas à la montée en puissance des énergies renouvelables dans la production électrique, dont la part dans le mix national devrait passer de 26 % en 2022 à 35 % dès 2030 selon le projet de PPE 3.

Ces orientations intègrent pour partie les tensions anticipées sur une ressource limitée, dont l'exploitation excessive pourrait s'avérer non soutenable au plan environnemental. Certes, le projet de PPE 3 cible une augmentation significative de la production d'énergie à partir de biomasse, cohérente avec l'état actuel des modélisations de la troisième stratégie nationale bas-

⁵³ La PPE 2 n'exclut toutefois pas le soutien aux installations électrogènes à partir de biomasse en cas de cogénération à haut rendement. Les [lignes directrices sur les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie](#) encadrent les dispositifs de soutien nationaux. Révisées en 2022, elles définissent les conditions d'octroi des aides à la biomasse en faisant référence à la [directive 2018/2001 relative à la promotion des énergies renouvelables \(RED II\)](#), transposée en droit français par l'[ordonnance n° 2021-235 du 3 mars 2021](#).

⁵⁴ La production d'énergie à partir de biomasse solide atteindrait entre 120 et 150 TWh à horizon 2035 contre 111 TWh en 2022 selon le projet de PPE 3.

carbone (SNBC 3). Le projet de PPE 3 précise ainsi que cette dernière porte « *une vision volontariste conduisant à augmenter d'environ 40 % la ressource de biomasse énergétique mobilisée à l'horizon 2035 par rapport à 2019* ». Cette nouvelle programmation traduit cependant une moindre ambition par rapport à la PPE 2, dans un contexte d'incertitude sur la disponibilité effective de la ressource biomasse qui rend nécessaire une stricte priorisation des usages⁵⁵ : « *s'agissant de la biomasse, le contexte de la PPE 3 a évolué par rapport à la PPE 2. En effet, les ressources en bois-énergie et de biomasse en général sont devenues des facteurs limitants d'où des objectifs revus à la baisse dans la nouvelle PPE* »⁵⁶.

Si la stratégie de l'État affirme clairement ne pas privilégier l'usage de la biomasse pour la production électrique, le projet de PPE 3 n'écarter pas la perspective d'une conversion à la biomasse des dernières centrales à charbon. Les déclarations du Président de la République, qui, dans un entretien le 24 septembre 2023⁵⁷, exprimait sa volonté de fermer les centrales à charbon à horizon 2027 et de les convertir à la biomasse, ont pu entretenir cette ambiguïté sur la stratégie poursuivie par l'État.

Selon la DGEC, la conversion à la biomasse des dernières centrales à charbon encore en activité apparaissait d'autant moins nécessaire que leur fermeture d'ici 2027 ne présente pas de risque majeur pour l'approvisionnement électrique national. De surcroît, ces projets, peu compétitifs, nécessiteraient un soutien significatif, leur équilibre économique n'étant pas assuré par les seuls revenus issus de la vente d'électricité (voir 2.2). La sécurité d'approvisionnement électrique nationale semble en effet garantie à court terme. Comme le rappelle le projet de PPE 3 en reprenant fidèlement les analyses de RTE, la situation à plus long terme est toutefois plus incertaine. Les analyses présentées par RTE dans son bilan prévisionnel 2023-2035 mettent ainsi en évidence un risque de déficit en capacités thermiques à partir de 2030, qui pourrait être de l'ordre de 2 et 5 GW à cet horizon dans le scénario de référence. La conversion à la biomasse des centrales à charbon pourrait contribuer à couvrir ce besoin de pointe, même si cette solution technique n'est pas la seule envisageable selon RTE.

1.1.4.2 Des mesures économiques et sociales destinées spécifiquement à accompagner la fermeture des centrales à charbon

L'objectif de fermeture des centrales à charbon reconnaît la nécessité d'atténuer les répercussions d'une telle décision dans les territoires concernés. La PPE 2 prévoit formellement un accompagnement économique et social en disposant que « *la fermeture à l'horizon 2022 de ces centrales nécessite un accompagnement des personnels et des territoires. Le Gouvernement veillera à la mise en place des mesures d'accompagnement de formation professionnelle des salariés concernés ainsi que d'emplois et de reconversion des sites vers des activités nécessaires au maintien de la dynamique territoriale* ».

⁵⁵ Les incertitudes sur le « bouclage » du modèle s'agissant de la biomasse sont grandes et la PPE 3 précise que les estimations de consommation et de production de biomasse font l'objet de modélisations complémentaires, en cours de finalisation dans le cadre la préparation de la SNBC, qui pourront conduire à réviser les trajectoires.

⁵⁶ S'agissant de la biomasse solide, le projet de PPE 3 indique aussi que « *l'enjeu fondamental est celui de la durabilité de la ressource biomasse, c'est-à-dire son utilisation rationnelle tout en préservant le milieu naturel où elle est prélevée. La prise en compte de cet enjeu conduit à en modérer la consommation énergétique par rapport aux objectifs fixés lors de la précédente PPE* ».

⁵⁷ Entretien d'Emmanuel Macron au « 20h » de TF1 et de France 2 le 24 septembre 2023.

Au niveau législatif, la loi énergie-climat de 2019 pose en son article 12 le principe d'un accompagnement social, et habilite le gouvernement à légiférer par ordonnance pour préciser les contours de cette intervention. L'ordonnance du 29 juillet 2020⁵⁸ qui s'ensuit, dite ordonnance « charbon », prévoit des mesures dérogatoires au droit commun en matière de reclassement. Les salariés directement affectés par la fermeture des centrales, incluant certains personnels des entreprises sous-traitantes et des installations portuaires⁵⁹, peuvent bénéficier de mesures d'accompagnement spécifiques, en complément des mesures mises en œuvre par les employeurs en vertu de leurs obligations légales et conventionnelles.

Ce régime permet en particulier aux salariés des centrales à charbon⁶⁰ dont l'employeur envisage de rompre le contrat de travail dans le cadre d'un plan de sauvegarde de l'emploi (PSE) de se voir accorder une allocation complémentaire, à la charge de l'État, en plus de l'allocation versée par l'employeur au titre du congé de reclassement⁶¹. Les salariés qui n'auraient pas trouvé d'emploi à l'expiration du congé de reclassement peuvent en outre bénéficier d'un congé d'accompagnement spécifique, d'une durée maximum de 46 mois, prévoyant le versement d'une allocation mensuelle financée par l'État. Le décret d'application n° 2021-297 du 18 mars 2021⁶² détaille les conditions de mise en œuvre de ces mesures d'accompagnement. Au total, 30 M€ ont été alloués pour l'accompagnement social des salariés, dont 19 M€ spécifiquement destinés aux salariés des centrales⁶³.

L'article 12 de la loi énergie-climat fonde également l'action de l'État pour soutenir des projets contribuant à soutenir une dynamique d'activité nouvelle sur les bassins de vie affectés par la fermeture des centrales. Des crédits du programme 174 du budget de l'État, constitutifs de ce qui est communément désigné comme le « fonds charbon », permettent ainsi de financer l'élaboration et – surtout – la mise en œuvre de « pactes territoriaux »⁶⁴. Si le premier enjeu de ces pactes, coconstruits avec les parties prenantes de chacun des territoires, reste celui du reclassement des salariés, ils visent aussi à accompagner les territoires, en définissant une stratégie pour développer de nouveaux projets économiques en ligne avec les objectifs du ministère de la transition écologique.

Même si la validation formelle des projets relève de la compétence des préfets de Région, le rôle joué par la délégation interministérielle à l'accompagnement territorial et à la transition énergétique (DIATTE) a été essentiel dans le dispositif.

Sur l'ensemble des quatre territoires, 30,3 M€ ont déjà été engagés par le « fonds » à fin 2024, soit l'essentiel des crédits alloués à ce dispositif. Les deux projets les plus aidés, en montant absolu, portent respectivement sur des travaux d'aménagement pour l'accueil d'une usine de Siemens-Gamesa destinée à la fabrication de pales et de nacelles d'éoliennes en mer (10 M€ de crédits engagés au bénéfice d'HaropaPort) et l'atterrage du raccordement électrique

⁵⁸ [Ordonnance n° 2020-921 du 29 juillet 2020 portant diverses mesures d'accompagnement des salariés dans le cadre de la fermeture des centrales à charbon.](#)

⁵⁹ Manutentionnaires dont l'activité est affectée par la fermeture des centrales.

⁶⁰ Les salariés des installations portuaires bénéficient de dispositifs apparentés mais les mesures d'accompagnement pour les salariés des entreprises sous-traitantes sont moins favorables, l'État ne finançant pour ces publics qu'une cellule d'accompagnement par anticipation à la perte d'emploi.

⁶¹ Dispositions prévues à l'art. 4 de l'ordonnance « charbon ».

⁶² [Décret n° 2021-297 du 18 mars 2021 relatif aux conditions d'application de l'ordonnance n° 2020-921 du 29 juillet 2020 portant diverses mesures d'accompagnement des salariés dans le cadre de la fermeture des centrales à charbon.](#)

⁶³ 15,8 M€ ont également été budgétés pour les dockers et 1,0 M€ pour les sous-traitants, soit 30 M€ au total.

⁶⁴ Quatre pactes pour la transition écologique et industrielle ont été signés, engageant notamment par l'État, les collectivités territoriales et les exploitants des centrales à charbon.

du parc éolien en mer de La Baule-Saint-Nazaire au port de La Turballe (3 M€ pour le conseil départemental de Loire-Atlantique).

1.2 La sortie du charbon : un risque pour l'approvisionnement électrique désormais écarté

1.2.1 En 2017, une fermeture à risque, dans le contexte de plafonnement du nucléaire en 2025

1.2.1.1 Le critère de sécurité d'approvisionnement n'était plus respecté en cas de sortie du charbon et de mise à l'arrêt concomitante des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans

Dans l'édition 2017 de son bilan prévisionnel⁶⁵, RTE estime que le critère de sécurité d'approvisionnement est satisfait à court terme, mais que les marges de manœuvre du système électrique sont relativement limitées. Cette situation fragile, qualifiée d'« inédite » par RTE, s'explique en partie par la restructuration toujours en cours en 2017 du parc thermique⁶⁶. Les fermetures de nombreuses unités de production au charbon et au fioul, pour l'essentiel liées à la perte de compétitivité économique de ces centrales, ont contribué à faire graduellement converger l'offre d'électricité vers le niveau correspondant au seuil de sécurité d'approvisionnement⁶⁷. Ainsi, l'espérance mathématique de la durée de défaillance annuelle du système électrique français, dont le calcul appartient à RTE, s'établissait autour de trois heures en 2017, correspondant au seuil réglementaire (cf. Annexe n° 3).

Dans son bilan prévisionnel de 2017, RTE réalise également des simulations sur l'évolution du niveau de sécurité d'approvisionnement à moyen terme, correspondant à un horizon de cinq années s'étendant jusqu'à l'hiver 2021-2022. Dans son scénario central (« cas de base »), qui ne retient pas l'objectif de fermeture des centrales à charbon ni ne modifie les caractéristiques principales du parc nucléaire sur la période de projection⁶⁸, les hypothèses retenues s'agissant de la mise en service de nouveaux moyens de production⁶⁹ et de nouvelles lignes d'interconnexion contribuent tendanciellement à renforcer l'offre à horizon 2022 ; elles permettent de neutraliser, à même échéance, les effets qui résulteraient d'une fermeture des centrales à charbon (scénario correspondant à la première variante du cas de base).

⁶⁵ RTE, [Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – édition 2017](#) (novembre 2017).

⁶⁶ Alors que, dans les années 2000, le système électrique a fonctionné avec des marges confortables selon RTE, celles-ci ont progressivement diminué sous l'effet de la forte croissance de la pointe durant les années 2000 combinée à la fermeture significative du parc thermique.

⁶⁷ Ce mouvement n'est pas finalisé en 2017 : après la fermeture des petites installations au charbon puis au fioul, l'arrêt par EDF de ses dernières grandes unités fonctionnant au fioul a été annoncé en 2016, pour une fermeture prévue – et effectivement intervenue – en 2018, soit 6 groupes de 600 MW représentant un total de 3 600 MW.

⁶⁸ À l'exception de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, intervenant à l'issue de l'hiver 2018-2019.

⁶⁹ RTE intègre, dans sa modélisation, le nouveau cycle combiné au gaz de Landisio en 2020 et la mise en service des premiers parcs éoliens en mer est retenue pour 2021

Les marges de manœuvres supplémentaires précitées permettraient également, selon ces mêmes simulations, de compenser les effets d'un arrêt définitif de tous les réacteurs nucléaires atteignant 40 années de fonctionnement, et qui auraient dû subir leur quatrième visite décennale (deuxième variante du cas de base). En revanche, ces gains se révèlent insuffisants pour neutraliser les effets cumulés de cette éventualité considérée de manière combinée avec l'hypothèse de fermeture des centrales à charbon (troisième variante). En d'autres termes, mettre définitivement à l'arrêt les centrales à charbon à horizon 2022, tout en fermant systématiquement les centrales nucléaires les plus anciennes, n'était pas compatible avec le critère de sécurité approvisionnement. RTE précise avoir intégré cette hypothèse de fermeture dans ses simulations⁷⁰ à la suite de l'annonce en 2017 du plan climat⁷¹.

Le choix de RTE de considérer cette dernière hypothèse est d'abord dicté par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte adoptée en 2015, laquelle fixait l'objectif – finalement abandonné en 2023 après avoir été repoussé en 2019 – de plafonner à 50 % la part du nucléaire dans la production électrique à horizon 2025. Cette hypothèse rend plus généralement compte des interrogations techniques et économiques soulevées à l'époque sur le « grand carénage » et les conditions d'un prolongement des réacteurs au-delà de 40 ans. Concrètement, l'hypothèse de fermeture des centrales nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement à fin 2021 revient à simuler, selon les modélisations de RTE, l'arrêt de quatre réacteurs, en plus de ceux de Fessenheim⁷².

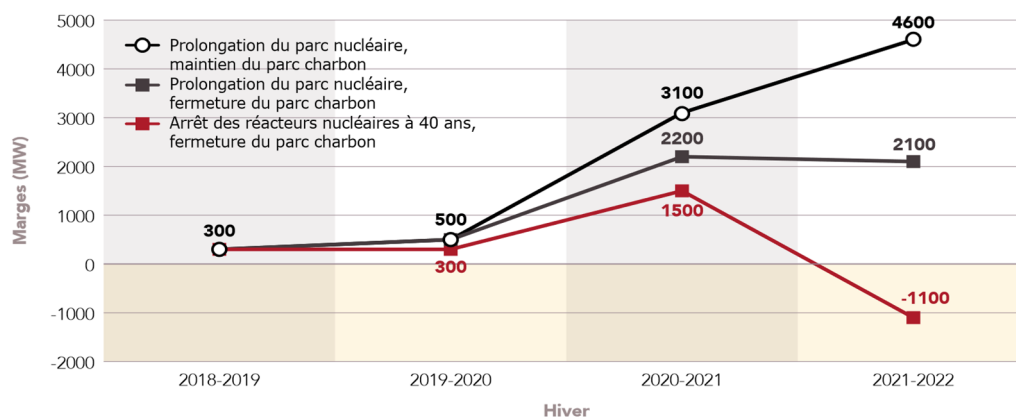
Dans le cadre de cette troisième variante, le déficit capacitaire du système électrique, c'est-à-dire la capacité de production « parfaite » qu'il faudrait ajouter au système pour respecter le critère de sécurité, s'établit en effet à environ 1,1 GW lors de l'hiver 2021-2022. Comme indiqué, le système électrique continuerait en revanche d'afficher une légère marge – d'environ 2,1 GW – à la même échéance, en cas de fermeture des centrales à charbon sans mise à l'arrêt des centrales nucléaires les plus anciennes (première variante). Si la fermeture du parc charbon est mise en œuvre à horizon 2022, il serait donc nécessaire, selon cette modélisation, de prolonger le fonctionnement d'au moins une partie des centrales atteignant 40 ans pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement électrique.

⁷⁰ Ces simulations correspondent à des variantes par rapport au scénario de base.

⁷¹ Présentation du plan climat le 6 juillet 2022, qui annonce la sortie du charbon en 2022.

⁷² Tricastin 1, Bugey 2, Tricastin 2 et Bugey 4. La fermeture du réacteur Dampierre 1 (février 2022) est également intégrée à l'horizon de l'étude de moyen terme, qui court jusqu'à l'hiver 2021-2022, mais elle affecte essentiellement l'hiver 2022-2023.

Graphique n° 6 : Marge ou déficit de capacité du système électrique - cas de base, et première et troisième variantes



Source : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – Edition 2017 – RTE

Cette étude, limitée à cinq ans, ne permet pas d'appréhender les risques à plus long terme d'une fermeture systématique des centrales atteignant 40 ans, alors que cinq autres réacteurs, en plus des six premiers, étaient concernés par cette échéance entre juin 2022 et janvier 2023. Les analyses de RTE sur la période 2025-2035, élaborées autour du « scénario Watt », permettent de mieux apprécier ces conséquences à plus long terme.

1.2.1.2 Sauf à supposer une inflexion majeure de la consommation électrique, les analyses de sensibilité sur les scénarios critiques n'en modifiaient pas les conclusions

Dans le rapport prévisionnel de 2017 de RTE, la troisième variante fait en outre l'objet d'une analyse de sensibilité approfondie pour en tester la robustesse. À titre d'exemple, le rehaussement de la trajectoire de déploiement des énergies renouvelables (hypothèse dite « rythme PPE 1 haut »⁷³) ne modifie que marginalement les conditions de sécurité d'approvisionnement par rapport à la trajectoire de base⁷⁴. Cette hypothèse, plus favorable, conduit à une diminution du déficit capacitaire de l'ordre de 400 MW.

Le modèle est en revanche plus sensible à certains déterminants de la demande. Toutes choses égales par ailleurs, une hausse des effacements prévisionnels, dont les effets sont par nature ciblés sur les périodes de pointe, permet d'améliorer plus significativement le niveau de sécurité d'approvisionnement de la troisième variante (diminution du déficit capacitaire d'environ 700 MW)⁷⁵. Dans tous les cas, la consommation d'électricité reste le déterminant majeur dans la modélisation de la sécurité d'approvisionnement, comme le montre la forte

⁷³ Hypothèse « rythme PPE 1 haut », qui prolonge de manière linéaire la trajectoire la plus haute de la PPE 1 sur le développement des énergies renouvelables. Celles-ci représenteraient 35 % de la production électrique en 2025, et 70 % en 2035, soit 314 TWh en 2035 contre 170 TWh en tendanciel.

⁷⁴ Hypothèse « rythme PPE 1 », qui prolonge la trajectoire correspondant à l'objectif minimal de la PPE 1, soit 250 TWh à horizon 2035.

⁷⁵ Dans le cas de base, les capacités d'effacement sont considérées stables à 2,5 GW sur l'ensemble de l'horizon ; elles croissent linéairement dans l'hypothèse haute, pour atteindre 6 MW en 2023, conformément à l'objectif de la PPE 1.

variabilité des marges et déficits de capacité prévisionnels en fonction de la trajectoire de consommation appliquée. Une consommation supérieure à la consommation du cas de base (« consommation haute »⁷⁶) conduit à aggraver de 1,6 GW le déficit de capacité dans le cadre de la troisième variante ; l'hypothèse de « consommation basse »⁷⁷ permet, au contraire, de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement, avec une marge capacitaire estimée à 3,7 GW en fin de période.

1.2.1.3 Un déficit substantiel de capacités thermiques à plus long terme dans l'hypothèse d'une moindre production nucléaire

En plus de ses projections à cinq ans, RTE modélise dans son bilan 2017 plusieurs scénarios de plus long terme, couvrant la période 2025-2035. Parmi ces scénarios, celui dit « Ohm » analyse en particulier les conséquences à horizon 2025 d'un strict respect de l'objectif de plafonnement à 50 % de la production nucléaire. RTE conclut que, même en maintenant en service les centrales charbon et en retenant un développement très soutenu des énergies renouvelables⁷⁸, atteindre cet objectif impliquerait de doubler la production thermique par rapport à 2017, nécessitant le déploiement massif de nouvelles centrales dans des délais très contraints. Il conviendrait ainsi de construire 9 GW de cycles combinés au gaz, et 3 GW de moyens de pointe supplémentaires fournis par des turbines à combustion ou des effacements de consommation⁷⁹.

RTE souligne les fortes contraintes opérationnelles de cette trajectoire alors que les premiers moyens de production devraient être mis en service dès 2022 : RTE indique en effet que *« ce préavis semble tenable pour des turbines à combustion ou des capacités d'effacement si elles sont décidées maintenant, mais bien trop court pour des cycles combinés au gaz »*. Indépendamment de l'enjeu de sécurité d'approvisionnement, RTE émet les mêmes réserves de faisabilité de la réduction à 50 % de la part du nucléaire, ce qui impliquerait la fermeture de 24 réacteurs d'ici 2025, en plus de ceux de Fessenheim, soit 22 GW de capacité, dont plusieurs avant 40 ans de fonctionnement.

Sous l'hypothèse de la réalisation de l'objectif de 50 % en 2025, la fragilisation du système électrique implique donc le développement d'une offre thermique considérable dans des délais peu réalistes, ce qui, au plan technique, rend difficilement crédible la fermeture des centrales à charbon à horizon 2022. En outre, l'atteinte de l'objectif en 2025 conduirait à une augmentation importante – de l'ordre du doublement – des émissions de CO₂ du système électrique français par rapport à 2017⁸⁰, conséquence du développement de nouvelles centrales au gaz et du maintien des centrales au charbon existantes.

En complément du scénario « Ohm », précité, RTE modélise dans son bilan prévisionnel 2017 des scénarios à encore plus long terme, permettant d'évaluer la sécurité d'approvisionnement électrique entre 2030 et 2035. Sans entrer dans le détail des modélisations

⁷⁶ Hypothèse de base retenue dans la majorité des scénarios de RTE, à moyen et long terme, conduisant à une consommation de 480 TWh en 2035 contre 476 TWh en 2016.

⁷⁷ Hypothèse conduisant à une consommation de 395 TWh en 2035.

⁷⁸ Hypothèse « rythme PPE haut ».

⁷⁹ La production thermique représenterait 16 % du mix électrique dans ce scénario à horizon 2025 contre 35 % pour les ENR, et, par construction, 50 % pour le nucléaire.

⁸⁰ Les émissions atteindraient 42 MtCO₂

et des analyses de sensibilité réalisées, certains enseignements intéressants peuvent être tirés de ces travaux. Dans le cadre du scénario « Ampère », qui retient une trajectoire très ambitieuse de développement des énergies renouvelables⁸¹, il est fait l'hypothèse de fermeture des centrales nucléaires à l'échéance des 40 ans, mais de manière non systématique : l'arrêt de l'exploitation des centrales nucléaires s'effectue après 40 ans de fonctionnement seulement si le développement des énergies renouvelables est suffisant pour permettre un même niveau de production d'électricité sur l'année.

Sous cette contrainte, l'objectif des 50 % peut être atteint à partir de 2030 et la fermeture des centrales à charbon est envisageable à horizon 2022. Il est même possible, sous ces mêmes conditions, de ne pas installer de nouvelles capacités thermiques sur la période. Néanmoins, RTE indique que cette conclusion repose sur un jeu d'hypothèses favorables et dont la concomitance est loin d'être assurée.

Sur ces horizons temporels, la sensibilité des résultats aux hypothèses d'entrée peut être forte, y compris à des variables moins structurantes à court ou moyen termes. À titre d'exemple, en retenant une trajectoire de développement des énergies renouvelables soutenue mais légèrement moins ambitieuse⁸², la possibilité de réduire la production nucléaire à hauteur de 50 % est reportée à 2035, soit un décalage de cinq années, sauf à déployer, en nombre significatif, de nouvelles centrales thermiques (scénario « Herz »)⁸³.

