

Recommandation AE n° 1 p. 9 :

L'Ae recommande de joindre au dossier le bilan des émissions de gaz à effet de serre pour La Réunion et de le compléter par les émissions, toutes sources confondues, induites par les produits importés de métropole ou de l'étranger et par les activités aériennes et maritimes.

Paragraphe de la PPE concernés :

Page 28 - A.2 - Inventaire des émissions de gaz à effet de serre du système électrique

L'inventaire 2020 des émissions 2018 (année de référence de la PPE) de gaz à effet de serre de La Réunion est joint en annexe 2.

Pour autant, les émissions de gaz à effet de serres dites « importées » (émissions de GES induites par les produits importés de métropole ou de l'étranger) ne sont pas fournies avec la PPE. En effet, contrairement au SRCAE ou aux PCAET, la PPE n'est pas un document de portage des politiques climatiques.

Les émissions associées au trafic aérien métropole-DOM sont intégrées dans les inventaires d'émissions de GES pour la France (dans la PPE métropole). Le trafic depuis ou vers l'international est en revanche hors bilan.

Les émissions de GES dues à l'importation des produits énergétiques (combustibles et matériel pour la production ENR) sont traitées ci-dessous, en réponse à la recommandation n°7.

Recommandation AE n° 2 p. 12 :

L'Ae recommande d'approfondir les possibilités de maîtrise de la consommation électrique liée à la climatisation (réglementation thermique, technologies économes...) qui représente 15 % de la consommation de l'île.

Paragraphe de la PPE concernés :

- Page 39 – B.2.1. Gisements de MDE dans le secteur résidentiel collectif et individuel et petits professionnels (tarif bleu) portant sur les usages énergétiques et les comportements
- B.2.4. Gisements de MDE dans le secteur tertiaire et industrie :
- B.2.4.1 – Secteur tertiaire

La PPE reprend les objectifs du cadre territorial de compensation des actions de MDE dans les ZNI (CTC), qui comprend notamment le soutien au financement de solutions alternatives à la climatisation, comme les brasseurs d'air. Ce soutien peut ainsi aller jusqu'à proposer, pour certains publics, des brasseurs à 1 €.

Par ailleurs le CTC soutient également le déploiement de l'isolation thermique et de climatisations performantes qui contribuent à diminuer la consommation du poste froid (habitat et tertiaire).

En outre, la PPE identifie en partie B.2.1 plusieurs programmes CEE : ARTMURE et SARÉ, Watty à l'école, etc., qui visent notamment à maîtriser la consommation électrique liée à la climatisation. D'autres programmes CEE, actuellement déployés sur La Réunion, ont également pour objectif la réduction des consommations d'énergies des particuliers et des entreprises.

Il s'agit de :

- CLIMECO : qui vise sur La Réunion à mieux former 1200 frigoristes et propriétaires de parcs immobiliers aux bonnes pratiques de maintenance des équipements de climatisation et à sensibiliser les ménages et entreprises via la diffusion de 8 écogestes sur l'utilisation de la climatisation. 48 000 climatiseurs doivent ainsi être marqués sur le territoire à l'issue du programme fin 2022 ;
- BUNGALOW : qui vise sur La Réunion la sensibilisation, information et formation des usagers (clients et personnel) et la mise en place d'actions d'économie d'énergie à faible coût sur 26 hôtels. Il est ainsi prévu 26 audits énergétiques, la sensibilisation de 5200 usagers d'hôtels, la formation de 260 employés et une réduction d'économie d'énergie de 13 % sur les hôtels accompagnés à l'issue du programme fin 2022. Le programme propose la mise en œuvre d'actions à engager à coût nul (réglage des installations – changement des pratiques d'usage...), mais aussi des actions nécessitant des investissements tout en précisant les aides publiques et privées mobilisables pour initier un passage à l'acte.
L'accompagnement du secteur hôtelier sera complété par une communication forte sur le dispositif Fond Tourisme Durable porté par l'ADEME dans le cadre du Plan de Relance qui permet de financer des actions diverses (végétalisation – gestion de l'eau et de l'énergie – contacts de feuillures sur les fenêtres pour arrêt de la climatisation – équipements LED – mobilité électrique...). Les résultats et retours d'expériences pourront ensuite être partagés à l'ensemble des acteurs de la filière hôtellerie de l'île.
- SEIZE : qui vise la sensibilisation au changement climatique et à la nécessité de réduire les consommations d'énergie de 720 entreprises (TPE – PME et collectivités). Il est ainsi prévu l'instrumentation et suivi de la consommation énergétique de 936 entreprises et l'engagement sur la durée de 240 d'entre elles d'ici à fin 2022.
- ZESTE : qui vise à mener des actions d'informations et de sensibilisation de 25 000 ménages locataires et propriétaires (tous DOM TOM confondus) sur les économies d'énergies possibles au sein de leur logement. Sur La Réunion, 290 ateliers collectifs de sensibilisation, 950 visites écogestes à domicile, 650 bilans éco-travaux à domicile et 215 suivis des consommations d'énergie devraient être menés d'ici à fin 2022.
- ECCODOM : qui vise la formation et sensibilisation des ménages et salariés du parc social aux économies d'énergies via des formations en ligne de type MOOC, l'organisation de concours de réduction de consommation d'énergie inter-résidence, la présentation d'écogestes liés à l'utilisation des équipements ménagers, le suivi énergétique de 350 logements sur compteur et l'instrumentation énergétique de 100 logements sur l'île. Sur l'ensemble des DOM TOM ce sont 34 000 ménages (près de 25 % sur La Réunion) et 100 000 m² de bureaux de bailleurs sociaux et autres acteurs publics (siège du département...) qui seront touchés par le programme qui se termine fin 2022.

De plus, l'Ademe et EDF accompagnent 2 projets dans le cadre du programme CEE OMBREE :

- CLIMATER : dont l'objectif est d'évaluer les performances énergétiques sur des installations de groupes à eau glacée de pompes à débit variable et de vannes 2 voies. Les résultats seront communiqués à l'ensemble des acteurs de la filière (BET – maîtres d'ouvrages – frigoristes) afin d'inciter les propriétaires de grosses installations de production de froid à changer leurs installations ou régulation. Cette action permettra de toucher la cible du « grand tertiaire », pour laquelle jusqu'à 60 % des consommations électriques proviennent du poste climatisation.
- PECORE : dont l'objectif est l'évaluation des niveaux de consommations de la cible « commerces alimentaires et supérettes de surface inférieure à 300 m² » qui représente 744 structures sur l'île. Cette cible fera l'objet d'une sensibilisation via des visites de site, des instrumentations, la réalisation des fiches d'actions MDE spécifiques et d'incitations à changer des équipements électriques sur les usages de l'éclairage, la climatisation et production de froid alimentaire via la mobilisation du cadre territorial de compensation porté par EDF.

L'ensemble de ces programmes et actions devrait permettre de sensibiliser des dizaines de milliers de ménages aux écogestes, au remplacement de leurs équipements ménagers énergivores via la mobilisation des aides des dispositifs existant, mais également sensibiliser plusieurs milliers d'entreprises dans la réduction de leur consommation énergétique et le suivi de leurs installations. Elles devraient ainsi participer à réduire de manière significative l'usage de la climatisation.

Par ailleurs, le décret n°2019-771 impose à toutes structures tertiaires de plus de 1 000 m² un objectif de réduction des consommations énergétiques de leur bâtiment de – 40 % en 2030, – 50 % en 2040 et – 60 % en 2050. Dans le cadre de ce suivi, elles ont l'obligation de saisir sur la plateforme « OPERAT » leurs consommations énergétiques annuelles. Ce nouveau suivi permettra d'accélérer la réduction des consommations d'électricité, d'améliorer le suivi des consommations d'énergie par les gestionnaires et par conséquent réduire les nombreux gaspillages énergétiques.

Recommandation AE n° 3 p. 13 :

L'Ae recommande de mettre à jour les références aux objectifs nationaux relatifs à l'énergie et aux émissions de gaz à effet de serre.

Paragraphe de la PPE concernés :

Page 29 : A.3.3 – Articulation avec les documents existants

Les éléments de réponses sont fournis en annexe 1 (complément sur l'évaluation environnementale de la PPE), paragraphe II.1.

Recommandations AE n° 4 et 5 p. 18 :

L'Ae recommande de préciser l'origine de la biomasse importée qui devra d'ailleurs être indiquée dans l'autorisation d'exploitation.

L'Ae recommande de préciser les volumes de biomasse, solide et liquide, qu'il est prévu d'importer, les territoires possibles d'approvisionnement en biomasse et d'étendre la description de l'état initial à l'ensemble de ces secteurs.

Paragraphe de la PPE concerné :

- Page 79 : b.1) Objectifs révisés : conversion des centrales thermiques

Paragraphe de l'EE de la PPE concerné :

- état initial de l'environnement

Sur les volumes et les territoires d'approvisionnement de la biomasse importée :

Pour la centrale bioliquide de Port Est :

Les besoins en biomasse liquide dépendront fortement des actions de maîtrise de la demande énergétique, et, plus globalement de l'équilibre offre / demande en électricité du territoire. Ils se situent donc dans une fourchette large pouvant aller de 100 à 250 kt par an.

Les produits utilisés par la centrale seront certifiés conformes à la directive européenne 2018/2001 dite **RED II**¹, garantissant le respect des **critères de durabilité** relatifs :

- à la **réduction des émissions de gaz à effet de serre** en analyse cycle de vie par rapport aux combustibles fossiles de référence ;
- au **choix respectueux des terres** (pas de production sur les tourbières, les terres riches en biodiversité ou présentant un important stock de carbone) et limitant les risques de **changements indirects dans l'affectation des terres agricoles**.

Chaque tonne de biomasse liquide sera **tracée**, permettant de garantir une chaîne de surveillance couvrant toutes les étapes depuis la production des matières premières jusqu'à la livraison du produit.

