



Autorité environnementale

**Avis délibéré de l’Autorité environnementale
sur la centrale biomasse de Provence à
Meyreuil et Gardanne (13)**

n°Ae : 2024-108

Avis délibéré n° 2024-108 adopté lors de la séance du 5 décembre 2024

Préambule relatif à l'élaboration de l'avis

L'Ae¹ s'est réunie le 5 décembre 2024 à La Défense. L'ordre du jour comportait, notamment, l'avis sur la Centrale biomasse de Provence à Meyreuil et Gardanne (13).

Ont délibéré collégalement : Sylvie Banoun, Nathalie Bertrand, Barbara Bour-Desprez, Karine Brulé, Marc Clément, Christine Jean, Noël Jouteur, François Letourneux, Laurent Michel, Olivier Milan, Alby Schmitt, Éric Vindimian, Véronique Wormser.

En application de l'article 4 du règlement intérieur de l'Ae, chacun des membres délibérants cités ci-dessus atteste qu'aucun intérêt particulier ou élément dans ses activités passées ou présentes n'est de nature à mettre en cause son impartialité dans le présent avis.

Étaient absent(e)s : Virginie Dumoulin, Serge Muller, Jean-Michel Nataf, Laure Tourjansky.

* *

L'Ae a été saisie pour avis par le préfet des Bouches-du-Rhône, l'ensemble des pièces constitutives du dossier ayant été reçues le 8 octobre 2024

Cette saisine étant conforme aux dispositions de l'article R. 122-6 du code de l'environnement relatif à l'autorité environnementale prévue à l'article L. 122-1 du même code, il en a été accusé réception. Conformément à l'article R. 122-7 du même code, l'avis a vocation à être rendu dans un délai de deux mois.

Conformément aux dispositions de ce même article, l'Ae a consulté par courriers du 22 octobre 2024 :

- le préfet des Bouches-du-Rhône, qui a transmis une contribution le 26 novembre 2024,
- le directeur général de l'Agence régionale de santé (ARS) de Provence-Alpes-Côte d'Azur, qui a transmis une contribution le 22 novembre 2024.

En outre, sur proposition des rapporteurs, l'Ae a consulté :

- par courrier du 22 octobre 2024, la direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement de Provence-Alpes-Côte d'Azur,
- par courrier du 4 novembre 2024, la direction régionale de l'alimentation, de l'agriculture et de la forêt de Provence-Alpes-Côte d'Azur, qui a transmis une contribution le 22 novembre 2024.

Sur le rapport de Gilles Croquette et d'Henri Kaltembacher, qui se sont rendus sur site le 15 novembre 2024, après en avoir délibéré, l'Ae rend l'avis qui suit.

Pour chaque projet soumis à évaluation environnementale, une autorité environnementale désignée par la réglementation doit donner son avis et le mettre à disposition du maître d'ouvrage, de l'autorité décisionnaire et du public.

Cet avis porte sur la qualité de l'étude d'impact présentée par le maître d'ouvrage et sur la prise en compte de l'environnement par le projet. Il vise à permettre d'améliorer sa conception, ainsi que l'information du public et sa participation à l'élaboration des décisions qui s'y rapportent. L'avis ne lui est ni favorable, ni défavorable et ne porte pas sur son opportunité.

La décision de l'autorité compétente qui autorise le pétitionnaire ou le maître d'ouvrage à réaliser le projet prend en considération cet avis. Une synthèse des consultations opérées est rendue publique avec la décision d'octroi ou de refus d'autorisation du projet (article L. 122-1-1 du code de l'environnement). En cas d'octroi, l'autorité décisionnaire communique à l'autorité environnementale le ou les bilans des suivis, lui permettant de vérifier le degré d'efficacité et la pérennité des prescriptions, mesures et caractéristiques (article R. 12213 du code de l'environnement).

Conformément au V de l'article L. 122-1 du code de l'environnement, le présent avis de l'autorité environnementale devra faire l'objet d'une réponse écrite de la part du maître d'ouvrage qui la mettra à disposition du public par voie électronique au plus tard au moment de l'ouverture de l'enquête publique prévue à l'article L. 123-2 ou de la participation du public par voie électronique prévue à l'article L. 123-19.

Le présent avis est publié sur le site de l'Ae. Il est intégré dans le dossier soumis à la consultation du public.

¹ Formation d'autorité environnementale de l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD).

Synthèse de l'avis

Conçu à partir de 2010, en réponse à un appel d'offres pour la production d'électricité à partir de biomasse, le projet « Centrale biomasse de Provence » se situe sur le site de la centrale thermique de production d'électricité de Provence à Meyreuil et Gardanne (13). Il consiste à modifier l'alimentation en combustible de la tranche 4 afin de remplacer le charbon et le coke de pétrole par un mélange composé essentiellement de bois complété par des énergies fossiles (des produits cendreaux de récupération, du charbon et de façon plus marginale du gaz naturel et du fioul). Le projet a nécessité, outre l'adaptation de la chaudière existante dont la puissance électrique a été ramenée de 250 MWe à 150 MWe, la création de moyens logistiques. Il repose, pour la période 2023–2025, sur un plan d'approvisionnement en biomasse de 545 000 t par an, dont 335 000 t de plaquettes de bois d'origine française et 150 000 t de plaquettes de bois d'origine internationale. Avec 234 gCO₂e/kWh, l'intensité carbone fossile du kWh d'électricité produit est quatre fois supérieure au facteur moyen de l'électricité produite en France métropolitaine.

Le projet a fait l'objet d'une première autorisation délivrée en novembre 2012. À la suite d'un recours de plusieurs parties prenantes, et plusieurs décisions de justice dont la dernière en date est celle du 10 novembre 2023 de la cour administrative d'appel de Marseille, il a été demandé à l'exploitant de compléter l'étude d'impact en particulier sur les effets indirects de l'approvisionnement en bois, le bilan carbone, ainsi que l'étude des incidences Natura 2000. L'avis de l'Ae porte sur les trois points ciblés par la cour administrative et sur d'autres thématiques environnementales pour lesquelles les incidences ou les mesures restaient à préciser, ou pour lesquelles des éléments nouveaux sont intervenus.

Pour l'Ae, les principaux enjeux environnementaux du dossier sont :

- les émissions de gaz à effet de serre et la réutilisation de la chaleur fatale,
- la qualité de l'air et les incidences pour la santé humaine,
- les déchets et leur valorisation,
- les prélèvements en eau et la gestion des eaux pluviales et industrielles,
- les incidences indirectes liées à l'approvisionnement de la biomasse (biodiversité et services écosystémiques, fertilité des sols et puits de carbone, paysage...) dans la zone d'approvisionnement local, en France hors zone d'approvisionnement local et à l'étranger (UE et hors UE).

Les principales recommandations sont :

- de mettre à jour le dossier en présentant les résultats des études réalisées depuis 2012 sur la qualité de l'air, la gestion et le traitement des eaux, le bruit,
- de compléter le bilan des émissions de gaz à effet de serre en indiquant les quantités de CO₂ d'origine biogénique, de justifier le taux d'énergie fossile envisagé pour le fonctionnement de la tranche 4 et de rechercher des solutions afin de réduire ce taux,
- de préciser les règles de durabilité auxquelles les approvisionnements en biomasse forestière sont soumis et d'augmenter le facteur d'impact environnemental (biodiversité, artificialisation, ruissellement...) pour les approvisionnements de bois non certifié,
- de documenter les incidences potentielles des approvisionnements à partir de la culture d'Eucalyptus et de préciser les mesures prévues par rapport à ces incidences,
- de décrire les critères utilisés pour définir le plan d'approvisionnement en biomasse et, notamment, dans quelle mesure les critères environnementaux ont été pris en compte,

- de mettre à jour l'étude sur la disponibilité de la ressource locale en biomasse.

L'ensemble des observations et recommandations de l'Ae est présenté dans l'avis détaillé.

Avis détaillé

1. Contexte, présentation du projet et enjeux environnementaux

1.1 Contexte et contenu du projet

Le projet « Centrale biomasse de Provence » (désigné par « la centrale » dans la suite de cet avis) se situe sur le site déjà industrialisé de la centrale thermique de production d'électricité de Provence (figure 1), dont la superficie est de 74 ha, à Meyreuil et Gardanne (13).

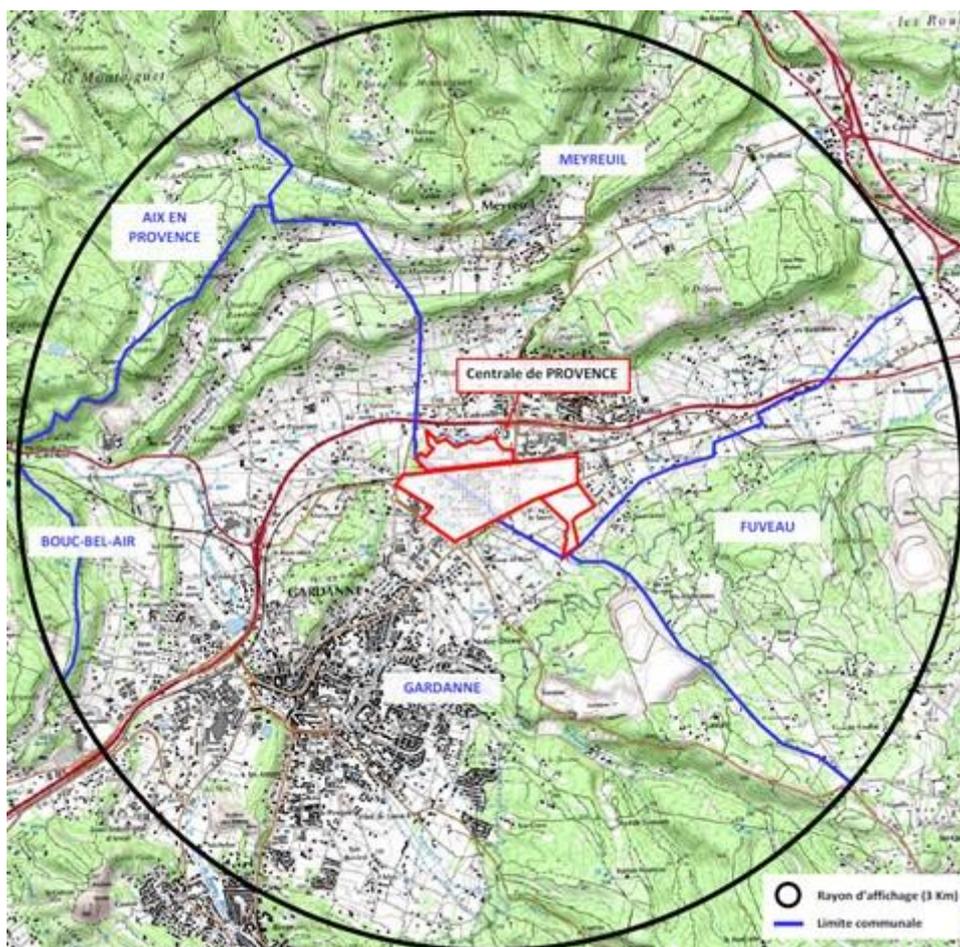


Figure 1 : localisation de la centrale (source : dossier)

Le projet a été conçu à partir de 2010, dans le cadre de l'appel d'offres dit « CRE4 », lancé pour la production d'électricité à partir de biomasse par le ministère chargé de l'énergie. Il a été désigné lauréat de cet appel d'offres en 2012. Il a été développé par la société de projet « E.ON Provence Biomasse », filiale à 100 % d'E.ON qui exploitait alors la centrale. Il consiste à modifier l'alimentation en combustible de la tranche 4 afin de remplacer le charbon et le coke de pétrole utilisés par un mélange composé essentiellement de bois complété par des énergies fossiles (des produits cendrés de récupération², du charbon et de façon plus marginale du gaz naturel et du fioul).

