

# Décider aujourd'hui le futur décarboné du système électrique français

Saint-Avold, une zone de pertinence  
pour la conversion au biogaz ?



**Équipe Carbone 4**

Matthieu Bardey, Consultant

Céleste Grillet, Consultante Senior

Michaël Margo, Senior Manager

Alain Grandjean, Associé

**Entreprise sponsor**

Gazel Energie

## Table des matières

<b>Mise en contexte .....</b>	<b>4</b>
<b>Quels besoins en moyens de pointe décarbonés pour le système électrique français à horizon 2030 ?.....</b>	<b>4</b>
<b>Analyse de l'intérêt économique de la conversion par rapport à la fermeture de la centrale de Saint-Avoid .....</b>	<b>6</b>
INVESTISSEMENTS .....	6
COÛTS OPÉRATIONNELS .....	6
<b>Analyse de l'intérêt carbone de la conversion par rapport à la fermeture de la centrale de Saint-Avoid .....</b>	<b>7</b>
GAINS CARBONE.....	8
APPROVISIONNEMENT EN BIOMETHANE.....	10
<b>Quelles contraintes s'opposent à la conversion ? .....</b>	<b>10</b>
<b>Conclusion .....</b>	<b>11</b>

## MISE EN CONTEXTE

La programmation pluriannuelle de l'énergie, qui détermine les grandes lignes de la politique énergétique française pour les dix prochaines années, est en phase de concertation publique afin de recevoir des propositions concrètes qui seront ensuite analysées par le gouvernement. Dans ce cadre, Carbone 4 publie une première analyse sur l'enjeu de conversion des centrales à charbon françaises et plus particulièrement de la tranche 6 de la centrale Émile Huchet située sur la commune de Saint-Avold (CEH6).

Saint-Avold, propriété du groupe Gazel Energie, fait partie des deux dernières centrales à charbon françaises, qui cherchent à écrire leur futur en proposant des projets d'avenir. La seconde, située à Cordemais et propriété du groupe EDF, devrait probablement fermer pour être transformée en une usine de fabrication de tuyaux pour les nouvelles centrales nucléaires<sup>1</sup>.

Émile Huchet, est une centrale de production appelée à produire uniquement lors des situations de fortes demandes sur le réseau électrique, quelques jours par an. Fermée début 2022, la centrale a finalement été rappelée en août de la même année pour sécuriser l'approvisionnement dans un contexte de crise énergétique et de faible disponibilité du nucléaire. L'arrêt de la tranche charbon de la centrale devrait avoir lieu d'ici 2027<sup>2</sup> mais un projet de reconversion au gaz (avec incorporation de 60% biométhane) est proposé par Gazel Energie au gouvernement.

## QUELS BESOINS EN MOYENS DE POINTE DÉCARBONÉS POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS À HORIZON 2030 ?

La consommation d'électricité en France est fortement « thermosensible », ce qui signifie que dès que la température descend, la consommation d'électricité augmente. Différents mécanismes existent pour anticiper et gérer ces événements sur le réseau. La puissance moyenne appelée en France oscille entre ~45GW en été et ~70GW+ en hiver et dépasse même les 80GW en période de pointe (jusqu'à 100GW+, comme en février 2012)<sup>3</sup>. Plus récemment, le 16 janvier 2024, des centrales de production électrique au gaz, au charbon et au fioul ont été allumées et les imports en provenance d'Allemagne se sont renforcés pour faire face à l'augmentation de la demande<sup>4</sup>.

Sur les années à venir, les situations de forte demande vont être amenées à se reproduire (notamment en lien avec le déploiement des pompes à chaleur, de la mobilité électrique ou encore des datacenters). Cela appelle à anticiper suffisamment les décisions d'investissements qui permettront d'assurer la sécurité d'approvisionnement électrique à long terme, tout en engageant dès à présent la décarbonation de ces moyens de production utilisés pour répondre à la demande en période de pointe.