Par ailleurs, l'industriel s'engage à exclure les combustibles non éthiques et controversés que sont **l'huile de palme et le soja**.

La production de biomasse liquide (type « huile ») repose sur trois types de matières premières dont les filières sont à divers stades de maturité :

- la production d'EMAG à base de **coproduits de transformation** de matières premières **végétales** est la filière la plus mature (elle représente de l'ordre de 73 % de la capacité de production des bioliquides et conserve un potentiel de développement) ;
- la filière **déchets** (huiles de cuisson usagées et graisses animales impropres à l'industrie alimentaire) a connu un développement important sous l'effet des incitations réglementaires (double comptage) et son potentiel de développement est limité à l'Asie ;
- la production de biocombustibles **avancés** est une filière d'avenir, encore à un stade de recherche et développement, dont les perspectives actuelles ne garantissent pas la capacité à remplir les objectifs européens 2030 dans le seul secteur des transports.

L'industriel étudie plusieurs **scénarios industriels**, en cours d'évaluation, pour sécuriser l'approvisionnement en biomasse et appuiera le développement de filières locales :

- **recours direct au marché international** pour l'achat de produits finis ;
- **transformation en métropole** de graines achetées sur le marché international ou produites en France ;
- **filière locale d'approvisionnement** : du fait que cette filière n'existe pas encore, les volumes ne pourront venir que progressivement compléter l'approvisionnement principal.

Dans tous les cas, l'État imposera que les bioliquides respectent les exigences définies aux articles 29 et 30 de la directive 2018/2001 et ne proviennent pas de matières premières présentant un risque élevé d'induire des changements indirects dans l'affectation des sols. Par ailleurs, la substitution des énergies fossiles dans la production électrique par les énergies renouvelables ou de récupération reposera sur la mise en place d'un plan d'approvisionnement durable.

Pour l'approvisionnement en biomasse solide pour Le Gol et Bois Rouge :

Albioma ambitionne de substituer le charbon par des sources de biomasses, et en particulier avec priorité à la biomasse locale sans conflit d'usage, en complément de la bagasse de sucrerie. Sa mobilisation permettra notamment de contribuer à l'objectif d'autonomie énergétique (valorisation de ressources locales inexploitées). La montée en puissance de ces approvisionnements en combustibles locaux sera progressive et s'inscrira dans la durée. Par ailleurs, les gisements de biomasses locales ne sont pas suffisants pour substituer la totalité du charbon dans les centrales. Pour ces raisons, le plan d'approvisionnement en combustibles dans le cadre de la conversion prévoit d'importer de la biomasse depuis l'étranger.

Les garanties de légalité et de durabilité de l'usage de cette biomasse sont détaillées ci-dessous en réponse à la recommandation n°12.

Part de la biomasse locale sur les sites ALBIOMA :

Ci-dessous un tableau récapitulatif de la répartition biomasse locale – biomasse importée 2018-2028 avec 2 scénarios à 2028 :

1. Référence (moyenne 2015-2018)

		Tonnage	MWh
ABR	Charbon	285 000	488 102
	bagasse	280 000	130 000
ALG	Charbon	270 000	499 406
	Bagasse	280 000	130 000
Production Totale		1 247 508	
Part de biomasse locale		21%	

Intégration de la vapeur fournie aux sucreries en cogénération

		Tonnage	MWh
ABR	Vapeur	380 000	38 000
ALG	Vapeur	300 000	30 000
Part de biomasse locale		25%	

2. Production en équivalent électricité projetée à 2028 avec biomasse SRB et CSR

		Tonnage	MWh
ABR	Biomasse importée	320 767	391 977
	bagasse	280 000	130 000
	Biomasse locale	50 000	26 125
	CSR	70 000	70 000
ALG	Biomasse importée	371 309	471 191
	Bagasse	280 000	130 000
	Biomasse locale	50 000	28 215
Production Totale		1 247 508	
Part de biomasse locale		31%	

Intégration de la vapeur fournie aux sucreries en cogénération

		Tonnage	MWh
ABR	Vapeur	380 000	38 000
ALG	Vapeur	300 000	30 000
Part de biomasse locale		34%	

4. Production en équivalent électricité projetée à 2028 similaire au scénario 2, avec intégration supplémentaire de la paille de canne

		Tonnage	MWh
ABR	Biomasse importée	222 106	271 414
	Bagasse + Paille	380 000	176 429
	Biomasse locale	50 000	26 125
	CSR	70 000	70 000
ALG	Biomasse importée	257 102	326 263
	Bagasse + paille	380 000	176 429
	Biomasse locale	50 000	28 215
Production Totale		1 074 874	
Part de biomasse locale		44%	

Intégration de la vapeur fournie aux sucreries en cogénération

		Tonnage	MWh
ABR	Vapeur	456 000	45 600
ALG	Vapeur	360 000	36 000
Part de biomasse locale		48%	

Pour les volumes importés, au-delà des sources d'approvisionnement précisées dans la PPE (Sud-Est des États-Unis principalement), l'industriel étudie d'autres pistes d'approvisionnement des granulés de bois, en provenance de 2 régions du bassin Océan Indien :

- Afrique australe (Afrique du Sud, Mozambique, Namibie) ;
- Est de l'Océan Indien (Côte ouest de l'Australie, Malaisie, Vietnam).

S'agissant de l'Afrique Australe, l'industriel est actuellement en discussion commerciale avancée avec deux porteurs de projet de production de granulés de bois issu de forêts certifiées FSC ou PEFC. Des pistes sont également à l'étude au Mozambique (biomasse issue de plantations similaires aux plantations sud-africaines) et en Namibie (valorisation de bush invasif).

S'agissant du pourtour Est de l'Océan Indien, l'industriel est en discussion commerciale avancée avec plusieurs producteurs de granulés de bois déjà établis et disposant de certifications garantissant la durabilité de la biomasse au sens des directives européennes.

Bien que les industriels fournissent à l'administration les éléments demandés sur leurs approvisionnements biomasse, présentés ici, ces informations ne peuvent pas, contrairement à la demande exprimée par l'Ae, être intégrées dans l'autorisation d'exploitation. En effet, le cadre de l'autorisation environnementale vise un site et les impacts générés à ses abords ; le bilan carbone global de l'opération n'est ainsi pas prévu par la réglementation « autorisation environnementale unique ».

S'agissant de la recommandation de l'Ae « d'étendre la description de l'état initial à l'ensemble des territoires possibles d'approvisionnement en biomasse », la directive 2001/42/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 juin 2001 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement ne prévoit pas pour le maître d'ouvrage l'obligation, ni le cadre réglementaire lui permettant d'intervenir pour réaliser des études ou analyses sur le territoire d'un autre État membre de l'UE susceptible d'être affecté par le plan ou programme concerné. Elle organise dans ce cas les modalités d'information et de consultation entre États membres s'agissant des incidences transfrontalières. Plus largement, la directive européenne ne confère aucune compétence au maître d'ouvrage du plan ou programme pour intervenir dans un pays tiers relatif à l'analyse de l'état initial des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement.

Le respect des exigences environnementales de l'UE dans le cadre de la PPE s'effectue à travers l'obligation pour les porteurs de projet de respecter les normes d'importation et s'agissant de la biomasse solide ou liquide par le respect de l'ordonnance n°2021-235 du 3 mars 2021 portant transposition du volet durabilité des bioénergies de la directive européenne 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (dite directive RED II).

Plus précisément, les normes relatives à l'origine des biomasses pour leur utilisation à des fins énergétiques qui s'appliqueront aux installations d'Albioma, déjà en service au 1^{er} janvier 2021, sont codifiées à travers trois articles du Code de l'énergie modifié par l'ordonnance n°2021-235 du 3 mars 2021 transposant en droit français la directive dite RED II :

Art. L. 281-7. – *Les biocarburants, bioliquides et combustibles ou carburants issus de la biomasse produits à partir de **biomasse agricole** ne doivent pas être produits à partir de matières premières qui proviennent :*

- 1° De terres de grande valeur en termes de biodiversité ;
- 2° De terres présentant un important stock de carbone ;
- 3° De terres ayant le caractère de tourbières.

Art. L. 281-9. – *La biomasse **forestière exploitée** pour la production de biocarburants, bioliquides et combustibles ou carburants issus de la biomasse doit provenir d'un pays qui dispose d'une législation, au niveau national ou infranational, applicable à la zone d'exploitation et de systèmes de suivi et d'application de cette législation ou, à défaut, provenir d'une zone d'approvisionnement forestière disposant de systèmes de gestion, afin de garantir :*

- 1° La légalité des opérations de récolte ;
- 2° La régénération effective de la forêt dans les zones de récolte ;
- 3° La protection des zones désignées par le droit national ou international ou par l'autorité compétente en la matière à des fins de protection de la nature, notamment dans les zones humides ou les tourbières ;
- 4° La préservation de la qualité des sols et de la biodiversité, dans le but de réduire au minimum les incidences négatives ;
- 5° Le maintien ou l'amélioration de la capacité de production à long terme de la forêt.