² Les produits cendrés de récupération (PCR) proviennent du terril de Champclauson, situé dans le Gard. Il s'agit d'un produit issu de l'exploitation des mines de charbon, énergétiquement trop pauvre pour pouvoir être commercialisé lors de son extraction. Ce produit est aujourd'hui criblé pour en extraire la partie la plus fine qui est aussi la plus riche en carbone.

La centrale est devenue en 2019 la propriété du groupe EPH³ qui a créé GazelEnergie Generation (désigné « GazelEnergie » dans la suite de cet avis) pour gérer ses activités de production et de vente d'électricité en France. GazelEnergie est aujourd'hui l'exploitant de la centrale thermique de Provence.

Les objectifs du projet sont de réduire la dépendance aux combustibles fossiles en faveur des énergies produites à partir de ressources renouvelables (EnR) et de diminuer les émissions de CO₂.

Le dossier initial de modification de l'installation a fait l'objet d'une autorisation délivrée par arrêté préfectoral n° 1381-2011-A du 29 novembre 2012 suite au dépôt d'un dossier de demande d'autorisation d'exploiter (DDAE) en 2012.

À la suite d'un recours de plusieurs parties prenantes, cet arrêté a été annulé par un jugement du tribunal administratif de Marseille le 8 juin 2017.

Le préfet des Bouches-du-Rhône a alors délivré une autorisation provisoire d'exploiter par un arrêté en date du 9 juin 2017, tout en assurant le respect de l'autorité de la chose jugée. L'exploitant s'est alors engagé dans l'élaboration d'un nouveau DDAE en vue d'obtenir une nouvelle autorisation d'exploiter la centrale, en faisant parallèlement appel du jugement.

Par un premier arrêt rendu le 1^{er} juin 2018, la cour administrative d'appel de Marseille a prononcé le sursis à exécution du jugement du 8 juin 2017, rétablissant ainsi les effets de l'arrêté préfectoral du 29 novembre 2012. Par voie de conséquence, l'instruction du nouveau DDAE, déposé auprès des services de la préfecture de région le 7 mars 2018, a été suspendue.

Par un deuxième arrêt rendu le 24 décembre 2020, la cour administrative d'appel de Marseille est venue réformer le jugement rendu par le tribunal administratif le 8 juin 2017, rétablissant dans l'ordonnancement juridique l'arrêté préfectoral d'autorisation du 29 novembre 2012.

Par décision du 27 mars 2023 et ordonnance du 31 mars 2023, le Conseil d'État a toutefois annulé l'arrêt de la cour administrative d'appel de Marseille du 24 décembre 2020 et a renvoyé l'affaire devant la cour administrative d'appel de Marseille.

Dans sa décision, le Conseil d'État a indiqué notamment que l'appréciation des effets sur l'environnement d'un projet d'installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE) suppose que soient analysées, dans l'étude d'impact, « *non seulement les incidences directes sur l'environnement de l'ouvrage autorisé, mais aussi celles susceptibles d'être provoquées par son utilisation et son exploitation* ». S'agissant de la centrale, son exploitation « *repose sur la consommation de très grandes quantités de bois provenant de ressources forestières locales [...]. Il s'ensuit que les principaux impacts sur l'environnement de la centrale par son approvisionnement en bois, et notamment les effets sur les massifs forestiers locaux, doivent nécessairement être analysés dans l'étude d'impact* ».

Par un arrêté du 14 avril 2023, le préfet des Bouches-du-Rhône a, d'une part, édicté une nouvelle autorisation provisoire d'exploiter permettant la poursuite de l'activité et, d'autre part, fait injonction à l'exploitant de régulariser la situation administrative des installations, notamment en déposant, sous un délai de neuf mois, « *une étude d'impact complétée, analysant précisément les*

³³ <https://gazelenergie.fr/groupe-eph-2>

impacts sur l'environnement de la centrale par son approvisionnement en bois et notamment les effets sur les massifs forestiers locaux ».

Par un troisième arrêt du 10 novembre 2023, la cour administrative d'appel de Marseille a prononcé un sursis à statuer sur les requêtes d'appel dans l'attente de l'étude d'impact. La cour a précisé le contenu du complément à l'étude d'impact devant être produit par l'exploitant dans le point 95 de cet arrêt : *« Le préfet des Bouches-du-Rhône devra enjoindre à l'exploitant de compléter l'étude d'impact sur la question tenant aux effets indirects de l'approvisionnement en bois de la centrale de Provence, sur le bilan carbone, ainsi que l'étude d'incidence Natura 2000⁴. En particulier, tel que précisé au point 26, l'étude d'impact devra indiquer la liste de tous les massifs forestiers locaux ou régionaux situés en France et concernés par cet approvisionnement et préciser, notamment, leur localisation, les quantités utilisées, les essences de bois concernées, les natures de coupe réalisées ainsi que les impacts sur ces massifs en termes de paysages, de milieux naturels et d'équilibres biologiques. Pour la biomasse issue de l'étranger, l'étude d'impact devra à minima indiquer le pays de provenance, la localisation dans ce pays, les quantités utilisées, les essences de bois concernées et les natures de coupe réalisées ».*

En conséquence de cet arrêt, la préfecture a modifié, via un arrêté préfectoral du 16 janvier 2024, son arrêté du 14 avril 2023 afin notamment de le mettre en cohérence avec l'échéance de remise d'un arrêté préfectoral de régularisation sous un an fixé par la cour administrative d'appel et de reprendre les prescriptions de la cour concernant les compléments à apporter à l'étude d'impact.

1.2 Présentation du projet et des aménagements projetés

1.2.1 Principales caractéristiques du projet

La centrale thermique de Provence a été créée en 1953, par les houillères des bassins du centre et du midi (Charbonnages de France) pour produire de l'électricité à partir de charbon. Elle comprenait à l'origine trois tranches (toutes déjà arrêtées lors du dépôt du dossier en 2012), deux tranches supplémentaires ont été mises en service en 1981.

Au moment du dépôt du DDAE en 2012, la centrale thermique de Provence était donc composée de deux tranches fonctionnant principalement au charbon : la tranche 4 d'une puissance de 250 MWe⁵ (670 MWth⁶) et la tranche 5 d'une puissance de 600 MWe (1 510 MWth).

Le projet présenté en 2012 consistait à convertir la tranche 4 de la centrale du charbon vers un mix de combustible comprenant :

- de manière prépondérante des plaquettes forestières⁷,
- du bois de récupération (dit bois de classe B, déchet non dangereux),
- des produits cendreux de récupération,
- ainsi que du gaz naturel et du fioul lourd au démarrage et en soutien.

⁴ Les sites Natura 2000 constituent un réseau européen en application de la directive 79/409/CEE « Oiseaux » (codifiée en 2009) et de la directive 92/43/CEE « Habitats faune flore », garantissant l'état de conservation favorable des habitats et espèces d'intérêt communautaire. Les sites inventoriés au titre de la directive « habitats » sont des zones spéciales de conservation (ZSC), ceux qui le sont au titre de la directive « oiseaux » sont des zones de protection spéciale (ZPS).

⁵ Puissance électrique maximum fournie au réseau

⁶ Puissance thermique exprimée en pouvoir combustible inférieur (PCI) absorbée par la chaudière

⁷ Issues du broyage du bois récolté en forêt

Pour les combustibles fossiles (produits cendreux de récupération, charbon, gaz naturel, fioul lourd), le pourcentage de l'énergie entrante (exprimé en PCI⁸), est fixé au maximum à 15 % sur une année.

Les modifications de l'installation nécessaires pour la réalisation du projet « Centrale biomasse de Provence » (figure 2) se limitaient à l'adaptation de la chaudière existante (en conservant le bloc chaudière et alternateur, en modifiant la chaîne d'alimentation en combustible) et la création des moyens logistiques (plateforme de réception et de broyage du bois et système de convoyage) liés aux nouveaux combustibles (bois sous différentes formes dont bois déchets).



Figure 2 : zones modifiées dans le cadre du projet (TAR : tour aérorefrigérante) (source : dossier)

Le projet est aujourd'hui réalisé et en fonctionnement. La tranche 4 est constituée d'une chaudière à lit fluidisé circulant (LFC) d'une puissance électrique ramenée de 250 MWe à 150 MWt⁹ (400 MWth).

⁸ Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) correspond à l'énergie du combustible supposant un rejet d'eau sous forme de vapeur. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) intègre la chaleur récupérable par condensation de la valeur d'eau.

⁹ La puissance de 150 MWe est celle mentionnée dans le document principal de l'étude d'impact qui date de 2012. Le dossier mentionne également dans le cadre des compléments à l'étude d'impact une puissance totale pour la tranche 4 de « 170 MWe bruts dont 150 MWe bruts dédiés à l'appel d'offre CRE4 ».