Enfin, le déclassement automatique des centrales thermiques atteignant 40 ans (scénario « Watt »), fait naître d'importantes difficultés en matière de sécurité d'approvisionnement, et ce, sans pour autant permettre d'atteindre l'objectif de plafonnement du nucléaire à hauteur 50 % à horizon 2025. Même en retenant la trajectoire la plus ambitieuse de développement des énergies renouvelables⁸⁴, la diminution de la production nucléaire devrait être compensée par l'installation massive de centrales thermiques, tout particulièrement pour remédier aux difficultés anticipées sur la période 2025-2030. Dans ce scénario hypothétique, le nucléaire ne représenterait plus que 10 % du mix électrique en 2035, contre 70 % pour les énergies renouvelables, et presque 20 % pour les centrales thermiques fossile⁸⁵.

1.2.2 L'atténuation des risques liés à la sortie du charbon issue de la décision de 2019 visant à reporter à 2035 le plafonnement du nucléaire

1.2.2.1 Une analyse des risques d'approvisionnement à moyen terme sensiblement modifiée par la loi énergie-climat de 2019

Peu de temps après l'annonce du plan climat de juillet 2017, plusieurs déclarations officielles ont mis en doute la faisabilité de la trajectoire de réduction du nucléaire résultant de la loi pour la croissance verte de 2015. Le 7 novembre 2017, le ministre de la Transition

⁸¹ Hypothèse « rythme PPE 1 haut ».

⁸² Hypothèse « rythme PPE 1 ».

⁸³ Sur la période 2020 à 2025, le scénario prévoit la mise en service d'un nouveau cycle combiné au gaz, de 3,5 GW d'effacements supplémentaires et d'environ 6,5 GW de turbines à combustion (soit 33 unités de 200 MW).

⁸⁴ Hypothèse « rythme PPE 1 haut ».

⁸⁵ Plus de 20 GW de capacités supplémentaires devraient être installées à horizon 2035, dont 11 GW de turbines à combustion, portant la capacité totale installée en fin de période, toutes formes confondues, à 34 GW.

écologique et solidaire déclarait, en substance, que l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % d'ici 2025 ne paraissait pas réaliste, compte tenu des risques qu'une fermeture accélérée de réacteurs ferait peser sur la sécurité d'approvisionnement électrique. Il précisait que l'atteinte de cet objectif se ferait au détriment des objectifs climatiques de la France, et nécessiterait en particulier de maintenir en service les centrales à charbon, comme le mettaient en évidence les analyses de RTE dans son bilan prévisionnel 2017.

Le bilan prévisionnel 2018 de RTE, publié en novembre, quelques mois avant la présentation du projet de PPE 2, traduit cette inflexion. Il intègre ainsi l'assouplissement de la contrainte sur le nucléaire, et retient comme hypothèses de travail les scénarios « Ampère » et « Volt » du bilan prévisionnel 2017, lesquels admettent la prolongation des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans et n'anticipent pas de fermetures massives avant 2030. À l'inverse, le scénario « Watt », plus conforme à l'objectif initial de réduction rapide du parc nucléaire, est écarté.

Au niveau politique, cette évolution ne sera formellement consacrée qu'en 2019 : la PPE 2 et la loi énergie-climat modifient sensiblement les objectifs de diminution de la part du nucléaire dans le mix électrique, en reportant à 2035 l'objectif de plafonnement à 50 %⁸⁶. Cette nouvelle trajectoire est censée se traduire, aux termes de la PPE 2, par les fermetures de quatorze réacteurs à cette échéance, dont celle de la centrale de Fessenheim prévue en 2020⁸⁷. Le bilan prévisionnel 2019 de RTE⁸⁸, publié en novembre 2019, porte sur la période 2020-2025 et intègre pleinement ce changement d'orientation. Dans ce contexte, les projections de moyen terme par RTE dans son scénario de base retiennent l'hypothèse d'une baisse d'au moins 5 GW des capacités de production nucléaires et thermiques à horizon cinq ans : 1,8 GW du fait de l'arrêt des deux réacteurs nucléaires de Fessenheim (juin 2020), et 3 GW en raison de la fermeture des centrales au charbon à horizon 2022.

1.2.2.2 La persistance de certains risques pour la sécurité d'approvisionnement en cas de sortie du charbon en 2022 aux termes des analyses de 2019

Le report de l'objectif de réduction de la part du nucléaire a permis d'atténuer la contrainte sur le système électrique, sans dissiper totalement les risques pour la sécurité d'approvisionnement. Les analyses prospectives de RTE soulignent la persistance de fragilités sur la période 2022-2023. Ces risques, déjà identifiés dans le bilan prévisionnel 2018, sont confirmés par l'analyse complémentaire d'avril 2019⁸⁹ et le bilan prévisionnel 2019, qui adoptent une approche plus prudente quant à la disponibilité effective du parc nucléaire.

Jusqu'à l'hiver 2021-2022, les fermetures de la centrale nucléaire de Fessenheim et de toutes les centrales au charbon (hors Cordemais) s'avèrent compatibles avec le critère réglementaire dans la plupart des cas étudiés. En revanche, le bilan prévisionnel 2019 anticipe une dégradation sensible à compter de l'hiver 2022-2023 : le critère national n'est plus respecté dans la majorité des scénarios en cas de mise à l'arrêt définitive de toutes les centrales à

⁸⁶ Le report de l'objectif conduit à modifier l'article L. 100-4 du code de l'énergie.

⁸⁷ La PPE 2 précise également le principe général de fermeture retenu, à savoir à l'échéance de la cinquième visite décennale d'un réacteur, et sans entraîner la fermeture complète de tous les réacteurs d'un même site.

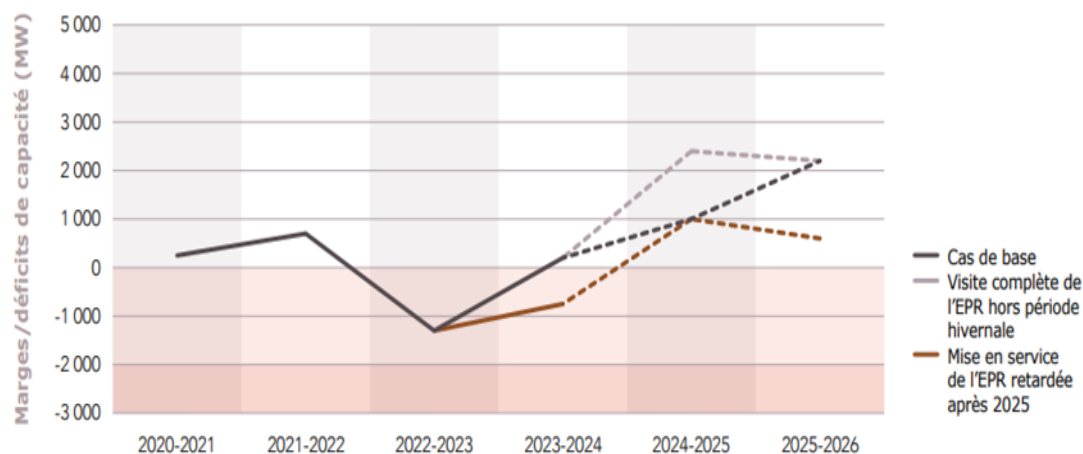
⁸⁸ RTE, [Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – édition 2019](#).

⁸⁹ RTE, [« Analyses complémentaires sur l'équilibre offre demande d'électricité en France sur la période 2019-2023 », 3 avril 2019](#) ; les analyses ont été réalisées à la demande du ministre en charge de l'Énergie à la suite de la publication du rapport prévisionnel de 2018 qui mettait en évidence des risques de tension.

charbon. La situation s'améliore ensuite progressivement, en raison de la stabilisation anticipée du parc thermique et grâce au développement des énergies renouvelables.

Tout comme dans les travaux de 2017, les hypothèses relatives à la production nucléaire restent déterminantes dans la modélisation, et présentent une forte incertitude ; qu'il s'agisse de la disponibilité effective du parc, susceptible d'être affectée par un calendrier des visites décennales particulièrement chargé à partir de la fin 2021, ou de la mise en service de l'EPR de Flamanville, dont il était devenu certain, en 2019, qu'elle n'interviendrait pas avant 2023⁹⁰. En cas de mise en service à cette date, les marges du système électrique sont quasi nulles sur l'hiver 2023-2024 et ne deviennent nettement positives qu'à compter de l'hiver 2024-2025 ; un retard supplémentaire de plusieurs années sur le démarrage de l'EPR conduirait à allonger d'autant cette période de vigilance, avec des marges encore plus négatives pour l'hiver 2023-2024.

Graphique n° 7 : Marge ou déficit de capacité du système électrique évalués en 2019



Source : Bilan prévisionnel de l'équilibre-offre-demande d'électricité en France – Edition 2019 – RTE

Compte tenu du résultat de ces simulations et sauf à accepter un risque plus élevé que celui fixé réglementairement, RTE estime nécessaire de prendre des mesures d'ajustement pour maintenir un bon niveau de sécurité d'approvisionnement sur la période jugée critique. Trois leviers d'action sont identifiés dans son rapport d'analyse complémentaire d'avril 2019, et font l'objet d'une analyse spécifique dans le bilan prévisionnel de 2019⁹¹. Outre certaines actions de maîtrise de la consommation électrique, RTE suggère d'optimiser le calendrier des arrêts des réacteurs nucléaires dans le cadre des visites décennales prévues entre 2021 et 2023, de manière à limiter l'indisponibilité en hiver. Il est enfin recommandé de maintenir la disponibilité les deux tranches de Cordemais au-delà de 2022, ou de les convertir à la biomasse. Chacun de ces leviers permettrait de réduire la contrainte à la pointe d'environ 1 à 2 GW.

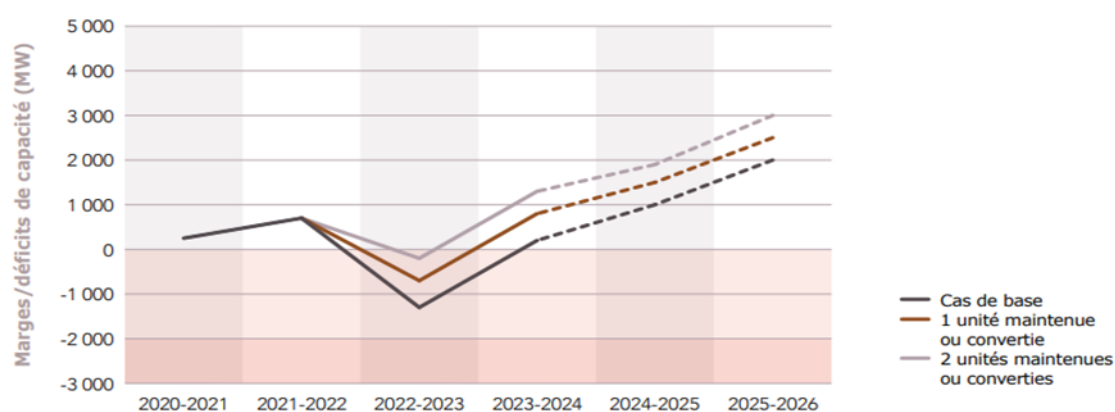
⁹⁰ La mise en service de l'EPR ne contribue à la sécurité d'approvisionnement dans le cas de base qu'à compter de l'hiver 2023-2024.

⁹¹ En mai 2018, dans le cadre de la préparation de la PPE 2, le ministre de la Transition écologique a demandé à RTE une étude sur la sécurité d'approvisionnement en électricité, incluant la fermeture des centrales à charbon d'ici 2022. Une première analyse a été rendue en juillet 2018, puis approfondie dans le Bilan prévisionnel 2018. À la demande du ministre, des analyses complémentaires sur des scénarios dégradés ont été remises en avril 2019. Le Bilan prévisionnel 2019, publié ensuite, effectue une analyse approfondie des leviers mobilisables.

Dans ce contexte, le maintien en fonctionnement de la centrale de Cordemais au-delà de 2022 permettrait de réduire les défaillances du système électrique au niveau national tout en répondant à un enjeu d'approvisionnement local. L'analyse régionale de l'équilibre offre-demande a généralement peu de sens car l'intégration des réseaux électriques permettent de gérer cet équilibre à l'échelle nationale, voire européenne. Le maintien de la tension sur le réseau électrique, facilité par la présence de moyens de production, peut toutefois nécessiter une vigilance spécifique dans des zones présentant une forte consommation et peu dotées en moyens. Le bilan prévisionnel de 2019 de RTE indiquait qu'en France seule la zone du Grand Ouest, qui couvre le quart nord-ouest de la France, était encore concernée par une telle problématique⁹².

La sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne et du Grand-Ouest est tributaire d'un ensemble de leviers, dont la mise en service de l'EPR de Flamanville, mais aussi le démarrage de la centrale à cycle combiné à gaz de Landivisiau ou le raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire. Dans l'attente de la mise en service de l'EPR de Flamanville, le maintien en service de Cordemais au-delà de 2022 apporterait, selon RTE, des garanties de sécurisation significatives, à l'échelle nationale, mais aussi au niveau local⁹³.

Graphique n° 8 : Évolution des marges dans un scénario avec maintien ou conversion à la biomasse des unités de Cordemais



Source : Bilan prévisionnel de l'équilibre-offre-demande d'électricité en France – Edition 2019 – RTE

⁹² Cette situation a été décrite en détail dans des publications de RTE relatives à la sécurité d'approvisionnement : Bilan prévisionnel 2018 - volet Pays de la Loire et rapport d'analyses complémentaires d'avril 2019.

⁹³ RTE insiste également sur l'importance de maintenir en activité les centrales à combustion (TAC) alimentée au fioul dans la région Bretagne. L'analyse spécifique à la Bretagne du Bilan prévisionnel de 2018 de RTE a souligné qu'un éventuel déclassement des TAC bretonnes (Brennilis et Dirinon), un temps envisagé, ne pourrait être que postérieur à la mise en service de la centrale à cycle combiné de Landivisiau et de l'EPR de Flamanville. Avant ces mises en service, des risques existent sur le maintien du plan de tension dans la région du Grand Ouest.

1.2.3 L'absence de contrindication majeure à la fermeture des centrales à charbon en 2024, malgré un potentiel déficit de capacités de pointe à partir de 2030

1.2.3.1 Un déficit capacitaire depuis 2020 susceptible d'être résorbé d'ici à 2027, même avec fermeture des centrales à charbon

Dans son bilan prévisionnel 2023-2035⁹⁴, publié en juillet 2024, RTE analyse le risque d'approvisionnement électrique à court terme, mais il actualise aussi les Futurs énergétiques 2050⁹⁵ sur la période 2023-2035, laquelle correspond à la première partie de la trajectoire de transformation du système énergétique français devant aboutir à la neutralité carbone.

RTE constate que le critère de sécurité n'est pas respecté en 2024 et que le risque sur la sécurité d'approvisionnement a augmenté significativement depuis quinze ans. Cette dégradation s'explique par la fermeture progressive des installations thermiques, déjà décrite dans le bilan 2017, mais aussi par la réduction de la disponibilité effective des centrales nucléaires, phénomène qui s'est accentué à partir de 2021. Cette moindre disponibilité est en partie imputable à des causes conjoncturelles, comme la corrosion sous contrainte ou la désorganisation des plannings de maintenance pendant la crise sanitaire, mais elle s'explique aussi, de manière plus structurelle, par la montée en charge des travaux du grand carénage⁹⁶. La fermeture de la centrale de Fessenheim, non encore « compensée » par la mise en service de l'EPR de Flamanville, a ajouté à cette tendance mais n'en constitue pas le déterminant principal.

Il en résulte que le critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement n'est plus satisfait depuis 2020. La marge capacitaire était ainsi déficitaire d'environ 3 GW en 2021, et s'est encore détériorée pour s'établir à presque 6 GW en 2023. Les simulations réalisées en 2019 prédisaient déjà une période de vigilance entre 2020 et 2025, et une phase particulièrement critique à partir de 2022. La détérioration de la disponibilité des réacteurs nucléaires, qui est le facteur explicatif prépondérant de cette évolution, s'est révélée plus prononcée que ce que prévoyaient les scénarios les plus pessimistes dans les modélisations de 2017 et de 2019.

RTE estime pour autant que la période la plus critique est passée et que le risque de déséquilibre devrait progressivement se résorber pour se rapprocher du critère réglementaire dans les prochaines années. Cette amélioration serait essentiellement permise par la hausse anticipée de la disponibilité du nucléaire, et dans une moindre mesure par le développement des énergies renouvelables. Le niveau de risque dépendra aussi de l'évolution de la consommation d'électricité, en nette baisse depuis l'automne 2022. Même si la dynamique haussière de la consommation peut paraître inéluctable à moyen terme, en raison de l'électrification associée à l'essor des pompes à chaleur, de la mobilité électrique, mais aussi à l'électrification des procédés industriels, l'ampleur et le moment exacts de cette inflexion sont encore incertains. À court terme et à la lumière de ces éléments, RTE n'exprime plus de contrindication forte à ce que les dernières centrales à charbon soient fermées à horizon 2027.

⁹⁴ RTE, [Bilan prévisionnel 2023-2035 - principaux résultats, juillet 2024](#).

⁹⁵ RTE, [Futurs énergétiques 2050 - rapport complet, octobre 2021](#).

⁹⁶ Voir pour plus de détails Cour des comptes, « *La maintenance des centrales nucléaires* », 2025 (à paraître).

1.2.3.2 Un éventuel besoin de capacités thermiques supplémentaires après 2030

L'intensification de l'électrification des usages devrait donc entraîner une hausse structurelle de la demande ainsi qu'une augmentation des pointes hivernales à moyen terme. Dans les projections de 2024 de son bilan prévisionnel 2023-2035, RTE examine un scénario de référence qui retient notamment l'hypothèse d'une forte accélération de l'électrification par rapport à la tendance actuelle⁹⁷, en ligne avec les objectifs publics ambitieux fixés en matière de décarbonation et d'électrification⁹⁸. Dans ce scénario de référence, RTE conclut à un déficit de capacité électrique à partir de 2030.

Pour répondre à cet enjeu de sécurité d'approvisionnement, RTE juge prioritaire d'augmenter la flexibilité de la demande (ex : recharge des voitures électriques et production d'hydrogène) et de déployer de nouvelles batteries⁹⁹, solutions qui permettent de lisser la courbe de consommation. Les mesures de flexibilité de la demande associées à ce scénario de référence¹⁰⁰ contribueraient significativement à couvrir la demande à la pointe, mais ne suffiraient pas, à elles seules, à faire face à certains épisodes de déséquilibre prolongés. Les simulations concluent ainsi à un besoin additionnel d'environ 5 GW à horizon 2030 dans le cadre du scénario de référence intégrant l'effet des mesures de flexibilité¹⁰¹. Sans ces dernières, le besoin capacitaire se monterait à 10 GW.

Les analyses de RTE montrent toutefois qu'en retenant des hypothèses plus favorables – mais plausibles – que celles du scénario de référence sur certains paramètres sensibles, des scénarios exempts de déficit capacitaire sont envisageables. S'agissant des déterminants de la demande, l'hypothèse d'une sobriété nettement plus prononcée que celle modélisée dans le scénario de référence¹⁰² permettrait de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. C'est aussi presque le cas dans l'hypothèse où la performance en matière d'efficacité énergétique serait moindre que dans le scénario de référence mais où l'électrification des usages accuserait beaucoup de retard¹⁰³. En ce qui concerne l'offre, ce besoin additionnel serait également couvert sous l'hypothèse d'une meilleure disponibilité du parc nucléaire, de l'ordre de 55 GW en période hivernale.

Dans son scénario de référence, RTE explique que le déficit capacitaire de 5 GW pourrait être couvert par différents « bouquets » de flexibilité, qui combinent, dans la plupart des exemples présentés, des capacités thermiques supplémentaire (3 GW à 5 GW¹⁰⁴) et d'autres solutions comme l'installation de batteries ou de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). RTE propose notamment un « bouquet » de référence reposant sur l'ajout de 6 GW de batteries par rapport au scénario de référence et une augmentation de capacité thermique de

⁹⁷ La consommation électrique à horizon 2030 atteindrait 535 TWh dans le scénario de référence.

⁹⁸ Il ne s'agit donc pas nécessairement d'un scénario central au sens probabiliste mais d'un scénario prospectif construit sur le principe de l'atteinte des objectifs publics.

⁹⁹ Dans le scénario de référence, il est fait l'hypothèse de base d'une puissance installée de 1 GW à horizon 2030.

¹⁰⁰ 6,5 GW d'effacements et modulations de consommation, 70 % des recharges de véhicules électriques « pilotées » et 70 % des électrolyseurs effaçables à la pointe.

¹⁰¹ On note en outre que développement des renouvelables est loin de compenser la hausse de la demande dans ce scénario, et que même en combinant toutes les trajectoires les plus hautes sur l'éolien, le solaire et l'hydraulique, le besoin ne baisse que de 1 GW par rapport au scénario de référence.

¹⁰² Scénario « A- bas ».

¹⁰³ Cinq ans de retard par rapport aux objectifs publics dans ce scénario « B – bas ».

¹⁰⁴ Le scénario de référence intègre la fermeture de certains moyens thermiques, tels que les dernières centrales au charbon, certaines turbines à combustion construites dans les années 1980 ou des centrales de cogénérations en fin de vie ou sortant du régime d'obligation d'achat.

3 GW. Au plan technique, différentes options permettraient d'obtenir un surcroît de capacités thermique de 3 GW. RTE cite le maintien ou la conversion verte de certaines unités dont la fermeture est aujourd'hui décidée ou en passe de l'être (dernières centrales à charbon, turbines à combustion et cogénérations les plus anciennes...), ou la construction de nouvelles unités utilisant d'emblée un combustible décarboné. Si le risque identifié à horizon 2030 ne justifie pas de revenir sur la décision de « sortie » du charbon, les conditions de fermeture des centrales doivent intégrer l'enjeu de sécurité d'approvisionnement (cf. 2.2.4).

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

La mise à l'arrêt des centrales à charbon s'inscrivait dans une stratégie de lutte contre le changement climatique. Énoncé pour la première fois dans la PPE 1, l'objectif de « sortie » a été précisé par le Plan Climat de 2017 – qui a fixé l'échéance de 2022 – avant d'être juridiquement entériné par la loi Énergie-Climat de 2019. Cette orientation devait accélérer et conclure un déclin de ces installations déjà bien amorcé, résultant d'une perte progressive de compétitivité nettement observable à partir des années 2010.

Pour concrétiser cette ambition, l'État a privilégié une approche indirecte, moins risquée juridiquement, consistant à contraindre l'utilisation de ces unités plutôt qu'à retirer leur autorisation d'exploitation. Décidé en 2019, le plafonnement de leur durée annuelle de fonctionnement – correspondant à environ 700 heures à partir de 2022 – visait à obérer leur rentabilité et provoquer leur fermeture. Si un tel calibrage peut sembler pertinent, l'impact réel de la mesure est à relativiser. Certains travaux préparatoires présentaient ce plafond comme très contraignant par rapport à une référence de 3 000 heures par an, qui était pourtant déjà caduque en 2019. Les analyses contemporaines de RTE anticipaient par ailleurs une baisse continue et naturelle de l'activité de ces installations, circonscrite à la « pointe » hivernale, suggérant que ces limitations réglementaires affecteraient peu l'exploitation de ces unités.

L'annonce de 2017 apparaît surtout critiquable en raison des risques qu'elle faisait peser sur la sécurité d'approvisionnement. Dès cette époque, RTE identifiait que la fermeture des centrales à charbon à l'horizon 2022 compromettrait le respect du critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement, dans un contexte où l'État était parallèlement tenu, conformément aux objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015, de ramener à 50 % d'ici à 2025 la part du nucléaire dans le mix électrique. Le Gouvernement laissait d'ailleurs entendre à partir de l'automne 2017 qu'il faudrait revoir cette échéance pour éviter la construction de nouvelles centrales thermiques et le maintien d'unités au charbon, au risque de contredire l'objectif climatique initial. L'enjeu de sécurité d'approvisionnement lié à la sortie du charbon aurait dû être mieux explicité dès l'annonce de 2017, qui appelait également une clarification et une mise en cohérence de la stratégie de l'État.

