

ANNEXE 1

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE DE LA PPE REVISEE 2019-2028

MEMOIRE DE REPONSE A L'AUTORITE ENVIRONNEMENTALE



Date	Référence interne	Version	Auteurs	Contrôle
30/06/2021	AR2114	VP1	Sarah BAERT Aurélie ANTHOINE-MILHOMME	Frédéric BRUYERE
27/08/2021	AR2114	VP2	Sarah BAERT Aurélie ANTHOINE-MILHOMME	Frédéric BRUYERE
09/09/2021	AR2114	VP3	Aurélie ANTHOINE-MILHOMME	Frédéric BRUYERE

Ingénieurs-conseils en aménagement durable du territoire



3 Rue de la Vanille
97 424 Piton Saint-Leu

Tél. 02 62 22 46 55
reunion@eco-
strategie.fr



Sarl au capital de 15 000 €

Code APE 7112B

504 990 524 RCS Saint-Pierre de La Réunion

www.eco-strategie.fr



Maître d'ouvrage : **Région Réunion**

Bureau d'études Environnement mandataire : **Eco-Stratégie Réunion**

SOMMAIRE

Sommaire	3
I. Préambule	4
II. Réponse à l’Avis détaillé	4
II.1. Objectifs nationaux relatifs à l’énergie et aux émissions de GES	4
II.2. Origine et volume de biomasse importée	9
II.3. Scénario tendanciel en l’absence des seules actions de la PPE	10
II.4. Emissions de GES de la production des énergies renouvelables en analyse de cycle de vie	17
II.5. Bilan de GES aux dates clés	19
II.6. Approvisionnement énergétique résilient	20
II.7. Risque d’importation d’espèces exotiques envahissantes	22

I. PREAMBULE

Suite à l’instruction du rapport d’évaluation environnementale stratégique de la révision de la Programmation Pluriannuelle de l’énergie 2019-2028, l’Autorité Environnementale a rendu son avis le 5 mai 2021.

Le présent mémoire a pour objet la réponse à l’avis de l’autorité environnementale, qui sera mis à disposition du public. La réponse à cet avis ne fait pas partie des pièces obligatoires à mettre à disposition du public. Le maître d’ouvrage souhaite néanmoins apporter une réponse aux différents points soulevés par l’AE.

Le présent document constitue le mémoire de réponse à l’avis de l’autorité environnementale.

II. REPONSE A L’AVIS DETAILLE

II.1. Objectifs nationaux relatifs à l’énergie et aux émissions de GES

Recommandation 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.

Extrait de l’avis :

Développement de la production énergétique

La PPE fait référence pour les objectifs nationaux à ceux de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte :

- réduction de 40 % des émissions de GES en 2030 et de 75 % en 2050 par rapport à 1990 ;
- autonomie énergétique dans les départements d’outre-mer à l’horizon 2030 ;
- réduction de la consommation d’énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012.

Ces références devraient être actualisées pour tenir compte des modifications apportées par la loi énergie et climat du 8 novembre 2019 qui a introduit l’objectif de neutralité carbone à l’horizon 2050 et porté l’objectif de réduction de la consommation d’énergies fossiles en 2030 à 40 %.

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.

Réponse du maître d’ouvrage

I – Actualisation et portée des objectifs nationaux.

L’évaluation environnementale stratégique ayant été rédigée initialement en 2018, la justification de la compatibilité du document aux documents de portée supérieure avait donc été réalisée par rapport à la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LETCV), n° 2015-992 du 17/08/2015, mise en application en France sur la période 2016-2019, avant l’application de la loi Energie Climat du 8 novembre 2019, loi n° 2019-1147.

Les objectifs définis dans la loi Energie-Climat du 8 novembre 2019 et codifiés à l’article L100-4 du code de l’énergie, relatifs à l’énergie et aux émissions de GES sont les suivants :

« I. - Pour répondre à l'urgence écologique et climatique, la politique énergétique nationale a pour objectifs :

1° 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. La trajectoire est précisée dans les budgets carbone mentionnés à l'article [L. 222-1 A](#) du code de l'environnement. Pour l'application du présent 1°, la neutralité carbone est entendue comme un équilibre, sur le territoire national, entre les émissions

anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre, tel que mentionné à l'article 4 de l'accord de Paris ratifié le 5 octobre 2016. La comptabilisation de ces émissions et absorptions est réalisée selon les mêmes modalités que celles applicables aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre notifiés à la Commission européenne et dans le cadre de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, sans tenir compte des crédits internationaux de compensation carbone ;