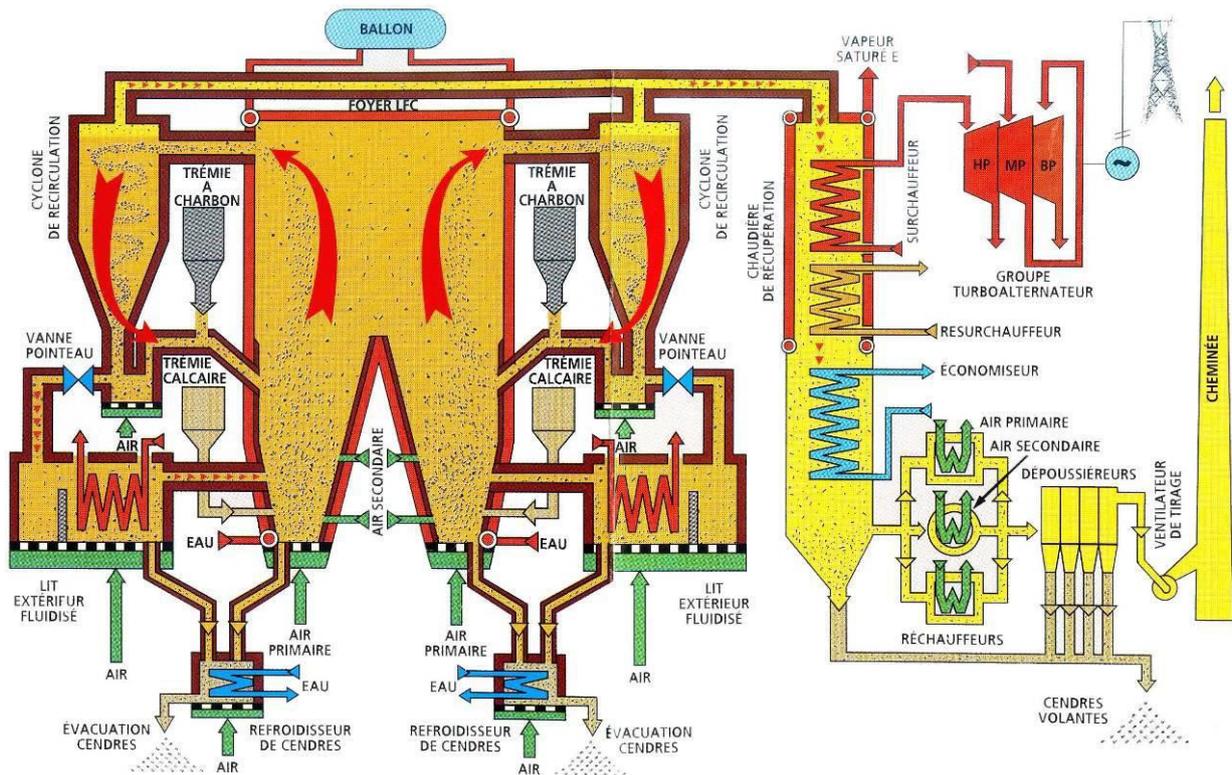


Figure 3 : principe de fonctionnement d'une tranche à lit fluidisé (source : dossier)

Initialement prévu en 2015, le démarrage de la tranche a été retardé et la mise en service industrielle a eu lieu en avril 2018. Par ailleurs, la tranche 5 a été arrêtée en 2021 dans le cadre de la politique nationale de réduction de la production d'électricité à partir de charbon¹⁰, ne laissant subsister sur le site que la tranche 4.

La durée annuelle de fonctionnement prévue à l'origine (2012) pour la tranche 4 était de 7 500 h et la production annuelle estimée à 1,125 GWhe. En pratique, la centrale a fonctionné au total seulement environ 1 700 h par an avec de très fortes variations interannuelles (de 0 h en 2020 à, au maximum, 3 200 h en 2022).

Ces écarts s'expliquent selon le dossier par les difficultés techniques rencontrées (investissements complémentaires et réglages pour stabiliser la production et satisfaire les engagements contractés) ainsi que par des tensions sociales récurrentes suite à la décision en 2017 de réduire la production d'électricité à partir de charbon¹¹ (compte tenu des impacts de cette décision pour la tranche 5).

La durée de fonctionnement envisagée à l'heure actuelle est de 4 000 h par an. Une hypothèse majorante de 5 000 h est prise en compte dans le cadre du dossier.

¹⁰ L'article D. 311-7-2 du code de l'énergie précise les dispositions prévues à l'article L. 311-5-3 du même code et fixe un plafond d'émissions annuelles pour les installations situées en métropole continentale, produisant de l'électricité à partir de combustibles fossiles autorisées au titre de l'article L. 311-1 du code de l'énergie et émettant plus de 0,55 tonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawatt-heure d'électricité produite, le plafond d'émissions de gaz à effet de serre mentionné à l'article L. 311-5-3 est fixé pour les années 2022 et 2023.

¹¹ Avec une échéance initialement fixée à 2022 qui a ensuite été reportée à 2027 en raison des difficultés de production du parc nucléaire et des conséquences énergétiques suite à l'agression de l'Ukraine par la Russie.

1.2.2 Plan d'approvisionnement de la tranche 4

À l'issue de l'appel d'offre « CRE 4 » et des échanges avec l'administration, le plan d'approvisionnement avait été défini en 2015 pour la première année de fonctionnement de la manière suivante :

- plaquettes forestières locales (c'est-à-dire en provenance d'un des dix-sept départements du sud-est de la France retenus pour le périmètre de référence pour l'approvisionnement de la centrale¹²) : 156 000 t,
- plaquettes forestières importées (Union européenne ou pays tiers): 455 000 t,
- bois d'élagage et d'entretien (déchets verts) : 133 000 t,
- bois de récupération : 87 000 t,
- combustibles fossiles : 137 000 t.

Le recours à des combustibles fossiles est nécessaire pour les phases de démarrage de l'installation et en soutien. Par ailleurs, la technologie du lit fluidisé circulant nécessite un apport continu de matériaux inertes pour pouvoir fonctionner. Le choix dans le cadre du projet a été d'utiliser des produits cendreux de récupération et du charbon bien cet apport puisse s'envisager sous différentes formes telles que du sable de rivière ou du kaolin, etc.



Figure 4 : périmètre géographique de l'approvisionnement local (source : dossier)

Il était prévu qu'à un horizon de 10 ans, les 455 000 t de plaquettes forestières importées (soit 55 % de la biomasse utilisée en 2015) soient intégralement remplacées et compensées par une augmentation des tonnages de plaquettes forestières locales (avec un objectif de 402 000 t en 2024) et de bois d'élagage et d'entretien (342 000 t en 2024).

¹² Ces dix-sept départements sont les suivants : Alpes de Haute Provence (04), Hautes-Alpes (05), Alpes Maritimes (06), Bouches-du-Rhône (13), Var (83), Vaucluse (84), Ardèche (07), Drôme (26), Isère (38), Gard (30), Hérault (34), Lozère (48), Aude (11), Pyrénées Orientales (66), Tarn (81), Aveyron (12), Ariège (09).

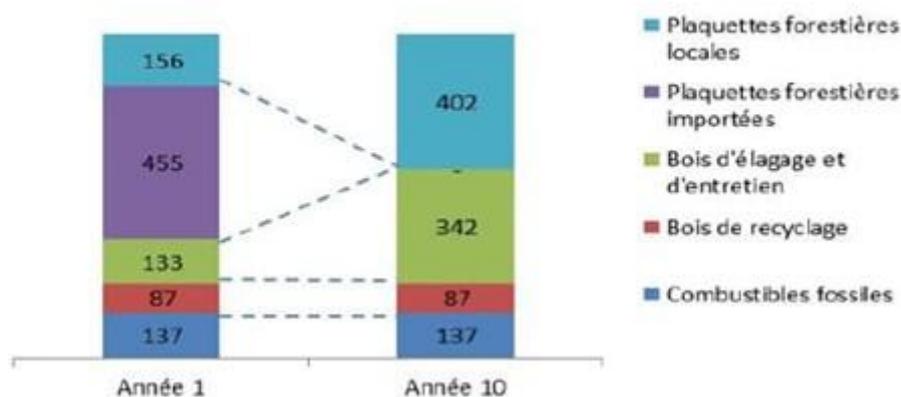


Figure 5 : projet d'évolution du plan d'approvisionnement présenté en 2015 (année 1 : 2015, année 10 : 2024) (en milliers de tonnes par an) (source : dossier)

Par rapport aux volumes de biomasse envisagés en 2015 (831 000 t pour l'ensemble des sources d'approvisionnement), les volumes consommés sur la période 2018–2023 ont été nettement inférieurs (127 000 t annuelles environ) et la part des plaquettes forestières importées est restée très élevée (avec en moyenne 75 000 t environ, soit 59 %, et un taux atteignant 65 % en 2021 et 2023).

Les quantités d'énergies fossiles utilisées sont fournies uniquement pour l'année 2022. Le pourcentage de l'énergie entrante (exprimé en PCI) a alors atteint 16 %, soit un niveau supérieur à celui de 15 % prévu par l'arrêté préfectoral.

Un nouveau plan d'approvisionnement a été défini pour la période 2023–2025 sur la base d'une durée de fonctionnement annuel prévisionnelle de 5 000 heures :

- plaquettes de bois d'origine française : 335 000 t,
- plaquettes de bois d'origine internationale (UE ou pays tiers) : 150 000 t,
- broyats issus de la récupération de « bois b)i et b)v »¹³ : 50 000 t,
- broyats issus de la récupération de bois de « classe A SSD »¹⁴ : 10 000 t,
- combustibles fossiles (produits cendreux de récupération (PCR), charbon et gaz) : 100 000 t.

Les volumes annuels de plaquettes de bois prévus en approvisionnement local (de l'ordre de 450 000 m³ pour 335 000 t compte tenu de la densité d'environ 0,75 m³/t dans la zone d'approvisionnement) représentent environ 0,8 % du volume annuel de prélèvements de bois en France en forêt¹⁵.

La possibilité de valoriser des « bois de crise », dans le cadre de dispositifs encadrés par les services de l'État à l'instar du plan national d'actions « Scolytes et bois de crise » lancé en 2024 est également prévue. Le dossier précise que ceci a déjà été mis en œuvre en 2022 pour participer à l'évacuation des bois du massif affecté par des incendies sur le pourtour du Bassin d'Arcachon.

¹³ Au sens de la réglementation issue de la directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles (directive « IED »)

¹⁴ Au sens de la réglementation issue de l'arrêté du 29 juillet 2014 créant une sortie du statut de déchet (SSD) pour les broyats d'emballages en bois utilisés en combustion

¹⁵ Qui était de 53 Mm³ sur la période 2014–2022.

L'Ae recommande de présenter le bilan des approvisionnements de la tranche 4, exprimés en masse et en énergie, pour l'ensemble des combustibles, biomasse et énergies fossiles, depuis 2012.

1.3 Procédures relatives au projet

La centrale relève de la nomenclature des ICPE. Elle a nécessité une autorisation nouvelle sur le site notamment au titre de la rubrique « incinération de déchets non dangereux ». La modification proposée en 2012 a été jugée substantielle et le projet a été soumis à la procédure complète d'autorisation. Un [avis d'autorité environnementale](#) a été rendu le 22 mai 2012 par le préfet de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. À l'issue de cette procédure, la modification de la tranche 4 a été autorisée, mise en œuvre puis en service.