Le report du plafonnement du nucléaire à 2035, arrêté officiellement en 2019, a permis de desserrer la contrainte sur le système électrique, mais des risques non négligeables subsistaient. Quoique l'État se soit saisi de la problématique, notamment à la suite du rapport prévisionnel de RTE de 2018, les mesures envisagées ou mises en œuvre n'ont pas permis de garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, systématiquement mis en défaut à partir de 2020. Les difficultés ont été exacerbées par la crise énergétique de 2021-2022, qui a donné lieu à une succession de décisions dont la cohérence peut être interrogée. En 18 mois, trois modifications réglementaires ont progressivement assoupli les restrictions sur les centrales à charbon, repoussant leur fermeture à 2027. La réactivation de la centrale de Saint-

Avold en 2022, seulement quelques mois après sa fermeture, illustre également cette gestion évolutive, sinon chaotique. Néanmoins, ces décisions, toujours fondées sur des analyses techniques réalisées avec l'appui de RTE, répondaient à une situation exceptionnelle, traduisant plutôt le pragmatisme de l'État dans un contexte particulièrement tendu et incertain.

Dans la période post-crise, le déficit capacitaire devrait se résorber relativement rapidement, en partie grâce à la meilleure disponibilité du parc nucléaire et à la montée en puissance des énergies renouvelables. Bien que RTE identifie un besoin potentiel de capacités thermiques supplémentaires à horizon 2030, cette situation ne représente pas un obstacle majeur à la fermeture des centrales à charbon en 2027.

2 DES PROJETS DE CONVERSION BAS-CARBONE EN BUTTE À L'ABSENCE DE RENTABILITE

Hors situation de crise énergétique, l'exploitation des centrales à charbon apparaît structurellement déficitaire. Parmi les quatre centrales au charbon actives en 2019, seul le sort de Saint-Avold demeure ouvert (conversion partielle au biogaz envisagée). Les autres unités ne seront pas converties : en particulier, la piste de conversion à la biomasse de Cordemais a finalement été abandonnée en 2024, faute de viabilité économique. La conversion à la biomasse d'une première tranche à Gardanne en 2013 bénéficie d'un soutien public considérable, récemment rehaussé et particulièrement contestable. L'État doit clarifier sa position sur Saint-Avold et définir, plus largement, une stratégie cohérente pour le parc thermique national afin de prévenir le risque de déficit capacitaire à l'horizon 2030.

2.1 Les centrales à charbon : un avenir dans tous les cas compromis faute de rentabilité

2.1.1 Un recours aux centrales à charbon qui reste très limité dans des conditions normales de marché

2.1.1.1 Une hausse du prix de l'électricité durant la crise temporairement favorable à la production des centrales à charbon

Comme expliqué en 1.1.1, la diminution structurelle du nombre de tranches au charbon ces dernières décennies s'est doublée d'une baisse progressive de la durée de fonctionnement des capacités installées, tendance qui s'est accélérée à partir de 2019. Ainsi, l'activité des deux centrales restant en activité a été extrêmement faible sur les exercices 2023 et 2024, n'excédant pas quelques centaines d'heures par an pour chaque unité en équivalent pleine puissance.

Tableau n° 2 : Nombre d'heures de fonctionnement (équivalent pleine puissance)

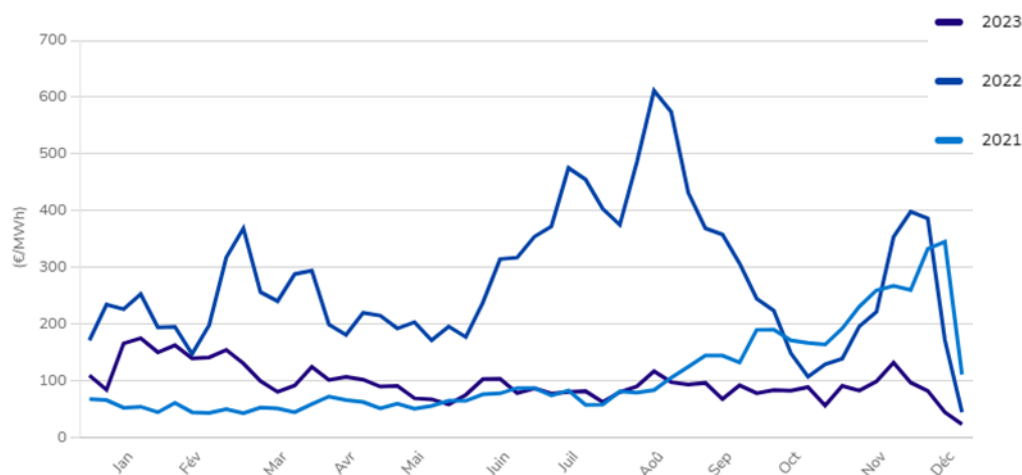
<i>Année</i>	Cordemais	Saint-Avold	Le Havre	Gardanne
2020	591	140	781	0
2021	2208	1014	821	0
2022	1427	1662	0	0
2023	249	623	0	0
2024	208	545	0	0
Total	4683	3984	1602	0

Source : RTE

Ces centrales ont renoué – temporairement – avec des durées de fonctionnement plus significatives sur les exercices 2021 et 2022, marqués par la hausse spectaculaire des prix de

l'électricité en raison de la crise énergétique. Alors que le prix « spot » moyen s'établissait à 32,2 €/MWh en 2020, il atteignait 109 €/MWh en 2021 et 276 €/MWh en 2022¹⁰⁵, avant de redescendre à 97 €/MWh en 2023. La crise a donc permis d'élargir la fenêtre d'opportunité économique des centrales à charbon, en augmentant le nombre et la durée des périodes durant lesquelles il devenait rentable de produire grâce à la hausse du prix de l'électricité, et ce, malgré la hausse concomitante du coût des intrants des centrales¹⁰⁶.

Graphique n° 9 : Évolution des prix spot hebdomadaires moyens d'électricité en France



Source : RTE d'après EPEX

Pour autant, même durant la crise, les centrales à charbon sont loin d'avoir fonctionné à leur niveau nominal, affichant 1 500 heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance en 2022, soit environ 2,9 TWh. Ces durées restent nettement inférieures à celles observées dans les années 2000, mais aussi à ce qu'autorisait le relèvement du plafond réglementaire décidé durant la crise. Le rehaussement du plafond n'a toutefois pas été sans effet sur l'activité des centrales. Les trois tranches à charbon ont bien fonctionné, en 2022, au-delà du plafond initial de 700 heures. Sans l'assouplissement décidé en février 2022, elles auraient tourné chacune environ 800 heures de moins sur l'année. La production supplémentaire totale peut être estimée à environ 1,4 TWh en 2022¹⁰⁷. En 2023, dans un contexte de normalisation du prix de l'électricité, ces centrales ont été sollicitées moins de 700 heures. De manière rétrospective, le prolongement de l'assouplissement réglementaire à l'année 2023 s'est donc révélé sans effet réel.

¹⁰⁵ Le pic du prix de l'électricité est parallèle à l'augmentation du prix du gaz, et a atteint son maximum à l'été 2022. Les prix du gaz ont atteint plus de 200 €/MWh au cours de l'été 2022, avec même une pointe à 300 €/MWh (pour livraison à l'hiver 2022-2023) à la fin août 2022, soit une multiplication par 10 à 20 en l'espace d'un an et demi.

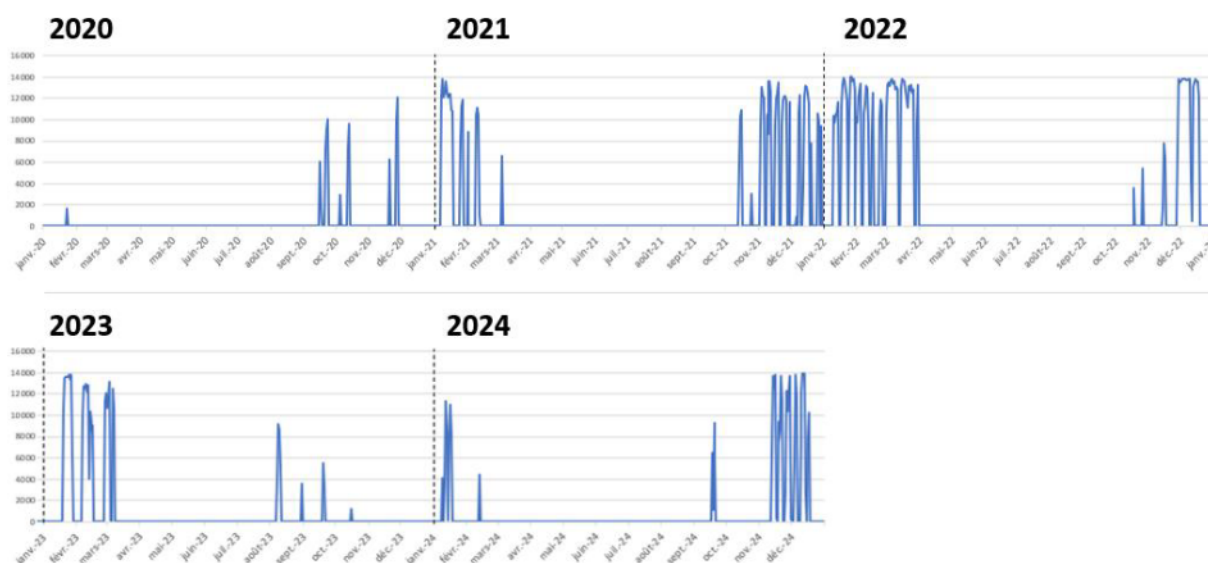
¹⁰⁶ La forte hausse des prix de l'électricité en 2021-2022 a ainsi permis aux centrales charbon de redevenir temporairement compétitives. Ce phénomène peut être analysé à travers le concept de *clean dark spread*, qui mesure la rentabilité de la production charbon en intégrant le coût du combustible et des quotas de CO₂. Un *spread* positif signifie que le prix de l'électricité couvre ces coûts variables, rendant l'exploitation économiquement viable à un instant donné.

¹⁰⁷ En retenant dans le scénario contrefactuel le fonctionnement de Saint-Avold à hauteur de 700 h sur l'année.

2.1.1.2 Une production essentiellement concentrée, pendant la crise, sur l'hiver 2021-2022 malgré des tensions maximales sur le marché à l'été 2022

L'augmentation de la production observée au cours des années 2021 et 2022 s'est principalement concentrée sur l'hiver 2021-2022, et dans une moindre mesure sur le début de l'hiver 2023. Cette crise n'a donc pas remis en cause la « spécialisation » des centrales à charbon, dont le fonctionnement reste essentiellement circonscrit aux périodes de pointe hivernale. Les graphiques ci-après illustrent cette répartition temporelle de leur activité, y compris pendant la crise énergétique, en prenant comme exemple la tranche de Saint-Avold¹⁰⁸.

Graphique n° 10 : Courbe de production quotidienne de la tranche de Saint-Avold (MWh)



Source : RTE

Cette répartition de la production peut sembler paradoxale, dans la mesure où c'est durant l'été 2022, et non en période hivernale, que les tensions les plus fortes ont été observées sur le système électrique français. Au plus fort de la crise énergétique, qui a coïncidé avec le pic observé sur le marché du gaz à l'été 2022, les prix spot de l'électricité sur le marché du gros ont ainsi dépassé 1 000 €/MWh. Ce prix, exceptionnellement élevé, était supérieur au coût marginal de production des unités thermiques les moins compétitives, y compris en tenant compte de l'envolée des prix sur le marché du gaz¹⁰⁹. A la même période et de manière cohérente, les importations d'électricité en France atteignaient un pic, ce qui rend également compte des tensions importantes que connaissait le système électrique français à cette époque. Sur la période de juillet à septembre 2022, le solde mensuel net des flux transfrontaliers s'établissait ainsi à environ 4 TWh.

¹⁰⁸ L'activité des tranches de Cordemais obéit globalement au même schéma.

¹⁰⁹ Cette « anomalie » sur le marché de l'électricité peut être expliquée par la notion de valeur d'usage, qui pousse certains producteurs à différer leur production. Ces producteurs anticipent des opportunités futures plus favorables au plan économique, tout en disposant d'un stock limité pour produire, comme c'est le cas pour les centrales de type STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage).

Ce paradoxe s'explique par l'indisponibilité des centrales à charbon de Cordemais et de Saint-Avold durant l'été 2022. Saint-Avold avait fermé au printemps et n'avait pas encore redémarré, et Cordemais était à l'arrêt pour maintenance. Ces arrêts, habituellement programmés en été — période où ces installations sont en principe peu sollicitées —, ont conduit à une indisponibilité du parc charbon à un moment où, de manière difficilement anticipable, les tensions sur le système électrique atteignaient un pic. Ainsi, bien que les conditions de marché aient pu justifier leur mobilisation, les centrales à charbon se sont trouvées indisponibles à l'été 2022. À l'inverse, la situation à l'hiver 2022-2023, finalement plus favorable qu'attendu, n'a pas nécessité leur concours.

2.1.2 Une exploitation des centrales à charbon structurellement non rentable en dehors des périodes de crise énergétique

2.1.2.1 Un modèle économique dépendant de nombreux paramètres, qui conditionnent la mise en route et l'équilibre économique des centrales

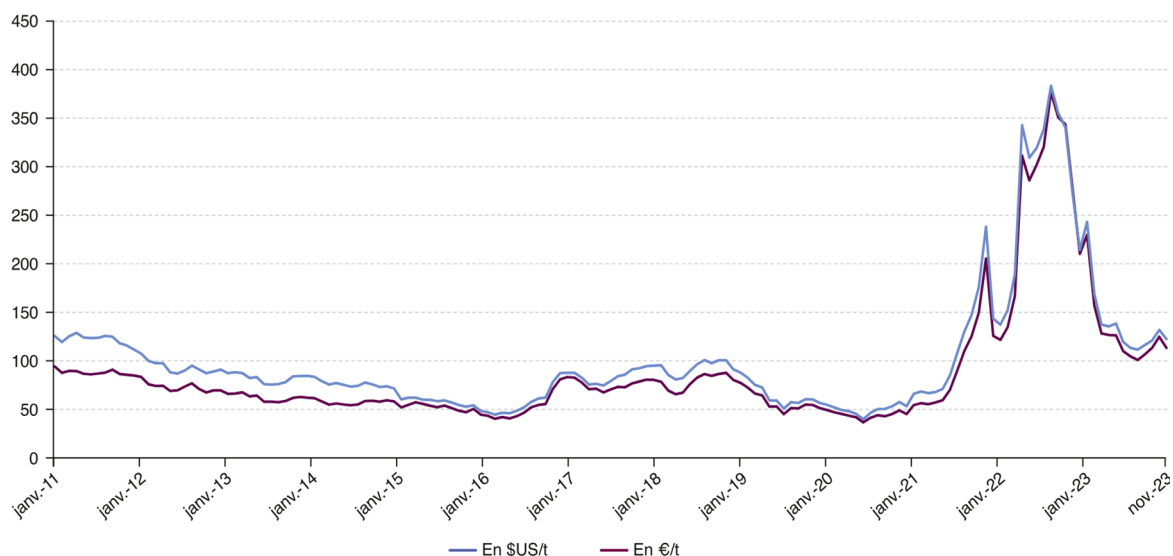
L'équilibre financier d'une centrale à charbon dépend de sa capacité à couvrir ses charges par ses produits, qui proviennent principalement de la vente d'électricité sur les marchés de gros. Les conditions de marché influencent sensiblement la rentabilité des centrales et les conditions rendant leur mise en route économiquement pertinente.

La structure de coûts d'une centrale thermique comprend des charges fixes (personnel, exploitation, maintenance, financement, amortissement) ainsi que des charges variables, principalement liées à l'achat de combustible et de quotas de CO₂¹¹⁰. En plus de ces intrants, doivent être ajoutés aux charges variables les coûts de démarrage, souvent significatifs¹¹¹ et plus élevés après une période prolongée d'inactivité de la centrale. Le prix des intrants est très volatil et peut entraîner une variation importante des coûts d'exploitation d'une centrale. Par exemple, une hausse du prix du CO₂ de 10 à 100 €/t, correspondant à la différence entre les conditions de marché de 2018 et les niveaux atteints durant la crise énergétique, augmente le coût de production d'une centrale à charbon d'environ 90 €/MWh. De même, une augmentation du prix du charbon de 50 à 300 €/t¹¹², en ligne avec la hausse des prix observée entre 2020 et 2022, majore le coût de production d'environ 100 €/MWh.

¹¹⁰ Quotas qui peuvent s'échanger sur le Système d'Échange de Quotas d'Émission (SEQ-ETS).

¹¹¹ Ces coûts peuvent être supérieurs à plusieurs centaines de milliers d'euros par démarrage.

¹¹² Le prix spot a atteint un record de 384 \$/t en juillet 2022.

Graphique n° 11 : Évolution du prix du charbon-vapeur

Source : Ministère de la Transition écologique

Les prix « spot » des produits et des intrants ne peuvent être utilisés pour reconstituer le résultat comptable d'une installation, car les exploitants ont largement recours aux marchés à terme pour vendre leur production et sécuriser leur approvisionnement. Ces contrats permettent d'atténuer l'incertitude sur le montant des charges et produits, et, ce faisant, de disposer d'une meilleure visibilité économique. Des écarts importants peuvent s'observer, à court terme, entre l'analyse de la rentabilité appréciée à partir des prix spot et les résultats comptables des installations, qui intègrent, pour chaque exercice, les gains ou les pertes financières générés par ces mécanismes de couverture. Toutefois, ces écarts doivent en principe se compenser sur longue période¹¹³.

S'il ne permet pas de reconstituer fidèlement les résultats comptables, l'analyse de la rentabilité d'une centrale à partir des prix « spot » n'est pas sans utilité puisqu'elle permet d'apprécier la rentabilité intrinsèque de l'installation dans les conditions de marché observées. Les prix « spot » déterminent en revanche directement l'opportunité de démarrer la centrale. La mise en route ne se justifie économiquement que lorsque le prix « spot » de l'électricité permet de couvrir les coûts variables, dont ceux des intrants évalués à leur coût de remplacement au moment de la production.

En complément des produits générés par la vente d'électricité, la centrale peut aussi percevoir des revenus grâce aux services qu'elle fournit au réseau électrique, notamment via le mécanisme de capacité. Ce dispositif, actuellement en cours de refonte, rémunère la disponibilité des capacités de production, qu'elles soient mobilisées ou non, afin de prévenir les risques de déséquilibre. En offrant une source de revenus complémentaire aux exploitants, ce dispositif est censé contribuer à préserver les infrastructures existantes, voire à inciter à la construction de nouvelles capacités si nécessaire (voir Annexe n° 4).

¹¹³ On note que vendre à terme n'implique pas nécessairement de produire : si le coût marginal, fondé sur les prix « spot », dépasse le prix de marché au moment de livrer, l'exploitant pourra préférer acheter l'électricité pour honorer ses engagements plutôt que de la produire lui-même.

2.1.2.2 Une exploitation déficitaire hors périodes de crise

Les éléments financiers transmis par EDF et GazelEnergie, ainsi que certaines données fournies par la CRE et par RTE, tendent à montrer que l'exploitation des centrales à charbon est structurellement déficitaire. Entre 2020 et 2024 et hormis durant la crise, l'analyse des résultats rétrospectifs¹¹⁴ révèle ainsi des déficits d'exploitation systématiques et généralement substantiels. Par exception, sur les exercices 2021 et 2022, l'augmentation des prix de l'électricité a très nettement compensé l'augmentation des charges variables (charbon, CO₂), et a permis aux centrales de dégager des excédents d'exploitation.

Cette analyse rétrospective fait apparaître des déficits d'exploitation hors période de crise malgré l'inclusion des revenus issus du mécanisme de capacité, qui s'élèvent en moyenne à environ 30 k€/MW/an sur la période 2020-2024 pour les deux exploitants. Bien que non négligeable, cette rémunération complémentaire reste insuffisante pour permettre à ces installations d'atteindre l'équilibre économique.

2.1.2.3 Des déterminants économiques conduisant à une rentabilité hautement incertaine à moyen terme

L'analyse rétrospective de la situation économique des centrales à charbon peut être complétée par une approche prospective. Celle-ci peut notamment s'appuyer sur les prévisions macroéconomiques à moyen terme des principaux déterminants de l'équilibre financier de ces installations, tels que les prix de l'électricité, du charbon et du CO₂.

Sous l'hypothèse d'un fonctionnement de 700 h/an, correspondant au plafond applicable à partir de 2025, le coût moyen de production lié aux seules charges fixes des centrales à charbon apparaît supérieur à 150 €/MWh selon l'analyse de la Cour. Pour mémoire, cette durée de fonctionnement est nettement supérieure à l'activité observée depuis 2019, sauf pour les exercices 2021 et 2022 marqués par la crise énergétique. Si l'hypothèse de fonctionnement était réduite de moitié, soit une durée de 350 h/an, qui reste supérieure à l'activité observée en 2023 et 2024, ce coût doublerait mécaniquement pour atteindre 350 €/MWh.

L'analyse des coûts fixes doit être complétée par celle des coûts variables, l'achat des quotas de CO₂ étant l'une des principales charges proportionnelles. Les niveaux atteints lors de la crise récente constituent une référence plus pertinente pour estimer les prix du CO₂ à moyen terme que les cours très bas observés sur la plus grande partie des années 2010. Après avoir atteint 100 €/t durant la crise et chuté sous 55 €/t en 2024, le prix du CO₂ s'établissait à environ 80 €/t en février 2025. RTE anticipe, dans son bilan prévisionnel 2023-2035, une tendance haussière à moyen terme sur le marché du carbone, avec une projection à 120 €/t à l'horizon 2030 (voir Annexe n° 5 pour le détail des projections de RTE). En retenant par exemple 80 €/t comme prix de référence, la part carbone dans le coût de production de l'électricité peut être estimée à environ 80 €/MWh.

¹¹⁴ Il s'agit d'une analyse de rentabilité fondée sur les prix *spot* l'électricité et des intrants.

Graphique n° 12 : Évolution du prix du CO₂ sur le marché ETS-UE

Source : Ministère de la Transition écologique

Le combustible constitue l'autre poste principal dans la structure de coûts variables d'une centrale à charbon. Pour un coût d'approvisionnement de 75 €/t – nettement inférieur aux moyennes des cinq dernières années et correspondant à la borne basse des prévisions de RTE à l'horizon 2020 –, la part « combustible » représenterait environ 30 €/MWh. Il convient enfin d'intégrer les charges liées aux phases de démarrage. Même avec un nombre limité d'heures de fonctionnement, les deux tranches de Cordemais sont, à titre d'exemple, couplées au moins une dizaine de fois par an, générant un coût minimal de 2,5 M€, soit environ 3 €/MWh pour 700 heures de fonctionnement¹¹⁵.

Sous ces différentes hypothèses, qui se veulent cohérentes avec les projections de RTE à moyen terme, le coût marginal de production des centrales à charbon atteint un niveau élevé, estimé à environ 113 €/MWh.

L'estimation de la durée de fonctionnement future de ces centrales dépend aussi et surtout de l'évolution du prix de l'électricité¹¹⁶. RTE anticipe à moyen terme une volatilité importante sur le marché, fortement corrélée aux variations des prix des combustibles, notamment du gaz, au moins jusqu'à 2035. Selon ces prévisions, le prix moyen annuel de l'électricité pourrait se situer entre 40 €/MWh et 180 €/MWh d'ici 2030, avec un scénario central autour de 90 €/MWh.