A partir de 2030, le gestionnaire du réseau électrique, RTE, indique un besoin supplémentaire de capacités flexibles compris entre 5 et 10 GW pour respecter le critère de sécurité<sup>5</sup>. Plusieurs solutions permettent de répondre à ce besoin, comme le développement de la flexibilité de la demande, l'ajout de moyens de stockage comme les batteries ou l'ajout de capacités thermiques

<sup>1</sup> « EDF tourne dans la douleur la page du charbon, avec l'abandon du projet de reconversion de Cordemais », AFP, 24 septembre 2024, dépêche relayée sur le site de Connaissances des énergies

<sup>2</sup> Interview d'Emanuel Macron sur TF1 (24 septembre 2023)

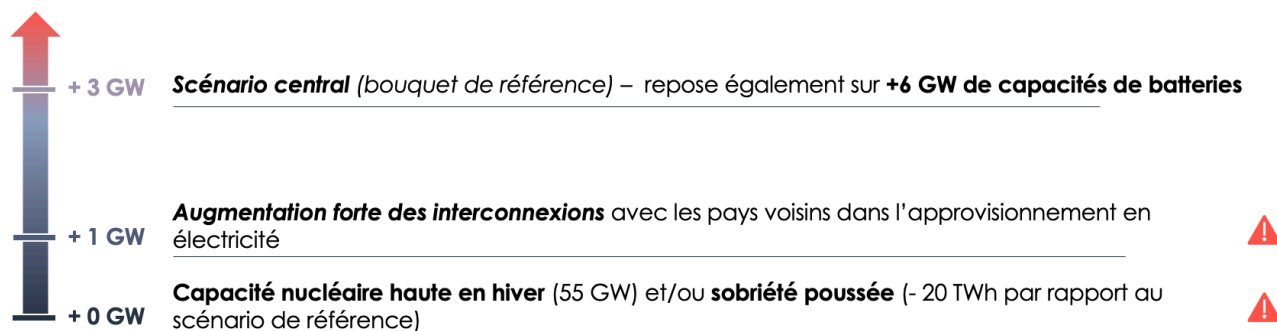
<sup>3</sup> Bilan électrique 2023, RTE - Consommation

<sup>4</sup> Eco2mix – La production d'électricité par filière (16 janvier 2024)

<sup>5</sup> Le critère de sécurité d'approvisionnement auquel doit se soumettre RTE dans le dimensionnement du système électrique, est défini par les pouvoirs publics. C'est en fait un double critère : il indique que « le risque de déséquilibre offre-demande ne peut pas dépasser trois heures par an en moyenne », et que « la durée moyenne annuelle de délestage doit demeurer inférieure à deux heures ». PPE, Novembre 2024

pilotables. Ce besoin en nouvelles capacités thermiques de pointe varie selon les scénarios présentés par RTE : d'un besoin nul en cas de disponibilité haute du parc nucléaire en hiver et/ou d'une sobriété électrique poussée, à un besoin de +5 GW dans l'hypothèse d'un développement quasi nul des batteries raccordées au réseau.

**Besoins en capacité supplémentaire de thermique de pointe dans la production d'électricité Française pour 2030**  
(selon différents scénarios de RTE permettant de respecter le critère réglementaire du système électrique)



Source : RTE – Bilan prévisionnel 2023, Chapitre 6

**Le scénario central proposé par RTE nécessite l'installation de 3 GW supplémentaires de capacité thermique décarbonée en 2030.**

Un besoin nul en nouvelles capacités thermiques de pointe est envisagé dans seulement deux variantes de ce scénario :

- L'hypothèse optimiste, donc incertaine, de disposer d'au moins 55 GW de capacité nucléaire en hiver.  
Une note de l'ASN du 14 juin 2023 indique que « la prolongation des réacteurs au-delà de 50 ans présente encore des incertitudes pour certains réacteurs »<sup>6</sup>. On parle alors de huit réacteurs qui pourraient être arrêtés d'ici 2035 dans le cas le plus défavorable. A titre de comparaison, sur l'hiver 2018-2019, les 55 GW n'ont été disponibles que partiellement sur quelques jours entre fin décembre et début février.
- L'hypothèse d'avoir une demande en électricité réduite grâce à une sobriété importante (réduction de 20 TWh par rapport au scénario de référence) qui paraît incertaine dans un contexte d'électrification croissante et de sobriété structurelle difficile à mettre en place.