Suite à la procédure juridictionnelle précédemment décrite, la cour administrative d'appel a redéfini, dans le sursis à statuer et conformément au droit en vigueur, la procédure préalable à la décision finale de l'autorité compétente. Le point 96 du jugement de la cour précise « [qu'une] fois ces études actualisées, le préfet des Bouches-du-Rhône organisera une nouvelle consultation du public sur ces points, consistant en une enquête publique complémentaire, selon les modalités prévues par les articles L. 123-14 et R. 123-23 du code de l'environnement, en vue de l'adoption d'un arrêté préfectoral modificatif contenant le cas échéant des prescriptions complémentaires. En outre, ces études seront mises en ligne pendant un mois sur un site internet suffisamment accessible et ayant une notoriété suffisante, tel que le site de la préfecture des Bouches-du-Rhône [...]. Ces études pourront également être consultables de manière dématérialisée dans les mairies des communes sur le territoire desquelles proviennent les ressources en bois approvisionnant la centrale, afin de permettre aux personnes intéressées de formuler leurs observations par voie électronique. Enfin, dès lors qu'une enquête publique complémentaire est rendue nécessaire dans le cadre de la régularisation du vice relatif à l'insuffisance de l'étude d'impact, l'autorité environnementale compétente devra rendre un nouvel avis qui sera également soumis à cette procédure d'enquête publique. »

C'est dans ce cadre que le présent avis est rendu. Les compléments de l'étude d'impact visant la prise en compte des effets indirects de l'étude d'impact qui relève d'un périmètre couvrant plusieurs régions, l'Ae est compétente pour émettre cet avis.

L'installation est en outre aujourd'hui, depuis sa transposition en droit français, soumise à la directive IED¹⁶. Cette directive prévoit un réexamen régulier des conditions de fonctionnement et l'application des meilleurs techniques disponibles. Dans le cas de la tranche 4, un bilan de fonctionnement au sens de la directive a été déposé, analysé par les services de l'État et a fait l'objet d'une prise en compte dans les dispositions techniques réglementant l'installation par un arrêté du 20 août 2021¹⁷. Le dossier initial présente la conformité de l'installation projetée, limitée toutefois à la seule partie combustion, avec les meilleures techniques disponibles.

Conformément à l'article L. 414-4 du code de l'environnement, le dossier comporte une évaluation des incidences au regard des objectifs de conservation des sites du réseau Natura 2000. S'agissant d'une ICPE, l'étude d'impact comprend une étude des dangers.

¹⁶ Directive relative aux émissions industrielles 2010/75/UE qui vise notamment à réduire la pollution émanant des sources industrielles majeures par la mise en œuvre de meilleures techniques disponibles à un coût économiquement acceptable (MTD)

¹⁷ C'est ce même arrêté qui a pris en compte l'arrêt définitif de la tranche 5.

1.4 Principaux enjeux environnementaux du projet relevés par l'Ae

Pour l'Ae, les principaux enjeux environnementaux du dossier sont :

- les émissions de gaz à effet de serre et la réutilisation de la chaleur fatale,
- la qualité de l'air et les incidences pour la santé humaine,
- les déchets et leur valorisation,
- les prélèvements en eau et la gestion des eaux pluviales et industrielles,
- les incidences indirectes liées à l'approvisionnement de la biomasse (biodiversité et services écosystémiques, fertilité des sols et puits de carbone, paysage...) dans la zone d'approvisionnement local, en France hors zone d'approvisionnement local et à l'étranger (UE et hors UE).

2. Analyse de l'étude d'impact

Pour répondre à la décision de la cour administrative de Marseille du 10 novembre 2023 de compléter l'étude d'impact, GazelEnergie a fait le choix de présenter, dans un document spécifique, les éléments requis sur les effets indirects de l'approvisionnement en bois, sur le bilan carbone, ainsi que l'étude d'incidence Natura 2000. Ce document complète l'étude d'impact initiale de 2012 et, ensemble, ils constituent donc l'actualisation de l'étude d'impact au sens du III de l'article L. 122-1-1 du code de l'environnement.

Si l'étude d'impact actualisée répond aux trois points ciblés par la cour comme devant être impérativement complétés, il s'avère que certaines incidences du projet n'avaient pas été complètement appréciées lors de l'étude d'impact initiale de 2012 et que des éléments nouveaux sont intervenus. L'avis d'autorité environnementale du 22 mai 2012 relevait notamment que :

- « *Les incertitudes [sur l'évaluation des risques sanitaires (ERS) liées à la composition physico-chimique des différents combustibles] ne pourront être levées que lorsque l'installation sera en fonctionnement* » (tout en soulignant le caractère *a priori* majorant des hypothèses retenues),
- l'étude de bruit concluait à la nécessité de mise en place des solutions appropriées afin de respecter les exigences réglementaires et proposait plusieurs options mais la solution retenue n'était pas encore définie.

L'Ae aborde donc dans la suite de cet avis, outre les trois points principaux ciblés par la cour administrative d'appel, d'autres thématiques environnementales dont les incidences ou les mesures restaient à préciser ou pour lesquelles des éléments nouveaux sont intervenus.

Outre les documents disponibles dans le dossier, le présent avis s'appuie sur des documents complémentaires qui ont été fournis aux rapporteurs à l'issue de leur échange avec GazelEnergie. En particulier, le document complémentaire (PAR-RAP-24-29586C) du 20 novembre 2024 intitulé « Synthèse des évolutions de l'étude d'impact de 2012 suite à la fermeture de la tranche P5 » a été fourni pour présenter l'impact de l'arrêt de la tranche 5 sur le fonctionnement de la centrale.

L'Ae recommande de joindre au dossier le document « Synthèse des évolutions de l'étude d'impact de 2012 suite à la fermeture de la tranche P5 ».

2.1 État initial, analyse des incidences du projet et mesures d'évitement, de réduction et de compensation de ces incidences

En ce qui concerne la phase d'exploitation, la plupart des flux polluants mentionnés dans le dossier sont calculés à partir des valeurs limites réglementaires¹⁸ de rejets et du temps de fonctionnement de l'installation prévu dans le dossier initial. Ce temps de fonctionnement annuel était fixé à 7 500 h ce qui correspondait à la limite technique de l'installation. Comme indiqué précédemment, cette durée prévisionnelle a été révisée et il est dorénavant prévu 5 000 h.

L'Ae recommande de compléter le dossier en prenant en compte pour les flux de polluants la réduction du volume horaire de production et du nombre de démarrages de l'installation.

2.1.1 Incidences directes

Qualité de l'air

La tranche 4 émet les polluants classiques liés à la combustion. La mise en place d'une activité de co-incinération de déchets (bois A et B) renforce les exigences en matière de valeur limite de rejets et de surveillance. Le tableau ci-dessous présente les rejets canalisés de la tranche 4 après modification, telle que prévus en 2012, et pour un fonctionnement annuel de 7 500 h.

Polluants	Valeurs limites à l'émission en mg/Nm ³ à 6 % d'O ₂	Flux de matière en kg/j	Flux de matière en t/an
Poussières	20	312	97,5
NO _x exprimé en équivalent NO ₂ (oxyde, d'azote)	150	2 340	731
SO _x exprimé en équivalent SO ₂ (oxyde, de soufre)	150	2 340	731
CO (monoxyde de carbone)	150	2 340	731
HCl (acide chlorhydrique)	30	468	14
HF (acide fluorhydrique)	25	390	122
NH ₃ (ammoniac)	5	78	24
HAP (hydrocarbures aromatiques polycycliques)	0,01	0,078	0,024
COV (composés organiques volatils) exprimés en carbone total	50	78	24
Cd, Hg, Tl (cadmium, mercure, thallium)	0,05 par métal 0,1 pour la somme	< 0,03	< 10 kg/an
As, Se, Te (arsenic, sélénium, tellure)	1 pour la somme	< 1,6	< 0,5
Pb (plomb)	1	0,4368	0,136
Sb, Cr, Co, Cu, Sn, Mn, Ni, V, Zn (métaux divers)	5 pour la somme	78	24

Figure 6 : valeurs limites s'appliquant aux flux de rejets canalisés de la tranche 4 après modification et pour un fonctionnement annuel de 7 500 h. (source : dossier)

¹⁸ Niveau de concentration de substances polluantes dans l'atmosphère fixé sur la base des connaissances scientifiques à ne pas dépasser dans le but d'éviter, de prévenir ou de réduire les effets nocifs de ces substances sur la santé humaine ou sur l'environnement dans son ensemble.

L'installation relève maintenant de la directive IED (dont la transposition est postérieure à l'autorisation de 2012). Comme déjà précisé, elle a fait l'objet d'un bilan de fonctionnement qui a débouché sur la prise d'un arrêté complémentaire en 2021 réduisant les valeurs limites d'émission pour la plupart des polluants dans le cadre des BATAEL¹⁹.

Au titre des mesures de réduction, la tranche 4 bénéficie de la mise en place d'une dénitrification non catalytique (injection d'une solution ammoniacale), d'un système de réduction de dioxyde de soufre et d'acide chlorhydrique par injection de chaux éteinte et d'un système de filtration des poussières par filtres à manche pour un investissement total de 13 millions d'euros en 2012. Cela se traduit par une réduction de l'émission de polluants par rapport à la situation d'avant 2012 notamment en poussières, en SO₂ et NO_x.

On peut également signaler la présence d'une chaudière auxiliaire de faible puissance (37,4 MWth) et d'émissions diffuses, notamment de poussières liées au broyage du bois.

En juin 2022, à la demande de l'administration et sur la base des nouvelles valeurs limites d'émission, l'exploitant a fait réaliser une nouvelle étude de dispersion qui conclut à la nette diminution de l'impact de la centrale sur la qualité de l'air, liée à l'effet prépondérant de l'arrêt de la tranche 5 et à l'effet de la baisse des émissions de la tranche 4. Le document complémentaire (PAR-RAP-24-29586C) souligne l'aspect positif de la fermeture de la tranche 5.

L'Ae recommande de compléter l'analyse des incidences du projet sur la qualité de l'air en s'appuyant sur l'étude de dispersion réalisée en juin 2022 ainsi que sur le document « Synthèse des évolutions de l'étude d'impact de 2012 suite à la fermeture de la tranche P5 ».

Gestion de l'eau

Prélèvements en eau

Les prélèvements en eau potable sur le réseau public restent inchangés (eau à usage sanitaire) avec la modification de la tranche 4. L'eau industrielle brute est prélevée dans le canal de Provence (Verdon). Elle sert à la production d'eau décarbonatée (appoint des tours aéroréfrigérantes), d'eau déminéralisée (appoint des chaudières) et d'eau de circulation. La consommation pour la tranche 4 est estimée à 4 millions de m³ par an sur une base de 7 500 h de fonctionnement par an. Cette consommation est du même ordre de grandeur que préalablement à la transformation de la tranche 4. Il n'y a pas d'utilisation des eaux pluviales sur le site.

L'Ae recommande d'étudier la possibilité de réduire les prélèvements d'eau dans le milieu naturel.

Rejet des eaux

Concernant les eaux pluviales, l'extension liée à la mise en place de la plate-forme de réception et de stockage du bois est dotée de deux bassins d'une « capacité minimale » de 3 500 m³. Le dimensionnement exact de ces bassins ne figure pas dans l'étude d'impact qui mentionne uniquement une note de dimensionnement à fournir ultérieurement.