Dans ce contexte, les centrales à charbon ne pourraient fonctionner que quelques centaines d'heures par an, comme anticipé par RTE dans la majorité de ses scénarios. L'année 2023 illustre cette contrainte : avec un prix moyen de 97 €/MWh et une volatilité modérée, ces centrales n'ont pas dépassé 250 h de fonctionnement. Même si les centrales fonctionnaient davantage, le prix de vente de l'électricité devrait être suffisamment élevé pour couvrir leurs coûts fixes. Si elles atteignaient la limite de 700 h, le coût complet de production dépasserait 263 €/MWh. Pour atteindre l'équilibre financier avec 350 h de fonctionnement, le prix de vente

¹¹⁵ En 2023, année où, pour ces tranches, la durée moyenne de fonctionnement après démarrage a été la plus faible sur ces dix dernières années (33 heures pour 15 couplages), cette charge atteignait environ 13 €/MWh.

¹¹⁶ La moyenne du prix annuel de l'électricité ne suffit pas pour apprécier cette espèce, qui peut grandement dépendre, pour un niveau de prix moyen donné, de la volatilité des prix de l'électricité.

moyen devrait atteindre environ 413 €/MWh. Ces conditions semblent incertaines pour les années à venir, rendant l'atteinte de l'équilibre économique peu probable.

L'évaluation de la situation financière des centrales doit également intégrer la rémunération potentielle perçue via le mécanisme de capacité, conçu pour soutenir les moyens de production essentiels à l'équilibre du système électrique mais non rentables par le seul jeu du marché. Depuis l'entrée en vigueur du règlement européen 2019/943¹¹⁷, transposé à l'article L.335-3 du code de l'énergie, ce mécanisme impose des exigences plus strictes en matière d'émissions de CO₂. À compter de l'année de livraison 2025, seules les unités respectant les plafonds de 0,55 kgCO₂eq/kWh et 0,35 tCO₂eq/kW/an peuvent être certifiées. Concrètement, les centrales à charbon doivent limiter leur fonctionnement à environ 350 h/an pour rester éligibles.

En supposant que les tranches de Cordemais soient éligibles au mécanisme de capacité et en retenant, à titre d'exemple, une rémunération de 30 k€/MW/an – montant supérieur aux résultats des enchères pour l'année de livraison 2025 –, EDF percevrait environ 35 M€ en contrepartie de la disponibilité de ses installations, ce qui serait très loin de couvrir les charges fixes de la centrale. Pour assurer l'équilibre économique des centrales à charbon, le mécanisme devrait offrir une rémunération nettement plus substantielle et pérenne¹¹⁸ – deux conditions qui ne peuvent être considérées comme acquises¹¹⁹. Les conclusions de cette analyse tendent ainsi à confirmer que la viabilité économique des centrales à charbon est hautement incertaine à moyen terme, même si certaines configurations de marché, comme celles rencontrées durant la crise énergétique, permettent transitoirement l'atteinte d'un équilibre économique.

2.1.2.4 Des centrales à charbon peu compétitives et confrontées à une dégradation de leur rentabilité selon la CRE

En pratique, les exploitants de centrales thermiques interviennent peu sur les marchés spot, et recourent beaucoup aux contrats à terme. Cette pratique, comme indiqué, n'invalide pas les analyses présentées en 2.1.2.3, qui éclairent les fondamentaux économiques des centrales à charbon, en retenant les prix de vente de l'électricité et d'achat du combustible constatés au moment de la production.

Il reste que les acteurs économiques prennent leurs décisions stratégiques en appréciant, à un instant donné, une rentabilité future calculée à partir des prix constatés sur les marchés à terme de l'électricité et des combustibles. C'est aussi en observant ces données de marché que les exploitants calibrent leurs enchères dans le cadre du mécanisme de capacité. Partant de ce constat, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a élaboré une méthode d'évaluation de la rentabilité des centrales thermiques qui permet d'intégrer la donnée des marchés à terme et de rendre compte, à court terme, des comportements des acteurs économiques.

Le *missing money* correspond ainsi, « pour une capacité donnée, au revenu nécessaire à son maintien en activité (si elle est existante) ou à sa construction (pour une nouvelle

¹¹⁷ [Règlement \(UE\) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.](#)

¹¹⁸ Les contrats pluriannuels du nouveau mécanisme, qui reprendront la logique des AOLT, devraient être réservés aux nouvelles unités.

¹¹⁹ Il n'est en particulier pas d'élément permettant de garantir que conditions seront réunies dans la nouvelle mouture du mécanisme de capacité.

capacité) mais qui n'est pas apporté par le marché de l'énergie ». Cette méthodologie, détaillée dans les rapports de surveillance des marchés de gros de la CRE de 2018 et 2019¹²⁰, intègre des hypothèses de prix issues des marchés à terme et s'apparente, pour le reste, à une méthode usuelle d'estimation des revenus et des coûts d'une unité de production. Le tableau ci-dessous présente les estimations de *missing money* de la CRE les plus récentes, exprimés en déficit de revenu par unité de puissance installée, et ce, pour différents types de moyens de production.

Tableau n° 3 : Prévisions du *missing money* par filière au début de l'année de livraison (€/kW)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<i>Charbon</i>	22	28	34	9	-	-	17	58
<i>CCG</i>	-	-	-	-	-	-	-	3
<i>TAC Gaz</i>	13	12	4	1	-	-	-	20
<i>TAC Fioul</i>	18	18	17	-	-	-	-	18

Source : CRE ; lecture : l'absence de valeur signifie que l'activité est à l'équilibre.

La CRE estime que les revenus tirés de l'énergie¹²¹ seront suffisants en 2025 pour garantir l'équilibre financier de l'ensemble des moyens de production, à l'exception de la filière charbon. À partir de 2026 toutefois, toutes les capacités pourraient de nouveau être confrontées à des *missing money* positifs, y compris les CCG, qui ne s'étaient jamais trouvées dans cette situation depuis 2019. Ces éléments corroborent les analyses de RTE, qui estime qu'« *au-delà des enjeux spécifiques propres à chacune des filières, le parc thermique à flamme est de façon générale affecté par une problématique de viabilité économique à moyen terme* »¹²².

S'agissant spécifiquement des centrales à charbon, la CRE estime qu'en dehors des exercices 2023 et 2024, qui bénéficient de manière différée des effets de la crise énergétique¹²³, le *missing money* est systématiquement positif sur la période 2019-2026 pour ces installations. Même si la méthodologie prospective de la CRE, intégrant des données de marché à terme, dessine une situation difficile mais légèrement moins défavorable que celle résultant des analyses rétrospectives de la Cour (voir *supra*), les analyses de la CRE confirment le déficit structurel de ces installations et anticipe que leur rentabilité se dégradera davantage.

La CRE confirme aussi que, parmi les capacités thermiques, les centrales au charbon sont les moins compétitives, ce qui signifie que d'autres moyens de production pilotables peuvent se contenter d'une rémunération plus faible pour apporter un service équivalent au système électrique. Or, le niveau de soutien offert par le mécanisme de capacité est identique pour toutes les installations sélectionnées¹²⁴ : il est fixé en fonction des besoins globaux du système, et non pour garantir la rentabilité d'une technologie particulière. Ce principe de neutralité

¹²⁰ CRE, rapports [2018](#) et [2019](#) sur fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel.

¹²¹ En plus de la vente d'électricité les revenus énergie peuvent intégrer des rémunérations complémentaires tirées des services systèmes.

¹²² RTE, bilan prévisionnel 2023-2035 – chapitre 3. L'analyse économique de RTE établit ainsi la nécessité de maintenir une source de rémunération capacitaire pour assurer la pérennité du modèle économique de cette filière, y compris pour les CCG.

¹²³ Malgré la baisse des prix de l'électricité depuis le printemps 2023, la CRE observe que le *missing money* de toutes les technologies thermiques est nul pour 2024, y compris pour le charbon. La méthode d'évaluation des revenus sur les marchés de l'énergie repose en effet sur une sécurisation progressive des revenus par un lissage des volumes de vente sur une période de 24 mois (les prix à termes de 2022 bénéficient donc à l'exercice 2024).

¹²⁴ Dans le nouveau mécanisme, les flexibilités décarbonées pourraient toutefois être avantagées.

technologique ne devrait pas être fondamentalement remis en cause dans la prochaine version du mécanisme, même si des avantages pourraient être octroyés aux flexibilités décarbonées. Ces éléments accréditent l'idée qu'il apparaît peu réaliste que le mécanisme de capacité puisse offrir, dans les prochaines années, le niveau de soutien élevé qui serait nécessaire pour porter à l'équilibre les centrales à charbon, d'autant plus que la résorption du déficit capacitaire à court terme devrait, en théorie, maintenir les rémunérations à des niveaux relativement bas.

2.2 Des conversions décarbonées requérant un soutien conséquent qui ne se justifie pas nécessairement

2.2.1 Le soutien renouvelé à la tranche de Gardanne convertie à la biomasse : une décision contestable

La tranche P5 au charbon de Gardanne (595 MW) a été fermée le 30 avril 2021. Son fonctionnement avait déjà fortement diminué en 2018 (463 heures de production contre 2 050 heures en 2017) en raison d'un conflit social déclenché sur le site après l'annonce de la fermeture des dernières centrales à charbon. Son activité est restée nulle entre 2019 et sa mise à l'arrêt officielle. Une première tranche au charbon avait été convertie à la biomasse entre 2013 et 2016 (Provence 4 Biomasse - P4B¹²⁵). Ce projet, caractérisé par un fonctionnement chaotique, a bénéficié en 2024 d'un soutien public renouvelé et important, dans des conditions contestables tant aux plans technique, juridique qu'environnemental.

2.2.1.1 Un contrat d'obligation d'achat d'électricité signé en 2016 et résilié par GazelEnergie Génération en 2022

La centrale biomasse de Provence à Meyreuil-Gardanne (P4B), opérée par la société GazelEnergie Génération (GEG)¹²⁶ depuis 2019, a été désignée lauréate du 4^{ème} appel d'offres (n° 2010/S 143-220129 publié le 27 juillet 2010) dit « CRE4 »¹²⁷ pour la production d'électricité à partir de biomasse, et pour une puissance électrique installée de 150 MW. En 2017, la Cour signalait¹²⁸ que le projet alors porté par la société E.ON à Gardanne avait été

¹²⁵ De 170 MW (PPA 150 MW)

¹²⁶ À la suite de l'appel d'offres de 2010 dit « CRE4 », c'est le groupe E.ON qui a été déclaré lauréat de cet appel d'offres, en 2012. La centrale est devenue en 2019 la propriété du groupe EPH (groupe énergéticien européen basé à Prague appartenant à Monsieur Daniel Kretinsky) dont est issue la société GazelEnergie Generation (GEG) pour gérer ses activités de production et de vente d'électricité sur le site de Gardanne en particulier. Le contrat original d'achat de l'électricité du 24 août 2016 a donc été modifié en conséquence par avenant n°3 du 30 juillet 2020, GEG (nouveau producteur) en devenant le nouveau titulaire

¹²⁷ Le cahier des charges de l'appel d'offres autorisait à titre expérimental des projets dont l'efficacité énergétique pouvait être inférieure à 60 % dans les régions PACA et Bretagne (péninsules électriques) si ces derniers contribuaient à améliorer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la région. Le ministre avait décidé de retenir tous les projets et porté l'ampleur de l'appel d'offres de 200 MW à 420 MW contre l'avis de la CRE. RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité avait émis un avis favorable.

¹²⁸ Cour des comptes – 20 novembre 2017 – Observations définitives sur les « *Energies renouvelables et de récupération pour la production de chaleur – Fascicule 2 : analyse par filière* ».

sélectionné bien que classé dernier de l'appel d'offres précité avec une note finale de 0 sur 40, par ailleurs avec un rendement énergétique attendu de seulement 40 %.

L'exploitation a été autorisée par arrêté ministériel du 29 février 2012, puis par un arrêté préfectoral du 29 novembre 2012 permettant à E.ON-SNET, alors propriétaire, d'utiliser la tranche 4 pour la biomasse et de créer des infrastructures et équipements nécessaires. La société GEG évalue les investissements nécessaires à cette évolution à 320 M€, montant non expertisé par la Cour. La CRE indique cependant que ce montant est incertain, en l'absence de transmission par la société des éléments financiers permettant d'apprécier si le prix de vente de l'actif P4B à GEG emportait les investissements déjà réalisés pour cet actif par E.ON-SNET.

À la suite de la reconversion du site, un contrat d'obligation d'achat a été signé en 2016 entre le producteur (alors Uniper France Power) et EDF OA, prenant effet le 2 février 2018, avec un terme fixé au 28 février 2035. Le contrat imposait une disponibilité annuelle d'au moins 6 400 heures équivalentes pleine puissance (hepp/an) et prévoyait un apport fossile résiduel de 15 % dans le mix combustible. Outre un mécanisme de pénalités sur la disponibilité de l'installation, la part fossile et l'efficacité énergétique, le contrat prévoyait un mécanisme de rémunération à deux composantes¹²⁹.

Entre 2018 et octobre 2022, la centrale n'a jamais atteint la disponibilité requise, en raison de mouvements sociaux consécutifs à l'annonce de la fermeture de la tranche charbon P5. Ces événements, qualifiés de force majeure, ont suspendu l'application des pénalités contractuelles. Ce n'est qu'à partir d'avril 2022 que la production a repris dans des conditions normales après un accord entre l'État, la CGT et GazelEnergie.

Tableau n° 4 : Niveau de production de la centrale P4B de Gardanne

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>Niveau de production</i>	338 GWh 2245 hepp	40 GWh 497 hepp	0 GWh 0 hepp	0 GWh 0 hepp	255 GWh 1708 hepp	299 GWh 1998 hepp

Source : CRE, hepp : Heures équivalent pleine puissance

En juillet 2022, au plus haut du prix de l'électricité dans le contexte de crise énergétique, la société GEG a demandé à EDF la résiliation du contrat d'achat, avec effet au 30 octobre 2022, conformément à l'article XIV-4 des conditions générales. Dès lors, l'électricité produite a été valorisée au prix du marché. Pour expliquer sa décision, l'entreprise invoque une indexation tarifaire insuffisante dans un contexte de tensions sur les marchés de l'énergie, le prix moyen de la biomasse ayant notamment selon elle atteint 142 €/t fin 2022, contre 111 €/t en 2021¹³⁰. Or, la formule de révision tarifaire du contrat ne tenait pas compte, en particulier,

¹²⁹ Une rémunération de la part renouvelable (environ 85 % de l'énergie produite) à 152 €/MWh en base 2023, résultant de l'indexation sur le coût du travail / prix à la production de l'industrie du tarif initial de 115 €/MWh obtenu dans le cadre de l'appel d'offres de 2010 instruit par la CRE.

Une rémunération de la part non renouvelable (part fossile soit environ 15 % de l'industrie produite) au coût évité défini par la CRE dans son évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie ou « CSPE » (donc au prix de marché).

¹³⁰ États financiers GazelEnergie – Exercice clos le 31 décembre 2022.

de l'évolution du prix de la biomasse. Dans ces conditions, avec un coût marginal de production supérieur à 150 €/MWh, la marge de production devenait négative en 2022 selon la société¹³¹.

2.2.1.2 Une « dé-résiliation » autorisée par l'État dans le cadre de la loi de finances 2024, contestable dans son principe et présentant des risques juridiques avérés

2.2.1.2.1 Des modifications substantielles apportées aux conditions contractuelles initiales

L'article 229 de la loi de finances pour 2024¹³² autorise le producteur à demander le retrait de la résiliation de juillet 2022, et à bénéficier d'une nouvelle formule d'indexation. Par courrier du 3 janvier 2024, GazelEnergie Génération a ainsi sollicité le ministère de l'Energie pour obtenir le rétablissement du contrat de 2016 (n°BOA0025849) et l'application de ces nouvelles conditions économiques. Le 4 décembre 2024¹³³, les ministres chargés de l'Energie et du Budget et des Comptes publics ont donné leur accord sur le retrait de la résiliation et la reprise du contrat d'obligation d'achat à compter du 1^{er} janvier 2025. Ce courrier est accompagné d'un avenant n° 4 au contrat.

L'accord donné entraîne des modifications substantielles des clauses contractuelles initiales portant en particulier sur :

- la réduction du nombre d'heures de fonctionnement annuel à 4 000 heures ;
- l'octroi d'un soutien public à hauteur de 800 M€ avec l'introduction d'une clause permettant, à compter de 8 ans de contrat, une résiliation unilatérale sur décision de l'État¹³⁴ ;
- l'engagement du producteur à convertir la part charbon du fonctionnement de l'installation en produits cendreaux, au plus tard le 1^{er} janvier 2027 ; le non-respect de cet engagement entraînera la suspension du contrat ;
- la question de la durabilité de l'approvisionnement en biomasse de la centrale, sur laquelle l'attention de GazelEnergie est appelée ;
- une modification des modalités d'indexation, particulièrement favorable à GazelEnergie ;
- la suppression des clauses contractuelles portant sur la disponibilité de la centrale et des pénalités afférentes sanctionnant les manquements à ces obligations.

Ces nouvelles modalités de rémunération appellent plusieurs observations.

Le montant de 800 M€ correspond en réalité à un mécanisme de plafonnement prenant la forme d'une possibilité pour l'État de résilier unilatéralement le contrat lors de son huitième

¹³¹ Toujours selon GazelEnergie, le tarif initial révisé pour 2024 s'établissait à 152 €/MWh pour un coût marginal de production de 140 €/MWh. Avec 6 000 h/an et 770 GWh produits, la marge annuelle était inférieure à 10 M€, largement insuffisante pour couvrir les coûts fixes.

¹³² [Article 229 - LOI n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024 \(1\) - Légifrance](#)

¹³³ Courrier signé conjointement par la Ministre déléguée auprès de la ministre de la Transition écologique, de l'Energie, du Climat et de la Prévention des risques, chargée de l'énergie, et le Ministre chargé du Budget et des Comptes publics.

¹³⁴ Sur décision des ministres chargés de l'Energie et du Budget, dans le cas où l'enveloppe totale de dépense publique excéderait ce montant depuis la reprise de contrat.

anniversaire dès lors que le montant cumulé du soutien public dépasse cette somme. Le coût du soutien à la centrale pourrait se révéler inférieur à ce montant en cas de prix de marchés de l'électricité élevés. Mais il pourrait aussi se révéler supérieur si le plafond est dépassé avant le huitième anniversaire du contrat et dans les cas où les prix de marchés seraient bas. Dans certaines hypothèses étudiées par l'administration, le coût pour les finances publiques atteindrait 1,5 Md€.

De plus, l'avenant remplace l'indexation annuelle initiale par une indexation mensuelle, par ailleurs appliquée de manière rétroactive à compter du 1^{er} novembre 2022. Avec les indices en vigueur au 1^{er} janvier 2024, la nouvelle formule d'indexation conduit à fixer le prix indexé de la fraction renouvelable à 260,13 €/MWh¹³⁵, soit un niveau très supérieur au tarif de 152 €/MWh (en base 2023) résultant de l'indexation initiale. Cette valeur est déterminante pour le coût du soutien public, dont il convient de rappeler qu'il résulte de l'écart entre le prix d'achat de l'électricité (fixé à 260,13 €/MWh) et le prix du marché.

Le tarif obtenu de 260,13 €/MWh s'écarte des analyses réalisées par la CRE visant à proposer une formule d'indexation alternative. La CRE privilégiait en effet deux hypothèses qui devaient permettre, d'une part, de couvrir les charges restantes (OPEX et CAPEX) avec une certaine marge pour le producteur et, d'autre part, de rester au plus proche du contrat initial. Ces deux scénarios avaient conduit la CRE à retenir, par référence au 1^{er} janvier 2024, un tarif de 188 €/MWh ou de 191 €/MWh pour une production de 6 400 hepp/an.

À l'issue de la contradiction, la Cour relève que l'application de la nouvelle formule d'indexation conduit en réalité non seulement à indexer le tarif initialement sécurisé pour l'installation, mais également à lui appliquer un coefficient multiplicateur supérieur à 1 (coefficient figurant au demeurant dans la formule d'indexation initiale) en le majorant à hauteur de 2,26 dans la nouvelle formule. Si une part de ce nouveau coefficient correspond effectivement à une modification de l'indexation, une autre part correspond en réalité à un recalage ou un rebasage du tarif initial, en faisant passer ce dernier de 152 €/MWh à 260,13 €/MWh au 1^{er} janvier 2024. Ce rebasage du tarif conduit à modifier significativement le tarif contractuel initial, permettant en réalité de couvrir certains coûts non prévus initialement (surcoûts liés à la fermeture de l'ancienne tranche n°5 fonctionnant au charbon et augmentation des coûts fixes rapportés à chaque MWh produit pour tenir compte de la réduction des heures de fonctionnement prévue dans le nouveau contrat). En conséquence, ce rebasage du tarif contractuel et donc la revalorisation tarifaire ainsi réalisée, outrepassa le cadre strict des dispositions de l'article 229 de la loi de finances pour 2024 qui prévoit seulement une possibilité d'évolution de l'indexation.

Par ailleurs, afin d'appliquer ces nouvelles conditions tarifaires et de s'affranchir du cadre défini par le cahier des charges de 2010 en matière de prix et d'indexation, l'avenant n°4 stipule explicitement que « *les articles 4.4§2 et 6.6¹³⁶ du cahier des charges ne sont pas appliqués dans le cadre de l'exécution du présent contrat* ». Ces dispositions reviennent donc

¹³⁵ Seule la part renouvelable (environ 85% de la production) bénéficie de ce tarif d'achat. En rapportant une production annuelle de 540 000 KWh (avenant n°4) à 4 000 heures de production, on retrouve une puissance de 135 MW (soit environ un peu plus de 85% de la puissance nominale de 150 MW de la centrale).

¹³⁶ L'article 4.4§2 du cahier des charges de 2010 porte sur les modalités d'indexation de la rémunération et l'article 6.6 porte sur des dispositions diverses dont les pénalités, tout en indiquant en son 1^{er} alinéa que « *Aucune modification du contrat ne peut conduire à un prix d'achat supérieur à celui qui résulte de l'application des engagements contenus dans l'offre du candidat* ».

à écarter *a posteriori* des clauses du cahier des charges de 2010 qui avait servi de fondement à l'appel d'offres, ce qui est pour le moins critiquable.

Le dispositif de l'article 229 prévoit néanmoins une contrepartie : GazelEnergie Génération doit reverser à l'État la différence entre les revenus perçus pendant la période sans contrat et ceux qu'elle aurait obtenus sous le régime de l'obligation d'achat initiale¹³⁷. Le montant de ce reversement a été arrêté à hauteur de 8,9 M€ par la CRE en septembre 2025.

En matière de disponibilité, toutes les clauses du contrat de 2016 (Conditions générales - Article VIII-5 - Disponibilité de l'installation) imposant une disponibilité annuelle supérieure à 6 400 h sont supprimées par l'avenant n° 4. Le nouveau dispositif ne prévoit donc plus d'exigences de disponibilité pour un fonctionnement ramené à 4 000 h¹³⁸. La suppression de ces obligations entraîne concomitamment celle des pénalités initialement prévues à l'article VIII-6-4 des Conditions Générales¹³⁹.

Dans ces conditions, la Cour considère que les modifications contractuelles substantielles apportées par l'avenant n°4 au contrat n°BOA0025849 d'obligation d'achat du 24 août 2016, alors qu'il avait été résilié en octobre 2022 à la demande de GazelEnergie Génération, ne permettent pas de considérer qu'il s'agit de la poursuite de l'exécution du contrat antérieur. De surcroît, en déclarant inapplicables certaines dispositions essentielles du cahier des charges de l'appel d'offres de 2010, ces modifications en détournent explicitement les termes.