Art. L. 281-10. – *La biomasse forestière exploitée pour la production de biocarburants, bioliquides et combustibles ou carburants issus de la biomasse doit, en outre, répondre aux critères relatifs à l'utilisation des terres, le changement d'affectation des terres et la foresterie (UTCATF) et provenir d'un pays ou d'une organisation régionale d'intégration économique qui est partie à l'**accord de Paris** adopté le 12 décembre 2015 et signé à New-York par la France le 22 avril 2016 et qui :*

- 1° Soit a présenté une contribution déterminée au niveau national (CDN) à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, adoptée à New-York le 9 mai 1992 et signée par la France le 13 juin 1992, couvrant les émissions et les absorptions de CO₂ de l'agriculture, de la sylviculture et de l'utilisation des sols et garantissant que les modifications apportées au stock de carbone associées à la récolte de la biomasse sont prises en compte aux fins de l'engagement du pays de réduire ou de limiter les émissions de gaz à effet de serre conformément à sa contribution ;
 - 2° Soit dispose d'une législation en place au niveau national ou infranational, conformément à l'article 5 de l'accord de Paris, applicable à la zone d'exploitation, visant à conserver et renforcer les stocks et les puits de carbone et attestant que les émissions déclarées du secteur de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie ne dépassent pas les absorptions.
- À défaut de pouvoir établir que ces conditions sont remplies, la biomasse forestière exploitée pour la production de biocarburants, bioliquides et combustibles ou carburants issus de la biomasse doit provenir de zones d'approvisionnement forestières disposant de systèmes de gestion visant à garantir ou renforcer, sur le long terme, la conservation des stocks et des puits de carbone.

Enfin, au-delà des éléments fournis ci-dessus, les caractéristiques environnementales disponibles des zones susceptibles d'approvisionnement en biomasse solide et liquide sont présentées au fil des réponses aux autres recommandations (n° 5, 7, 8 et 12) : type d'occupation foncière, modalités d'exploitation agricole ou forestières, respect de l'environnement et de la biodiversité, etc.

Recommandation AE n° 6 p. 18 :

L'Ae recommande de présenter un scénario tendanciel correspondant à l'évolution de l'état initial en l'absence des seules actions spécifiques à la PPE.

Extrait de l'avis : « L'évaluation environnementale propose un scénario d'évolution de l'état initial en l'absence de PPE.

En fait, ce scénario correspond à la non-réalisation de l'ensemble des projets prévus dans la PPE, dont certains sont déjà inscrits dans des schémas ou plans existants (Srit, plan vélo Réunion...) et se feront, avec ou sans PPE. **Ces projets programmés antérieurement à la PPE concernent en premier lieu le domaine des transports pour lequel la PPE n'a que peu d'apports spécifiques. L'évaluation environnementale surestime donc l'apport de la PPE au regard d'un scénario en l'absence de PPE.** À contrario, les actions en faveur du développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de la demande d'électricité sont étroitement liées à la PPE qui déterminera le niveau des aides, sous réserve d'un avis favorable de la Commission de régulation de l'énergie. »

Paragraphe de l'EE de la PPE concerné :

- scénario d'évolution tendanciel

La PPE, de par la loi, est tenue de traiter de tous les usages de l'énergie, y compris pour le transport, bien que, sur ce volet, elle n'ait aucun autre levier que de fixer l'objectif régional de développement des infrastructures de recharges des véhicules électriques.

Ainsi, et bien que la PPE ne soit pas le document de planification sur le transport, elle reprend à son compte et intègre les divers documents de planification (SAR, SRIT, PRI), afin d'avoir une cohérence dans les objectifs en matière de mobilité. Ceci est en cohérence avec l'évolution attendue du SAR, qui lors de sa prochaine révision pourra tenir lieu de planification régionale des infrastructures de transport et de planification régionale de l'intermodalité (art. L4433-7 du CGCT, en application de la loi ELAN), alors que la PPE constituera le volet énergie du SAR (art. L141-5 II du Code de l'énergie).

Les évaluations économiques et sociales et environnementales de la PPE incluent donc classiquement une évaluation d'ensemble de la mise en œuvre de tous les volets de la PPE. Néanmoins, pour compléter l'analyse et répondre à la recommandation de l'AE, des précisions supplémentaires à l'évaluation environnementale sont intégrées au projet de mémoire en réponse en annexe 1, paragraphe II.3, comprenant de nouvelles analyses qui ne portent que sur les leviers propres à la PPE.

Sur la cohérence entre les politiques de transport régional et la PPE de La Réunion :

Dans les transports, les pouvoirs publics doivent mener une action déterminée.

L'accès à la mobilité est souvent le premier facteur d'intégration des populations éloignées de l'emploi et le budget des transports pèse lourdement sur le budget des ménages. Cette action prendra de nombreuses formes : il faut changer de véhicules, de modes de transport, l'aménagement de nos lieux de vie... Baisser la consommation dans les transports passe également par le déploiement des transports à la demande ou en commun et l'augmentation de la charge moyenne d'un véhicule, que ce soit par le covoiturage pour les passagers ou par l'optimisation du transport de marchandises.

C'est dans ce contexte que la Région Réunion a axé sa politique Transport autour du Schéma d'Aménagement Régional. Le SAR, au titre de document de planification régional de référence de rang supérieur, fixe les orientations en matière de mobilité des voyageurs et de marchandises dans les volets du Schéma Régional des Infrastructures et des Transports (SRIT) et de la Planification Régionale de l'Intermodalité (PRI).

Pour rappel, s'agissant du SRIT, conformément à l'article 14-1 de la LOTI modifié par l'article 17 de la loi du 13 août 2004 qui érige les SRIT, la Région, en association avec l'État et le département, et en concertation avec les communes et les intercommunalités, a été chargée de l'élaboration du SRIT de La Réunion. Ce rôle de coordination a été renforcé par la loi 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale qui donne à la Région le rôle de chef de file dans le domaine de l'intermodalité et de la complémentarité entre les modes de transports. C'est donc à ce titre, que la Région Réunion et ses partenaires réalisent le SRIT pour faciliter les déplacements des personnes et des biens avec une volonté d'aboutir à une mobilité durable.

Le principal objectif du SRIT est d'établir de grandes orientations, des schémas d'infrastructures et de transports, des actions ciblées sur les transports individuels et collectifs des biens et des personnes afin de développer une mobilité durable pour l'île de La Réunion à l'horizon 2020-2030.

Ces grandes orientations sont :

1. diminuer notre dépendance aux énergies fossiles et les émissions de gaz à effet de serre ;
2. disposer d'une offre mieux équilibrée entre transport individuel et transport collectif ;
3. maîtriser la congestion routière ;
4. améliorer l'offre en infrastructures pour le vélo et les piétons ;
5. décliner un plan d'actions réaliste, financé et contrôlé pour toutes les infrastructures, routières, maritimes, aéroportuaires.

La PRI, créée en 2017 et approuvée en 2020, œuvre en ce sens. La loi MAPTAM de 2014, dont est issue la PRI, place ainsi l'intermodalité au cœur des nouveaux défis des collectivités territoriales, avec la Région comme chef de file. Organisée autour de 4 grands volets :

- l'offre de services,
- l'information des voyageurs,
- la tarification,
- et la billettique,

la PRI intervient de ce fait en complémentarité du SRIT, qui lui, s'applique davantage aux infrastructures.

La PPE s'inscrit dans cette toile de fond. La liste ci-dessous recense de manière exhaustive toutes les orientations inscrites dans la PPE et indique les divers documents de planification dont elles émanent :

PPE	SRIT	PRI
Augmentation de la part modale des TC	x	x
la réappropriation d'une partie de l'espace public au travers de la diminution du nombre de véhicules en circulation et en stationnement	x	
Le RRTG	x	
L'amélioration des conditions de circulation des transports en commun	x	
L'encouragement et le déploiement de l'intermodalité	x	x
Le développement des modes actifs	x	
Le développement des modes collaboratifs	x	x
Le développement du bioGNV	x	
Transport privé collectif de personnes - taxis	x	
Transport routier de marchandises	x	

Ainsi, la PPE 2019-2028 affiche des objectifs ambitieux afin de tendre vers une meilleure maîtrise de la demande en mobilité des Réunionnais et une augmentation des parts modales des Transports en Commun et des modes alternatifs à la voiture individuelle. Ces orientations permettront de diminuer les consommations d'énergies fossiles et les émissions de gaz à effet de serre associées. Les deux grands objectifs aux échéances 2023 et 2028 sont ainsi les suivantes :

Objectif	2023	2028
Augmentation significative de la part modale de transports en commun (7 % en 2016)	11 %	14 %
Baisse de la consommation des énergies fossiles du transport routier	10 %	22 %

	2023	2028
Nombre de véhicules électriques (parc)	10 600	33 700
Nombre de points de recharge *(cumul)	1 100	3 400
Objectif de déploiement de borne	550	1 700

* On considère 2 points de charge par borne.

De fait, les seules orientations en matière de transport de la PPE sont celles relatives au développement des véhicules électriques et du réseau de bornes de recharge, ainsi que des expérimentations bioGNV. Dans ce cadre, la partie F.2.3. de la PPE affiche les objectifs suivants : Pour s'assurer d'un moindre impact de ces infrastructures sur le réseau électrique et leur meilleure intégration la PPE préconise également que les infrastructures de recharge (IRVE) respectent les critères suivants :

- Alimentation par le réseau électrique mais en modulant la puissance selon le mix énergétique global (en utilisant un programme de type ADVENIR et le signal Open Data temps réel mis en ligne par le gestionnaire de réseau), cela permet une recharge vertueuse.
- Ces bornes peuvent être éventuellement couplées à la production d'énergies renouvelables.

S'agissant des puissances des bornes :

- Des bornes à destination principale de flottes captives (lieux de travail), limitées à 7,4 kW et 3,7 kW en période défavorable ;

- Des bornes accessibles au public (commerces, voirie, parkings municipaux), limitées à 22 kW et 11 kW en période défavorable ;
- La charge très rapide (> 22 kW), qui est peu utile à La Réunion étant données les distances à parcourir et les autonomies actuelles des véhicules, est à proscrire dans le cadre du déploiement des bornes bénéficiant d'aides publiques.

Le déploiement de ces bornes de recharge doit également intégrer, d'un point de vue plus local, la capacité de raccordement sur le réseau électrique existant ; l'anticipation de la détermination des zones d'implantation et la bonne information du gestionnaire de réseau sont nécessaires.