¹⁹ Best Available Technique Associated Emission Level: valeurs limites d'émission liées aux meilleures techniques disponibles

L'Ae recommande de préciser le dimensionnement des bassins et des ouvrages de rejets des eaux pluviales.

Les eaux de nature domestique sont traitées par un dispositif d'assainissement non collectif (fosses septiques et réseaux d'épandage).

Les eaux de procédé sont constituées :

- des eaux de déconcentration de la TAR et des purges d'eau de la chaudière,
- des eaux des bassins de décantations et de déshuilage,
- des effluents du traitement de l'eau destinée à la chaudière,
- des eaux de lavage.

Le rejet global des deux tranches 4 et 5 est estimé dans le dossier de 2012 à 3 millions de m³, sans qu'il soit possible d'identifier la part dévolue à chaque tranche. Le dossier précise que la qualité des effluents est inchangée par rapport à la situation avant la transformation de la tranche 4. Les différents effluents sont traités dans une station *ad hoc* et en fonction de leurs charges polluantes. Le document complémentaire (PAR-RAP-24-29586C) présente les évolutions des flux de rejets qui sont, en règle générale, en forte baisse.

L'Ae recommande de décrire les rejets d'eau issus du procédé lié au fonctionnement de la tranche 4 ainsi que leur mode de traitement.

Incidences sur les sols

Le projet est implanté sur le site de la centrale, déjà en grande partie artificialisé. La partie stockage de bois (superficie de l'ordre de 15 000 m²) fait l'objet d'une imperméabilisation et d'une collecte des eaux pluviales permettant d'éviter l'éventuelle pollution du sol par percolation des eaux météoritiques²⁰ souillées.

Incidences sur les déchets

Le changement de combustible entraîne la mise en place d'équipements liés aux broyages de bois pouvant générer des émissions atmosphériques. L'introduction dans le mélange combustible de déchets de bois (bois B) conduit à une vigilance accrue vis-à-vis des rejets atmosphériques tant quantitativement (diminution des valeurs limites de rejet) que qualitativement (nature des polluants attendus). Une telle co-incinération de déchets est prévue jusqu'à 11 % du combustible consommé et les rejets admissibles sont réduits à due concurrence conformément à la réglementation.

Le projet vise à valoriser énergétiquement une partie des bois, notamment ceux faiblement adjuvantés. Le dossier présente les conditions d'élimination de ces déchets notamment en termes de valeurs limites d'émission de la chaudière. Il a été indiqué aux rapporteurs que cette filière d'approvisionnement avait été abandonnée.

En matière de production de déchets, la production annuelle de 60 000 tonnes de cendres pour la seule tranche 4 constitue la principale incidence. D'après le dossier, ces cendres sont soit valorisées, soit mises en terril sans que soient précisés les ordres de grandeurs de la répartition entre ces deux modes d'élimination. Est également à noter la mise en décharge (pour déchets dangereux) de 8 000

²⁰ Eaux issues des précipitations atmosphériques

tonnes de résidus d'épuration des fumées par an mais ceci correspond à une quantité totale pour l'ensemble des tranches 4 et 5. Le document complémentaire (PAR-RAP-24-29586C) souligne l'aspect positif de la fermeture de la tranche 5 sur la production de cendres mais n'apporte pas de précision sur les quantités et sur la capacité à les valoriser.

L'Ae recommande de compléter le dossier en précisant la production de résidus d'épuration des fumées et le taux de valorisation des cendres en tenant compte de l'arrêt désormais effectif de la tranche 5.

Incidences sur le bruit

L'étude du bruit fait apparaître des émergences marquées en période nocturne avec des valeurs au-dessus des valeurs réglementaires. Face à ces incidences brutes, le porteur de projet a identifié les gains acoustiques à réaliser équipement par équipement et renvoyait dans l'étude d'impact initiale de 2012 à la phase projet pour le choix des équipements techniques.

Dans le cadre des arrêtés préfectoraux fixant les conditions de fonctionnement de la centrale un bilan des niveaux de bruit émis par la centrale doit être réalisé annuellement. En 2022, une mise à jour des conditions de réalisation de ce bilan a été effectuée notamment pour prendre en compte l'arrêt de la tranche 5. Le bilan 2023 ne montre pas de dépassement des émergences réglementaires.

L'Ae recommande de préciser les mesures d'évitement et de réduction retenues pour le bruit et de joindre le dernier bilan acoustique permettant d'attester du respect de la réglementation par la centrale.

Énergie et émissions de gaz à effet de serre (GES)

Le bilan des émissions de GES présenté dans le dossier intègre :

- la préparation des combustibles (extraction, transport jusqu'au lieu de transformation, transformation et chargement),
- le transport des combustibles (par voie maritime, routière ou ferroviaire) du lieu de transformation jusqu'à la centrale,
- les émissions liées au fonctionnement de la centrale (consommation d'électricité, de charbon, de produits cendreux de récupération, de fioul lourd, de gaz naturel et de produits chimiques),
- le traitement des cendres et des émissions diverses (par exemple, le déplacement des employés).

Les hypothèses de consommation énergétique utilisées diffèrent sensiblement de celles présentées pour le plan d'approvisionnement 2023-2025. Ces hypothèses sont néanmoins majorantes, avec une part plus importante des plaquettes forestières importées, une part des pays hors Union européenne (UE) renforcée dans la composante internationale et l'introduction d'un pays d'approvisionnement hors UE complémentaire au Brésil encore plus éloigné (l'Australie²¹).

Concernant les émissions liées à la combustion de la biomasse, il est considéré, compte tenu de la certification SBP-RED II imposée par la réglementation, que tous les biocombustibles sont issus d'une forêt dont le stockage de carbone n'est pas dégradé dans le temps.

²¹ L'Australie ne fait pas partie du plan d'approvisionnement, il s'agit d'une hypothèse prise uniquement pour le calcul des émissions de GES.

Pour un fonctionnement annuel de 5 000 h, les émissions fossiles de la centrale sont estimées à 154 ktCO_{2e} avec un contenu carbone de l'électricité produite de 234 kgCO_{2e}/MWh. Les contributions des différents postes sont les suivantes : 10 % pour la préparation des combustibles, 14 % pour le transport, 72 % pour le fonctionnement de la centrale et 4 % pour le traitement des cendres. Le bilan ne précise cependant pas les quantités de CO₂ biogénique²² qui seront émises.

L'Ae recommande de compléter le bilan des émissions de GES du projet en indiquant les quantités de CO₂ d'origine biogénique issues de la combustion de la biomasse.

La conversion de la centrale à la biomasse permet de réduire l'intensité carbone fossile du kWh d'électricité produit d'un facteur 6 environ par rapport au fonctionnement historique de la tranche 4 avec du charbon. L'intensité est également inférieure à celle d'une centrale de production fonctionnant au gaz (de 45 % environ) mais elle est néanmoins quatre fois supérieure au facteur moyen de l'électricité produite en France métropolitaine²³ et très largement supérieure aux émissions des filières photovoltaïques, éoliennes ou nucléaires (respectivement d'un facteur de huit, de 23 et de 39, selon la comparaison établie dans le dossier avec les facteurs d'émission de la base Empreinte de l'Ademe).

Une analyse de sensibilité est présentée pour souligner l'importance des conditions d'exploitation de la biomasse pour l'approvisionnement de la centrale²⁴.

Le dossier conclut que l'impact de la conversion de la centrale est positif et qu'il n'y a donc pas lieu de définir de mesure d'évitement, de réduction ou de compensation. Ceci est discutable dans la mesure où le fonctionnement des centrales à charbon est fortement contraint depuis 2022. Il n'est donc pas pertinent de retenir pour le scénario de référence un fonctionnement de 5 000 heures annuelles avec un approvisionnement au charbon. Par ailleurs, compte tenu de l'objectif même du projet, il convient de rechercher des solutions permettant d'améliorer le bilan des émissions de GES.

Avec plus de 70 % du total, la combustion des énergies fossiles constitue de loin le principal poste d'émission, avec un poids prépondérant des produits cendreux de récupération (PCR) compte tenu des quantités utilisées et de l'intensité carbone élevée²⁵. L'estimation présentée dans le dossier est fondée sur un taux d'utilisation d'énergies fossiles exprimé en énergie (valeur PCI) de 15,3 %. Or il s'avère que ce taux pourrait être significativement réduit.

Un minimum technico-économique de 6 % de combustibles fossiles est mentionné dans le dossier. L'étude correspondante, fournie aux rapporteurs à leur demande, conclut qu'en l'état actuel des connaissances sur le fonctionnement de l'unité (sachant que celle-ci a peu fonctionné), « *il est envisageable de fonctionner avec un mix combustible composé de 9 % d'énergie fossile si ce combustible fossile est composé uniquement de PCR* » et « *[qu']aller en deçà de 9 % d'énergie fossile avec des PCR purs demandera des essais de qualification de longue durée* ».

²² Le carbone biogénique désigne le carbone organique contenu dans la biomasse, et qui peut être réémis lors de l'utilisation de cette biomasse (par exemple pour produire de l'énergie) (source : Citepa). Quelle que soit son origine, biogénique ou fossile, une molécule de CO₂ agit de la même façon sur l'effet de serre.

²³ Qui était de 58 gCO_{2e}/kWh d'électricité consommée (ce qui inclut donc les pertes sur le réseau, qui sont de l'ordre de 8 %, à la différence du facteur d'émission par kWh d'électricité produite) (source : base Empreinte de l'Ademe).

²⁴ Le projet de stratégie nationale bas carbone 3 (SNBC3) en cours de consultation souligne par ailleurs « *[qu'en] raison du changement climatique, la forêt française, très dépendante des évolutions climatiques, traverse actuellement une crise de mortalité et de croissance importante faisant chuter son puits de carbone. Les chercheurs comme les experts ont des difficultés à se prononcer sur sa durée ainsi qu'une potentielle sortie de crise* ».

²⁵ Selon le dossier, l'intensité carbone des produits utilisés est de 528 kgCO_{2e}/kWh PCI pour les produits cendreux de récupération et de 388 kgCO_{2e}/kWh PCI pour le charbon.

L'Ae recommande de justifier le taux d'énergie fossile envisagé pour le fonctionnement de la tranche 4 et de reconsidérer les solutions alternatives qui permettraient de réduire ce taux ainsi que les émissions de GES correspondantes.

S'agissant du poste « transport du combustible », les émissions sont en moyenne de 32 kgCO_{2e}/kWh d'électricité produite avec néanmoins de très fortes disparités. Elles sont environ cinq fois plus élevées dans le cas des plaquettes forestières importées du Brésil par rapport aux biocombustibles approvisionnés localement. Il conviendrait d'expliquer dans quelle mesure le plan d'approvisionnement tient compte de ses disparités pour en réduire les incidences sur le bilan des émissions de GES (cf. section 2.1.2 du présent avis).