Enfin, **la Cour s'étonne qu'en décembre 2024 aucune disposition n'a été prévue visant à plafonner l'avantage économique accordé à GazelEnergie.** À sa demande que lui soient transmis les justifications de cette décision de non-plafonnement, la DGEC et la DB indiquent que le II de l'article 229 de la loi de finances pour 2024 prévoit un audit tous les deux ans par la CRE, destiné à déterminer la rentabilité réelle de l'exploitation. Sa mise en œuvre suppose cependant la transmission à la CRE de tous les coûts susceptibles de lui permettre d'apprécier la rentabilité de l'installation, ce qui n'est pas le cas à ce jour. La Cour souhaite en conséquence connaître les suites susceptibles d'être réservées par l'État, d'une part, à ce défaut de communication et, d'autre part, aux audits à venir de la CRE.

2.2.1.2.2 Un avenant n°4 au contrat d'achat du 28 août 2016 qui permet de contourner le droit en vigueur, avec des risques juridiques avérés

Le dispositif instauré par l'article 229 de la loi de finances pour 2024 et les modifications contractuelles apportées au contrat d'achat de 2016 correspondent à une construction juridique contestable. En effet, le contrat ayant par définition pris fin à l'issue de la résiliation demandée par GazelEnergie en octobre 2022, le nouveau contrat d'achat ne pouvait se matérialiser en pratique que par la signature d'un nouveau contrat, aux conditions du droit alors en vigueur.

¹³⁷ Ces derniers pouvant être estimés sur la base des conditions tarifaires initiales, ou sur la base de la nouvelle formule d'indexation, suivant la décision des ministres.

¹³⁸ Sont ainsi « déclarées non applicables dans l'exécution du présent contrat » les dispositions suivantes du cahier des charges de 2010 : dernier alinéa de l'article 3.2.1 (disponibilité annuelle), article 3.4.2 (calcul de la disponibilité de l'installation), article 6.3 (disponibilité), article 6.3.1 (dispositions générales sur la disponibilité) et 6.3.2. (Dispositions particulières pour les régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur).

¹³⁹ Sont en conséquence également déclarées inapplicables les clauses précitées du cahier des charges de l'appel d'offres de 2010, se rapportant à la disponibilité de l'installation : articles 6.3, 6.3.1 et 6.3.2.

Or, un nouveau contrat n'aurait pas été compatible avec les orientations de la PPE 2 et les règles européennes en matière d'aides d'État. Le dispositif de l'article 229 et l'avenant n°4 de décembre 2024 ont donc permis de contourner les obstacles qui empêchaient de modifier substantiellement les conditions contractuelles initiales, et d'apporter un soutien public totalement dérogatoire au droit commun à une installation qui ne répondait plus par ailleurs à un besoin de sécurité d'approvisionnement. De fait, les orientations de la PPE 2 ne permettaient plus d'apporter un soutien pour la production d'électricité à partir de biomasse, ce qui faisait obstacle à la signature d'un nouveau contrat (Cf. développements infra). Ce contournement apparaît aussi juridiquement critiquable dès lors que le contrat d'achat initial était issu d'une procédure concurrentielle. Or, les modifications contractuelles substantielles contredisent comme indiqué, des conditions essentielles du cahier des charges de 2010 (disponibilité, pénalités et indexation de la rémunération notamment).

Sur le plan du droit, l'attention des ministres signataires du courrier du 4 décembre 2024 notifiant l'avenant n°4 au contrat d'achat de 2016 a été appelée, à plusieurs reprises, sur les risques juridiques entourant la mise en œuvre de l'article 229 de la loi de finances pour 2024. Les administrations et services de l'État ont notamment émis des réserves sur la constitutionnalité du dispositif, en évoquant en particulier le risque d'atteinte injustifiée au principe d'égalité dès lors que la rédaction finale de l'article 229 ne permet pas d'éliminer ou de justifier les différences de traitement créées par la possibilité de ne réserver une nouvelle indexation qu'à certains producteurs d'électricité. S'y ajoute le risque juridique lié à la possibilité pour des tiers s'estimant lésés par l'exécution du contrat, en raison d'une atteinte directe et certaine à leurs intérêts, de solliciter auprès de l'administration qu'il soit mis fin à son exécution et, en cas de refus, saisir le juge du contrat dans le cadre d'un recours de pleine juridiction. Les dispositions de l'article 229 seraient alors susceptibles d'être contestées, dans certaines conditions, par la voie d'une question prioritaire de constitutionnalité et également sur le fondement d'une atteinte éventuelle au principe d'égalité. Enfin, la question de la rétroactivité de l'indexation introduit également un risque juridique en raison de doutes sur l'existence d'un motif d'intérêt général sérieux susceptible de la justifier.

Enfin, Le nouveau dispositif de soutien présente une réelle fragilité juridique dès lors qu'il n'a pas été notifié à la Commission européenne, ce qui était au demeurant déjà le cas pour le contrat initial. Or, en application de l'article 108 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), tout projet d'aide doit, avant sa mise en œuvre, être notifié à la Commission, sous peine d'entraîner son illégalité et en conséquence un risque de récupération auprès du bénéficiaire en cas de recours devant le juge national. Sur le fond, son incompatibilité l'expose au même risque en cas de plainte devant la Commission. Par ailleurs, la compatibilité des aides d'État avec le marché intérieur repose, en principe, sur une mise en concurrence préalable. Ce principe n'est pas respecté en l'espèce, les modifications contractuelles opérées fin 2024 s'écarteraient substantiellement des conditions initiales fixées par le cahier des charges de 2010. Dans ces conditions, l'aide apportée à GazelEnergie Génération présente une forte présomption d'incompatibilité avec le droit européen et serait donc entachée d'illégalité.

Dans sa réponse aux observations provisoires, la Direction du budget (DB) indique qu'elle avait recommandé aux ministres de ne pas signer le courrier de réintégration de la centrale biomasse de Gardanne au dispositif de soutien aux énergies renouvelables. Pour justifier sa position, la DB évoque la fragilité juridique « forte » du dispositif envisagé ainsi que son coût très élevé pour les finances publiques, pour une centrale qui ne rend aucun service utile ou vital au système électrique et qui ne répond que partiellement au critère d'une énergie renouvelable (utilisation de 15 % de charbon).

La Cour observe en conséquence que les ministres en charge de l'Energie, du Budget et des Comptes publics étaient parfaitement informés des risques juridiques liés à la mise en œuvre du dispositif issu de l'article 229 de la loi de finances pour 2024 et ayant conduit à une modification substantielle et contestable des conditions de rachat de l'électricité produite par l'unité « P4B » de Gardanne, et dont le coût (susceptible d'atteindre voire de dépasser 800 M€) présente un risque élevé pour les finances publiques.

2.2.1.3 Un soutien apporté à une conversion à la biomasse pour produire de l'électricité contraire à la PPE, pour un besoin énergétique qui n'est plus justifié

Comme expliqué en 1.1.4.1, la PPE 2 prévoit que « *l'État n'accordera pas de soutien financier pour les projets de production d'électricité à partir de biomasse* », cette dernière devant être prioritairement valorisée sous forme de chaleur. Seules les installations de cogénération à haut rendement paraissent susceptibles d'échapper à ces restrictions. En effet, la PPE indique que « *le bénéfice de tout dispositif de soutien sera limité dès 2021-2022 aux seules cogénérations à haut rendement pour les installations électrogènes en co-combustion ou alimentées en biomasse* ». Le projet de PPE 3 confirme cette orientation et recommande de réserver la biomasse aux usages difficiles à électrifier, à l'instar de certaines applications industrielles nécessitant des températures élevées (ex : chaufferie industrielle à la biomasse solide) ou dans le secteur du transport lourd (ex : recours aux biocarburants avancés).

En permettant à GazelEnergie Génération de revenir sur la résiliation de son contrat, l'article 229 de la loi de finances pour 2024 contourne ces orientations : il autorise un soutien public à une installation électrique fonctionnant à la biomasse, ce qui n'aurait pas été envisageable dans le cadre d'un « nouveau » contrat. Avec un rendement inférieur à 40 %, l'unité P4B de Gardanne ne peut se prévaloir des exceptions prévues pour les cogénérations à haut rendement.

Par ailleurs, le soutien à la centrale P4B ne répond plus à un besoin identifié en matière d'approvisionnement énergétique. Selon RTE, la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) n'est plus considérée comme vulnérable : dès 2019, RTE précisait¹⁴⁰ que seule la zone du Grand Ouest présentait encore des risques spécifiques. Ce constat, confirmé dans le rapport d'analyses complémentaires de RTE d'avril 2019, ne justifiait pas une attention particulière en PACA. L'Est de la région, autrefois qualifié de « *péninsule électrique* », comme la Bretagne, jouit désormais d'une alimentation sécurisée, grâce au renforcement du réseau (dispositif « filet de sécurité PACA ») et à l'essor de capacités de production autour de Fos-sur-Mer.

La CRE a confirmé cette évolution en rappelant que l'appel d'offres de 2010 prévoyait des conditions spécifiques plus favorables pour les projets en Provence ou en Bretagne, sous réserve d'un avis favorable de RTE sur leur utilité locale. La CRE considère que ce n'est plus le cas, notamment depuis la mise en service de nouvelles interconnexions comme Savoie-Piémont. Le bilan prévisionnel 2021 de RTE confirme également qu'« *il n'existe pas de risque local spécifique en Lorraine [...], pas plus qu'en région Provence-Alpes-Côte d'Azur (centrale de Gardanne)* » ; celui de 2023 ne signale plus aucune vigilance particulière pour la région.

Ce constat est également partagé par la DGEC qui se fonde sur une analyse de RTE d'août 2023 indiquant que : « *la situation actuelle de l'alimentation régionale ne justifie pas à*

¹⁴⁰ Bilan prévisionnel 2019 RTE, p. 14-15 (équilibre au niveau régional).

court terme une contractualisation spécifique avec un producteur tel que Gazel. S'il existe effectivement des périodes où RTE pourrait nécessiter un certain volume de production régionale, ces besoins sont actuellement satisfaits par la production déjà disponible sur le marché ou par les offres déposées dans le cadre du mécanisme d'ajustement ». Enfin, l'évolution du contrat entre l'État et GazelEnergie Génération reflète également ce changement de contexte : l'avenant n°4 au contrat ne fait plus mention de la sécurité d'approvisionnement, contrairement au contrat initial. La suppression de la dernière phrase de l'article 2.2¹⁴¹ atteste explicitement de ce changement de contexte.

2.2.1.4 Des conséquences environnementales méconnues à l'origine d'un contentieux ancien dont l'issue est toujours incertaine

Dès l'origine, le plan d'approvisionnement de la centrale prévoyait des prélèvements importants, équivalents à 35 % de la ressource forestière disponible dans un rayon de 250 km. Faute de structuration suffisante de la filière bois-énergie locale, l'exploitant a dû recourir à de la biomasse issue d'autres régions, y compris de l'étranger. Ainsi, pour la période 2023-2025, 545 000 t/an devraient être consommées, dont 335 000 d'origine française et 150 000 importées, et, parmi celles-ci, du bois d'eucalyptus cultivé au Brésil. Dans la réalité, les plans d'approvisionnement n'ont pas été respectés, priorité ayant été accordée aux achats internationaux de biomasse. Ainsi, selon les données produites par GazelEnergie Génération, les achats de bois d'eucalyptus en provenance du Brésil (198 530 tonnes) ont représenté 62 % des achats totaux de biomasse (319 257 tonnes) en 2023 et 84 % de la biomasse d'origine internationale (236 328 tonnes). En 2024, la biomasse importée du Brésil (33 586 tonnes) représentait 50 % des achats totaux de biomasse (67 426 tonnes) et 65% de la biomasse d'origine internationale (51 735 tonnes). Au-delà des besoins de la centrale de Gardanne, l'approvisionnement en biomasse du Brésil soutient l'activité du port de Fos (point d'entrée de l'eucalyptus brésilien). Le bilan carbone de ce dispositif est par ailleurs contestable et a donné lieu à un long contentieux administratif dont l'issue est encore incertaine ainsi que détaillé en annexe 7.

L'Autorité environnementale, saisie par le préfet des Bouches-du-Rhône, a rendu le 5 décembre 2024 un avis¹⁴² exprimant ses préoccupations sur les principaux enjeux environnementaux du dossier, assorti de 31 recommandations. Pour répondre à cet avis et à la demande de la cour administrative d'appel, GazelEnergie Génération a déposé un dossier complémentaire en juin 2024 portant sur les impacts indirects du projet au plan environnemental.

À l'issue de ces échanges, une enquête publique interdépartementale a été initiée par la préfecture des Bouches-du-Rhône sur les impacts indirects en matière de prélèvements forestiers liés à la centrale biomasse de Gardanne. Cette enquête publique, qui s'inscrit dans le cadre du processus de régularisation de l'autorisation préfectorale d'exploitation, s'est déroulée du 5 mai au 6 juin 2025, couvrant le périmètre de 324 communes, réparties sur 16 départements et 3 régions (Provence-Alpes-Côte d'Azur, Occitanie et Auvergne-Rhône-Alpes). Le 23 juillet

¹⁴¹ Article 2.2 – Conditions particulières du contrat d'obligation d'achat de 2016 – « *L'installation contribue à améliorer la sécurité d'alimentation électrique en région PACA et bénéficie de l'avis positif de RTE. Le producteur s'engage à ce que la disponibilité annuelle constatée de l'installation soit supérieure* ».

¹⁴² Avis n°2024-108 du 5 décembre 2024 sur la centrale biomasse de Provence à Meyreuil et Gardanne (13).

2025, la commission d'enquête a émis un avis favorable au complément d'étude d'impact prenant en compte les effets indirects de l'approvisionnement en bois de la centrale, assorti de cinq réserves et quatre recommandations.

Indépendamment des suites réservées à ce dossier, le bilan carbone d'un tel dispositif interroge. Le contentieux en cours illustre la difficulté à évaluer précisément les effets environnementaux de l'approvisionnement en bois de la tranche P4b, mais également la question de la disponibilité réelle de la biomasse dans le contexte de la transition écologique, (cf. 1.1.4.1 supra), et sur laquelle le projet de PPE 3 ainsi que plusieurs travaux récents¹⁴³ mettent particulièrement l'accent.

2.2.2 L'option d'une conversion partielle au biogaz à Saint-Avold toujours ouverte

2.2.2.1 Une conversion partielle aux pellets un temps envisagée avant d'être écartée

Dès 2019, GazelEnergie a envisagé la conversion de la centrale de Saint-Avold à la biomasse. Ce projet a toutefois été abandonné, l'échéance de sortie du charbon étant jugée incompatible avec une telle opération. Le redémarrage de la centrale en pleine crise énergétique, ainsi que le report de la sortie du charbon de 2022 à 2027, ont conduit l'entreprise à reconsidérer cette hypothèse. Deux éléments contextuels supplémentaires ont contribué à relancer cette réflexion : d'une part, les projections de RTE indiquant un besoin probable de capacités thermiques supplémentaires à partir de 2030 ; d'autre part, les déclarations du Président de la République, qui exprimait en septembre 2023¹⁴⁴ sa volonté de fermer les centrales à charbon à horizon 2027 et de les convertir à la biomasse, incitaient à étudier ce scénario.

Dans ce cadre, GazelEnergie a exploré dès 2022 plusieurs options d'adaptation de sa tranche charbon, dont un scénario de conversion aux *black pellets*¹⁴⁵. L'entreprise privilégiait alors un mix combustible composé à 50 % de pellets et à 50 % de charbon. Une campagne-test a été conduite en septembre 2023 pour en évaluer la faisabilité, et ses résultats ont été présentés à la DGEC début 2024. En mai 2024, une analyse technico-économique portant sur plusieurs scénarios, dont celui d'une conversion à 50 %, a été transmise à la DGEC. Ce scénario, limitant l'investissement à environ 100 M€, permettait de réduire de moitié l'intensité carbone de la centrale. Toutefois, cette solution n'a pas été jugée recevable par ministre délégué à l'Énergie, eu égard à l'objectif de sortie définitive et intégrale du charbon.

Une conversion totale aux pellets, bien qu'éliminant entièrement l'usage du charbon, a été jugée économiquement non viable. Le coût marginal de production aurait été plus élevé que dans le scénario de conversion partielle, tout comme l'investissement d'adaptation nécessaire, estimé à 600 M€. Ces paramètres sont incompatibles avec un équilibre financier pour une unité supportant des coûts fixes élevés et dont la durée de fonctionnement ne dépasserait pas quelques centaines d'heures par an. Dans ce schéma, le coût complet atteindrait 500 €/MWh pour

¹⁴³ Dont le rapport IGEDD – Décembre 2023 – « *Évaluation du potentiel de production d'énergies renouvelables à partir de la biomasse agricole et forestière française à l'horizon 2050* ».

¹⁴⁴ Entretien d'Emmanuel Macron au « 20h » de TF1 et de France 2 le 24 septembre 2023.

¹⁴⁵ Les *black pellets* sont produits par torréfaction, un procédé thermique qui modifie la structure chimique et physique de la biomasse pour augmenter sa densité énergétique, sa durabilité et sa résistance à l'humidité.

700 h/an, et l'équilibre économique nécessiterait un soutien considérable du mécanisme de capacité, évalué à 160 k€/MW/an, contre 105 k€/MW/an pour une conversion partielle.

2.2.2.2 Un projet de conversion partielle au biogaz, dont l'équilibre économique reste hors de portée sans un soutien significatif via le mécanisme de capacité

Afin de sortir totalement du charbon tout en améliorant l'équilibre économique de son projet, GazelEnergie a envisagé de convertir sa centrale au gaz¹⁴⁶, avec un approvisionnement partiel en biogaz. Une première réunion de travail avec la DGEC sur les conditions de cette conversion s'est tenue en juillet 2024. Le même mois, l'entreprise officialisait par voie de presse son projet de décarbonation partielle. Dans la version la plus récente présentée à l'État, GazelEnergie propose un schéma dans lequel la part de biogaz pourrait atteindre 60 % à terme¹⁴⁷. Pour en évaluer les avantages comparatifs, l'entreprise a mandaté un cabinet de conseil spécialisé, chargé d'analyser les enjeux technico-économiques et environnementaux du projet. L'étude¹⁴⁸, dont les développements qui suivent reprennent tout ou partie des données publiées, met également ce scénario en perspective avec d'autres options de conversion envisageables. Entre autres constats, le cabinet souligne que la conversion ne modifierait pas l'usage de la centrale, toujours sollicitée en pointe, pour un fonctionnement de 300 à 400 h/an.

Sur le plan environnemental, le projet permettrait de réduire de plus de 70 %¹⁴⁹ les émissions par rapport à la situation actuelle. En retenant une hypothèse de fonctionnement de 300 h/an, la centrale consommerait environ 350 GWh de gaz, dont 210 GWh de biométhane, ce qui représenterait, selon l'entreprise, entre 1 et 1,5 % de la production annuelle nationale de biométhane prévue pour 2028 dans le projet de PPE 3¹⁵⁰. Ce scénario présenterait également un meilleur profil carbone que d'autres moyens de pointe fossiles sollicités en période de forte demande : -65 % par rapport à une turbine à combustion au fioul, -46 % par rapport à une turbine à gaz classique, et -24 % par rapport à un cycle combiné gaz.

Pour autant, la production de Saint-Avold ne se substituerait pas directement à ces moyens plus carbonés, ce qui supposerait que la centrale soit appelée en priorité. Or, la centrale convertie partiellement au biogaz resterait moins compétitive que ces autres moyens, conformément au principe de préséance économique (*merit-order*). Comme l'illustre le graphique **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessous cette conversion aboutirait en effet à un coût marginal de production, incluant le coût du carbone, supérieur à 150 €/MWh, soit un montant nettement plus élevé que le coût marginal actuel de la centrale, évalué à environ 110 €/MWh par le cabinet mandaté, et qui est en ligne avec l'estimation des rapporteurs (2.1.2.3) : le moindre coût du carbone dans le coût total de production, conséquence d'une

¹⁴⁶ Il s'agirait d'une conversion conduisant à modifier le combustible mais non le principe général de production de la centrale, qui resterait une centrale à turbine à vapeur, et non une centrale à turbine à combustion.

¹⁴⁷ Biogaz obtenu par *Biogaz Purchase Agreement* ou via l'achat de garanties d'origine.

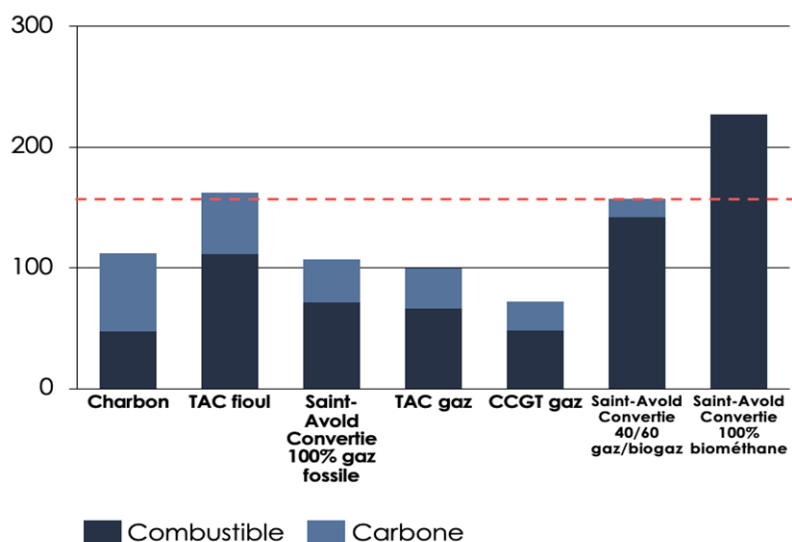
¹⁴⁸ Carbone4 – Décider aujourd'hui le futur décarboné du système électrique français – « *Saint-Avold, une zone de pertinence pour la conversion au biogaz ?* »

¹⁴⁹ 305 kgCO₂eq/MWh contre 1014 kgCO₂eq/MWh pour la centrale à charbon sur l'ensemble du cycle de vie.

¹⁵⁰ Projet mis à la consultation du 4 novembre 2024 au 15 décembre 2024.

production moins « verte », serait loin de compenser les surcoûts liés à l'achat de biogaz, qui est plus onéreux que le charbon¹⁵¹.

Graphique n° 13 : Estimation coût marginal de différentes centrales thermiques (€/MWh)¹⁵²



Source : Cabinet spécialisé mandaté par GazelEnergie

Comme pour le scénario de conversion partielle aux pellets, l'investissement requis pour le passage au gaz resterait limité, environ 125 M€¹⁵³, avec une mise en service envisageable fin 2026. Selon les dernières estimations de GazelEnergie, 70 M€ pourraient même suffire pour adapter la centrale. Ce montant est très inférieur aux coûts d'investissement liés à la construction d'une turbine à combustion neuve (450 M€) ou d'une CCG (1,2 Md€) d'après l'entreprise. Ces deux derniers scénarios s'avèrent ainsi moins avantageuses économiquement sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation. Le coût complet de production seraient nettement plus élevés pour une TAC ou une CCG, car le moindre coût marginal de production¹⁵⁴ ne compenserait pas les investissements beaucoup plus lourds. GazelEnergie estime que le soutien via le mécanisme de capacité devrait s'élever à 70 k€/MW/an¹⁵⁵ pour une simple conversion au gaz, contre environ 95 k€/MW/an pour une TAC¹⁵⁶ ou une CCG.

Le mécanisme de capacité fait actuellement l'objet d'une refonte, et la société GazelEnergie souhaiterait être fixée dès le second trimestre 2025 sur les conditions de rémunération de sa centrale dans ce cadre rénové. Or, cette demande semble difficile à

¹⁵¹ Le prix du biométhane varie sensiblement selon le mode d'approvisionnement privilégié. Carbone 4 étudie ici un scénario dans lequel 50 % de l'approvisionnement en biogaz est réalisé par l'achat de garanties d'origines et 50% par un *Biomethane Purchase Agreement* (BPA).