S'agissant du bioGNV, la PPE s'appuyant sur les ambitions de la CINOR d'expérimenter cette technologie, prévoit que soit menée une expérimentation pour comparer la faisabilité technico-économique d'une valorisation du biogaz en cogénération ou en carburant.

- Objectif 2023 : un projet expérimental de production de bioGNV par méthanisation pour les flottes captives de transport (voyageurs, déchets, etc.) ;
- Objectif 2028 : à définir selon les résultats de l'expérimentation.

Recommandation AE n° 7 p. 20 :

L'Ae recommande de prendre en compte dans le cas de la production des énergies renouvelables les émissions de gaz à effet de serre liées à l'ensemble du cycle de vie.

Paragraphe de l'EE de la PPE concerné :

- évaluation des impacts

Le bureau d'étude en charge de l'évaluation environnementale de la PPE, a repris une **analyse complète des émissions de CO₂ en cycle de vie**, sur les volets électricité et transport, intégrant les **émissions amont et directes**, dans l'annexe 1 jointe, paragraphe II.4, en précisant les **émissions compensées** et la **justification de la prise en compte de la compensation carbone**. Ces résultats sont globalement cohérents avec les éléments fournis par les porteurs de projets, repris ci-dessous.

Pour mémoire, un rappel des méthodologies utilisées pour les bilans de gaz à effet de serre, issues de l'état de l'art sont listées à la fin de cette réponse, et le SRB et son évaluation environnementale, en annexe de la PPE, détaille les ressources de biomasse locale disponible pour la valorisation énergétique.

Détail des émissions carbone en analyse de cycle de vie pour les émissions liées à la combustion de biomasse :

Pour la centrale EDF PEI, convertie du fioul lourd à la biomasse liquide :

Émissions nettes dues à la combustion du bioliquide

En termes d'émissions nettes, l'utilisation de bioliquide génère 0 g CO₂/kWh (quel que soit le produit), ce qui permet d'effacer la totalité des émissions existantes avec le fioul. En effet, les émissions de CO₂ à la cheminée sont compensées par la croissance annuelle de la biomasse utilisée (cf. annexe 1).

C'est donc une économie d'environ 650 g CO₂/kWh (émissions actuelles au fioul), soit environ 650 000 t CO₂ par an, voire plus (en fonction de l'appel de la centrale par le gestionnaire du système).

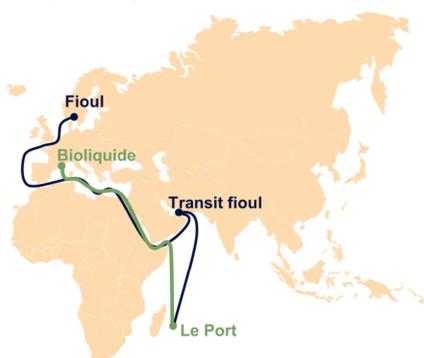
Culture et Process du bioliquide

En ACV (analyse de cycle de vie), le bilan est non nul (comme pour toutes les énergies). Le bilan précis dépendra du produit utilisé, mais l'utilisation de produits RED II permet d'objectiver le bilan carbone, en démontrant la forte amélioration par rapport à l'existant.

Transport du fioul lourd et de la biomasse liquide

Les émissions de CO₂ associées au transport dépendent du facteur d'émissions unitaires du navire, du pouvoir calorifique du combustible et de la distance. Les navires utilisés pour le bioliquide et le fioul sont les mêmes (car ce sont deux combustibles liquides transportables en cuves). Les émissions unitaires des navires utilisés sont d'environ 6,4 g CO₂ / tonne / km.² Les pouvoirs calorifiques sont comparables : 42 kJ/kg pour le fioul et 38 kJ/kg pour la biomasse liquide.

Trajet de cargaisons de fioul et de bioliquide



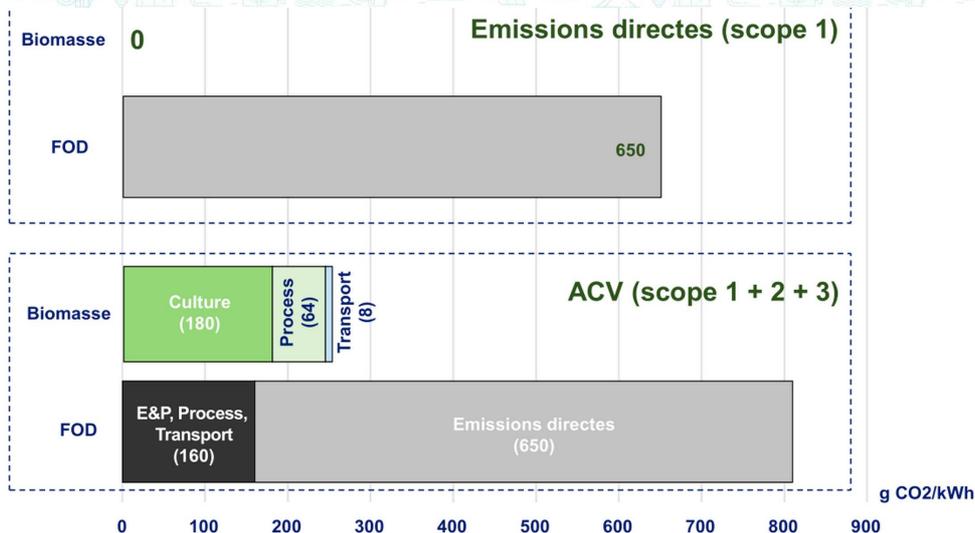
En revanche, les distances à parcourir sont bien différentes en fonction des produits. La biomasse liquide est souvent attachée à une source et une origine donnée, ce qui implique un trajet direct du producteur au consommateur. Par exemple, pour un EMAG de colza chargé sur navire en zone Méditerranée³, la distance est de 5 700 nm (miles nautiques) jusqu'à Port Est. Le fioul utilisé à Port Est provient, en général, d'Europe du Nord, qui transite par le port de Fujairah aux Émirats Arabes Unis. La distance parcourue est donc de 11 200 nm, soit deux fois plus long.

Au global, le transport de fioul émet donc 11 g CO₂/kWh et le transport de biomasse liquide 6,5 g CO₂/kWh (soit environ 1 % du CO₂ effacé grâce à la conversion).

Bilan global :

2 Ce chiffre est basé sur une analyse conservatrice, qui ne tient pas compte de mutualisations de cargaisons. Pour la plupart des livraisons, les émissions seront encore 2 à 3 fois plus basses.

3 Les usines de fabrication de bioliquides utilisées pour l'exportation possèdent en général un accès direct au terminal de chargement ; celui-ci est réalisé par pipe. La situation est très similaire à celle des produits pétroliers.



On estime que la réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport au fioul est d'environ 65 %.

Au global, l'utilisation de biocombustible est le levier le plus immédiat de décarbonation du système électrique réunionnais.

Pour les centrales charbon converties à la biomasse solide :

L'énergie par unité de carbone contenue dans le bois est généralement plus faible que pour le charbon. Par conséquent, pour produire la même quantité de kWh, il y aura généralement davantage de biomasse consommée (en volume).

Cependant, de par la faible humidité des pellets, proche de celle du charbon et bien moindre que celle des plaquettes forestières, les émissions de CO₂ générées par la combustion des pellets sont du même ordre de grandeur que les émissions de CO₂ générées par la combustion de charbon pour produire 1 kWh, ce qui en fait un atout pour le choix de ce type de combustible (par rapport aux autres combustibles bois).

Mais, contrairement à la combustion du charbon qui déstocke du CO₂ enfoui pendant des millions d'années, la combustion du bois émet du CO₂ qui a été et sera recapté par les arbres en croissance. Comme cette capture se fait à la vitesse de la croissance des arbres, l'absence de dette carbone ne peut se faire qu'en s'assurant du maintien voire de l'augmentation des stocks sur pied, et donc grâce à un stockage (via la croissance des arbres) supérieur ou égal au déstockage (via le prélèvement de la biomasse). Cet enjeu de capacité de la forêt à stocker du carbone est intégré dans les critères de durabilité de la directive REDII, et dans les certifications existantes (type FSC/PEFC/SBP).

Cette hypothèse de stockage, s'agissant des États-Unis – qui approvisionnent déjà deux centrales de production d'électricité à partir de la biomasse aux Antilles, est vérifiée selon les données de l'US Forest Service, en charge des inventaires forestiers :

- 2 % de la surface forestière est récoltée par an ;
- lorsque 1 ha est récolté, 50 hectares sont en croissance, soit des cycles de prélèvement de 50 ans ;
- lorsqu'1 tonne est récoltée, croissance de 1,9 tonne à la même période : le carbone stocké dans les forêts situées dans le bassin Sud-est des États-Unis augmente année après année.

Ces mêmes préoccupations sont intégrées au programme de régionalisation des approvisionnements porté par l'industriel dans le cadre de la conversion des centrales thermiques à La Réunion.

Par ailleurs, le critère de seuil GES inscrit dans la directive REDII intègre la comptabilisation des émissions sur l'ensemble du cycle de vie de la biomasse, de façon à permettre une comparaison de la chaîne complète avec la combustion du fioul choisie comme référence applicable aux régions ultrapériphériques.

L'évaluation GES réalisée par un cabinet spécialisé, à la demande de l'industriel, considère que les émissions directes de CO₂ – à la cheminée – sont nulles dans le cas de la combustion des granulés de bois importés. Cette hypothèse est en ligne avec la méthodologie d'inventaire établie par le GIEC, et reprise par la Commission Européenne et les États membres, pour élaborer les statistiques nationales en matière de GES. Celle-ci repose sur le fait que les émissions de CO₂ émises par la combustion de la biomasse sont attribuées au secteur dit UTCATF (Règlement sur l'utilisation des terres et la foresterie) qui comptabilise les changements des stocks de carbone en forêt tels que ceux liés aux récoltes de bois. Le secteur de l'énergie se voit attribuer la non-comptabilisation des émissions à la cheminée pour éviter le double comptage avec ce secteur UTCATF.