2° De réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant les objectifs intermédiaires d'environ 7 % en 2023 et de 20 % en 2030. Cette dynamique soutient le développement d'une économie efficace en énergie, notamment dans les secteurs du bâtiment, des transports et de l'économie circulaire, et préserve la compétitivité et le développement du secteur industriel ;

3° 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 ;

4° 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 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter au moins 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz ;

4° bis D'encourager la production d'énergie hydraulique, notamment la petite hydroélectricité ;

4° ter De favoriser la production d'électricité issue d'installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées en mer, avec pour objectif de porter progressivement le rythme d'attribution des capacités installées de production à l'issue de procédures de mise en concurrence à 1 gigawatt par an d'ici à 2024 ;

5° De réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2035 ;

6° De contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique prévus par le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques défini à l'[article L. 222-9 du code de l'environnement](#) ;

7° De disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes " bâtiment basse consommation " ou assimilées, à l'horizon 2050, en menant une politique de rénovation thermique des logements concernant majoritairement les ménages aux revenus modestes ;

8° 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 ;

9° De multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

10° De développer l'hydrogène bas-carbone et renouvelable et ses usages industriel, énergétique et pour la mobilité, avec la perspective d'atteindre environ 20 à 40 % des consommations totales d'hydrogène et d'hydrogène industriel à l'horizon 2030 ;

11° De favoriser le pilotage de la production électrique, avec pour objectif l'atteinte de capacités installées d'effacements d'au moins 6,5 gigawatts en 2028.

II. - L'atteinte des objectifs définis au I du présent article fait l'objet d'un rapport au Parlement déposé dans les six mois précédant l'échéance d'une période de la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article [L. 141-3](#). Le rapport et l'évaluation des politiques publiques engagées en application du présent titre peuvent conduire à la révision des objectifs de long terme définis au I du présent article. »

Ces objectifs sont définis à l’échelle du **territoire national**. Les stratégies énergétiques régionales définies dans le cadre des programmations pluriannuelles de l’énergie dans les DOM doivent être

compatibles avec ces objectifs. **Ce qui signifie que La PPE 2019-2028 de La Réunion ne doit pas aller à l'encontre de ces objectifs.**

II – Compatibilité de la PPE à ces objectifs

Les objectifs de la PPE **2019-2028 de La Réunion sont compatibles avec les objectifs définis aux points 1° à 4° bis et 8°** définis dans la loi énergie climat sur le volet énergétique et sur la réduction des émissions de GES comme précisé ci-après.

1° 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.

Réduction des émissions

Les données relatives aux émissions de gaz à effet de serre ne sont mesurées que depuis les années 2000 à la Réunion, via les bilans énergétiques réalisés annuellement. En 2000, les émissions totales s'élevaient à 3 005 kt CO₂ eq. En raison de la demande en énergie croissante, liée à la démographie et à l'augmentation du niveau de vie, et à la forte dépendance de La Réunion aux énergies fossiles, ces émissions ont augmenté régulièrement jusqu'en 2018 (année de référence de la PPE révisée). Elles s'élèvent en 2018 à 4162 kt CO₂ eq, soit une augmentation de 38%.

Selon le bilan GES des actions de la PPE, celles-ci permettent une réduction globale de 55% des émissions à l'horizon 2023 et une réduction de 64% à l'horizon 2028 (cf.p.141 du rapport d'évaluation environnemental stratégique).

Le bilan de GES a été actualisé, pour intégrer les émissions « amont » des différents types d'énergies afin de répondre à la remarques n°7 présenté ci-après de la MRAE. Selon ce bilan GES actualisé des actions de la PPE, celles-ci permettent une réduction globale de 49% des émissions à l'horizon 2023 et une réduction de 57% à l'horizon 2028.

Neutralité carbone

L'objectif de neutralité carbone a été défini à l'échelle nationale et précisé dans le cadre des budgets carbone. Les objectifs chiffrés sont une réduction des émissions du secteurs énergétiques de 33% à l'horizon 2030 puis une décarbonation complète à l'horizon 2050. La PPE doit s'inscrire dans cette trajectoire.