La récupération de la chaleur fatale, issue de la combustion, n'est pas abordée dans le dossier. Il a été indiqué aux rapporteurs qu'il était envisagé d'accueillir sur les terrains disponibles du site (ceux libérés suite à l'arrêt de certaines activités) de nouvelles activités industrielles ou de services. Certaines de ces activités pourraient utiliser une partie de cette chaleur fatale tandis que d'autres pourraient au contraire être des sources supplémentaires de chaleur conséquentes.

L'Ae recommande de préciser, à l'échelle du site de la centrale, la stratégie d'utilisation de la chaleur fatale produite.

Incidences sur la santé humaine

Une évaluation des risques sanitaires avait été jointe au dossier initial. Elle prend en compte le « bruit de fond » existant, lorsqu'il existe pour les substances étudiées, ainsi que les valeurs de concentration pour les polluants rejetés par la centrale, issues de la modélisation de ses rejets. L'évaluation conclut que les risques par inhalation ou par ingestion sont, selon les polluants, négligeables ou acceptables. Il est à noter que cette évaluation prend en compte le fonctionnement des deux tranches dont la tranche 5 à l'arrêt depuis 2020 et qui générerait les flux les plus importants.

En 2022, à la demande de l'administration et sur la base des nouvelles valeurs limites d'émission, l'exploitant a mis à jour l'étude d'évaluation des risques sanitaires liés à la centrale. Cette étude intègre également l'arrêt de la tranche 5 et prend donc uniquement en compte l'effet des émissions de la tranche 4. Elle conclut à l'absence de situation préoccupante liée aux rejets de la centrale.

L'Ae recommande de compléter le dossier avec l'étude de dispersion réalisée en juin 2022.

2.1.2 Incidences indirectes liées au plan d'approvisionnement en biomasse de la tranche 4

La période prise en compte pour l'évaluation des incidences du plan d'approvisionnement va jusqu'en 2035.

Par rapport au volume total de 335 000 t de plaquettes de bois d'origine locale envisagé dans le cadre du plan d'approvisionnement pour un fonctionnement annuel de 5 000 h, une variante avec 412 000 t est également prise en compte.

Le dossier souligne les difficultés de l'évaluation des incidences indirectes liées au plan d'approvisionnement dans la mesure où GazelEnergie n'est ni exploitant de bois, ni propriétaire forestier. Par ailleurs, les coupes forestières approvisionnent simultanément l'ensemble des acheteurs de bois d'œuvre, de bois industriel et de bois énergie. La part de ce dernier ne peut être

anticipée avec certitude et la visibilité des coupes à venir peut en outre être réduite (un délai de 6 à 18 mois est mentionné dans le cas des exploitants privés).

Dans la zone d'approvisionnement local (cf. figure 4), les forêts couvrent 4,5 millions d'hectares. À cette aire d'étude s'ajoutent les pays d'approvisionnement de GazelEnergie : Espagne, Italie et Brésil.

Description de l'approvisionnement en biomasse

GazelEnergie est concernée par la directive RED II, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2022, qui impose des règles de durabilité des ressources renouvelables²⁶ utilisées par les énergéticiens à partir d'un seuil de 20 MW de puissance thermique installée. Elle est par ailleurs certifiée PEFC ou FSC pour, selon le dossier, « l'ensemble de chaîne d'approvisionnement forestier ». Il est néanmoins indiqué, pour l'année 2023, que le volume de bois non certifiés ou de statut indéterminé a été estimé à 85 372 t, soit 27 % du total de l'approvisionnement, et que seuls 26 parmi la trentaine de fournisseurs de produits forestiers disposeraient d'une certification.

L'Ae recommande de préciser les règles de durabilité auxquelles les approvisionnements en biomasse forestière sont soumis, en 2023 et pour la période couverte par le projet, et d'augmenter le facteur d'impact environnemental (biodiversité, artificialisation, ruissellement...) pour les approvisionnements de bois non certifié.

Des entretiens auprès d'un panel de fournisseurs de GazelEnergie ont été menés pour le compte de l'entreprise afin d'identifier les futures zones d'approvisionnement, les essences disponibles et la nature des coupes susceptibles d'être mises en œuvre.

Caractéristiques de la « biomasse forestière internationale »

Pour les plaquettes importées, les volumes prévisionnels sont de 60 000 t pour le Brésil, 85 000 t pour l'Espagne et 5 000 t pour l'Italie.

Dans le cas du Brésil, il s'agit d'importations d'Eucalyptus traité en taillis à courte rotation avec des périodes de 7 à 9 ans. La pratique est décrite comme « dérivée du monde agricole » et les coupes pratiquées sont des coupes rases par parcelle de renouvellement. Dans le cas de l'Espagne et de l'Italie, les essences importées sont le Pin d'Alep (environ 33 %), le Pin noir (33 %), le châtaignier et le Pin de Monterey. À défaut d'information spécifique, il est considéré que les types de coupe sont comparables à celles qui se pratiquent sur le périmètre local.

Le dossier signale des risques de non-conformité significatifs par rapport aux exigences réglementaires de durabilité dans le cas de l'Italie et du Brésil. Pour l'Italie, il a été indiqué aux rapporteurs que les importations étaient actuellement stoppées et que leur reprise était conditionnée à une mise en conformité avec les exigences de la directive RED II. Dans le cas du Brésil, GazelEnergie s'approvisionne exclusivement auprès de plantations d'Eucalyptus installées dans les années 1950 au sud du Brésil, ce qui limiterait, selon le dossier, les risques de non-conformité (en particulier la déforestation illégale).

²⁶ L'approvisionnement en biomasse doit avoir un impact limité sur l'environnement, notamment la biodiversité, le stockage de carbone des terres, la pérennité globale des puits de carbone, etc. (cf. articles L. 281-7 à L. 281-10 du code de l'énergie).

Caractéristiques de la « biomasse forestière locale » et de la biomasse en France hors zone d’approvisionnement de référence

La caractérisation de l’approvisionnement s’appuie sur les notions de « grandes régions écologiques » (Greco) et de « sylvoécorégions », développées dans le cadre de l’Inventaire forestier national (IFN). Les cinq Greco concernées par le projet sont les Pyrénées, les Alpes, la Méditerranée, le sud-ouest océanique et le Massif central, au sein desquelles 29 sylvoécorégions sont identifiées.

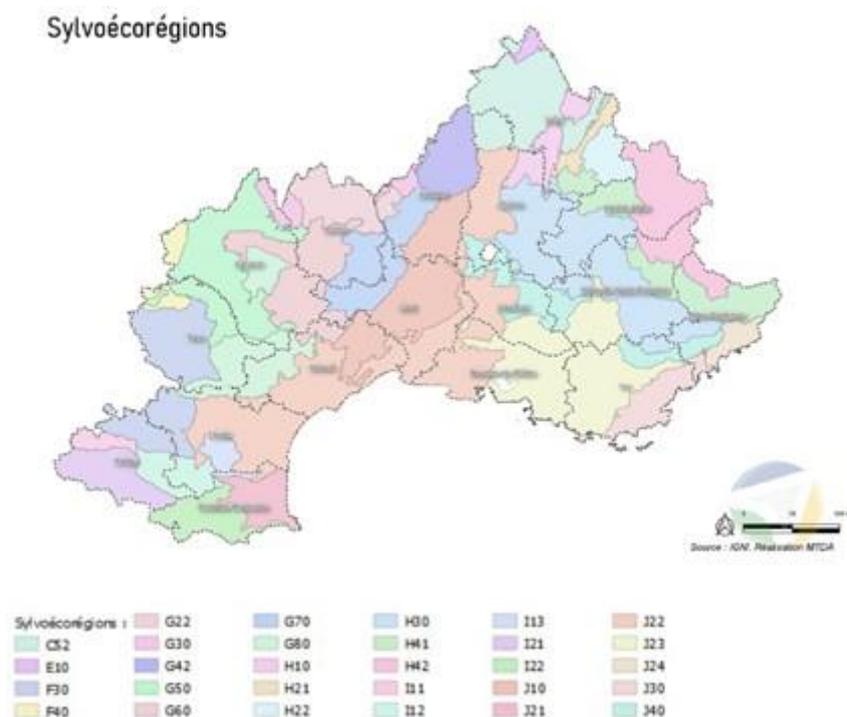


Figure 7 : sylvoécorégions de la zone d’étude (source : dossier)

L’approvisionnement prévisionnel est concentré aux trois-quarts sur neuf sylvoécorégions. Il est également prévu que 16 % de l’approvisionnement puisse provenir de régions extérieures au bassin d’approvisionnement de référence.

En termes de régions administratives, l’approvisionnement serait assuré à hauteur de 38 % par Provence-Alpes-Côte d’Azur, 33 % par Occitanie, 12 % par Auvergne-Rhône-Alpes et 17 % par les autres régions métropolitaines. Les principales essences attendues sont le Pin d’Alep (36 %), le Pin sylvestre (26 %), le sapin (12 %) et le Pin noir (10 %).

GazelEnergie considère ne pas être en mesure de faire de prévision pour les types de coupes mais fournit un bilan pour l’année 2023. Les approvisionnements viennent principalement de coupes d’amélioration avec éclaircie sélective (34 %), de coupes sanitaires (19 %), de travaux de défense forestière contre l’incendie (DFCI, 19 %). Parmi les autres types de récolte, les coupes de régénération représentent 9,5 % de la récolte dont 3,4 % de coupes définitives et les coupes de produits accidentels (bois brûlés) 6,1 % de la récolte.

Impact de l’approvisionnement de la centrale

Une analyse des incidences est présentée pour la zone d’étude correspondant à l’approvisionnement local. À défaut de pouvoir identifier de façon précise les lieux et les dates des coupes, les incidences

ont été évaluées « en s'inspirant de la méthodologie des évaluations environnementales stratégiques des plans/programmes » en se fondant sur deux méthodes complémentaires :

- la mise à profit de deux expertises par l'Inrae²⁷ (2018 et 2024) sur les impacts de l'exploitation forestière,
- une identification des principales « zones sensibles » de la zone d'approvisionnement en croisant les zones de forte exploitation et les zonages réglementés.

Contexte environnemental de la zone d'approvisionnement local

Les boisements occupent près de la moitié de la surface terrestre de la zone d'étude avec des sites très diversifiés. Les forêts privées représentent 74 % de la superficie boisée, avec de fortes variations selon les départements, dont seulement 8,6 % de surfaces dotées d'un plan simple de gestion²⁸.

La forêt au sein de la zone est composée de feuillus (50,6 % de la surface). Les principales essences de feuillus sont le Chêne pubescent (886 000 ha), le Chêne vert (497 000 ha) et le Hêtre (281 000 ha). Pour la part résineuse, les essences indigènes sont dominantes (Pin sylvestre pour 471 000 ha et Sapin pectiné pour 95 000 ha) par rapport aux essences introduites (Pin Douglas, Pin noir ou Cèdre de l'Atlas).