¹⁵² Avec notamment les hypothèses d'un coût du carbone à 70 €/tCO₂, d'un prix du gaz de 28€/MWh à horizon 2027, et, pour le biométhane, un prix de 60€/MWh pour des garanties d'origine et de 90€/MWh pour un BPA.

¹⁵³ 110 M€ pour l'investissement plus 15 M€ pour la visite décennale.

¹⁵⁴ Les coûts fixes hors amortissements sont quant à eux comparables pour une TAC et une conversion simple au gaz, et moindres que pour une centrale à charbon.

¹⁵⁵ En retenant l'hypothèse d'un investissement de 70 k€/MWh/an, et 80 à 90 k€/MWh/an calculé en retenant un investissement de 125 M€.

¹⁵⁶ Ce montant apparaît à peu près en ligne avec l'estimation que fait la CRE pour l'installation d'une TAC neuve.

satisfaire : les premières enchères du dispositif rénové ne sont prévues qu'en novembre 2026, date qui pourrait coïncider avec la mise en service de la tranche convertie¹⁵⁷. Plus précisément, l'entreprise souhaite bénéficier des contrats pluriannuels prévus par le nouveau mécanisme, qui s'apparentent aux actuels appels d'offres de long terme (AOLT) et permettent de contractualiser avec l'État sur longue période. Ces contrats seraient exclusivement destinés au développement de nouvelles capacités et les modalités de sélection exactes restent à définir. Même en cas d'éligibilité au mécanisme de capacité, subsiste une forte incertitude quant au niveau de rémunération qui serait octroyé à l'entreprise.

Au-delà des incertitudes liées aux mécanismes de capacité, le principal obstacle à la conversion est d'ordre juridique. En effet, ce projet contreviendrait à la PPE 2, qui interdit la création de nouvelles unités alimentées exclusivement en gaz fossile, alors que la centrale convertie fonctionnerait, dans un premier temps, avec un approvisionnement intégral en gaz fossile. Cette entorse à la PPE 2, bien que présentée comme transitoire, suscite des craintes légitimes quant à la réalité d'un basculement effectif vers le biogaz à moyen terme. La validation d'un tel projet nécessiterait donc de fortes garanties quant à une conversion effective, à une échéance clairement définie, afin d'éviter qu'il ne se traduise, en pratique, par l'installation durable d'une unité fonctionnant au gaz fossile traditionnel.

Alors que l'incertitude portait encore récemment sur le positionnement de l'État à l'égard de ce projet de conversion, une proposition de loi a été déposée au Sénat en février 2025, puis définitivement adoptée par l'Assemblée nationale le 7 avril. La loi n° 2025-336 du 14 avril 2025¹⁵⁸ prévoit que les centrales à charbon converties, dont les émissions deviendraient inférieures à 0,55 tCO₂eq/MWh, soient considérées désormais comme de nouvelles capacités éligibles aux contrats pluriannuels du mécanisme de capacité, et qu'elles bénéficieraient automatiquement d'une autorisation d'exploitation en cas de sélection. Ces dispositions législatives permettent de lever certaines incertitudes ou obstacles juridiques, en sécurisant le cadre d'exploitation des installations concernées. Ces dispositions ne semblent pas par ailleurs prévoir de période transitoire durant laquelle la centrale de Saint-Avold pourrait fonctionner intégralement avec du gaz fossile.

2.2.3 L'abandon par EDF de la conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais et le démantèlement de sa centrale du Havre

2.2.3.1 Les investissements très significatifs réalisés par EDF sur ses centrales préalablement à l'annonce de la sortie du charbon

À partir de 2011, EDF fixe plusieurs orientations structurantes pour l'avenir de son parc thermique, qui représentait à l'époque une capacité totale de 12 GW, dont 4,6 GW pour les centrales à charbon. EDF décide ainsi de fermer entre 2013 et 2015 ses unités à charbon les plus petites¹⁵⁹, soit dix tranches de 250 MW. Est également actée la fermeture des centrales

¹⁵⁷ En revanche, une TAC ou une CCG neuve, nécessitant des travaux nettement plus lourds, ne pourrait être opérationnelle avant 2030.

¹⁵⁸ [Loi n° 2025-336 du 14 avril 2025 visant à convertir des centrales à charbon vers des combustibles moins émetteurs en dioxyde de carbone pour permettre une transition écologique plus juste socialement.](#)

¹⁵⁹ Il s'agissait pour l'essentiel aussi des tranches les plus anciennes, avec des mises en service entre 1966 et 1971.

fonctionnant au fioul au plus tard en 2023¹⁶⁰. Ces décisions sont la conséquence de la perte de compétitivité de ces installations par rapport à d'autres sources d'énergie, comme le nucléaire ou le gaz, dans un contexte de surcapacité sur les marchés français et européens, de baisse du prix du « gros » au début des années 2010, ainsi que d'accroissement des exigences réglementaires, en particulier à visée environnementale (cf. 1.1.1).

Les trois tranches à charbon restantes, au Havre (tranche 4) et Cordemais (tranches 4 et 5), d'environ 600 MW chacune, avaient vocation à poursuivre leur activité et ont fait l'objet d'investissements significatifs sur la période 2010-2024 dans le cadre d'un plan de modernisation de 480 M€ au total. Au plan technique, ces investissements visaient d'abord à améliorer la disponibilité – et donc la rentabilité – de ces unités : l'indisponibilité moyenne de ces installations était alors évaluée à 15 % par EDF, soit un niveau très supérieur aux standards internationaux pour les tranches de cette génération¹⁶¹. Selon les hypothèses retenues à l'époque par EDF, ce programme d'investissement devait permettre de garantir un résultat opérationnel positif, et une rentabilisation des investissements à horizon 2028.

Il devait également permettre une exploitation prolongée des centrales, s'agissant d'unités arrivant à mi-vie et qu'EDF souhaitait maintenir en activité au moins jusqu'à 2035¹⁶². Si le critère de rentabilité était de nature à justifier le maintien en fonctionnement de ces installations selon EDF, l'entreprise justifiait également cette prolongation par des considérations tenant à l'équilibre du système électrique, tout particulièrement s'agissant de Cordemais. Cette centrale jouait alors un rôle important pour la sécurité électrique de la région Bretagne, et le parc thermique fournissait en 2015 environ 4 % de la production du parc EDF mais 20 % des services « système », qui contribuent à obvier aux déséquilibres de court terme du réseau.

Le Comité des engagements du comité exécutif du groupe EDF a décidé, le 14 mars 2011, de libérer une première tranche de 320 M€ pour les travaux à réaliser à l'occasion des visites réglementaires prévues entre 2014 et 2016¹⁶³. Sous réserve des performances opérationnelles obtenues et de l'évolution de la réglementation environnementale, une seconde tranche d'investissement de 160 M€ devait être confirmée en 2018. Selon EDF, seule la première partie du projet a été mise en œuvre. L'annonce de la sortie du charbon a donc remis en cause l'utilité du plan de modernisation, y compris de la première tranche d'investissement, soit 320 M€ qui n'auraient sans doute pas été engagés autrement.

2.2.3.2 La fermeture du site du Havre et le lancement d'études approfondies sur la possible conversion de Cordemais

L'annonce de la fermeture des centrales à charbon en 2017, suivie en 2019 par l'adoption de la loi énergie-climat, a logiquement conduit EDF à renoncer à la seconde tranche du projet, soit 160 M€. À compter de 2018, EDF indique n'avoir réalisé que des investissements d'entretien, destinés à maintenir les tranches en état jusqu'à leur arrêt définitif. Ce changement

¹⁶⁰ La dernière unité d'EDF, située à Cordemais, a cessé de fonctionner en 2018

¹⁶¹ La réduction du taux moyen indisponibilité des trois tranches charbon, censé passer de 15% à moins de 7% à l'issue des travaux.

¹⁶² 130 000 h de fonctionnement pour une durée de vie d'au moins 250 000 h selon EDF, en référence aux durées déjà atteintes sur les tranches existantes en Angleterre, en Allemagne et en Pologne.

¹⁶³ Une signature des marchés critiques devait avoir lieu en 2011 pour permettre une livraison dans les temps.

de contexte a surtout contraint l'exploitant à se prononcer sur l'avenir des deux sites concernés. En septembre 2019, EDF acte la fermeture, dès 2021, de l'unité du Havre, sans projet de conversion, et engage des études de faisabilité pour une éventuelle reconversion « verte » de la centrale de Cordemais.

Si EDF envisage la mise en service d'une installation décarbonée à Cordemais à partir de 2022, l'exploitant programme dans tous les cas sa fermeture au plus tard en 2026. Selon les évaluations internes réalisées en 2019, la centrale serait en effet structurellement déficitaire à compter de 2022, y compris en cas de conversion. En absence de conversion, les pertes d'exploitation étaient estimées par EDF à environ 200 M€ sur la période 2022-2026. Par ailleurs, un fonctionnement au-delà de 2026 aurait nécessité des visites décennales en 2027 et 2028, impliquant des opérations de contrôle et de maintenance coûteuses. Dès lors, le maintien à long terme de la centrale ne présentait plus de justification économique.

Ainsi, ces nouvelles analyses technico-économiques ont décidé de la mise à l'arrêt de la centrale de Cordemais, y compris en cas de conversion, hypothèse qui apparaissait encore plus défavorable au plan financier et ne pouvait s'envisager dans la durée. L'absence de rentabilité de la centrale au charbon est confirmée, rétrospectivement, par les résultats constatés entre 2018 et 2024 : l'EBE de Cordemais a été négatif sur la période, hormis sur les exercices 2021 et 2022, qui ressortent à des niveaux positifs en raison de la crise énergétique (cf. 0).

Le sort de la centrale du Havre a été tranché plus rapidement : EDF a opté pour sa fermeture à l'issue de l'hiver 2020-2021. Pour justifier un traitement différencié entre Cordemais et Le Havre, EDF s'appuie sur les analyses de RTE dans son bilan prévisionnel 2019¹⁶⁴. En effet, dans le Grand Ouest et particulièrement en Bretagne, la sécurité d'approvisionnement local reposait sur la mise en service de la centrale de Landivisiau et, surtout, de l'EPR de Flamanville. RTE alertait ainsi sur ce *risque spécifique* et en cas de nouveaux retards à Flamanville et Landivisiau, reconnaissait que le maintien ou la conversion de la centrale du Havre pourrait contribuer à la sécurité d'approvisionnement, tant au niveau national que local. Ce soutien devenait toutefois superflu si les deux tranches de Cordemais étaient maintenues en service durant l'hiver 2022-2023 et au-delà. En outre, à puissance équivalente, la contribution du Havre au maintien de la tension locale était moindre que celle de Cordemais¹⁶⁵.

Dans son rapport complémentaire de 2019¹⁶⁶, RTE concluait ainsi sans réserve sur le fait qu'il était préférable de maintenir la centrale de Cordemais à celle du Havre si une seule d'entre elles devait continuer à fonctionner. Ces éléments ont conduit EDF à décider la fermeture rapide de la centrale du Havre.

¹⁶⁴ RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - édition 2019

¹⁶⁵ La centrale de Cordemais dispose donc d'une puissance cumulée supérieure à celle du Havre, et l'efficacité, à moyens donnés, de la contribution de Cordemais à l'équilibrage local est également supérieure.

¹⁶⁶ RTE, « Analyses complémentaires sur l'équilibre offre demande d'électricité en France sur la période 2019-2023 », 3 avril 2019

2.2.3.3 Le projet de conversion à la biomasse de Cordemais définitivement écarté par EDF en 2024, faute de rentabilité suffisante

2.2.3.3.1 Un premier projet de décarbonation, s'articulant avec « Ecocombust », lancé en 2015 par EDF en partenariat avec Suez, puis abandonné en 2021

Dans une démarche de verdissement de son parc thermique, EDF a lancé en 2015 le projet industriel « Ecocombust », qui visait initialement à développer un combustible à partir de biomasse pouvant partiellement se substituer au charbon sur les tranches de Cordemais. Le projet a ensuite évolué pour envisager le lancement d'une filière de production d'un combustible « vert » fabriqué à partir de bois-déchets. Des pellets issus de bois de catégorie « B »¹⁶⁷, produits sur le site de Cordemais, devaient alimenter la centrale entre 2023 et 2026 selon un mix constitué à 80 % de pellets et à 20 % de charbon. Le surplus de pellets aurait été vendu à des tiers pour initier une filière industrielle¹⁶⁸. À partir de 2026, année de fermeture prévisionnelle de la centrale, la production aurait été entièrement destinée à des clients externes.

Il convient de distinguer, d'une part, la construction de l'usine de pellets et, d'autre part, les investissements d'adaptation des tranches, ces derniers ne relevant pas du périmètre formel d'Ecocombust et restant à la charge d'EDF. Lancé en 2015, le projet donne lieu à des essais de densification¹⁶⁹ en avril 2017, suivis de la mise en service d'un prototype en mai 2018, modifié en mai 2019 pour intégrer un système de traitement des effluents gazeux. EDF a engagé 26 M€ dans cette première phase : 16 M€ en dépenses de développement¹⁷⁰ et 10 M€ en dépenses d'exploitation, incluant 1,8 M€ pour l'achat de pellets et la réalisation d'essais.

La phase suivante s'est inscrite en partenariat avec Suez¹⁷¹, dans le cadre d'une coentreprise. EDF cherchait un partenaire capable d'investir à ses côtés – Suez devait apporter 10 M€ – et d'assurer la gestion du volet « traitement d'eau » de l'usine. La viabilité du projet était dès l'origine conditionnée à un soutien public substantiel, avant même que la dégradation des hypothèses financières intervenue entre 2020 et 2021 ne vienne encore compliquer l'équation économique. En mai 2021, les investissements totaux étaient évalués à 149 M€¹⁷², hors dépenses déjà engagées et EDF estimait nécessaire d'obtenir une subvention d'au moins 65 M€, en plus d'une avance remboursable de 15 M€ déjà promise par l'ADEME. Même dans ce cadre, le taux de rendement interne (TRI), évalué à 5,35 %, offrait une faible marge par rapport au coût moyen pondéré du capital (CMPC), estimé à 5,1 %.

En outre, les dépenses substantielles supportées par EDF dans cette opération doivent être prises en compte pour en évaluer la logique économique globale, même si elles ne relèvent pas formellement du projet Ecocombust. La substitution du charbon par des pellets aurait

¹⁶⁷ Ce bois, de moindre qualité que la qualité A, provient essentiellement de déchets de transformation du bois ou de bois recyclés (ex : palettes).

¹⁶⁸ L'usine était dimensionnée pour produire 160 000 t de pellets par an sur la base d'un fonctionnement de 8 000 h/an pendant 20 ans.

¹⁶⁹ Démonstrateur semi-industriel d'une capacité de production d'environ 1 t/h.

¹⁷⁰ Dont des études de conception et de construction du prototype pour 2,5 M€.

¹⁷¹ Signature d'un protocole d'accord avec Suez SA en janvier 2020, en vue d'évaluer les conditions préalables à la mise en place d'un partenariat pour développer, financer, construire et exploiter l'usine de pellets, ainsi que pour commercialiser les granulés produits.

¹⁷² Investissement brut total pour construire l'usine de 144 M€, auquel s'ajoute un investissement complémentaire de 5 M€ nécessaire en 2026 pour rendre l'usine de production de pellets autonome de la centrale après l'arrêt de celle-ci, en 2026.

entraîné pour EDF une charge supplémentaire de 52 M€/an entre 2022 et 2026, portant le déficit d'exploitation de la centrale à 252 M€ sur la période. Par ailleurs, les investissements nécessaires à l'adaptation de la centrale étaient estimés à 200 M€. Le projet Ecocombust apparaissait donc comme insuffisamment rentable, grevé par des surcoûts liés aux adaptations techniques et à un combustible plus onéreux. L'incertitude sur le niveau de soutien public et l'absence de débouchés garantis, au-delà de 2026, pour des pellets dont le coût de production était estimé à 190 €/t, ont conduit Suez, puis EDF en juillet 2021, à renoncer au projet.

2.2.3.3.2 Une tentative de relance avec Paprec en 2022, finalement abandonnée en 2024

Début 2022, le Gouvernement a lancé un appel à manifestation d'intérêt (AMI) national pour identifier et soutenir des projets visant à accélérer la production de pellets, en particulier pour remplacer certains usages du charbon dans les chaufferies et l'industrie. Cet AMI, qui offrait un cadre incitatif grâce à des financements publics (subventions ou apports en fonds propres), constituait un cadre attractif pour des initiatives telles qu'Ecocombust. Dans ce cadre, la société Paprec a indiqué à EDF son intérêt pour un projet d'usine de production de pellets reprenant les spécifications et technologies d'Ecocombust¹⁷³, et notamment le procédé *steam explosion* breveté par EDF. Le projet, déposé par Paprec avec l'appui d'EDF¹⁷⁴, représentait un investissement de 200 M€, réévalué à 270 M€. Le rôle d'EDF portait sur trois volets du projet : l'apport de son brevet, la mise à disposition du foncier nécessaire à Cordemais, et un engagement d'achat de pellets, tant que la centrale resterait en activité.

Dans la première version de son projet, Paprec conditionnait son investissement à l'octroi d'une aide publique de 79 M€ et à des garanties d'EDF sur le maintien en activité de la centrale de Cordemais pendant au moins dix ans après 2025, soit bien au-delà de la fermeture prévue pour 2026. EDF a toujours refusé de s'engager sur un tel horizon, d'autant que le prix des pellets prévu par Paprec, autour de 370 €/t¹⁷⁵, rendait le projet extrêmement déficitaire. À ce niveau, EDF estimait une perte d'exploitation cumulée de 1,5 Md€ sur quinze ans¹⁷⁶. Même avec des scénarios plus favorables, basés sur un prix d'achat de 180 €/t, plus conforme au marché selon EDF, les pertes d'exploitation se seraient élevées à plus de 80 M€/an à partir de 2027. EDF ne pouvant pas prendre l'engagement d'achat de pellets nécessaire à l'équilibre financier du projet Paprec, a annoncé, en septembre 2024, qu'il renonçait à la conversion de la centrale de Cordemais et envisageait sa fermeture en 2027. Les seuls premiers tests menés dans le cadre du partenariat avec Paprec ont représenté une dépense de 12 M€, dont près de la moitié pour l'adaptation des broyeurs de la centrale.

¹⁷³ Certains éléments sont toutefois propres au projet de Paprec, notamment une usine d'incinération de CSR (Combustible Solide de Récupération) pour produire la vapeur nécessaire au procédé de *steam explosion*, et qui permet en outre de traiter certains effluents du procédé de fabrication.

¹⁷⁴ Les deux entreprises signent ensuite, en juillet 2022, un protocole d'accord visant à évaluer les conditions préalables à la mise en place d'un partenariat pour développer, financer, construire et exploiter cette usine de production de black pellets.

¹⁷⁵ Un scénario alternatif est proposé par Paprec avec une usine de capacité réduite à 80 kt/an contre 160 kt/an, avec un prix de vente du pellet abaissé à 121 €/t, mais assorti du paiement d'une part fixe par EDF de 27 M€/an (soit un coût complet des pellets estimé à ~460 €/t) pendant 15 ans.

¹⁷⁶ Eu égard au pouvoir calorifique de ce type de pellets, que plusieurs sources situent entre 17 et 20 MJ/kg, et en retenant approximativement 35 % comme taux d'efficacité de la centrale convertie aux pellets, il faut environ 0,5 t de pellets pour produire 1 MWh d'électricité. Sous ces conditions, le coût de production ressort à 185 €/MWh du seul fait des charges liées à l'achat de pellets.

2.2.3.3.3 L'implantation d'une unité Framatome à Cordemais confirmée par EDF, en réponse aux évolutions législatives récentes invitant à réexaminer la possibilité d'une conversion décarbonée

Dans le même communiqué qui annonçait l'abandon définitif du projet de conversion aux pellets, le Groupe EDF confirmait sa volonté de maintenir sur le site une activité industrielle à travers sa filiale Framatome. À la place de sa centrale, le groupe envisage désormais de construire une usine de préfabrication des tuyauteries du circuit secondaire principal destinées aux EPR 2. Fin 2024, le projet « Framatome » arrive au terme de sa phase d'études de faisabilité, qui a permis de caractériser les besoins fonctionnels du projet et de valider l'adéquation du site industriel ciblé pour l'implantation d'une usine de préfabrication de tuyauteries nucléaires, le terrain de 3,5 hectares répondant aux exigences du projet.

EDF n'a pas fourni d'évaluation du coût global de la transformation du site permettant l'implantation d'une usine de Framatome. En particulier, l'entreprise n'est pas encore en mesure d'évaluer le coût social lié à l'arrêt de la centrale, lequel dépendra des conditions de reclassement et des mesures d'accompagnement qui seront décidées par le groupe. Aucune estimation n'a été produite sur le nombre de salariés de la centrale qui pourraient être réaffectés sur site, dans la nouvelle usine de Framatome. L'usine devrait employer 80 personnes lors de sa mise en service en 2028, principalement sur des métiers techniques (soudeurs, tuyauteurs, usineurs, topomètres, magasiniers, méthodes) ainsi que sur des fonctions supports (encadrement, planification, QHSE, bureau d'études). À terme, l'effectif pourrait atteindre 200 emplois.

EDF précise que la décision de renoncer à la conversion de la centrale est indépendante du choix d'implanter l'usine Framatome sur le site de Cordemais. Ce dernier aurait été retenu après une évaluation comparative de plusieurs emplacements, selon des critères techniques, logistiques, et au regard de considérations en matière d'emplois et de compétences. Le calendrier prévoit une décision d'investissement au second semestre 2025, après finalisation de l'Avant-Projet Sommaire (APS). La mise en œuvre du projet doit s'accorder avec les échéances du programme EPR 2, qui nécessite un démarrage des préfabrifications dès 2029.

La loi n° 2025-336 du 14 avril 2025 impose à EDF de : « *présenter, au plus tard le 31 décembre 2026, un projet de conversion de la centrale à charbon de Cordemais visant à adopter un procédé de production d'électricité moins polluant* ». En réponse à cette obligation, EDF indique avoir présenté aux services de l'État, à la fin du mois d'avril 2025, un plan de conversion qui confirme l'abandon du projet de conversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais et l'implantation sur le site d'une usine Framatome de préfabrication de tuyauteries nucléaires.

2.2.3.4 Le démantèlement de la centrale du Havre dans la perspective de la restitution du site à son propriétaire HAROPA PORT à l'horizon 2033

La centrale du Havre a été définitivement fermée le 1^{er} avril 2021, sans qu'EDF n'engage de projet de conversion décarbonée ni de substitution d'activité. L'enjeu porte désormais sur le démantèlement et la réhabilitation du site, propriété de HAROPA PORT, qui doit être restitué à horizon 2033. Le démantèlement implique trois types d'intervention : la post-exploitation (dont la mise en sécurité), la déconstruction des installations et la réhabilitation des

sols en vue d'un usage industriel futur. Les premières opérations de déconstruction des installations légères (réservoirs du parc à fioul, bâtiments tertiaires, entrepôts et installations de manutention du charbon) ont été engagées en 2022. Par ailleurs, certaines interventions, comme le désamiantage, ont été anticipées. Le calendrier prévisionnel prévoit la déconstruction des cheminées et bâtiments associés de 2025 à fin 2028, puis des autres bâtiments et installations de production (dont les principaux, comme le bloc usine), avec une finalisation en 2031. Les travaux de réhabilitation, d'une durée de deux à trois ans, suivront la déconstruction.