Enfin, une autre variante de ce scénario repose sur une contribution significative des interconnexions, où les échanges d'électricité avec nos voisins augmenteraient. Cette configuration nécessite tout le même d'installer 1 GW de capacité thermique supplémentaire, ainsi que de compter sur le surdimensionnement du système électrique des pays voisins alors que RTE rappelle que : « Les mix des pays voisins seront dimensionnés au plus juste par rapport à leur critère (et ne seront ainsi pas surcapacitaires), avec donc un niveau de sécurité d'approvisionnement souvent dégradé par rapport à aujourd'hui »<sup>7</sup>.

**Ainsi, en limitant les paris risqués, le besoin en capacité thermiques pilotables décarbonées supplémentaire pour 2030 se situe autour de 3 GW. Convertie au biogaz, la tranche 6 de la**

<sup>6</sup> RTE – Bilan prévisionnel 2023 – Chapitre 3 : Production et stockage d'électricité

<sup>7</sup> RTE – Bilan prévisionnel 2023 – Chapitre 6 : Équilibre offre-demande et flexibilités

**centrale de Saint-Avold, d'une capacité de 540 MW, pourrait participer à cet ajout de capacité décarbonée afin de respecter le critère réglementaire de sécurité.**

Par ailleurs, ce projet a un intérêt supplémentaire en termes de réactivité. Un moyen de production au gaz a l'avantage d'être plus rapide au démarrage qu'une centrale au charbon (2 à 6 heures, contre 8 à 12 heures pour une centrale à charbon), ce qui rend la conversion de Saint Avold d'autant plus pertinente dans la perspective de son fonctionnement comme moyen de pointe pilotable<sup>8</sup>. La centrale convertie propose également des services systèmes plus réactifs par rapport au fonctionnement au charbon sur les mécanismes de réserve primaire et secondaire qui contribuent à l'équilibre du réseau<sup>9</sup>.

## **ANALYSE DE L'INTÉRÊT ÉCONOMIQUE DE LA CONVERSION PAR RAPPORT À LA FERMETURE DE LA CENTRALE DE SAINT-AVOLD**

### **INVESTISSEMENTS**

Le projet de conversion de Saint Avold au biométhane nécessiterait de réaliser des investissements de l'ordre de 125 millions d'euros entre 2025 et 2026 pour une mise en fonctionnement au deuxième semestre 2026.

Ces investissements sont à comparer avec un coût d'investissement de l'ordre de 432 millions d'euros nécessaire à la construction d'une turbine à combustion neuve<sup>10</sup>. On estime ici qu'elle serait construite en 2029 pour une mise en fonctionnement à 2030, horizon auquel les capacités supplémentaires thermiques sont nécessaires d'après les scénarios de RTE.

### **COÛTS OPÉRATIONNELS**

Si elle est convertie, la centrale de Saint Avold tournerait encore au charbon en 2025 et au premier semestre 2026, ce qui générerait des coûts fixes de l'ordre de 32M€ par an et des coûts variables (associés au combustible et au prix du carbone) de 14M€ par an dans un scénario de 350 heures de production. Après conversion, le passage au gaz réduirait ses coûts fixes à 28M€ par an et ses coûts variables seraient de 22M€ par an<sup>11</sup>. En comparaison, on estime que dans le scénario sans conversion de Saint Avold, une centrale produirait à la place de celle-ci sur 350h avec le même coût variable que la centrale actuelle, soit 14M€ par an, sur 2025-2029. Et qu'ensuite, la turbine à combustion neuve mise en service en 2030 aurait les mêmes coûts fixes, le même type de combustible et un coût variable annuel moins élevé (20M€) du fait de son rendement un peu meilleur (38% vs. 35,7% pour CEH6).

En comparant l'ensemble des coûts d'investissements et des coûts de fonctionnement des deux scénarios sur la période 2025-2030, on observe que le scénario avec conversion de Saint Avold au (bio)gaz coûte 123 millions d'euros de moins que le scénario de construction d'une nouvelle turbine à combustion au gaz (et jusqu'à 177 millions d'euros si on intègre les coûts fixes potentiels de la centrale qui tournerait à la place de Saint Avold sur 2025-2029 avant la construction de la TAC).