16 parcs naturels régionaux se trouvent au sein de la zone d'approvisionnement. Sept de ces PNR ont inscrit dans leur charte l'objectif de développer la production de bois-énergie, en ciblant des lieux de consommation au plus proche favorisant les circuits courts.

Les schémas régionaux de cohérence écologique (SRCE) des trois principales régions de la zone d'approvisionnement (PACA, Occitanie et Auvergne-Rhône Alpes) mettent l'accent sur la gestion durable et la conservation de la biodiversité au sein des forêts. Ces schémas reconnaissent l'importance de préserver les forêts face aux risques naturels (incendies, sécheresse) et aux pressions anthropiques (urbanisation, agriculture).

Les principaux zonages réglementés au titre du code de l'environnement et ayant une incidence sur la gestion forestière ont été recensés, cartographiés et classés selon trois catégories : zonages forte contrainte ²⁹, à contrainte intermédiaire ³⁰ et à faible contrainte ³¹. La proportion de l'approvisionnement local de GazelEnergie potentiellement concerné par chaque catégorie a été estimée en prenant en compte la somme des volumes provenant des différentes communes concernées, au prorata de leur surface occupée par le zonage. Cette démarche, bien qu'approximative, est intéressante et permet de caractériser les incidences sur les zones du territoire qui présentent une sensibilité particulière.

Zonages à forte contrainte	Zonages à contrainte intermédiaire	Zonages à faible contrainte
3 %	32 %	42 %

Figure 8 : proportion de l'approvisionnement local de GazelEnergie potentiellement concerné par type de zonage (source : dossier)

²⁷ Institut national de la recherche sur l'agriculture, l'alimentation et l'environnement

²⁸ Articles L. 312-1 à 312-12 du code forestier

²⁹ Cœurs de parc national, réserves naturelles, réserves biologiques, convention RAMSAR, réserve nationale de chasse et de faune sauvage, arrêtés de protection de biotope

³⁰ Sites inscrits et classés, directive Alpilles, zonage Natura 2000

³¹ Réservoirs de biodiversité des SRCE

Évaluation de l'impact

L'évaluation de l'impact de l'exploitation forestière sur le bassin d'approvisionnement local s'appuie sur l'analyse bibliographique des impacts associés à l'exploitation forestière en zone méditerranéenne. Il ressort de cette analyse que l'exploitation forestière est jugée dans l'ensemble positive pour la biodiversité (70 %), les incendies de forêt (100 %) et la régénération des écosystèmes (93 %), elle est cependant majoritairement négative sur les sols (78 %).

L'évaluation des impacts en fonction des pratiques de gestion en termes de durabilité également réalisée par l'Inrae nuance l'analyse³². Il ressort que les réserves forestières non gérées présentent le meilleur score en termes de durabilité et les coupes rases avec export de rémanent le plus mauvais. Sur cette base, l'Inrae a formulé des recommandations. GazelEnergie s'appuie sur ces recommandations pour définir des mesures d'évitement, de réduction et d'accompagnement, en complément du cadre de gestion durable prévu par le code forestier et applicable aux opérations de coupe. Il est notamment prévu :

- d'exclure l'achat de bois issus de sites Natura 2000 (mesure E1),
- d'établir un guide de bonnes pratiques intégrant dix prescriptions fortes répondant aux principaux enjeux de qualité pour l'exploitation forestière (A6) et intégrer ces éléments dans le cadre des contrats de fourniture (R1),
- de contractualiser avec l'ONF, pour un volume de 10 000 tonnes par an, l'utilisation de la technique du débardage par câble-mât (R2) permettant d'éviter les impacts sur les sols dans les pentes et milieux fragiles, en ciblant prioritairement les forêts de montagne en retard de sylviculture faute de modèle économique,
- d'imposer aux fournisseurs d'être certifiés, sans indication sur la certification visée, et de livrer une part croissante de bois certifié et, en l'absence de document de gestion durable, imposer aux propriétaires une certification sur le bois (R3),
- de développer une fiche de chantier et un outil de traçabilité intégré dans l'outil de suivi du portefeuille d'approvisionnement (A1),
- d'auditer les chantiers et les fournisseurs au regard des engagements de bonnes pratiques et de faire évaluer chaque fournisseur par un tiers, sur la base d'une grille de notation (A4).

Le dossier conclut que l'approvisionnement de GazelEnergie participe ainsi à la promotion de sylvicultures à objectifs combinés, présentant des impacts résiduels nuls à légèrement positifs. Cette affirmation est exagérément optimiste dans la mesure où, si les effets sont positifs pour certaines thématiques de manière générale, cela ne sera pas le cas pour toutes (conservation des sols, biodiversité, etc.) et en toutes circonstances (cas des services écosystémiques, paysages, etc.). Le débardage par câble-mât dans des forêts de montagne va notamment avoir des impacts négatifs sur des milieux forestiers remarquables (forêts de ravin, sur éboulis...) présentant une naturalité et une biodiversité élevées (vieux bois, nécromasse...). Les mesures définies sont néanmoins *a priori* intéressantes et permettent de manière générale de limiter de façon significative certaines incidences.

Un projet de guide pour les bonnes pratiques est fourni en annexe. Selon les indications fournies aux rapporteurs, ce guide a été rédigé en s'inspirant des mesures prévues dans le cadre des

³² Sur une échelle allant de - 2 à 2, les scores moyens obtenus sont les suivants 1,6 pour les réserves forestières non gérées, 1,1 pour la sylviculture proche de la nature, 0,3 pour la sylviculture à objectif combiné, - 0,4 pour les coupes rases / rotations rapides et - 1,6 pour les coupes rases avec export des rémanents.

certifications. Il conviendrait, pour chacune des bonnes pratiques, de préciser la référence utilisée et d'indiquer la plus-value par rapport aux certificats que GazelEnergie indique par ailleurs déjà utiliser pour l'ensemble de sa chaîne d'approvisionnement. L'Ae relève pour les coupes rases, sujet identifié dans l'étude Inrae comme particulièrement dommageable, qu'il est prévu de fixer un maximum de 5 ha, ce qui constitue un seuil encore élevé au regard des impacts sur la biodiversité. L'Ae relève que les documents de gestion peuvent dans certains cas prévoir des restrictions plus importantes, dans le cas du SRGS de la région Occitanie par exemple, pouvant abaisser le seuil de coupe rase jusqu'à 4 ha en situation de pentes supérieure à 30 % ou 2 ha si les sols sont sensibles à l'érosion ou très pauvres.

Concernant les audits des chantiers et des fournisseurs, l'information fournie sur le budget prévu (20 jours par an et 850 € par jour) devrait être complétée par une cible en termes de nombre de fournisseurs et de volumes d'approvisionnement concernés et être mis en perspective des contrôles déjà réalisés dans le cadre des différentes certifications.

L'Ae recommande de :

- ***préciser les références utilisées pour définir les bonnes pratiques qui seront imposées aux fournisseurs et d'indiquer la plus-value environnementale par rapport aux certificats auxquels GazelEnergie prévoit par ailleurs d'avoir recours,***
- ***s'assurer qu'elles soient au moins aussi exigeantes que celles des documents de référence pour la gestion forestière s'appliquant aux forêts des régions concernées (schéma régionaux de gestion sylvicoles et directives régionales d'aménagement) pour les forêts même si les forêts ne disposent pas réglementairement de documents d'aménagement forestier ou de plan de gestion,***
- ***de préciser les cibles en termes de nombre de fournisseurs et de volumes d'approvisionnement pour l'audit des chantiers et fournisseurs.***

Identification des zones d'exploitation les plus sensibles

Une analyse plus poussée est menée pour cinq zones identifiées comme sensibles en croisant les différents zonages réglementaires et le plan d'approvisionnement de GazelEnergie : les secteurs « Aix-en-Provence », « Carpentras Est », « Alès Est », « Nîmes » et « Millau Est ». Elle conclut à l'absence d'enjeux associés à la gestion sylvicole, ou bien à l'existence de politiques publiques spécifiques (DFCI, gestion des parcs naturels régionaux, etc.) encadrant l'activité forestière.

Conclusions

Si l'analyse pour l'approvisionnement local est de manière générale bien menée et détaillée, il conviendrait de préciser les incidences et les mesures spécifiques prévues pour les autres sources approvisionnements.

Dans le cas de l'approvisionnement au niveau national hors approvisionnement local, les informations disponibles sont très limitées. Il conviendrait de préciser les conditions d'encadrement prévues et notamment si le guide de bonnes pratiques est également applicable dans ce cas.

Dans le cas de l'approvisionnement au niveau national hors approvisionnement local, l'Ae recommande de préciser les conditions d'encadrement prévues et notamment si le guide de bonnes pratiques est applicable.

Pour les approvisionnements en provenance du Brésil, 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 RED II 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.

L'Ae recommande de documenter les incidences potentielles des approvisionnements à partir de la culture d'Eucalyptus et de décrire les dispositions mises en place afin de les limiter.

Par ailleurs, les indications du dossier sur les raisons ayant conduit au choix du plan d'approvisionnement, notamment la répartition entre approvisionnement local, européen et international hors Europe, sont imprécises. Dans le cas des plaquettes d'origine internationale, il est seulement indiqué que le volume de 150 000 t « a été fléché en concertation avec l'État, vers le terminal minéralier de Fos-sur-Mer ». Il n'est pas indiqué dans quelle mesure des critères environnementaux ont été ou non pris en compte.

L'Ae recommande d'explicitier les critères utilisés pour définir le plan d'approvisionnement en biomasse et notamment dans quelle mesure les critères environnementaux ont été pris en compte.

Évaluation quantitative de la disponibilité de la ressource locale en biomasse pour satisfaire aux besoins de la centrale de Provence

La ressource forestière disponible dans le bassin d'approvisionnement local de la centrale a été évaluée via une étude de janvier 2018 de l'Irstea d'Aix-en-Provence (aujourd'hui Inrae) fondée sur les données de l'Inventaire forestier national (IFN) de 2005 à 2015. L'évolution prévisionnelle de la ressource totale a été estimée sur la période 2018-2035, en supposant une surface forestière constante sur la période et une stabilité de la productivité biologique et du taux de mortalité. La ressource exploitable a ensuite été estimée en prenant en compte l'exploitabilité économique-physique et les contraintes d'exploitation.

La ressource annuelle utilisée dans le périmètre d'approvisionnement prévisionnel de la centrale de Provence est estimée pour la période 2018-2035 en considérant deux scénarios : un scénario tendanciel où la demande en bois serait maintenue au niveau de 2017 (3,78 Mm³/an) et un scénario dynamique avec une augmentation de la demande de 1,1 % par an (progressant de 3,78 Mm³/an en 2018 à 4,55 Mm³/an en 2035).

La ressource résiduelle de bois disponible, hors centrale biomasse de Provence, est estimée à 1,77 Mm³ en 2018 et entre 2,47 Mm³ et 3,24 Mm³ en 2035.