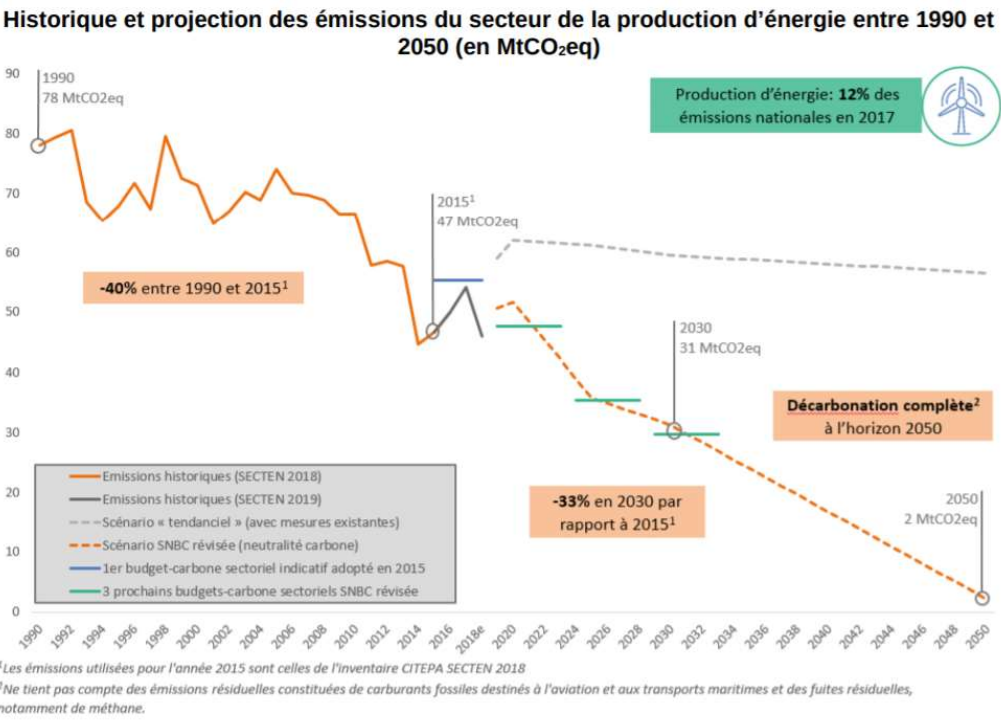
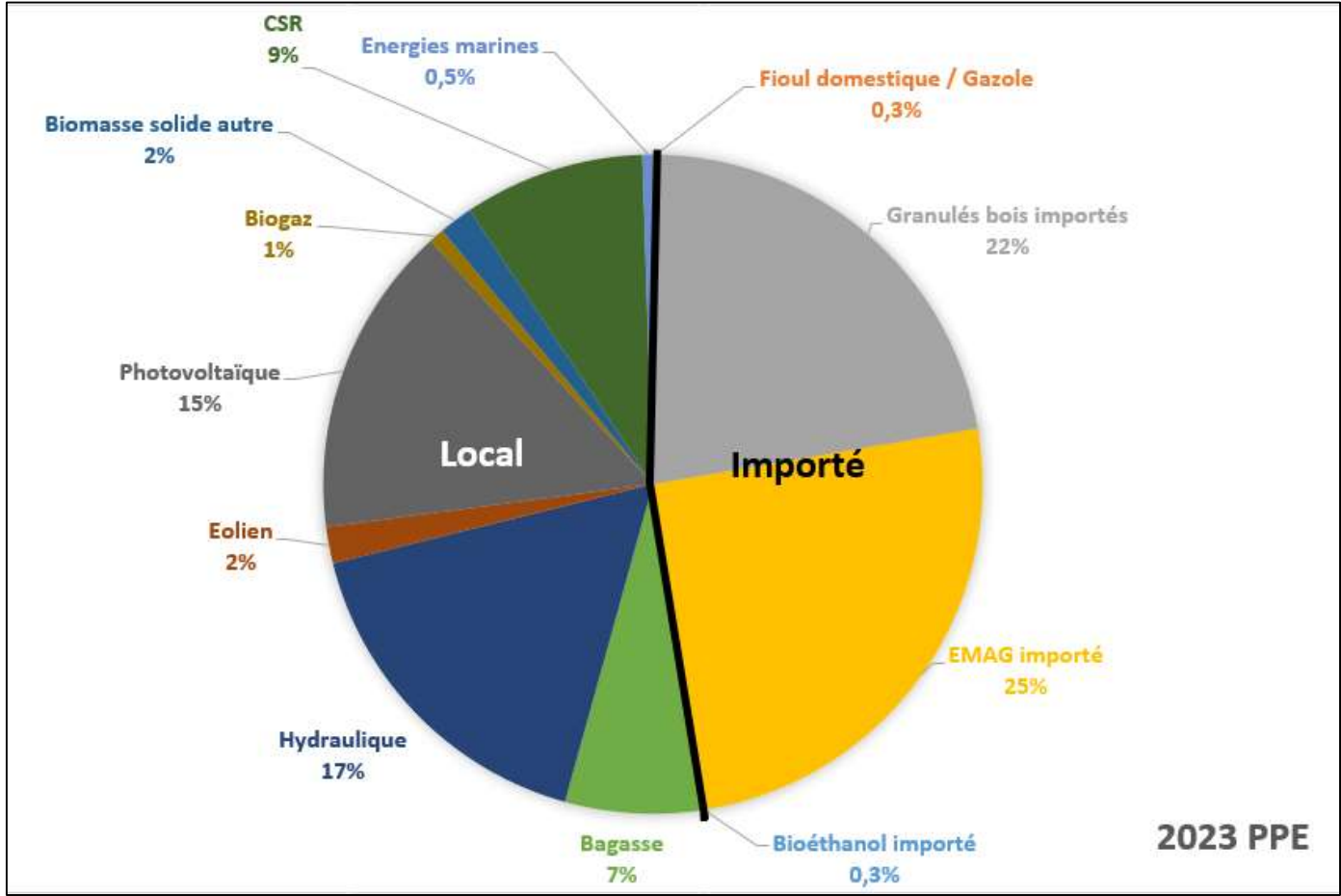