Les conditions de restitution du site sont encadrées par deux documents régissant les relations entre EDF et HAROPA PORT : la convention d'occupation temporaire (COT) et l'autorisation d'occupation temporaire (AOT). Ils définissent les grandes lignes des modalités de déconstruction et prévoient la conclusion d'un protocole précisant les conditions de restitution. Deux protocoles de désimplantation sont ainsi en cours de négociation, l'un pour l'emprise de la centrale (COT), l'autre pour les ouvrages relevant de l'AOT. Une fois signés, ils constitueront le cadre contractuel définitif et permettront d'établir l'évaluation finale des coûts de déconstruction, à la charge exclusive d'EDF. Dans le cadre de ces discussions, EDF propose la rétrocession de certains ouvrages dans un état compatible avec leur réutilisation par HAROPA PORT, notamment les canalisations de rejet et la station de pompage, ce qui permettrait leur valorisation et de réduire le coût global des travaux pour EDF.

En attendant la consolidation des coûts définitifs, EDF a provisionné une enveloppe de 213 M€ à fin 2024 pour couvrir les dépenses liées au démantèlement et aux opérations de post-exploitation jusqu'à la réhabilitation. Le coût total de démantèlement pour la période 2021-2031 est actuellement estimé à 238 M€. À ces coûts, s'ajoutent les crédits du fonds charbon et ceux relatifs au reclassement des salariés. Les dépenses engagées à ce jour pour le démantèlement de la centrale s'élèvent à 11 M€.

Sur le plan social, les 171 salariés d'EDF concernés ont tous été reclassés au sein du Groupe ou ont opté pour l'inactivité ou un congé de fin de carrière. Le relevé de conclusions « Modalités d'accompagnement des salariés dans le cadre de la transformation des sites Charbon » signé avec les organisations syndicales en juillet 2019 prévoit différentes mesures d'accompagnement au reclassement ou d'aménagement de fin de carrière, avec un coût moyen d'environ 45 k€ par contrat de parcours. Actuellement, 18 personnes du Centre post-exploitation et du Centre d'Ingénierie Thermique et Transport travaillent sur le site pour suivre les opérations liées à la post-exploitation, la déconstruction ou la réhabilitation de certaines zones dans le cadre de discussions spécifiques avec HAROPA PORT¹⁷⁷.

¹⁷⁷ Le projet de réhabilitation de la centrale du Havre mobilise de nombreuses compétences (études et conception des différents chantiers, post-exploitation, suivi des contrats, suivi des chantiers...) ne se trouvant pas sur le site du Havre.

2.2.4 Un déficit capacitaire en 2030 qui impose à l'État de clarifier ses intentions sur l'avenir du parc thermique

2.2.4.1 Une stratégie sur les capacités thermiques sous fortes contraintes économiques et environnementales

Comme expliqué en 1.2.3, l'électrification croissante des usages entraînera une hausse durable de la demande, susceptible de fragiliser la sécurité d'approvisionnement. RTE anticipe, dans son scénario de référence, un déficit capacitaire de 5 GW à l'horizon 2030, malgré les mesures de flexibilisation de la demande et le déploiement de batteries. Pour y remédier, entre 2 et 5 GW de capacités thermiques supplémentaires pourraient être nécessaires selon ce scénario du bilan prévisionnel 2023-2035¹⁷⁸. Ce besoin pourrait être couvert, selon RTE, par le maintien ou la conversion d'unités existantes dont la fermeture est programmée (charbon, turbines à combustion¹⁷⁹ ou cogénération anciennes¹⁸⁰), ou par la construction de nouvelles unités décarbonées. Ces options impliquent des investissements importants et, pour les capacités neuves, des délais de mise en œuvre qui appellent des décisions rapides.

L'élaboration d'une telle stratégie doit répondre à des exigences environnementales, qui restreignent fortement le champ des solutions admissibles. Le maintien des deux dernières centrales à charbon, mode de production le plus émissif, est exclu car incompatible avec les objectifs climatiques ; il en est de même de la construction de nouvelles unités exclusivement au gaz, contraire à la PPE 2. Le maintien des unités au fioul les plus anciennes est également compromis, la PPE 3 visant l'arrêt complet de la production à base de pétrole d'ici 2030¹⁸¹. La conversion à la biomasse (pellets, biogaz) suscite d'autres inquiétudes : la tension sur cette ressource impose une hiérarchisation des usages, et la PPE 3 ne fait pas de la production électrique une priorité.

À ces limites s'ajoute la faible rentabilité économique des centrales thermiques, décarbonées ou non. La filière peine à atteindre l'équilibre avec les seuls revenus « énergie », et toutes les technologies (turbines à combustion [TAC], centrale à cogénération à gaz [CCG]...) affichent des *missing money* positifs pour 2026 selon les évaluations préliminaires de la CRE. RTE considère que cette dégradation des perspectives économique de la filière devrait se poursuivre dans les prochaines années. Ainsi, « *les régimes de prix projetés à l'horizon 2026-2035 ne permettent pas, en l'absence de mécanisme de capacité, de garantir la viabilité économique des moyens de pointe ni de rentabiliser de nouveaux investissements* »¹⁸². L'opérateur en conclut que « *la pérennisation d'un mécanisme de capacité apparaît nécessaire* ».

¹⁷⁸ En 2023, le parc de production thermique fossile représente une capacité installée totale de près de 18 GW composée de moyens de production au charbon (1,8 GW), au gaz (13 GW) et au fioul (3 GW). Il contribue au mix de production électrique national à hauteur d'environ 40 TWh.

¹⁷⁹ Le parc installé s'élève à 2 GW, dont 1,4 GW au fioul en 2023. Plus de la moitié de ce parc est relativement jeune (moins de 20 ans) ; les turbines à combustion les plus anciennes, situées en Bretagne et qui ont eu 40 ans en 2021, représentent 350 MW et sont considérées comme déclassées en 2030 dans le scénario de référence.

¹⁸⁰ Le parc de cogénérations est constitué de groupes fonctionnant essentiellement au gaz (environ 5 GW en 2023), dont près de la moitié bénéficie d'un dispositif de soutien et 1,5 GW se valorisant à la fois sur les marchés de l'électricité et sur la vente de vapeur. Le scénario de référence table sur une fermeture des installations les plus anciennes correspondant à environ 500 MW à l'horizon 2030.

¹⁸¹ Le maintien des TAC les plus anciennes, au fioul mais aussi au gaz, suscite également des interrogations techniques liées au caractère vieillissant de ces installations et aux conditions de leur pérennisation.

¹⁸² RTE, bilan prévisionnel 2023-2035, chapitre 9.

pour éviter que la fermeture de capacités ne conduise à un niveau de sécurité d'approvisionnement inférieur au critère fixé par les pouvoirs publics »¹⁸³.

Alors que les modes de production conventionnels tendent tous vers des niveaux de rentabilité insuffisants¹⁸⁴, les projets de conversion décarbonée sont encore plus vulnérables. L'échec d'Ecocombust à Cordemais ou la conversion opérée à Gardanne au prix d'un soutien très significatif en témoignent. Une conversion intégrale au biogaz serait extrêmement déficitaire, et même une conversion partielle, comme celle envisagée à Saint-Avold, serait loin de couvrir ses coûts avec les seuls revenus dits « énergie » selon l'analyse du cabinet conseil sollicité par l'opérateur.

Le maintien en activité d'une part significative du parc thermique national à l'horizon 2030 ne paraît envisageable qu'au prix d'un soutien financier vraisemblablement renforcé du mécanisme de capacité. Si les règles de fonctionnement de ce dernier ne sont pas encore arrêtées, son objectif demeure de garantir la viabilité économique des installations essentielles à la sécurité d'approvisionnement, et, le cas échéant, d'encourager le développement de nouvelles capacités. Reste que le soutien via ce dispositif devra respecter des principes d'efficience et d'incitation vertueuse, qui conduiront à des niveaux de rémunération ne permettant de rentabiliser qu'une partie des modalités de production théoriquement éligibles, *a priori* les plus compétitives.

2.2.4.2 Une nécessaire clarification de la stratégie de l'État concernant la contribution du parc thermique au besoin capacitaire à horizon 2030

Le projet de PPE 3 reprend les constats de RTE sur le risque de déficit capacitaire à moyen terme, en insistant sur le développement des énergies renouvelables et la flexibilisation de la demande. Il impose des restrictions à l'évolution du parc thermique mais reste flou sur la contribution attendue de ce parc à la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030. Certaines filières, comme les centrales au fioul, sont particulièrement concernées : leur fermeture ou leur conversion à un combustible décarboné est prévue d'ici 2030, sans que les modalités techniques ni le réalisme économique de ces adaptations soient précisés. Le projet de PPE 3 se borne à indiquer que « *si certaines des turbines à combustion les plus anciennes pourront être amenées à fermer, l'objectif pour le reste est d'utiliser des combustibles bas-carbone en substitution au fioul à horizon 2030.* »

Or, si la conversion des unités au fioul vers des solutions décarbonées s'avérait techniquement ou économiquement impossible, jusqu'à 1,4 GW de TAC au fioul pourrait être déclassé d'ici à 2030, soit 1 GW de plus que ce prévoit le scénario de référence de RTE. En plus de ces TAC, la fermeture de 700 MW d'installations au fioul de faible puissance, considérées comme encore en service à cette échéance dans ce même scénario¹⁸⁵, pourrait également creuser davantage le déficit capacitaire. Compte tenu des délais nécessaires pour adapter le parc thermique, une clarification rapide des intentions de l'État est indispensable. À

¹⁸³ RTE, bilan prévisionnel 2023-2035, chapitre 9.

¹⁸⁴ Hors dispositifs de soutien, et notamment de mécanisme de capacité.

¹⁸⁵ Les groupes de faibles puissance unitaires représentaient 1,5 GW en 2024, dont 70 % fonctionnent au fioul. Des déclassements progressifs sont anticipés par RTE dans son scénario de référence, ramenant le total de puissance installé pour ces groupes, quel que soit le combustible utilisé, à 1 GW en 2030.

titre d'exemple, EDF, qui envisage d'alimenter ses TAC avec des huiles végétales hydrogénées, estime à environ sept ans le temps requis pour mettre en service une unité convertie.

Le projet de conversion partielle de la centrale de Saint-Avold au biogaz nécessite aussi une clarification rapide de la position de l'État, en lien avec l'enjeu de sécurité d'approvisionnement. Porté par GazelEnergie, il permettrait de maintenir 600 MW selon des modalités de production moins émissives¹⁸⁶, tout en étant globalement plus économique que la construction d'une TAC ou d'une CCG. GazelEnergie estime que l'équilibre financier du projet est atteignable avec un soutien substantiel du mécanisme de capacité, estimé entre 60 et 80 k€/MW, un niveau d'aide qui n'apparaît pas hors de portée. La levée des freins juridiques à cette conversion ne semble donc pas injustifiée techniquement, objectif auquel répond en grande partie la loi adoptée le 7 avril 2025.

Au-delà de la situation de Saint-Avold, il convient que l'État clarifie sa position sur le devenir du parc thermique, en lien avec l'enjeu de sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030. L'État devra procéder à des projections-cibles sur les capacités thermiques françaises, en précisant les conditions juridiques et financières rendant possible le maintien, la conversion ou la construction des infrastructures jugées nécessaires. Cette réflexion devra être étroitement articulée avec l'élaboration du mécanisme de capacité.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Les centrales à charbon ont connu un regain d'activité temporaire au cours de la crise énergétique de 2021-2022, alors que leur fonctionnement se limitait à quelques centaines d'heures par an depuis 2019. La forte hausse des prix de l'électricité et l'assouplissement des restrictions réglementaires ont conduit à un recours accru à ces unités, avec un pic d'activité atteint durant l'hiver 2021-2022. Malgré cet épisode exceptionnel, qui leur a permis de dégager des bénéfices sur une courte période, elles souffrent d'une fragilité économique structurelle.

Le modèle économique des centrales à charbon est pénalisé par des coûts fixes et variables élevés, et par une évolution des conditions de marché qui ne devraient pas leur être favorables à moyen terme. Même en intégrant les revenus du mécanisme de capacité, leur viabilité demeure très incertaine. De fait, ces centrales auraient sans doute fermé à plus ou moins brève échéance, indépendamment de l'objectif politique de sortie du charbon.

Les quelques projets de conversion décarbonée envisagés pour succéder aux centrales à charbon se sont heurtées à des difficultés économiques encore plus prononcées, notamment parce que l'approvisionnement en biomasse solide s'avère plus onéreux que le charbon. La conversion à la biomasse d'une première tranche au charbon à Gardanne en 2013 illustre cette problématique. Le soutien public important accordé au producteur en fin d'année 2024, qui présente un risque élevé pour les finances publiques, a été mis en place selon des modalités ayant permis de réviser des conditions contractuelles substantielles du contrat initial d'achat d'électricité, sans mise en concurrence, et alors que GazelEnergie Génération l'avait résilié en octobre 2022. Le cadre juridique mis en œuvre a ainsi permis de contourner le droit en vigueur et d'éviter la signature d'un nouveau contrat incompatible avec les orientations de la PPE 2 et les règles européennes en matière d'aides d'État, par ailleurs pour une installation dont la justification technique n'est pas avérée dès lors qu'elle ne répond plus à un besoin de sécurité d'approvisionnement. Les modifications substantielles des clauses du contrat initial ont

¹⁸⁶ Division par quatre environ des émissions de GES avec un approvisionnement à 60 % en biogaz.

également conduit à une revalorisation du tarif accordé à GazelEnergie, au-delà de la modification de la formule d'indexation, qui outrepassa le cadre juridique déterminé par l'article 229 de la loi de finances pour 2024. S'y ajoutent un bilan carbone critiquable et un impact environnemental contesté.

Faute de rentabilité, le projet « Ecocombust », porté par EDF et Suez pour convertir Cordemais à la biomasse, a été abandonné en 2021, puis relancé avec Paprec en 2022, avant d'être définitivement écarté en 2024. À Saint-Avold, plusieurs hypothèses – conversions partielles aux pellets, puis au biogaz – ont été successivement envisagées, mais aucune décision n'a encore été arrêtée, tant du côté de l'État que de celui de GazelEnergie. Ces hésitations persistantes, voire ces errements, témoignent non seulement des difficultés objectives à élaborer un modèle économique viable, mais également du flou de la stratégie de l'État sur le devenir de ces centrales.

Du reste, la nécessité d'une clarification dépasse le seul cadre des projets de conversion des centrales à charbon, dont seul le cas de Saint-Avold reste encore en suspens. Alors qu'entre 2 et 5 GW de capacités thermiques supplémentaires pourraient être requis pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique à partir de 2030, le projet de PPE 3 reste vague sur la manière dont l'État entend remédier à ce déficit capacitaire.

Dans ce contexte, l'État doit rapidement préciser sa stratégie. Il est nécessaire, au-delà du devenir du site de Saint-Avold, de clarifier le rôle du parc thermique dans la sécurisation de l'approvisionnement électrique à moyen terme. Cette réflexion doit être menée en cohérence avec la réforme du mécanisme de capacité, prévue pour entrer en vigueur à partir de 2026 –, qui constitue un levier indispensable pour assurer le maintien de certaines capacités, ou pour viabiliser des projets de conversion ou de construction de nouvelles unités décarbonées.

ANNEXES

Annexe n° 1. Liste des sigles.....	72
Annexe n° 2. Les différentes catégories de centrale thermique.....	73
Annexe n° 3. La notion de sécurité d'approvisionnement du système électrique.....	74
Annexe n° 4. Le mécanisme de capacité	76
Annexe n° 5. Les prévisions à moyen terme de RTE sur certains des déterminants du modèle économique des centrales à charbon	79
Annexe n° 6. Contentieux administratif afférent à l'autorisation d'exploitation de la centrale à biomasse de Gardanne et enjeux environnementaux liés à cette conversion.....	81

Annexe n° 1. Liste des sigles

AOLT	Appel d'offre de long terme
CCG	Centrale à cogénération à gaz
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
CRE	Commission de régulation de l'énergie
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DIATTE	Délégation interministérielle à l'accompagnement territorial et à la transition énergétique
EBE	Excédent brut d'exploitation
EPR	<i>European Pressurized Reactor</i>
HEPP	Heures équivalent pleine puissance
PNAQ	Plan national d'allocation des quotas d'émission
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
RTE	Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité
STEP	Stations de transfert d'énergie par pompage
TAC	Turbine à combustion
TRI	Taux de rendement interne

Annexe n° 2. Les différentes catégories de centrale thermique

Les centrales à turbines à vapeur, ou simplement centrales à vapeur, fonctionnent en utilisant une chaudière pour produire de la vapeur, laquelle alimente une turbine pour générer de l'électricité. Elles peuvent être alimentées par différents combustibles : le charbon, le fioul – longtemps le principal combustible utilisé dans les centrales thermiques et remplacé par le charbon après le choc pétrolier de 1973 – et le gaz naturel. Les centrales au charbon et au fioul présentent un temps de démarrage relativement long, souvent compris entre 6 et 12 heures¹⁸⁷, en raison du délai nécessaire pour chauffer la chaudière et produire la vapeur¹⁸⁸.

Ce délai peut en outre grandement dépendre du délai qui s'est écoulé depuis le dernier arrêt. Pour la centrale de Cordemais, le délai de mobilisation à puissance maximale atteint 13 heures dans le cas d'un démarrage à froid, c'est-à-dire faisant suite à une mise à l'arrêt de plus de 48 heures ; ce délai est abaissé à 4,5 heures en cas de démarrage à chaud, faisant suite à une mise à l'arrêt de moins de 4 heures¹⁸⁹.

Lorsqu'elles sont alimentées par du gaz, ces centrales présentent normalement un temps de démarrage moins long, variant entre 1 et 4 heures. Cette plus grande réactivité par rapport au combustible charbon est un des arguments mis en avant par GazelEnergie pour convaincre l'État de soutenir son projet de conversion au (bio-)gaz de sa centrale au charbon de Saint-Avold.

Les centrales à turbines à combustion (TAC) à cycle ouvert utilisent une turbine à gaz pour produire de l'électricité à partir de la chaleur générée par la combustion du gaz naturel¹⁹⁰. Ces centrales sont particulièrement réactives, avec un temps de démarrage généralement inférieur à 10 minutes, ce qui les rend particulièrement adaptées pour répondre aux pics de demande et participer aux « réserves systèmes » visant à assurer l'équilibrage en temps réel du réseau.

Les centrales à cycle combiné à gaz (CCG) combinent une turbine à gaz et une turbine à vapeur. Le gaz naturel est brûlé dans la turbine à gaz, et la chaleur excédentaire des gaz d'échappement est récupérée pour produire de la vapeur, qui alimente une turbine à vapeur. Les CCG ont l'avantage d'être particulièrement efficaces, avec un rendement au moins égal à 65 %, au prix d'un temps de démarrage plus long que celui des TAC, qui reste inférieur à 1 heure pour arriver à pleine puissance selon EDF.

¹⁸⁷ Les temps de démarrage sont plus courts avec le combustibles fioul qu'avec le charbon.

¹⁸⁸ Il faut également prévoir un temps minimum de fonctionnement avant que les systèmes de dépollution ne soient opérationnels.

¹⁸⁹ Pour Saint-Avold, l'ordre de grandeur est comparable, avec un délai minimum de 4 heures pour atteindre la pleine puissance en cas d'arrêt de moins de 3 heures, et un délai maximum de 16 heures en cas d'arrêt de plus de 96 heures.

¹⁹⁰ Les TAC peuvent être alimentées par d'autres combustibles, comme le fioul, qui est toutefois moins couramment utilisé en raison de son coût et de son impact environnemental.

Annexe n° 3. La notion de sécurité d'approvisionnement du système électrique

Le cadre législatif et réglementaire français définit explicitement un critère de sécurité d'approvisionnement à l'aune duquel le système électrique doit être dimensionné. Il confie à RTE, aux termes de l'article L. 141-8 du Code de l'énergie¹⁹¹ et en sa qualité de responsable de l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau national, le rôle d'évaluation des risques de déséquilibre entre les besoins en puissance et la production disponible pour les satisfaire.

Plus précisément, le critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique, mentionné à l'article L. 100-1 du code de l'énergie, est fixé par arrêté ministériel, en application des articles L. 141-7 et D 141-12-6 du même code¹⁹². En vertu de ces dispositions réglementaires, la condition de sécurité d'approvisionnement est considérée comme satisfaite lorsque la modélisation prévisionnelle de l'équilibre entre l'offre et la demande conclut à « *une durée moyenne de défaillance annuelle inférieure à trois heures et à une durée moyenne de recours au délestage [...] inférieure à deux heures* ».

Le critère d'approvisionnement est donc double et articule les deux notions distinctes de « défaillance » et de « délestage »¹⁹³. En cas de défaillance, caractérisée par un déséquilibre entre consommation et production, RTE peut mobiliser des moyens exceptionnels (moins de trois heures par an), parmi lesquels des moyens de sauvegarde (ex : interruptibilité de grands industriels volontaires, diminution de la tension sur le réseau) puis, en dernier recours, des mesures de délestage, consistant en des coupures ciblées et momentanée d'une partie de la consommation (moins de deux heures en moyenne par an).

Pour juger du respect du critère de sécurité d'approvisionnement, RTE produit régulièrement des simulations prospectives¹⁹⁴, publiées dans ses bilans prévisionnels. Ces travaux permettent en particulier de calculer, par une méthode probabiliste consistant à croiser aléatoirement les déterminants de l'offre (ex : disponibilité des parcs thermiques et nucléaire) et de la demande d'électricité (ex : température), la moyenne du nombre d'heures pendant lesquelles un déséquilibre est observé sur une année donnée¹⁹⁵. Ces simulations sont généralement réalisées dans le cadre d'un scénario de référence (cas de base), qui intègre certaines hypothèses de manière déterministe (ex : fermeture des centrales à charbon à horizon 2022). Des scénarios alternatifs ou des variantes ou scénario central sont également simulés, notamment pour étudier la sensibilité du résultat à certaines hypothèses.

Le critère de sécurité d'approvisionnement, défini comme une « moyenne », a l'avantage de la simplicité mais présente certaines limites. D'une part, le respect de ce critère

¹⁹¹ Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité établit chaque année un bilan électrique national et un bilan prévisionnel pluriannuel évaluant le système électrique au regard du critère de défaillance mentionné à l'article L. 141-7. Le bilan électrique national couvre l'année précédant la date de sa publication et le bilan prévisionnel couvre une période minimale de cinq ans à compter de la date de sa publication.

¹⁹² Arrêté du 5 août 2022 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique mentionné à l'article L. 141-7 du code de l'énergie, qui dispose en particulier que « l'objectif de sécurité d'approvisionnement mentionné à l'article L. 100-1 implique que soit évitée la défaillance du système électrique, dont le critère est fixé par le ministre chargé de l'énergie conformément à l'article 25 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. »

¹⁹³ Antérieurement au décret n°2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, seul le critère de défaillance était utilisé.

¹⁹⁴ RTE réalise généralement des simulations à cinq ans, considérées comme de moyen terme, éventuellement complétées par des projections de plus long terme.

¹⁹⁵ RTE procède à des modélisations probabilistes réalisées selon une méthode de Monte-Carlo, qui permet de simuler et de combiner différentes variables aléatoires.

n'implique pas l'absence totale de risque ; d'autre part, l'espérance mathématique du nombre d'heures de défaillance ou de délestage ne renseigne pas sur la probabilité de survenue d'un tel événement, ni sur son ampleur le cas échéant (durée et profondeur, énergie non desservie...). Une analyse complète de la sécurité d'approvisionnement nécessiterait de donner à voir la totalité de la dispersion des situations autour de la valeur moyenne¹⁹⁶.

Un événement de défaillance du système électrique ne traduit donc pas nécessairement une erreur de modélisation ou un mauvais dimensionnement de l'offre. Le critère, tel qu'il est défini aujourd'hui et qui n'exclut pas l'éventualité de périodes de délestage, est la résultante d'un arbitrage entre les avantages que retirent les consommateurs du fait d'un moindre risque de rupture d'approvisionnement et le coût ou les efforts nécessaires pour développer des moyens supplémentaires d'offre de production et d'effacement de consommation afin de réduire ce risque.