<sup>8</sup> IRENA – Flexibility in conventional power plants, 2019

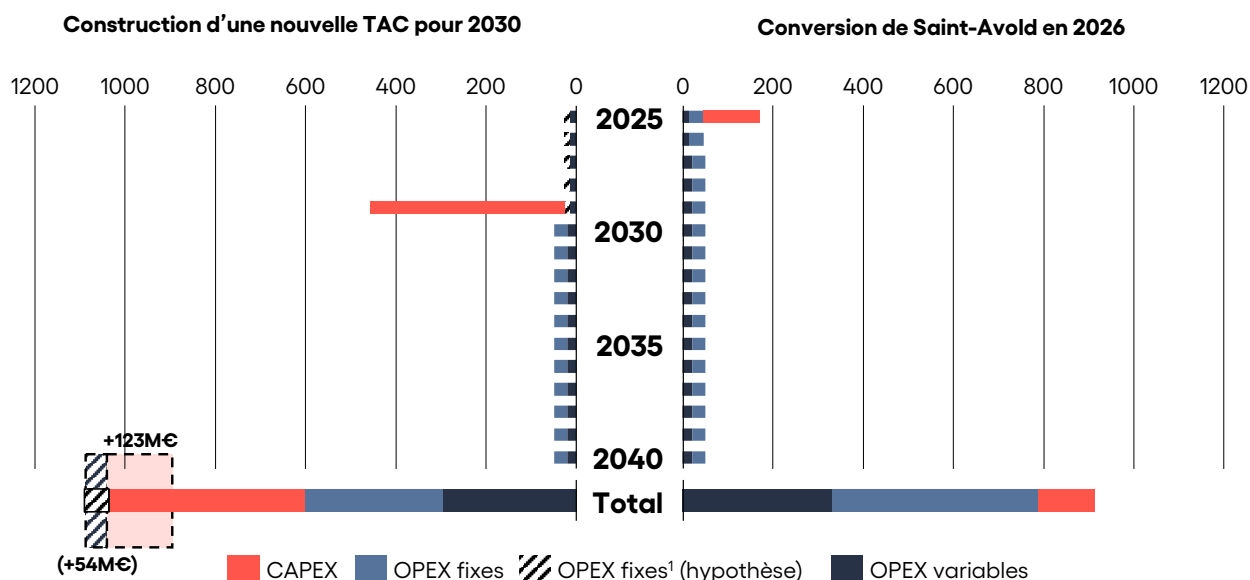
<sup>9</sup> CRE, [Services système et mécanisme d'ajustement](#)

<sup>10</sup> Scénario retenu par rapport à la construction d'une CCGT, beaucoup plus coûteuse et qui ne serait pas intéressante pour un nombre d'heures de fonctionnement aussi réduit. Source CAPEX : EIA Discussion on Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for New Generating Technologies

<sup>11</sup> Hypothèses : prix du gaz de 28€/MWh à horizon 2027, prix du carbone de 70€/tonne CO<sub>2</sub>. Prix du biométhane – 60€/MWh pour des garanties d'origine et 90€/MWh pour un BPA



## Comparaison des coûts entre deux scénarios sur 2025-2040 (M€)



1. Hypothèse supplémentaire d'OPEX fixes pour la centrale qui produirait sur les 350h à la place de Saint Avold (11M€/an)

Au-delà de l'intérêt économique qu'apporte la conversion de la centrale par rapport à sa fermeture et à la construction d'une nouvelle centrale en 2030, le projet de conversion permet de conserver les emplois actuels de la centrale de Saint Avold mais permet surtout un tuilage avec les multiples projets à venir sur le site. La réalité industrielle démontre qu'une période de creux entre l'arrêt de la tranche charbon et le lancement d'un projet de conversion, même de quelques mois seulement, amènerait à perdre les ressources techniques et de maintenance nécessaires à la fois au projet de conversion lui-même mais aussi à d'autres projets industriels potentiels associés (batterie, production d'hydrogène, fourniture d'utilités décarbonées).

## ANALYSE DE L'INTÉRÊT CARBONE DE LA CONVERSION PAR RAPPORT À LA FERMETURE DE LA CENTRALE DE SAINT-AVOID

Un projet de conversion de la dernière tranche de Saint Avold fonctionnant encore au charbon est proposé vers un mix composé à terme de 40% de gaz fossile et de 60% de biométhane qui permettrait une mise en service à l'hiver 2026. Toutefois, la mise en œuvre de ce projet de conversion retarderait d'un an l'arrêt complet de la production au charbon de cette centrale.