Un bilan GES intégrant l'ensemble des étapes du cycle de vie de la biomasse solide utilisée pour la production d'électricité :

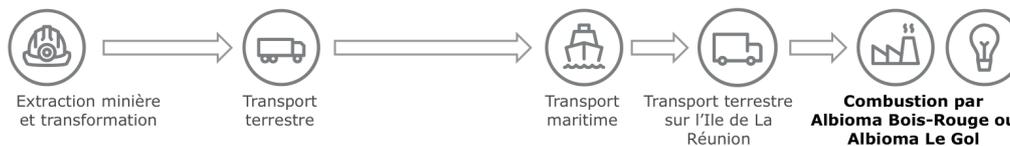
- L'évaluation des émissions de GES a été réalisée selon les principes prévus par la directive européenne relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED II).
- Afin de disposer d'une vision majorante, et bien que la biomasse puisse être importée depuis des pays plus proches de La Réunion, l'évaluation du bilan GES a été réalisée pour de la biomasse importée depuis les États-Unis sous forme de granulés produits à partir de résidus de bois⁴ ;
- L'évaluation du bilan GES du charbon a été réalisée pour du charbon importé d'Afrique du Sud.

⁴ Résidus de scierie, sous-produits de sylviculture, grumes non conformes à une qualité bois d'œuvre

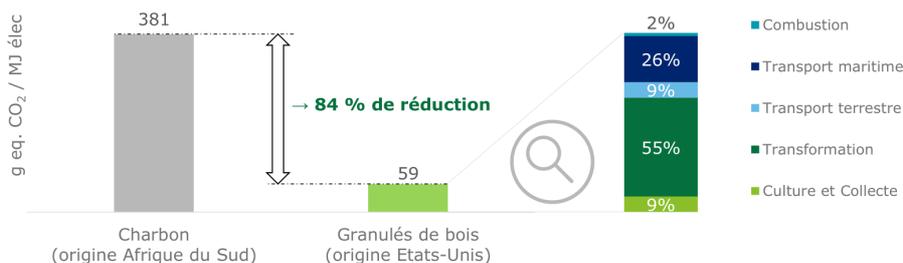
Etapes du cycle de vie de la biomasse



Etapes du cycle de vie du charbon

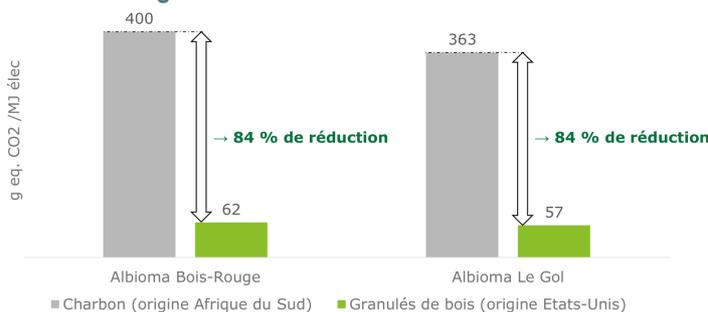


Une réduction de 84 % des émissions de gaz à effet de serre en utilisant de la biomasse en substitution du charbon⁵



- La substitution de la totalité du charbon par de la biomasse importée permettrait de réduire les émissions de GES de La Réunion de 1 310 000 tonnes équivalent CO₂, soit les émissions de CO₂ liées à la consommation annuelle d'environ 190 000 personnes⁶
- Le transport maritime de la biomasse ne représente qu'un quart des émissions totales, et seulement 4 % des émissions actuelles à partir de charbon.

Bilans GES respectifs d'Albioma Bois-Rouge et Albioma Le Gol



- Les différences observées entre Albioma Bois-Rouge et Albioma Le Gol pour les émissions de GES de la production électrique à partir de charbon et de granulés de bois proviennent d'une différence de rendement entre les deux centrales.
- La substitution du charbon par de la biomasse importée permettrait de réduire les émissions de GES d'Albioma Bois-Rouge de 640 000 tonnes équivalent CO₂, et celles d'Albioma Le Gol de 670 000 tonnes équivalent CO₂.

Le bilan GES d'un approvisionnement en granulés issus de forêts américaines est inférieur à l'alternative charbon, sous réserve des conditions suivantes :

- Exclure l'utilisation de bois rond pouvant servir à un usage plus « noble » ;
- Utiliser des ressources de plantations forestières (majoritaires dans le Sud-Est des États-Unis et non de forêts anciennes à haut stock de carbone) ;
- Limiter la part du bois d'éclaircie à 50 % des ressources utilisées ;
- S'assurer de l'existence d'un plan de gestion durable des ressources forestières.

Pour aller plus loin : hypothèses et sources des données

- Culture et collecte
 - Dans le cas des résidus de scierie, qui sont considérés comme un déchet, les émissions liées à la culture et à la collecte ne sont pas allouées, par convention, à la production d'électricité.
 - La consommation de carburant nécessaire à la collecte des résidus forestiers, est issue des bases de données du Joint Research Centre (JRC) de la Commission Européenne (1).
 - Les changements d'usage de sols sont considérés nuls, dans l'hypothèse où la biomasse provient de forêts gérées durablement.
- Transport
 - Les consommations de carburant relatives au transport terrestre de la biomasse sur le territoire des États-Unis ont été estimées également à partir des bases de données du JRC (valeur typique BIOGRACE pour la consommation de carburant des camions).
 - Les émissions du transport terrestre depuis le port de la Pointe des Galets vers les centrales Albioma Bois-Rouge et Albioma Le Gol sont issues de

5 Le bénéfice de la conversion à la biomasse se vérifie également dans le cadre de la comparaison à la référence fioul dans les RUP, précisée à 212 g eq CO₂/MWh dans la directive REDII. La réduction s'établit à 72 % dans ce cas.

6 Les émissions moyennes de GES d'une personne sont de 7 t eq CO₂/an estimée d'après données IPPC (total des émissions anthropiques de GES en 2010) et données des Nations Unies (population humaine en 2010)

- données réelles de consommation de carburant pour le transport de charbon sur le même itinéraire.
- La consommation de carburant pour le transport maritime des granulés a été estimée à partir des caractéristiques d'un navire important actuellement du charbon à La Réunion (JS AMAZON), et représentatif de la chaîne logistique d'Albioma et des navires qui seront utilisés pour l'importation de biomasse (conso fioul 0,0504 MJ/t.km et distance port de Savannah : 16 679 km) ;
 - Transport routier à La Réunion : consommation de carburant, taux de charge et distances représentatifs des trajets de la chaîne logistique d'Albioma, moyennées sur les deux sites (conso diesel 0,9 MJ/t.km et distance port-centrale aller-retour 94 km) ;
 - Augmentation du trafic PL : chaque camion livre le même poids par rotation, à savoir 26 tonnes (volume utile des bennes pellets plus important) mais les pouvoirs calorifiques inférieurs du charbon et du pellet sont différents : PCI charbon : 24,9 MJ/Kg et PCI pellet : 17,5 MJ/Kg
 - Pour une livraison équivalente d'énergie, il y aura une augmentation du nombre de livraison de +43 %.
 - À La Réunion, en dehors des campagnes sucrières, l'approvisionnement du charbon est réalisé de nuit (18 h - 6 h). 10 camions effectuent 4 rotations chacun pour livrer sur chaque site 1 000 à 1 200 tonnes de charbon.
 - Dans le cas d'un fonctionnement biomasse importée à 100 %, il est prévu de pouvoir augmenter le nombre de camions à 14 par usines, soit un passage horaire de camion toutes les 12 minutes.
- Transformation
 - Le broyage des résidus forestiers est supposé être réalisé sur le site de collecte.
 - L'énergie (électrique et thermique) nécessaire au procédé de fabrication des granulés aux États-Unis a été estimée sur la base de bilans GES réalisés par un organisme de contrôle.
 - La chaleur utilisée pour le séchage des résidus de bois est supposée produite à partir de biomasse.
 - L'électricité utilisée pour l'affinage et la granulation de la biomasse est représentative du mix électrique américain, dont le bilan GES est repris de la base de données BIOGRACE, outil validé par la Commission Européenne.
 - Conventions bilan carbone utilisées ici :
 - Les émissions directes de CO₂, c'est-à-dire celles correspondant au poste combustion dans l'évaluation GES confiée à Deloitte, sont considérées égales à 0 dans le scénario de combustion des pellets. La part mineure des GES qui figure sur ce poste (2 % des émissions totales du cycle de vie des pellets importés depuis les USA) correspond aux émissions de CH₄ et N₂O lors de la combustion.
 - Sur un plan purement statistique, les émissions de CO₂ liées à la combustion du bois énergie sont en réalité comptabilisées dans le calcul du puits forestier, au sein du secteur UTCATF, en tant que pertes de stocks de carbone. Ces pertes sont comptabilisées comme émissions au moment des prélèvements du bois sur la ressource. Afin d'éviter un double comptage, ces émissions de CO₂ ne sont pas comptabilisées dans les secteurs consommateurs de bois.
Le Règlement (UE) n° 2018/841 relatif au secteur UTCATF marque l'obligation de comptabilisation du puits forestier par rapport à un niveau de référence projeté, établi sur la base des pratiques historiques, afin de prendre en compte les éventuels impacts liés aux modifications des pratiques sylvicoles ou du taux de prélèvement du bois dans les forêts restant forêts.
 - Sur le fond, l'hypothèse de neutralité carbone de la biomasse énergie est vérifiée en s'assurant du maintien voire de l'augmentation des stocks sur pied, puisqu'elle repose sur le fait que la combustion du bois émet du CO₂ qui a été et sera recapté par les arbres en croissance. Cette augmentation du stock carbone fait d'ailleurs partie des critères de durabilité de la directive REDII adoptée en décembre 2018.
 - Au contraire, les émissions de CO₂ à la cheminée sont comptabilisées non nulles dans le scénario de combustion du charbon dont la combustion déstocke du CO₂ enfoui depuis des millions d'années.