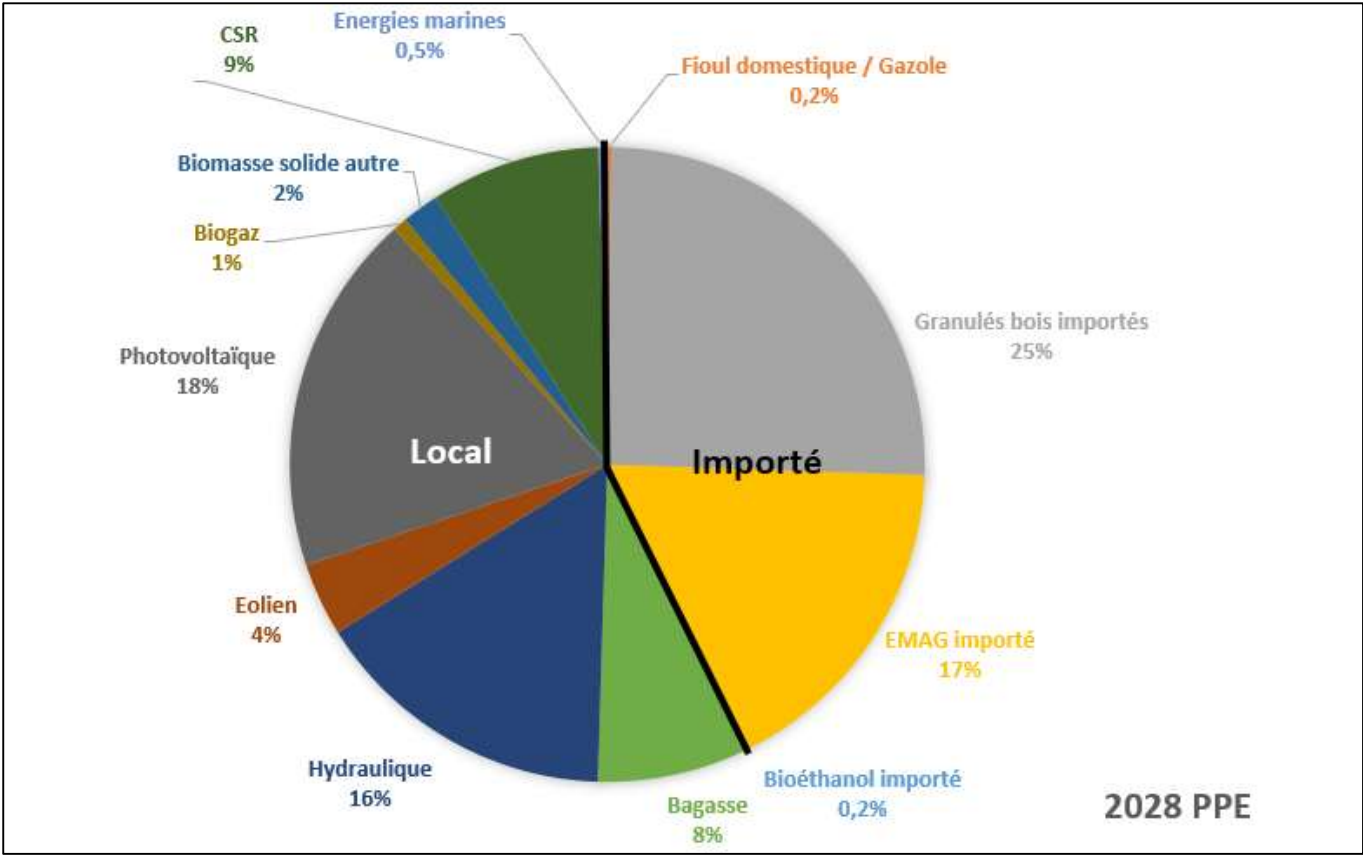
Figure 1 : Historique et projection du secteur de la production d'énergie entre 1990 et 2050