La centrale conserverait son rôle de centrale de production lors des situations de forte demande uniquement, qui limiterait en théorie son utilisation à 300 à 400h dans l'année, soit environ deux semaines par an - à peu près l'équivalent du nombre de jours de pointe<sup>12</sup> observés dans l'année (15 en 2024 à date, 17 en 2023).

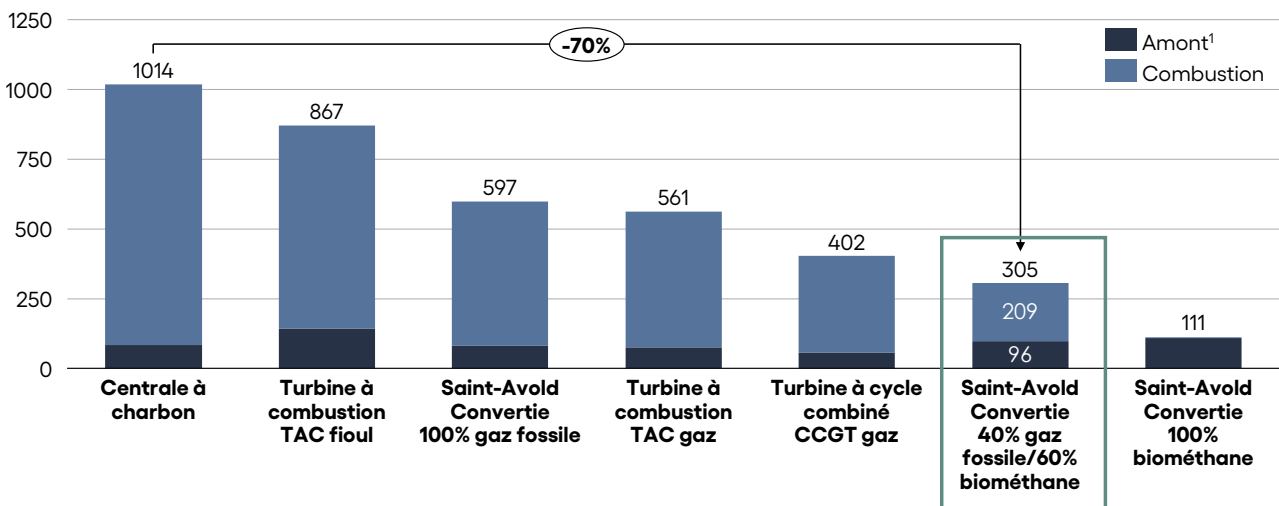
<sup>12</sup> Jours PP2 (Période de Pointe 2) définis par RTE

## GAINS CARBONE

**Le projet de conversion au gaz avec incorporation de 60% de biométhane permettrait de réduire les émissions de l'électricité produite par cette centrale de plus de 70% par rapport à la situation actuelle de production au charbon.** Du point de vue carbone, cette conversion permettrait également une réduction des émissions comparativement à d'autres moyens de pointe thermique fossile qui pourraient être sollicités les jours de pointe dans le cas de la fermeture de Saint-Avoid, -65% par rapport à une turbine à combustion au fioul, -46% par rapport à une turbine à combustion au gaz et -24% par rapport à une turbine à cycle combiné au gaz.

**Une conversion alimentée ensuite à 100% de gaz fossile pour la centrale de Saint-Avoid ne permettrait pas de répondre au besoin de moyens de pointe décarbonés évoqué plus tôt. Un approvisionnement 100% fossile n'apporte pas une décarbonation suffisante de la production d'électricité ni la réduction de la dépendance actuelle au gaz fossile dont le prix est par ailleurs fortement volatile et a pu atteindre jusqu'à 200€/MWh en 2022<sup>13</sup>.**

**Facteur d'émission par MWh d'électricité produite pour différentes centrales thermiques ( $kgCO_2e/MWh$ )**  
(selon le combustible et le type de technologie de la centrale)



1. Émissions de carbone générées lors de la construction des moyens de production ou lors du cycle d'extraction/transformation/ transport des combustibles utilisés.  
Source : RTE – Les émissions de CO<sub>2</sub> par kWh produit en France, ADEME, calculs Carbone 4

Cependant, pour permettre une décarbonation effective, il faudrait que la centrale convertie puisse être appelée à produire avant ces autres moyens de production de pointe plus carbonés. L'ordre d'appel est déterminé par le coût marginal de l'électricité de chaque moyen de production, qui dépend au premier ordre pour les centrales thermiques, de leur rendement, du coût du combustible et du prix de la tonne de carbone sur l'EU-ETS. Les centrales sont ensuite appelées dans l'ordre de coût marginal croissant jusqu'à permettre de répondre à l'ensemble de la demande, cela définit le « merit-order »<sup>14</sup>.