Recommandation AE n°8 p. 22 :

L'Ae recommande de mieux justifier le choix du scénario privilégiant l'importation de biomasse et l'utilisation de la biomasse liquide pour la production électrique et d'expliquer les raisons qui ont fait écarter les seuls scénarios ouvrant la perspective d'une autonomie énergétique complète de La Réunion en 2030, telle que prévue par la loi.

La perspective de l'autonomie énergétique de La Réunion reste la cible.

Le présent projet de PPE est à la fois ambitieux et réaliste, il n'a écarté aucun scénario crédible ouvrant la perspective d'une autonomie énergétique complète de La Réunion en 2030, telle que prévue par la loi. À l'échelle de la PPE, toutes les opportunités concrètes et opérationnelles pour le territoire, permettant de progresser sur la trajectoire de l'autonomie énergétique et de s'extraire de la consommation d'énergie fossile ont été saisies.

Si on recense les dispositions législatives relative aux objectifs à poursuivre au travers de la programmation pluriannuelle de l'énergie des zones non interconnectées, figurent :

- L'article L.100-4 du Code de l'énergie dispose que « la politique énergétique nationale a pour objectifs : [...] de parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 ».
- L'article L.100-4 précise aussi que « La politique énergétique nationale a pour objectifs :
 - de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 ;
 - [...] de réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune. Dans cette perspective, il est mis fin en priorité à l'usage des énergies fossiles les plus émettrices de gaz à effet de serre ;
 - [...] de porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 33 % au moins de cette consommation en 2030 ».
- Ces dispositions fixent les objectifs à atteindre dans le cadre de l'article L.100-1, qui indique que « la politique énergétique [...] assure la sécurité d'approvisionnement ».

Ainsi, l'idéal pour chacun des territoires ultramarins serait donc d'assurer l'équilibre offre-demande électrique en remplaçant les unités de production fossiles par des unités valorisant des énergies renouvelables locales.

Il est toutefois nécessaire de tenir compte de la spécificité de chacun de ces territoires, qui ne disposent pas tous de ressources locales disponibles et valorisables dans le temps imparti. L'Ademe a récemment publié des études prospectives de potentiel d'énergie renouvelable. Le potentiel théorique d'énergies renouvelables permettrait, sous contraintes fortes, de produire 100 % de l'électricité consommée sur certains territoires ultramarins. Cependant, ces études prospectives de potentiel ne prennent pas totalement en compte les contraintes foncières liées aux usages (économiques), réglementaires (autres politiques publiques), techniques (critères de défaillance du système électrique, dimensionnement des réseaux, aléas cycloniques), calendaire (arrêt de certaines unités), sociales ou sociétales. Ces études prospectives n'ont pas pour objet de se substituer aux PPE, qui revêtent un caractère opérationnel, mais d'éclairer sur le gisement *théorique* d'énergie renouvelable. À ce titre, elles sont considérées, comme d'autres paramètres, dans le dimensionnement des objectifs d'énergie renouvelable réalisables au regard des contraintes et objectifs listés ci-dessus, en particulier la sécurité d'approvisionnement.

En fonction du potentiel et des spécificités propres à chaque territoire, il convient donc d'assurer l'équilibre offre-demande du système électrique à chaque instant en réduisant le plus possible les émissions de gaz à effet de serre, la consommation énergétique primaire des énergies fossiles et en augmentant la part des énergies renouvelables avec l'objectif de l'autonomie énergétique, dans le respect des équilibres du territoire et des autres politiques publiques.

À défaut de ressources locales suffisantes, le recours à des énergies renouvelables importées dont le bilan carbone en analyse de cycle de vie est positif et vérifié est préférable au maintien d'unités de production fossile. À ce stade, la priorité est donnée à l'autonomie par rapport aux énergies fossiles.

La programmation des moyens de production électrique retenue pour cette révision de la PPE de La Réunion, qui relèvent de la prérogative de l'État et de la Région, évite la simple juxtaposition d'objectifs de développement des énergies, en démontrant la nécessité de coordonner et de séquencer des objectifs, en leur affectant une priorité de réalisation assortie d'un calendrier, en se basant, d'une part, comme le prévoit la loi, sur le bilan prévisionnel établi par le gestionnaire du système électrique, et d'autre part en tenant compte des interactions entre les différents objectifs de développements (ENR et MDE), dans un objectif de sécurité d'approvisionnement. Le projet de PPE tel que construit, priorise donc une décarbonation complète du système électrique à court terme valorisant au mieux, dans une perspective de transition, les centrales existantes sans installer de capacités de production disproportionnées et supplémentaires, sources de surcoûts importants pour la collectivité.

Cette priorisation ne remet pas en cause l'ambition d'autonomie électrique qui est initiée dans cette révision, qui devra être poursuivie et approfondie dans la prochaine édition de la PPE. Afin de permettre à terme d'atteindre l'autonomie énergétique et inciter les acteurs à investir dans des énergies renouvelables locales, les moyens de production ayant recours à des énergies renouvelables importées seront appelés par le gestionnaire de réseau après les autres installations de production d'électricité renouvelables et de stockage valorisant une source de production locale.

De manière plus précise, s'agissant de l'étude prospective de l'Ademe publiée intégralement en janvier 2021 « Vers l'autonomie énergétique en zone non interconnectée à l'horizon 2030 » : il s'agit d'une étude exploratoire sur l'horizon temporel de l'objectif d'autonomie énergétique dans les DOM fixé par la LTECV (2030). L'étude visait à évaluer la faisabilité de l'atteinte de ces objectifs, en s'écartant de certaines contraintes, notamment techniques et réglementaires. Ces résultats conduisent donc à des dynamiques théoriques, non tenables, sur le développement :

- de l'hydroélectricité +24 à +74 MW, non atteignable en application de la réglementation environnementale (Bien classé au Patrimoine mondial de l'Unesco, Parc national, classement des cours d'eau, débits réservés et débits minimum biologiques) ;

- du solaire photovoltaïque : un gisement PV supérieur à 994 MW (soit 100 MW/an de puissance installée et raccordée au réseau) impliquant des taux d'équipements sur toiture et au sol très importants et dont la faisabilité globale dans des délais à court terme paraît inaccessible. À titre d'exemple, 750 MW d'installations PV chez des particuliers représentent entre 125 000 et 250 000 centrales individuelles à installer et à raccorder aux réseaux, indépendamment de la qualité des toitures. Pour information, à La Réunion, le rythme moyen d'installation de PV est d'environ +6 MW/an sur les 10 dernières années ;
- de l'éolien, allant de + 130 à + 189 MW, en intégrant un parc éolien en mer de 50 MW, ce qui paraît très optimiste en 9 ans compte tenu de la faisabilité technique (off-shore flottant), de l'acceptation sociale et des enjeux environnementaux (bruit, patrimoine naturel et paysager) et réglementaires (loi littoral, Parc National, Bien classé au Patrimoine mondial de l'UNESCO, etc.). À noter qu'en 10 ans, malgré les dispositifs de soutien public, aucun industriel n'a proposé de nouveau parc éolien à La Réunion ;
- de moyens de stockage d'énergie irréalistes, considérant une puissance cumulée se situant entre 344 et 874 MW selon les scénarios, répondant à des besoins de 1 000 MWh et 3 000 MWh de stockage d'énergie, dont l'intégration n'a pas été évaluée (intégration au système électrique, mobilisation des surfaces foncières, etc).

En termes d'équilibre offre demande du système, à respecter à chaque instant, la méthodologie mise en œuvre dans l'étude de l'ADEME ne permet pas de garantir le respect des exigences réglementaires appliquées par le gestionnaire de réseau, qui doit couvrir un risque de défaillance (impossibilité de répondre à la demande) de 3 h maximum par an. Elle indique, par exemple, qu'en raison de limites calculatoires, l'optimisation des parcs de production permettant de couvrir la demande au pas horaire est effectuée sur des journées-types mensuelles pour la demande (semaine et WE) et des mois météorologiques construits selon des années météorologiques typiques pour la production. Cette méthode « en moyenne » est radicalement différente de l'approche stochastique, beaucoup plus complète, utilisée par les gestionnaires de réseaux pour les études de Bilan Prévisionnel, qui doit être intégré dans la PPE. La méthode n'est donc pas adaptée pour définir les besoins en moyens de production (et stockage) d'une PPE qui doit répondre au critère de défaillance réglementaire permettant d'assurer l'équilibre offre-demande sans faire l'impasse sur des situations météorologiques plus extrêmes (ex. le passage d'un cyclone avec de plus de 5 jours sans soleil) ou incidentelles dimensionnantes (ex. perte des EnR sur des transitoires de tension sur le réseau de transport).

En dépit de la vocation prospective de l'étude, cette dernière n'a pas abordé l'ensemble des ruptures qui vont subvenir dans les systèmes électriques, a fortiori non interconnectés, dans la perspective de la transition énergétique. À titre d'exemple : l'impact sur la sécurité des biens et des personnes lié à la perte d'efficacité des systèmes de protection (diminution des puissances de court-circuit) ou l'impact sur la stabilité des systèmes électrique lié à la baisse de l'inertie ou à la tenue des productions EnR suite à des courts-circuits sur le réseau n'ont pas été adressés. Ainsi, certains aspects majeurs liés à la sécurité des tiers ou la sûreté système dans le cadre d'insertion massive de production EnR intermittente et a fortiori asynchrone (interfaçage de ces moyens de production via de l'électronique de puissance) doivent être traités avec des solutions pérennes et industrielles. Les moyens humains et financiers à mettre en œuvre pour assurer la viabilité d'une alimentation électrique de qualité à La Réunion sur la base des mix énergétiques proposés n'ont pas été clairement identifiés lors de cette étude avec leur faisabilité, délais d'instruction et de mise en œuvre, ainsi que leurs coûts afférents.