Le besoin pour l'approvisionnement de la centrale de 335 000 t pour la période 2023-2025 correspond à un volume de 0,47 Mm³/an³³ et l'hypothèse haute de 412 000 t à un volume de 0,55 Mm³/an.

³³ Pour les dix-sept départements de la zone d'approvisionnement, la densité moyenne est d'environ 750 kg/m³ en poids sec sur volume frais.

Le dossier conclut que le volume maximum envisagé pour l’approvisionnement de la centrale biomasse de Provence (0,55 Mm³/an) représente au plus 22 % de la disponibilité résiduelle de biomasse (2,47 Mm³/an). Au minimum, un quart de la ressource exploitable resterait disponible pour de nouveaux usages non pris en compte dans le prévisionnel d’évolution de la demande ou pour une restitution au sol de cette biomasse, correspondant à un fonctionnement naturel des écosystèmes forestiers.

Le dossier évoque de façon succincte les schémas régionaux de la biomasse (SRB) et les programmes régionaux de la forêt et du bois (PRFB) mais il n’indique pas dans quelle mesure les prélèvements envisagés sont compatibles avec ces SRB et PRFB. Le dossier ne fournit pas non plus d’indication sur les incidences que pourrait avoir la très forte augmentation de la demande en bois énergie sur les autres usages du bois (bois d’œuvre et bois industrie)

Les évolutions récentes observées sur la croissance des arbres et sur la mortalité sont évoquées mais les estimations réalisées en 2018 n’ont pas été révisées car il a été considéré que cela « *n’apporterait pas des résultats significativement différents* ». Or, selon les données de l’IFN, la production biologique nette³⁴ est passée au niveau national de 83,1 Mm³/an pour la période 2007–2015 à 72,7 Mm³/an pour la période 2014–2022, soit une réduction de 13 %. Cette baisse est variable selon les régions : la production biologique nette a diminué de 8,7 à 8,3 Mm³/an en Occitanie (– 5 %), de 14,0 à 11,5 Mm³/an en Auvergne–Rhône Alpes (– 18 %) et de 2,5 à 2,4 Mm³/an en Provence–Alpes–Côte d’Azur (– 4 %)

En appliquant en première approche la baisse de 13 % observée au niveau national à la ressource forestière exploitable, la production biologique nette serait réduite de 0,9 Mm³/an, ce qui est significatif par rapport à la ressource considérée comme disponible (estimée comme indiqué plus haut à 1,77 Mm³ en 2018 et entre 2,47 Mm³ et 3,24 Mm³ en 2035).

Par ailleurs, les impacts du changement climatique n’ont pas été intégrés car considérés comme non modélisables compte tenu de l’échelle spatiale (17 départements français) et temporelle (horizon 2035 relativement court). À défaut de disposer d’une modélisation précise, et bien que l’incertitude sur les effets soit élevée³⁵, il est nécessaire d’envisager une hypothèse prudente, au minimum dans le cadre d’un test de sensibilité, afin de vérifier la robustesse des résultats présentés.

L’Ae recommande de :

- ***préciser si les prélèvements envisagés pour la centrale biomasse de Provence sont compatibles avec les schémas régionaux de la biomasse et les programmes régionaux de la forêt et du bois,***
- ***mettre à jour l’étude sur la ressource forestière à l’échelle locale et son utilisation en prenant en compte les évolutions récentes observées de la productivité nette biologique de la forêt ainsi qu’une hypothèse plus prudente pour les effets potentiels du changement climatique.***

L’Ae relève que la question de la disponibilité de la ressource pour les approvisionnements en provenance de l’étranger n’est pas abordée. Il serait utile de fournir également des éléments d’appréciation à ce sujet, notamment compte tenu des impacts du changement climatique.

³⁴ La production biologique nette correspond à la différence entre la production annuelle brute, qui exprime la « productivité » des arbres vivants, et la mortalité (source : memento IFN).

³⁵ Comme relevé en 2020 par l’Inrae, « le comportement des arbres et des forêts en réponse à la sécheresse et plus largement au changement climatique reste un processus difficile à appréhender » (cf. [« Réflexions croisées sur la forêt méditerranéenne »](#), septembre 2020).

2.2 *Évaluation des incidences Natura 2000*

L'étude des incidences Natura 2000 porte sur le bassin local d'approvisionnement de la centrale de Provence qui comprend 413 sites Natura 2000 dont 313 zones spéciales de conservation et 100 zones de protection spéciale, totalisant respectivement 17 629 km² et 14 440 km² (avec une superposition entre certaines ZSC et ZPS).

La forêt est très présente au sein de ces sites (moins de 50 sites sans forêt) et représente 6 653 km² en ZSC (soit 38 % des ZSC) et 4 550 km² en ZPS (soit 31 % des ZPS). 27 habitats naturels et 90 espèces d'intérêt communautaire sont inféodés aux sites Natura 2000 forestiers de la zone. L'état de conservation de ces habitats et espèces est majoritairement moyen à mauvais. Seize sites sont identifiés comme étant particulièrement exposés à des pressions potentielles majeures liées à la gestion forestière.

Le dossier décrit les incidences potentielles associées à la gestion sylvicole sur les habitats forestiers d'intérêt communautaire et les espèces associées. La mesure d'évitement proposée est d'écarter du plan d'approvisionnement tout bois qui serait issu de l'un des sites Natura 2000 du bassin d'approvisionnement étudié.

Des approvisionnements étant possibles au niveau national en dehors de la zone d'approvisionnement local et au sein de l'UE en dehors de la France, il convient de compléter cette analyse pour préciser les incidences sur ces autres sources d'approvisionnement notamment et si la mesure d'exclusion des approvisionnements en zone Natura 2000 s'applique également.

L'Ae recommande de compléter l'analyse des incidences sur les sites Natura 2000 en prenant en compte également les sites Natura 2000 potentiellement affectés en dehors de la zone d'approvisionnement local, en France et dans les autres pays concernés de l'Union européenne.

2.3 *Suivi du projet, de ses incidences, des mesures et de leurs effets*

Le plan d'approvisionnement de la centrale a fait l'objet d'un suivi par le comité régional biomasse, puis par une « cellule biomasse » composée de la direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal), de la direction régionale de l'alimentation, de l'agriculture et de la forêt (Draaf) et de l'Ademe. Il a été indiqué aux rapporteurs que ce suivi a été interrompu en novembre 2022 lorsque le contrat de vente avec EDF OA³⁶ a été suspendu à la demande de GazelEnergie.

L'Ae recommande présenter le programme de suivi et l'organisation prévue pour le plan d'approvisionnement de la biomasse qui permette de s'assurer de l'efficacité des mesures.

Concernant les émissions de GES, GazelEnergie est soumis à des obligations de rapportage dans le cadre du système européen d'échange de quotas mais ceci concerne uniquement les émissions directes liées à l'installation. Il serait utile de compléter cette information par un bilan plus complet, comparable à celui présenté dans le cadre de l'étude d'impact. Ceci permettra notamment de rendre compte des émissions liées à l'extraction, au traitement et au transport des combustibles qui vont dépendre du plan d'approvisionnement effectivement mis en œuvre.

³⁶ EDF Obligation d'Achat (OA) est une entité d'EDF SA créée pour assurer la mission de service public de gestion de l'obligation d'achat confiée à EDF par la loi.

L'Ae recommande de prévoir un suivi annuel des émissions de GES intégrant l'ensemble des postes d'émission, y compris la préparation et le transport du combustible.

2.4 Résumé non technique

Dans le cadre de l'actualisation de l'étude d'impact, le parti pris par GazelEnergie a été de conserver le résumé non technique établi en 2012 et d'ajouter un résumé non technique spécifique correspondant aux compléments apportés en 2024. La présence de deux résumés non techniques ne facilite pas l'accès au dossier pour un lecteur non averti.

L'Ae recommande de réaliser un résumé non technique unique de l'étude d'impact actualisée. Ce résumé non technique devra prendre en compte les conséquences des recommandations du présent avis.

3. Étude des dangers

3.1 Méthodologie employée

La méthodologie de l'étude est correctement décrite et correspond à l'état de l'art de 2012, toujours valable.

3.2 Description de l'installation et de son environnement

Le dossier reprend la description de l'étude d'impact initiale en la complétant en matière de risque d'agression externe (inondation, foudre) et des intérêts à protéger.

3.3 Accidentologie, identification et réduction des potentiels de dangers

Les potentiels de dangers sont définis en deux temps, avec une prise en compte d'abord des potentiels externes puis des potentiels internes. L'accent est mis sur les potentiels liés aux produits dangereux et au stockage du bois. Les risques liés à un problème d'approvisionnement (eau, alimentation électrique, etc.) sont également répertoriés.

L'accidentologie est documentée et permet le recoupement avec les potentiels de dangers répertoriés.

3.4 Analyse des risques internes et externes et modélisation

L'analyse préliminaire des risques permet de déterminer l'ensemble des phénomènes dangereux susceptibles de survenir, tant internes (défaillance de matériel, etc.) qu'externes (foudre, inondation...), et d'en caractériser l'intensité.

Le produit de sortie de cette analyse est un tableau d'une soixante de lignes reprenant les scénarios avec un classement en fonction de la probabilité et de la gravité des phénomènes.

Le tableau est ensuite à nouveau analysé au regard des mesures de protection (barrières) qui sont mises en place pour diminuer la probabilité ou la gravité du scénario considéré. Les scénarios sont ensuite classés dans une matrice en fonction de leur probabilité et de leur gravité. En tenant compte des mesures de protection qui ont été définies, aucun scénario ne figure dans une zone inacceptable. Les effets des scénarios les plus importants sont étudiés pour déterminer les zones d'effet. Il s'agit pour l'essentiel des scénarios liés à l'incendie de stockage de bois ainsi que l'explosion (poussière) du convoyeur.

Aucun scénario n'a d'effet en dehors des limites du site dans sa configuration en 2012. Néanmoins l'arrêt de la tranche 5 remet à disposition un foncier important qui pourrait être valorisé par l'exploitant. Il est important dans le cadre de cette valorisation que les zones d'effets définies dans l'étude de dangers restent sous maîtrise foncière de l'exploitant.

L'Ae recommande que l'exploitant, qui est aussi le propriétaire des terrains du site, veille à maintenir l'ensemble des zones d'effet des différents scénarios de risques dans son emprise foncière.

3.5 Mesures de maîtrise des risques

Les mesures de maîtrise des risques sont détaillées pour les nouvelles installations. Il s'agit notamment des mesures valorisées pour réduire la probabilité et la gravité des scénarios identifiés comme inacceptables dans l'analyse préliminaires des risques.

S'agissant des mesures générales elles couvrent les moyens de protection (contre laF foudre, etc.) ainsi que les moyens d'intervention (réserve d'eau d'extinction, rétention, moyen automatique d'extinction...).