Avec le prix actuel de la tonne de CO<sub>2</sub> sur le système d'échange de quotas carbone européen, aux alentours de 70€/tonne de CO<sub>2</sub> émise, la centrale de Saint-Avoid une fois convertie se retrouverait derrière les moyens de production carbonés dans le « merit-order » et

<sup>13</sup> Prix TTF

<sup>14</sup> Voir la première partie de notre article « **Note pédagogique et technique sur la réforme du marché de l'électricité** » pour plus de détails



par conséquent ne viendrait pas remplacer leur production par une production moins carbonée lors des pointes.

On modélise ici trois merit-order en faisant varier d'une part le prix du gaz, de 45€/MWh (prix 2024) à 28€/MWh (prix estimé à horizon 2027) ainsi que le prix du carbone sur le marché européen de 70€/tonne de CO<sub>2</sub> à 153€/tonne de CO<sub>2</sub>, prix qui permet d'obtenir la parité entre la centrale convertie au biométhane avec le charbon.

**Estimation du coût marginal de différentes centrales thermiques (€/MWh)**



Tant que le prix du carbone sur le marché carbone européen ne permettra pas à la centrale convertie avec 60% de biogaz de produire devant les moyens de production plus carbonés comme le charbon ou le fioul, un premium de décarbonation financé par le gouvernement sera nécessaire pour permettre la décarbonation effective de la production de pointe.

## APPROVISIONNEMENT EN BIOMÉTHANE

Pour fonctionner 350 heures, la centrale consomme 350 GWh de gaz dont 210 GWh de biométhane par an, soit entre 1 et 1,5% des volumes de production française de biométhane prévus pour 2028 par la PPE<sup>15</sup>.

Selon le mode d’approvisionnement en biométhane privilégié, le prix du MWh de biométhane acheté n’est pas le même, et donc influence le prix de l’électricité produite. Nous présentons 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).

De la même manière, selon le mode d’approvisionnement en biométhane privilégié, le caractère décarbonant et la contribution réelle au développement de la production de biométhane en France ne sont pas les mêmes. Ce sujet sera approfondi dans une seconde note.

## QUELLES CONTRAINTES S’OPOSENT À LA CONVERSION ?

Le financement de ce type de centrales, qui tournent un nombre très réduit d’heures pour répondre à des pics de demande, ne peut être entièrement couvert par les gains réalisés grâce à la vente de l’électricité produite sur le marché de l’électricité. Elles doivent être financées par des mécanismes de capacité qui rémunèrent la centrale pour sa disponibilité proportionnellement à la capacité (en MW) qu’elle peut offrir.

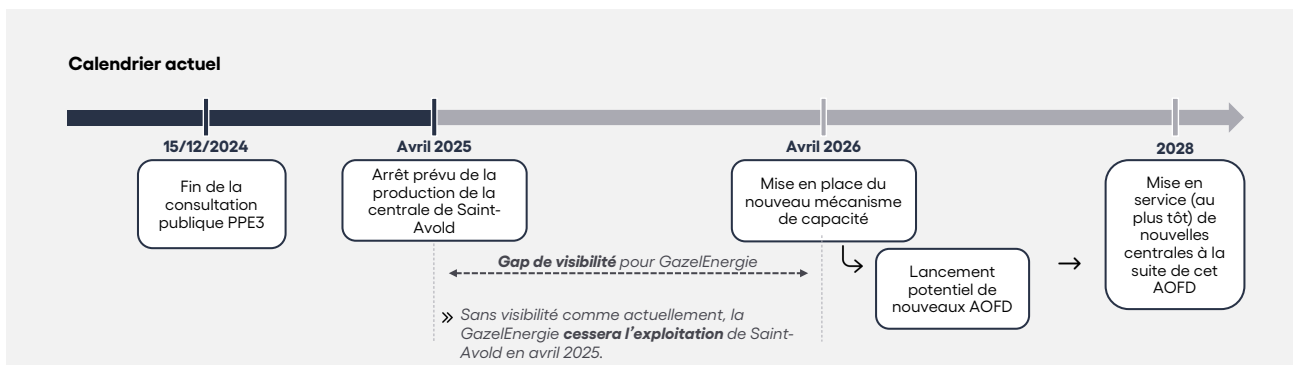
Le calendrier actuel des appels d’offres capacitaires ne permet pas à Gazel Energie de disposer de la visibilité suffisante pour maintenir son activité et envisager sa conversion sans garantie d’un soutien de l’Etat. Il existe un décalage de deux ans entre le calendrier actuel et le besoin de visibilité qui serait nécessaire à la réalisation de la conversion. La rémunération capacitaire nécessaire à la conversion de Saint-Avold serait de l’ordre de 80k€/MW<sup>16</sup> sur une période de 15 ans.