Néanmoins des points de convergence importants avec certains résultats de l'étude prospective ont été repris dans le projet de PPE notamment concernant :

- le rôle fondamental de la MDE ;
- un mix électrique quasi-100 % ENR est possible ;
- le développement accéléré du solaire photovoltaïque ;
- la contribution centrale de la biomasse à l'atteinte de l'autonomie énergétique ;
- les évolutions du système électrique : flexibilité, utilisation des différentes filières énergétiques qui seront très différentes de la situation d'aujourd'hui, pilotage de la recharge des véhicules électriques, etc. ;
- l'apport du stockage centralisé préférable au stockage adossé à une centrale de production.

En annexe 3 sont présentés de manière plus détaillée les points de différence et de convergence entre les périmètres et les objectifs de la démarche PPE et de l'étude « Vers l'autonomie énergétique dans les ZNI »

Recommandation n° 9 p. 24

L'Ae recommande de préciser les rendements énergétiques finaux des centrales thermiques (chaudières et TAC) et d'explorer les voies de leur amélioration.

Paragraphe de la PPE concernés :

- Page 95 – E.1.2 – Le parc thermique à combustible fossile
- E.1.2.2 – Centrales à charbon

Rendements énergétiques dans la situation actuelle :

- turbines à combustion (gazole non routier) de la Possession : 22 %
- turbine à combustion de Saint-Pierre (gazole non routier et bioéthanol) : 26 %
- centrale EDF PEI fioul lourd de la Possession : 40 %
- centrale charbon Albioma Le Gol (avec cogénération) : 38 %
- centrale charbon Albioma Bois Rouge (avec cogénération) : 39 %

Les rendements énergétiques sont globalement faibles, en raison des températures plus élevées qu'en métropole (baisse de l'efficacité du refroidissement) et de la nécessité – propre aux réseaux insulaires non interconnectés – de moduler la production de base en fonction des besoins du réseau électrique, ainsi que des moindres besoins en chaleur, qui empêchent de valoriser la chaleur fatale des centrales thermiques électriques, sauf dans le cas des centrales charbon/bagasse Albioma, où une partie de la chaleur est valorisée dans les sucreries pendant la saison canne.

Évolution :

Pour la centrale EDF PEI convertie à la biomasse liquide, la consommation spécifique sera légèrement supérieure à celle réalisée actuellement avec le fioul lourd (206 g/kW). En effet, le pouvoir calorifique inférieur (PCI) de la biomasse liquide est inférieur à celui du fioul lourd. Cependant, le rendement énergétique de la centrale restera identique.

Dans le cadre du projet de substitution du fioul lourd par la biomasse, un peu plus de chaleur sera disponible, car il n'y aura plus besoin, comme c'est le cas actuellement, de préchauffer le fioul pour diminuer sa viscosité.

EDF PEI a étudié la récupération de la chaleur fatale de la centrale après conversion, mais les études menées ont conclu à une infaisabilité que ce soit pour des raisons techniques (emplacement nécessaires, piquage de chaleur, etc.), que de coûts et de disponibilité de la chaleur : les potentiels utilisateurs de chaleur ont besoin de piloter leur apport. Or, pour la centrale PEI, c'est la demande d'électricité qui pilote la production et pas la chaleur.

Pour les centrales Albioma charbon converties à la biomasse solide, le changement de combustible n'occasionnera pas de baisse des rendements de cycle ; le tonnage de combustible augmentera cependant en proportion de la différence des pouvoirs calorifiques du charbon et de la biomasse : cf. réponses aux recommandations n° 4 et 5 ci-dessus :

- 1,115 Mt/an (moyenne 2015-2018), pour 1 248 GWh produits ;
- 1,422 Mt/an en 2028 (scénario 2 ci-dessus), pour la même production électrique.

Soit une augmentation de 28 % de la consommation en tonnage, principalement du fait de la différence des pouvoirs calorifiques du charbon et de la biomasse.

La centrale de Bois-Rouge fait l'objet d'études d'amélioration du rendement par installation d'un ORC et/ou par refroidissement à l'eau de mer glacée, comme signalé en parties E.1.2.2 et E.5.2 de la PPE. Ce potentiel de valorisation supplémentaire de chaleur n'est cependant pas à l'échelle de la valorisation actuelle (fourniture de chaleur aux sucreries pendant la saison canne).

L'utilisation de la biomasse dans une centrale à cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI) n'a pas été étudiée. Cette analyse pourrait être réalisée dans le cadre de la révision de la PPE suivante. Il est cependant notable que :

- en France, l'Ademe a arrêté tous ses aides à la gazéification de la biomasse, car aucune centrale existante n'a atteint les performances techniques ou économiques attendues ;
- la PPE prend en compte les actifs de productions existant ;
- la conversion des centrales Albioma est nécessaire au système électrique, sauf à maintenir durablement le fonctionnement au charbon. Ainsi, le rapport de la PPE précise en partie E.1.2.2 que « la conversion au 100 % biomasse de toutes les tranches des installations des centrales Albioma répond au besoin de maintenir les moyens de base existants tel qu'identifié dans le BP 2019 d'EDF SEI. La non conversion à la biomasse d'une tranche et/ou son arrêt engendre nécessairement un investissement complémentaire pour l'équilibre du système électrique.

Le maintien de toutes les tranches des usines Albioma en fonctionnement apparaît d'autant plus nécessaire dans la présente PPE que des incertitudes demeurent, tant sur le rythme de développement des ENR que sur l'évolution de la courbe de consommation : un report de la décision sur la conversion d'une tranche d'Albioma n'est possible qu'en maintenant durablement le fonctionnement au charbon. »

Recommandation n° 10 p. 24

L'Ae recommande de renforcer les actions en matière de réduction des consommations d'énergie fossile des transports, ainsi que leur pilotage, et d'analyser les trajectoires possibles pour atteindre à terme une propulsion « 100 % EnR » dans les transports.

Paragraphe de la PPE concernés :

- partie F

En préalable, et comme rappelé par l'Ae (recommandation n°6), la PPE n'a que peu d'apports spécifiques sur le domaine des transports, en dehors de la fixation de l'objectif de développement des infrastructures de recharge publiques des véhicules électriques. Ainsi, la PPE reprend à son compte et intègre les divers documents de planification (SAR, SRIT, PRI), afin d'avoir une cohérence dans les objectifs en matière de mobilité.

Près de 1,7 millions de déplacements par jour sont effectués en voiture individuelle, soit 66 % de l'ensemble des flux. L'utilisation de la voiture individuelle est donc prédominante sur le territoire malgré un taux de motorisation des ménages (1,08) plus faible que la moyenne nationale (1,26) (2016). Mais face à cette situation, la part modale des déplacements en transport en commun a pu être maintenue à 7 %. Ce chiffre est stable, notamment grâce aux actions menées :

- augmentation du linéaire d'infrastructures de Transports en Commun en Site Propre (TCSP), soit 30 km en 2017 ;
- augmentation du linéaire de lignes de bus, soit 5 359 km en 2017 ;
- augmentation du nombre de points d'arrêts en transports en commun, soit 8 757 arrêts en 2017 ;
- augmentation du nombre de voyages annuels en transports en commun, soit 44,6 millions en 2017 ;
- augmentation du nombre de bus propres, soit 492 bus en 2017 ;
- augmentation du kilométrage commercial annuel des transports collectifs, soit 34,1 millions en 2017 ;
- augmentation de la part budgétaire des AOM allouée aux transports collectifs, soit 158,5 millions € en 2017.

Si la place de l'automobile augmente chaque année, en compensation les équipements liés aux transports en commun augmentent aussi a minima en due proportion, ce qui a pour effet de générer cette stabilisation du report modal.

Du fait du contexte géographique et des enjeux économiques de l'île de La Réunion, la conversion à 100 % EnR des transports en 2028 n'est pas atteignable. Ainsi le rythme de renouvellement de la flotte voitures et poids lourds et la non-disponibilité de modèles adaptés à l'ensemble des besoins ne sont pas compatibles avec un parc 100 % électrique d'ici 2028. Cependant les politiques publiques de transport menées à La Réunion s'infléchissent et s'inscrivent dans un objectif 100 % ENR, à un terme plus lointain.

On peut notamment citer :

- l'expérimentation de création d'une station de BioGNV sur le Grand Prado, afin d'alimenter une flotte de bus Car Jaune et Citalis. Si les conclusions de cette expérience sont favorables, elle pourra être déployée plus largement ;
- les démarches préalables à la préparation d'un schéma directeur des infrastructures de recharge pour véhicules électriques ;
- la création de l'association AVERE Réunion, dont sont membres plusieurs institutionnels, qui doit accompagner le développement vertueux des véhicules électriques sur le territoire ;
- l'appel à projet de l'Ademe « Ecosystèmes territoriaux Hydrogène », qui vise notamment à faire émerger des infrastructures de production d'hydrogène bas carbone et renouvelable, alimentant des usages de cet hydrogène dans le domaine de la mobilité.

Recommandation n° 11 p. 25

L'Ae recommande de produire les bilans des émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur énergétique aux trois dates clé de la PPE (2018, 2023 et 2028), d'établir les ratios pertinents pour mesurer l'ambition de la PPE en termes d'atténuation du changement climatique et de mettre en perspective ces résultats avec ceux des autres DOM.

Paragraphe de l'EE de la PPE concerné :

- page 48 de l'évaluation environnementale

Ces compléments sont intégrés dans l'annexe 1, paragraphe II.5.

Recommandation n° 12 p. 26

L'Ae recommande de démontrer que l'utilisation de biomasse importée ou produite localement permet de mettre en place un approvisionnement énergétique résilient et respecte bien le principe d'absence de perte nette de biodiversité à l'échelle de sites de production.