Dans le secteur de la production d'énergie, la stratégie nationale biomasse précise que la réduction de la dépendance aux énergies fossiles se traduira notamment par la sortie du charbon dans la production d'électricité (dès 2022) et dans la production de chaleur. L'orientation E1, a pour objectif de décarboner et diversifier le mix énergétique notamment via le développement des énergies renouvelables (chaleur décarbonée, biomasse et électricité décarbonée), en développant très fortement la mobilisation de la ressource en biomasse, dans des conditions environnementales et économiques optimales, dans le respect de la biodiversité, en privilégiant les usages matériaux et en veillant à l'efficacité des filières, y compris dans la valorisation énergétique (cf. la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse: résidus de cultures, effluents d'élevage, déchets notamment des filières forêt-bois, et autres résidus), en privilégiant les usages régionaux ou locaux et en prenant en compte les impacts du changement climatique, y compris sur la ressource en eau.

La SNBC précise dans les points de vigilance, de prendre en compte les effets antagonistes de certaines énergies, notamment sur la qualité de l'air (centrales thermiques, chaufferies bois, biocarburants) ; sur la préservation des sols, des eaux et la consommation d'espaces (biocarburants, biomasse, photovoltaïque) ; et sur la préservation de la biodiversité (hydroélectricité, éolien...). *Se référer à la PPE de métropole continentale pour les recommandations environnementales spécifiques à ce sujet. Dans les territoires d'Outre-Mer, les cultures énergétiques ne doivent pas venir se substituer aux cultures alimentaires ;*

Afin d'atteindre la neutralité carbone, la PPE révisée prévoit d'atteindre un mix électrique renouvelable de près de 100% dès 2023 réparti comme suit :





La biomasse importée représentant un peu moins de la moitié du mix électrique (47% en 2023 et 42% en 2028).

En termes d'émissions de GES liée à ce mix électrique, les émissions ont été recalculées afin d'intégrer les émissions dites « amont », liées à la production et à l'acheminement des produits énergétiques de leur lieu de fabrication à leur lieu de combustion, en supplément des émissions liées à la combustion des produits énergétiques sur le territoire de La Réunion.

Pour les énergies hydrauliques, photovoltaïques et éoliennes, on intègre uniquement les émissions amont, ces dernières n'émettant pas de GES en phase de fonctionnement (selon un bilan GES simplifié). Pour les petits projets de biomasse (canne fibre ou méthanisation), géothermie, ORC, énergies marines il n'existe pas de données suffisamment étayées pour estimer les émissions liées à la production électriques de ces filières.

Selon cette répartition, on observe que seuls les produits énergétiques comprenant du carbone émettent des émissions de CO₂, lors de leur combustion (fioul et biomasse).