Ajuster ce calendrier en anticipant un Appel d’Offre pour les Flexibilités Décarbonées (AOFD), ou une procédure équivalente pour le financement de la conversion de la centrale de Saint-Avold, permettrait d’éviter de fermer une centrale de production pour décider d’en reconstruire une deux ans plus tard avec le surcoût économiques et carbone décrit ci-dessus.

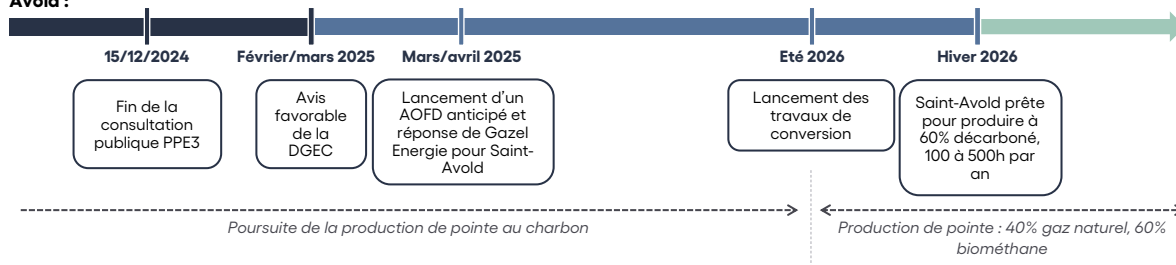
---

<sup>15</sup> Chiffre à actualiser avec la publication définitive de la nouvelle PPE

<sup>16</sup> A titre de comparaison, la centrale gaz à cycle combiné de Landivisiau en Bretagne, mise en service en mars 2022, bénéficie d’une rémunération capacitaire de 94k€/MW sur 25 ans



**Calendrier nécessaire à la conversion de la centrale de Saint-Avold :**



## CONCLUSION

La construction de nouvelles turbines à combustion semble nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement au-delà de 2030. La conversion de la centrale de Saint Avold pourrait permettre des gains économiques sur la période 2025-2040, par rapport à un scénario de fermeture et de construction nouvelle.

Pour que les gains carbone soient effectifs, le prix du MWh produit par la centrale convertie avec une incorporation significative de biométhane, doit être rendu compétitif par rapport aux autres moyens de production électriques plus carbonés (afin d'être appelée en priorité dans le merit-order). Cela peut être le cas si le prix du carbone double (>150€/tCO<sub>2e</sub>) ou en cas de versement d'un "premium" (~de 10 à 60€/MWh selon qu'on compare au fioul ou au charbon), financé par l'état, qui permettrait de compenser cet écart dans la phase de transition vers un système électrique moins carboné.

Ce projet de conversion est uniquement possible dans un scénario d'anticipation de quasiment deux ans du calendrier prévu pour le financement des futurs moyens de flexibilité décarbonés.



**Carbone 4** est le premier cabinet de conseil indépendant spécialisé dans la stratégie bas carbone, l'adaptation au changement climatique et la préservation de la biodiversité.

En permanence à l'écoute des signaux faibles, nous déployons une vision systémique de la contrainte énergie-climat, et mettons toute notre rigueur et notre créativité en œuvre pour transformer nos clients en leaders du défi climatique.

Contact : [contact@carbone4.com](mailto:contact@carbone4.com)