Ces compléments sont intégrés dans l'annexe 1, paragraphe II.6.

Pour mémoire, l'origine et la répartition des volumes de biomasse valorisée énergétiquement sont traitées ci-dessus en réponse aux recommandations n°4 et 5.

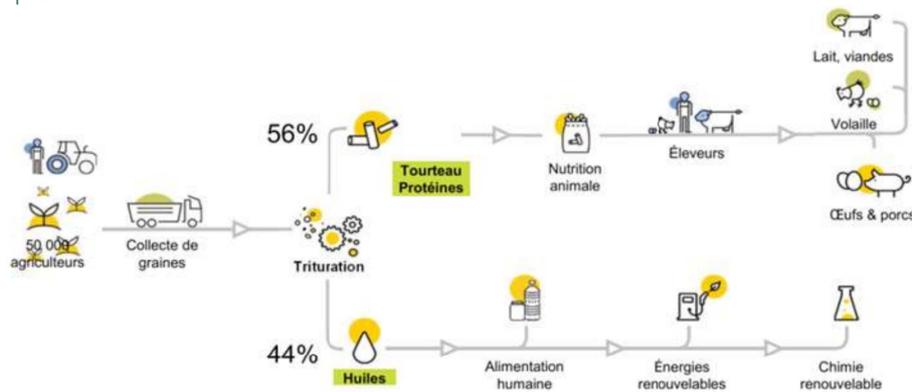
Par ailleurs, pour la production d'EMAG de colza (probablement la principale ressource énergétique pour le bioliquide qui sera utilisé dans le cadre pour la conversion de la centrale fioul lourd EDF PEI dans un premier temps), le plan France Relance consacre un volet à la relocation de la culture de protéines végétales, dont le colza, sur le territoire français (enveloppe de 100 M€). Cette initiative vise, à terme, à limiter la dépendance de la France vis-à-vis des importations de protéines végétales (50 % aujourd'hui pour les oléagineux et protéagineux – notamment soja américain et brésilien), grâce à un effort de recherche (pratiques culturales, sélection génétique des espèces...), à l'investissement dans les installations de transformation et à l'accroissement des surfaces cultivées.

Le projet de conversion de la centrale du fioul lourd à l'EMAG de colza se fait donc en cohérence avec les politiques publiques concernées.

Éléments de l'exploitant EDF PEI :

Compte tenu des critères de durabilité retenus par EDF PEI et de la structure actuelle du marché, l'approvisionnement s'appuiera, dans un premier temps, principalement sur des EMAGs fabriqués à partir de matières premières végétales issues du colza (voire du tournesol). À moyen/long terme, d'autres filières pourront progressivement être incorporées, comme une production locale, des huiles usagées (recyclage de déchets), voire des biocombustibles avancés.

L'EMAG de colza est un **co-produit** de la **production de protéines végétales à destination de l'alimentation animale (drêches et pulpes)**. Ceci réduit les risques de compétition dans l'usage des sols avec l'alimentation humaine et animale. Par ailleurs, l'Europe en général, et la France en particulier, est déficitaire en protéine. Le développement de cette plante permet donc de répondre à un objectif de sécurité alimentaire, tout en servant un besoin énergétique.



Éléments de l'exploitant Albioma :

1) Légalité et durabilité de la biomasse importée

L'exploitant prévoit d'importer des résidus de bois sous forme de granulés. L'avantage de ce type de combustible est de pouvoir limiter les émissions carbone liées au transport terrestre et maritime compte tenu de sa densité. Albioma dispose d'une expérience positive de plus de deux ans dans l'importation de granulés de bois depuis les États-Unis vers la Martinique pour le fonctionnement d'Albioma Galion et plus récemment, vers la Guadeloupe pour la tranche 3 d'Albioma Le Moule.

Le porteur de projet Albioma est tenu d'importer de la biomasse bois qui soit garantie légale et durable :

- La légalité des approvisionnements en ressource bois est encadrée par le Règlement Bois de l'Union Européenne (RBUE).
- La durabilité des combustibles de type biomasse solide est réglementée par la directive européenne⁷ relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, appelée aussi « directive REDII », transposée en droit français en mars 2021. Cette directive établit des critères de durabilité pour la biomasse forestière, que sont la légalité des opérations de récolte, la régénération effective de la forêt dans les zones de récolte, la protection des zones désignées par le droit national ou international ou par l'autorité compétente en la matière à des fins de protection de la nature, la préservation de la qualité des sols et de la biodiversité ainsi que le maintien ou l'amélioration de la capacité de production à long terme de la forêt.

À ce titre, Albioma dispose d'un système de traçabilité qui couvre toute la chaîne d'approvisionnement, de la collecte des résidus de bois jusqu'à son déchargement dans les ports de déchargement, en passant par l'usine de pelletisation et le port d'expédition. Ce système est d'ailleurs effectif depuis la mise en service de la centrale Albioma Galion en Martinique en 2018, et a été étendu au site d'Albioma Le Moule en Guadeloupe avec la conversion récente d'une des chaudières.

Par ailleurs, les exigences contractuelles d'Albioma envers ses fournisseurs en matière de durabilité peuvent aller au-delà de la réglementation en vigueur. Elles sont notamment destinées à s'assurer de la préservation des forêts de haute valeur de conservation, que les stocks de carbone sont préservés, que les impacts sur les sols et la biodiversité sont minimisés, que la capacité de production de la forêt est maintenue et que la forêt reste une forêt après une coupe. Pour s'en assurer, les fournisseurs et la matière doivent être certifiés selon les systèmes FSC, PEFC ou SBP, qui garantissent le respect des exigences jusqu'en amont de la chaîne, grâce à une traçabilité vérifiée par des organismes indépendants agréés.

Les vérifications auxquelles Albioma procède portent au niveau du fournisseur, au niveau de la chaîne de valeur et au niveau de chacun des chargements par bateau. À chaque niveau, Albioma s'assure de la transparence des informations, de l'origine du bois, de la légalité des espèces de bois, de la validité des certificats et des modes de transport utilisés. En outre, la procédure adoptée par Albioma inclut l'évaluation du risque de livraison d'essences protégées⁸ par les fournisseurs de biomasse.

Les fournisseurs se voient également contraints d'approvisionner les entités d'Albioma avec des granulés dont le bilan carbone est plafonné par un seuil maximal d'émissions de CO₂. Le respect de cette contrainte est vérifié par un organisme de contrôle externe dans le cadre de la certification SBP.

Ainsi, en 2020, Albioma Galion et Albioma Le Moule, aux Antilles, ont importé un peu plus de 163 000 tonnes de granulés de bois provenant à 91 % des États-Unis et à 9 % du Canada, et produits à partir de résidus de scierie, de résidus d'exploitation, de bois rond « dégradé » qui n'est pas valorisable en bois d'œuvre et de bois d'éclaircie. 100 % des approvisionnements en bois achetés étaient couverts par un système de certification SBP, FSC et/ou PEFC sur l'ensemble de la chaîne de valeur depuis le bassin d'approvisionnement jusqu'au déchargement pour la centrale Albioma.

2) Risque de déforestation importée

Les pellets de bois devront répondre aux exigences de durabilité de la directive RED II qui vise une gestion durable des forêts et dont le respect est prévu via l'adhésion aux schémas volontaires qui doivent être validés par la CE (processus en cours), et leur origine sera retracée en conformité avec le règlement sur le Bois de l'Union Européenne (RBUE). La directive RED II exclut de facto toute biomasse issue de déforestation.

Pour La Réunion, si Albioma prévoit d'importer dans un premier temps des granulés depuis les États-Unis, le porteur de projet travaille actuellement à la régionalisation de ses approvisionnements (objectif 1/3) en respectant des critères de durabilité et de traçabilité aussi solides que ceux mis en place avec les fournisseurs de granulés de bois depuis les États-Unis.

3) Absence de perte nette de biodiversité pour les ressources biomasse produites localement

Pour les ressources biomasse produites localement, il est prévu :

1° qu'Albioma intègre du bois de palettes usagées, des refus de compostage et des bois d'emballages pour compléter la bagasse. Ceci n'a pas d'impact sur la biodiversité, mais permet d'améliorer la gestion des déchets en réduisant l'enfouissement.

2° Par ailleurs, l'élagage des haies implantées en bordure de parcelles agricoles a déjà fait l'objet de tests concluants par le passé, à la fois sur le plan des itinéraires techniques et du respect des obligations environnementales en matière d'ICPE. Il s'agit d'un levier pour le développement de l'agroforesterie, qui contribue à la préservation de la biodiversité.

3° Pour la part des approvisionnements issus de la biomasse forestière : Albioma travaille avec l'ONF, dans le cadre de sa mission de préservation et d'entretien des forêts. La valorisation énergétique des résidus de cette activité est prévue et encadrée par le schéma régional biomasse, annexé à la PPE. Il est à noter par ailleurs que cette biomasse forestière sera soumise aux mêmes critères de durabilité que la biomasse importée après l'entrée en vigueur de la directive REDII. Parmi ces critères, figure celui de la préservation de la biodiversité.

4° La conversion des installations d'Albioma, en appuyant la lutte contre les espèces exotiques envahissantes qui représentent un danger pour la flore endémique, est positive pour la biodiversité réunionnaise.

⁸ Espèces listées aux Annexes I et II de la Convention sur le commerce international des espèces de faune et de flore sauvages menacées d'extinction, ou espèces appartenant à la Liste Rouge de l'Union internationale pour la conservation de la nature.

Recommandation n° 13 p. 26

L'Ae recommande de procéder à une analyse du risque d'introduction d'espèces exotiques envahissantes avec l'importation de biomasse et de mettre en place les mesures de maîtrise du risque qui en découleront.

Ces compléments sont intégrés en annexe 1, paragraphe II.7.