Pour apprécier plus largement la sécurité d'approvisionnement du système électrique français, RTE conduit également des évaluations de risques via des « stress-tests ». L'équilibre offre-demande est ainsi analysé par RTE dans le cas de configurations spécifiques où certains paramètres (vent, température, disponibilité de certaines filières de production, etc.) prennent des valeurs extrêmes, de manière individuelle (stress-tests mono-factoriels), ou conjointement (stress-tests plurifactoriels).

¹⁹⁶ À titre d'exemple, sur l'hiver 2018-2019, 10 % des cas simulés dans le cadre du bilan 2017 présentent plus de 8h de défaillance, et 16 % présentent au moins trois heures de défaillance.

Annexe n° 4. Le mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité a été institué par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) du 7 décembre 2010¹⁹⁷. Sa mise en œuvre a été précisée par le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012¹⁹⁸ qui vise à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité en incitant les acteurs du marché à assurer la disponibilité de capacités suffisantes lors des périodes de forte demande. Ce dispositif soutient financièrement les installations participant à la stabilité du réseau en leur offrant une rémunération complémentaire liée à leur engagement de disponibilité, et ce, indépendamment de leur production effective.

Ce dispositif repose sur un principe de certification des capacités et d'obligations imposées aux acteurs de marché. Les acteurs obligés (fournisseurs et grands consommateurs raccordés au réseau de transport) doivent acquérir des garanties de capacité pour couvrir la consommation de leurs clients. Les exploitants d'installations de production, de capacités d'effacement, ainsi que certaines infrastructures de stockage et d'interconnexion peuvent obtenir une certification et vendre ces garanties.

La création de ce dispositif s'inscrit dans un contexte particulier. Jusqu'en 2012, la pointe de consommation en France connaissait une augmentation structurelle, accompagnée d'une volatilité croissante liée aux variations climatiques¹⁹⁹. Cette situation faisait naître des craintes sur la capacité du système électrique à répondre aux besoins de consommation en période de tension. Face aux difficultés économiques rencontrées dans ce contexte par certaines installations de pointe, notamment les centrales à cycles combinés gaz (CCG), les opérateurs menaçaient de les mettre sous cocon, ce qui aurait accru le risque de défaillance du système électrique. Cette conjonction entre l'instabilité des pointes de consommation et leur tendance haussière a donc justifié la création d'un mécanisme de capacité.

La mise en place du mécanisme a nécessité plusieurs années de développement avant son entrée en vigueur effective. Après une première définition de son architecture en 2012²⁰⁰, les modalités opérationnelles ont été précisées par l'arrêté du 22 janvier 2015²⁰¹. La mise en œuvre du mécanisme a débuté en 2017 sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), avec une première année complète de livraison en 2019.

Le mécanisme repose sur des enchères permettant l'échange de garanties de capacité. Avant l'année de livraison, jusqu'à 15 enchères peuvent être organisées, débutant quatre ans à l'avance afin d'assurer une visibilité aux différents acteurs. Trois enchères supplémentaires, organisées pendant et après l'année de livraison, permettent aux acteurs obligés d'ajuster leurs positions pour éviter des pénalités, sans intervention des producteurs. Les rémunérations offertes par ce mécanisme ont fortement varié depuis sa création.

¹⁹⁷ [Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME.](#)

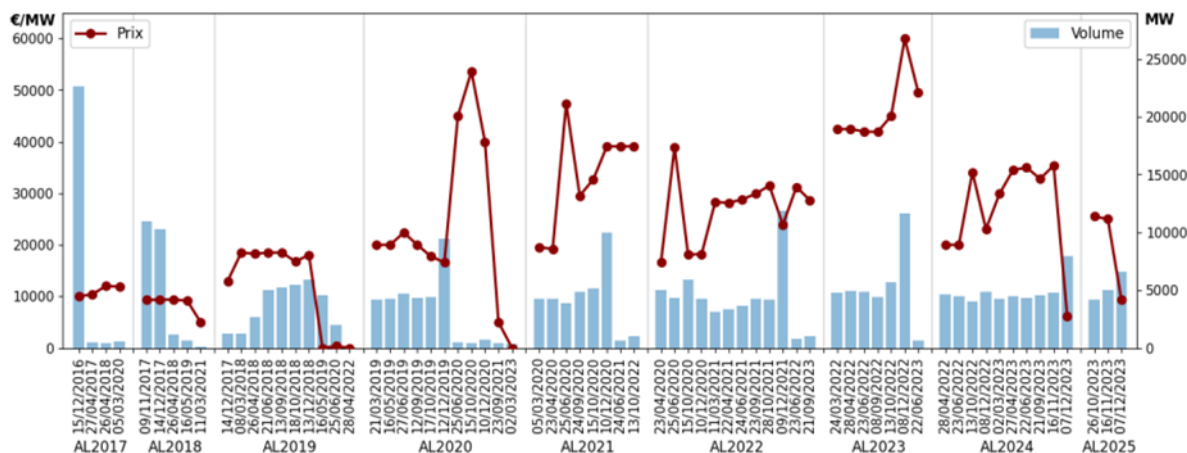
¹⁹⁸ [Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.](#)

¹⁹⁹ La consommation électrique était donc particulièrement thermosensible ; la demande augmentait de 2 400 MW par degré perdu, ce qui amplifiait la demande en période de froid.

²⁰⁰ [Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.](#)

²⁰¹ [Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité.](#)

Graphique n° 14 : Rémunération des capacités pour chaque enchère du mécanisme de capacité et en fonction de l'année de livraison (AL)



Source : Commission de régulation de l'énergie (CRE)

La mise en place de mécanismes de capacité est encadrée, au niveau européen, par le Règlement électricité de 2019, qui les considère comme des aides d'État soumises à l'approbation de la Commission européenne. Ces mécanismes doivent être justifiés par l'existence d'un déficit capacitair, identifié soit au niveau national (via le Bilan prévisionnel de RTE) soit au niveau européen (via l'*European Resource Adequacy Assessment* [ERAA]).

La révision du Règlement électricité en 2024 vise à simplifier la mise en œuvre de ces mécanismes et à reconnaître leur rôle structurel dans le marché de l'électricité. La Commission européenne, forte de l'expérience de la crise énergétique, considère désormais qu'ils contribuent à améliorer la sécurité d'approvisionnement et à renforcer la flexibilité du système à mesure que la part des énergies renouvelables croît. Toutefois, leur mise en œuvre reste conditionnée à l'identification d'un déficit de capacité pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement.

Depuis 2017, le mécanisme a évolué pour s'adapter aux enjeux du secteur électrique. Outre l'ouverture à la participation des capacités étrangères et la création d'un appel d'offres long terme (AOLT) approuvé par la Commission européenne en 2016 et lancé en 2019, d'autres ajustements ont été apportés pour améliorer son efficacité. En 2018, des modifications sont également apportées pour mieux prendre en compte de nouveaux enjeux comme l'autoconsommation et le stockage par batteries, permettant une meilleure valorisation des nouvelles solutions de flexibilité du réseau.

Par ailleurs, des critères environnementaux ont été progressivement introduits. Le Règlement électricité 2019/943 a notamment renforcé ces exigences en limitant la participation des installations émettant plus de 0,55 tCO₂eq/kWh et plus de 0,35 tCO₂eq/MW de puissance installée. Ces nouvelles contraintes incitent au développement de capacités plus décarbonées. Le seuil de 0,35 tCO₂/kW, en particulier, limite la durée de fonctionnement des centrales à charbon qui souhaiteraient rester éligibles au dispositif.

Les analyses menées par RTE ont montré que, sur la période 2017-2019, le mécanisme a permis d'assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Quatre filières – cycles combinés gaz, turbines à combustion, installations de cogénération et effacement – ont

particulièrement bénéficié du dispositif, représentant une puissance cumulée de 9 GW certifiée en moyenne sur cette période (mais 14,4 GW installés). En l'absence du mécanisme, entre 1,8 et 3,5 GW de capacités auraient probablement fermé, ce qui aurait entraîné une augmentation des défaillances de l'ordre de dix heures par an, bien au-delà du seuil réglementaire des trois heures.

Un nouveau mécanisme de capacité, dont l'entrée en vigueur est prévue pour novembre 2026 est en cours d'élaboration afin de rationaliser le fonctionnement des enchères et d'améliorer la prévisibilité du dispositif pour les acteurs de marché²⁰². Il prévoit une réduction du nombre d'enchères, avec l'organisation d'une enchère principale quatre ans avant l'année de livraison, assortie, si besoin, de contrats pluriannuels d'une durée pouvant atteindre environ dix ans pour la construction de nouvelles capacités, et d'une enchère complémentaire un an avant cette échéance. Cette réforme vise à assurer une meilleure adéquation entre l'offre et la demande de garanties de capacité tout en renforçant l'efficacité économique du mécanisme.

Par ailleurs, une évolution structurelle majeure réside dans la centralisation du dispositif. RTE deviendra l'unique acheteur des engagements de disponibilité des exploitants, se substituant ainsi aux fournisseurs. Ce changement entraînera une refonte du mode de financement du mécanisme, désormais fondé sur une taxe prélevée auprès des fournisseurs en fonction de la consommation enregistrée lors des périodes de tension. Cette réforme soulève aussi des interrogations quant à son impact financier, en particulier en raison de l'application de la TVA sur cette taxe, ce qui pourrait accroître le coût global du dispositif, actuellement estimé à 600 millions d'euros par an. Afin de limiter cet effet, une réduction de l'accise sur les tarifs de fourniture pourrait être envisagée.

Un autre enjeu clé du futur mécanisme est l'intégration accrue des flexibilités décarbonées. La DGEC souhaite introduire une enchère spécifique réservée aux flexibilités vertes (effacements et stockage), qui bénéficieraient de leur propre prix dans la limite d'un volume réservé déterminé en fonction des objectifs fixés par la PPE. Par ailleurs, deux plafonds de rémunération devraient être appliqués : l'un pour les capacités existantes et l'autre, plus élevé, pour les nouvelles capacités.

Enfin, la transition vers le nouveau mécanisme connaît un retard dans sa mise en œuvre. Un comité de suivi associant la DGEC, RTE et la CRE a été mis en place pour stabiliser les éléments d'architecture encore en suspens. L'objectif est d'obtenir l'approbation de la Commission européenne d'ici la fin de l'année 2025 afin d'organiser la première enchère du nouveau mécanisme dès novembre 2026.

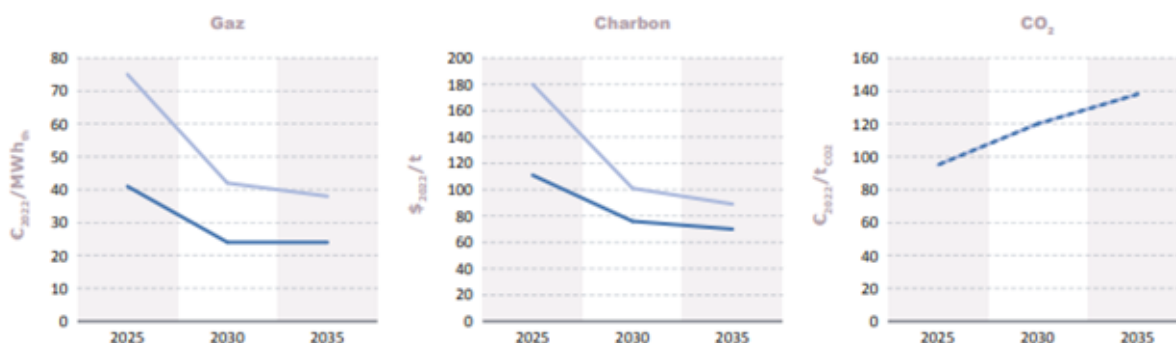
²⁰² Les pouvoirs publics et RTE ont initié dès le mois d'avril 2022 des travaux visant à refondre le mécanisme de capacité actuellement en vigueur. Ce dernier ayant en effet reçu l'approbation de la Commission européenne pour dix ans à compter de novembre 2016, les travaux en cours visent ainsi à permettre le déploiement d'un nouveau mécanisme à compter d'une première période de livraison prévue pour l'hiver 2026-2027, sous réserve notamment de la durée d'examen du dispositif par la Commission européenne.

Annexe n° 5. Les prévisions à moyen terme de RTE sur certains des déterminants du modèle économique des centrales à charbon²⁰³

Pour réaliser des projections sur le système électrique à moyen et long termes, RTE modélise l'évolution d'un ensemble de variables de marché dans son bilan prévisionnel 2023-2035, dont les prix des combustibles et celui du CO₂. Les hypothèses retenues par RTE sur les déterminants de l'équilibre économique des centrales à charbon permettent d'apprécier les perspectives de rentabilité de ces centrales à moyen terme.

S'agissant des combustibles, les différents scénarios macroéconomiques considérés par RTE concluent à des prix supérieurs à ceux observés avant les crises sanitaire et énergétique, mais inférieurs aux niveaux les plus hauts observés en 2022. Pour ce qui concerne le gaz, le prix devrait suivre une tendance baissière pour s'établir à 25 €/MWh à l'horizon 2030²⁰⁴ sous des hypothèses macroéconomiques favorables. Dans des conditions plus difficiles²⁰⁵, il demeurerait à des niveaux élevés – autour de 40 €/MWh – jusqu'en 2030, avant de s'orienter à la baisse. Le prix du charbon, qui est fortement lié aux marchés gaziers via les mécanismes de substitution, chuterait à 75 \$/t en 2030 dans des conditions macroéconomiques favorables. Le retour à des prix d'équilibre autour de 100 \$/t pourrait être plus lent dans un contexte plus tendu. À long terme, l'effet dépressif de la décarbonation sur la demande de charbon devrait dans tous les cas orienter les prix à la baisse.

Graphique n° 15 : Hypothèses de prix des combustibles et du CO₂ retenues par RTE



Source : RTE

La hausse observée sur le marché du carbone européen, amorcée en 2018 et qui s'est fortement accélérée à partir de 2021, a conduit à des niveaux de prix inédits – supérieurs à 100 €/t – durant la crise énergétique. Malgré la baisse relative constatée sur ce marché en 2024, le prix des certificats devrait s'établir, selon RTE, à des niveaux élevés à moyen terme, autour de 120 €/tCO₂ en 2030. Le marché des quotas d'émission est fortement influencé par les objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre ; RTE fait l'hypothèse que le volume de quotas en circulation s'ajusterait de manière optimale afin de garantir un

²⁰³ Analyse tirée pour l'essentiel du chapitre 9 du bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE.

²⁰⁴ À comparer à 15 €/MWh avant la crise.

²⁰⁵ Ce scénario traduit une tension pérenne sur l'équilibre offre-demande sur les marchés énergétiques, et une cartellisation de l'offre par rapport au scénario macroéconomique favorable.

signal prix suffisamment incitatif, permettant l'atteinte des objectifs de décarbonation, y compris dans des scénarios caractérisés par une forte croissance de la consommation électrique.

S'agissant du prix de l'électricité, Les simulations du fonctionnement du système électrique sur la période 2025-2035, conduites par RTE montrent que les prix des marchés de gros devraient être assez volatils et rester influencés par le coût variable des filières thermiques l'essentiel du temps, et en particulier par le prix du gaz. À horizon 2030, cette part pourrait être supérieure à 75% du temps alors même que la production d'électricité française sera assurée à plus de 95% par des moyens décarbonés – renouvelables et nucléaire – caractérisés par de faibles coûts variables. Ce résultat peut apparaître contre-intuitif, du fait de la croissance des énergies bas-carbone dans le mix européen, qui occasionne dès aujourd'hui des épisodes de prix faibles ou négatifs ; Il s'explique par l'interconnexion croissante des systèmes électriques nationaux, et par la présence toujours importante, quoique décroissante, de centrales utilisant des énergies fossiles dans le mix européen. RTE estime que les prix moyens pourraient varier entre 40 €/MWh et 180 €/MWh à horizon 2030, avec un scénario central à 90 €/MWh.

Graphique n° 16 : Projection des prix de gros à l'horizon 2030 et 2035 et comparaison avec l'historique récent



* Amplitude des cotations pour livraison l'année N vues de l'année N-1
* Moyenne simple des prix horaires de l'année

** Moyenne des cotations pour livraison l'année N vues des années N-2 et N-1

Source : RTE

Annexe n° 6. Contentieux administratif afférent à l'autorisation d'exploitation de la centrale à biomasse de Gardanne et enjeux environnementaux liés à cette conversion

Dès l'origine, le plan d'approvisionnement en biomasse de la centrale prévoyait des prélèvements significatifs, de l'ordre de 35% de l'ensemble de la ressource forestière disponible dans un rayon de 250 km autour du site. Cependant, faute de structuration suffisante de la filière bois-énergie au niveau local, l'exploitant a dû recourir pour son approvisionnement à de la biomasse importée d'autres régions, voire de l'étranger. Ainsi, pour la seule période 2023-2025²⁰⁶, le plan d'approvisionnement en biomasse de la centrale P4 prévoit un total de 545 000 tonnes par an, dont 335 000 tonnes de plaquettes de bois d'origine française et 150 000 tonnes provenant de l'étranger. Parmi les sources d'approvisionnement internationales, GazelEnergie a choisi d'importer du bois du Brésil, notamment du bois d'eucalyptus cultivé.

Plusieurs associations de défense de l'environnement et collectivités locales ont contesté dès 2014 l'autorisation préfectorale d'exploiter de la centrale P4 biomasse, délivrée le 29 novembre 2012, devant le tribunal administratif (TA) de Marseille. La requête soulevait des motifs relatifs à l'impact environnemental de la conversion de l'unité P4b, en particulier les effets de l'approvisionnement en bois nécessaire à son fonctionnement.

Par jugement du 18 juin 2017²⁰⁷, le TA de Marseille a annulé l'autorisation d'exploiter l'unité P4 biomasse de la centrale de Gardanne, estimant que l'étude d'impact était insuffisante, notamment parce qu'elle ne tenait pas compte de l'impact des prélèvements de bois sur les sites naturels et les paysages. Le juge administratif s'est fondé sur les dispositions de l'art. R.512-8 du code de l'environnement, qui définit les exigences relatives à l'étude d'impact pour les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), et qui impose d'évaluer de manière approfondie les effets directs et indirects de l'installation sur l'environnement.

Appel ayant été interjeté de ce jugement par l'entreprise (société Uniper France Power) et le ministère de la Transition écologique, la Cour administrative d'appel (CAA) de Marseille a, dans un premier temps, prononcé le 1^{er} juin 2018 le sursis à exécution du jugement du TA de Marseille, estimant que le moyen retenu par ce dernier était incertain. Dans un second temps, par un arrêt du 24 décembre 2020²⁰⁸, la CAA de Marseille a réformé le jugement du TA, validant l'autorisation d'exploiter, à l'exception d'une prescription portant sur les valeurs limites d'émission des eaux résiduaires. La cour a estimé que l'étude d'impact n'était pas tenue d'analyser les opérations d'exploitation forestière liées à l'approvisionnement en bois, dès lors qu'elles sont régies par une législation distincte et que cet approvisionnement relève d'une activité propre et indépendante de l'exploitation de la centrale.

Le 27 mars 2023²⁰⁹, le Conseil d'État a annulé l'arrêt de la CAA pour erreur de droit et a renvoyé l'affaire devant la CAA de Marseille, autrement composée. La Haute juridiction a en effet jugé que les impacts environnementaux liés à l'approvisionnement en bois, notamment les effets sur les massifs forestiers locaux, devaient impérativement être intégrés dans l'étude d'impact du projet.

²⁰⁶ Avis délibéré de l'Autorité environnementale sur la centrale biomasse de Provence à Meyreuil et Gardanne (13) N°2024-108 du 5 décembre 2024.

²⁰⁷ TA Marseille, 18 juin 2017, *Association FNE Bouches-du-Rhône et a.*, n°1307619, 1404665, 1502266

²⁰⁸ [CAA Marseille, 24 décembre 2020, Société Uniper France Power, Ministre de la transition écologique et solidaire, n°17MA03489, 17MA03528](#)

²⁰⁹ CE, 27 mars 2023, *Association FNE Bouches-du-Rhône et a.*, n°450135.

A la suite de cette décision, un arrêté préfectoral n°2023-84-MED du 14 avril 2023 a été pris pour mettre en demeure la société GazelEnergie de régulariser la situation administrative des installations de la Centrale de Provence sur les communes de Meyreuil et de Gardanne. L'arrêté édicte également des mesures conservatoires permettant, à titre provisoire, la poursuite de l'exploitation.

Le 10 novembre 2023²¹⁰, après renvoi de l'affaire, la CAA de Marseille a confirmé la décision du Conseil d'État en relevant des insuffisances dans l'étude d'impact, notamment concernant les impacts sur l'environnement et le bilan carbone liés à l'approvisionnement en bois. Sur le fondement de l'art. L.181-18, I-2° du code de l'environnement, la cour a ordonné un sursis à statuer en attendant la régularisation de ces vices, dans un délai d'un an.

GazelEnergie a adressé en juin 2024 un dossier de régularisation conformément aux demandes de la cour. Ce complément porte sur les impacts indirects du projet, notamment ceux liés à l'approvisionnement, les effets sur les sites, les paysages, les milieux naturels, les équilibres biologiques, ainsi que les incidences sur les zones Natura 2000 et le bilan carbone, tout en tenant compte des besoins futurs de la centrale.

L'Autorité environnementale, saisie par le préfet des Bouches-du-Rhône, a rendu un avis²¹¹ le 5 décembre 2024, qui rend compte des principaux enjeux environnementaux du dossier et formule pas moins de 31 recommandations. L'avis exprime également bon nombre de préoccupations sur les approvisionnements, dont ceux en provenance du Brésil, en indiquant que : « *le dossier n'apporte aucun élément sur les incidences engendrées par la monoculture de l'Eucalyptus, sur l'encadrement mis en place pour répondre aux obligations de la directive REDII et sur les éventuelles mesures supplémentaires mises en place par GazelEnergie. Ce type de culture est néanmoins susceptible de provoquer des impacts spécifiques, notamment en termes de consommation d'intrants et de pesticides, d'érosion des sols, de risques naturels (feux de forêt) et d'érosion de la biodiversité qu'il serait utile de décrire* ». Quoiqu'il en soit, l'avis de l'Autorité environnementale souligne la persistance des incertitudes sur l'impact environnemental de la centrale P4 biomasse de Gardanne

Indépendamment des suites réservées à ce dossier, ce contentieux illustre la complexité de l'évaluation des impacts environnementaux liés à l'approvisionnement en bois nécessaire pour le fonctionnement de la tranche P4 biomasse de Gardanne. Cette conversion à la biomasse soulève par ailleurs la question cruciale de la disponibilité de la biomasse dans le cadre de la transition écologique, comme le souligne l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD) dans son rapport de décembre 2023 sur l'« Évaluation du potentiel de production d'énergies renouvelables à partir de la biomasse agricole et forestière française à l'horizon 2050 ». Cette analyse met tout particulièrement en évidence le caractère contraint et limité de l'offre de biomasse à usage énergétique, soulignant que l'offre ne peut raisonnablement pas répondre à la demande croissante et concurrente pour produire de l'énergie à partir de biomasse. En ce qui concerne la biomasse ligneuse, les projections demeurent incertaines, obligeant les pouvoirs publics à opérer un « un choix cornélien entre augmentation de la récolte ou du puit de carbone ». L'utilisation de la biomasse sur le site de Gardanne pour produire de l'électricité, d'origine essentiellement ligneuse et en contradiction avec les orientations de la PPE, s'écarte manifestement de la nécessité de « fixer des principes stables et cohérents », comme le préconise le rapport de l'IGEDD.

²¹⁰ CAA Marseille, 10 novembre 2023, n°23MA00797 et 23MA00798

²¹¹ Avis N°2024-108 du 5 décembre 2024 sur la centrale biomasse de Provence à Meyreuil et Gardanne (13)