Les émissions de CO₂ issues de la combustion sont totalement compensées par l'absorption de CO₂ liée

à la croissance de la biomasse :

- **biomasse solide** : selon les données de l'exploitant (Albioma) les émissions liées à la combustion sont totalement compensées par la croissance des arbres. En effet le modèle d'exploitation envisagé, permet une compensation carbone : sur une année, seuls 2% de la surface forestière est exploitée, ce qui signifie que lorsqu'1 ha est récolté, 50 ha sont en croissance. En termes de biomasse, cela signifie que pour 1 tonne de biomasse récoltée, 1,9 tonne de biomasse est en croissance, sur une année.
- **biomasse liquide type EMAG** : selon les données de l'exploitant (EDF PEI) les émissions liées à la combustion sont totalement compensées par la croissance du Colza. En effet, il s'agit d'une plante annuelle, les émissions sont compensées chaque année.
- **biomasse liquide de type bioéthanol** : de même, issus de culture de canne à sucre, culture annuelle, les émissions sont compensées chaque année.
- **bagasse** : issus de déchets ou de culture de canne à sucre, cultivé annuellement, les émissions sont compensées chaque année.

Seules les émissions issues de la combustion du fuel émettent donc du CO₂ non compensé, ainsi que les émissions amont pour toutes les énergies.

Au total, la substitution des énergies fossiles par des énergies renouvelables permet une réduction des émissions de près de 62% entre 2018 et 2023, et de 60% entre 2018 et 2028.

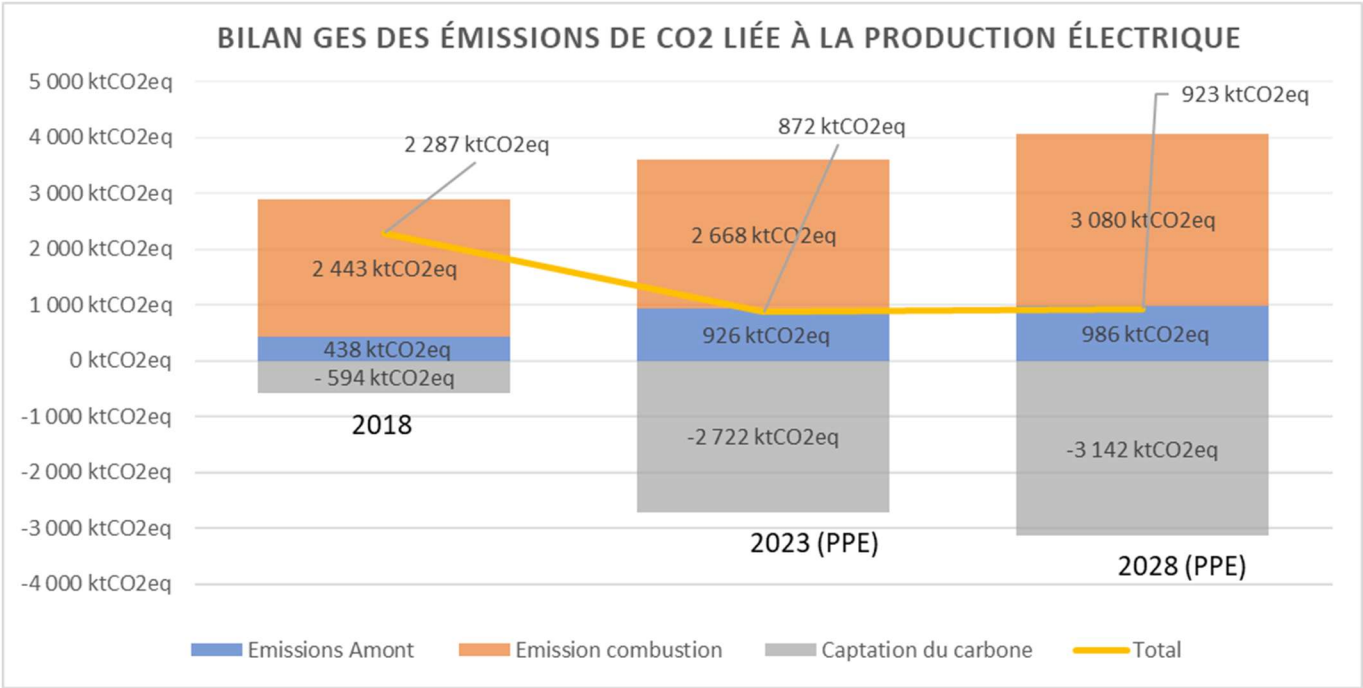


Figure 2 : Bilan global des émissions de GES de la production électrique en intégrant une ACV – 2023 et 2028

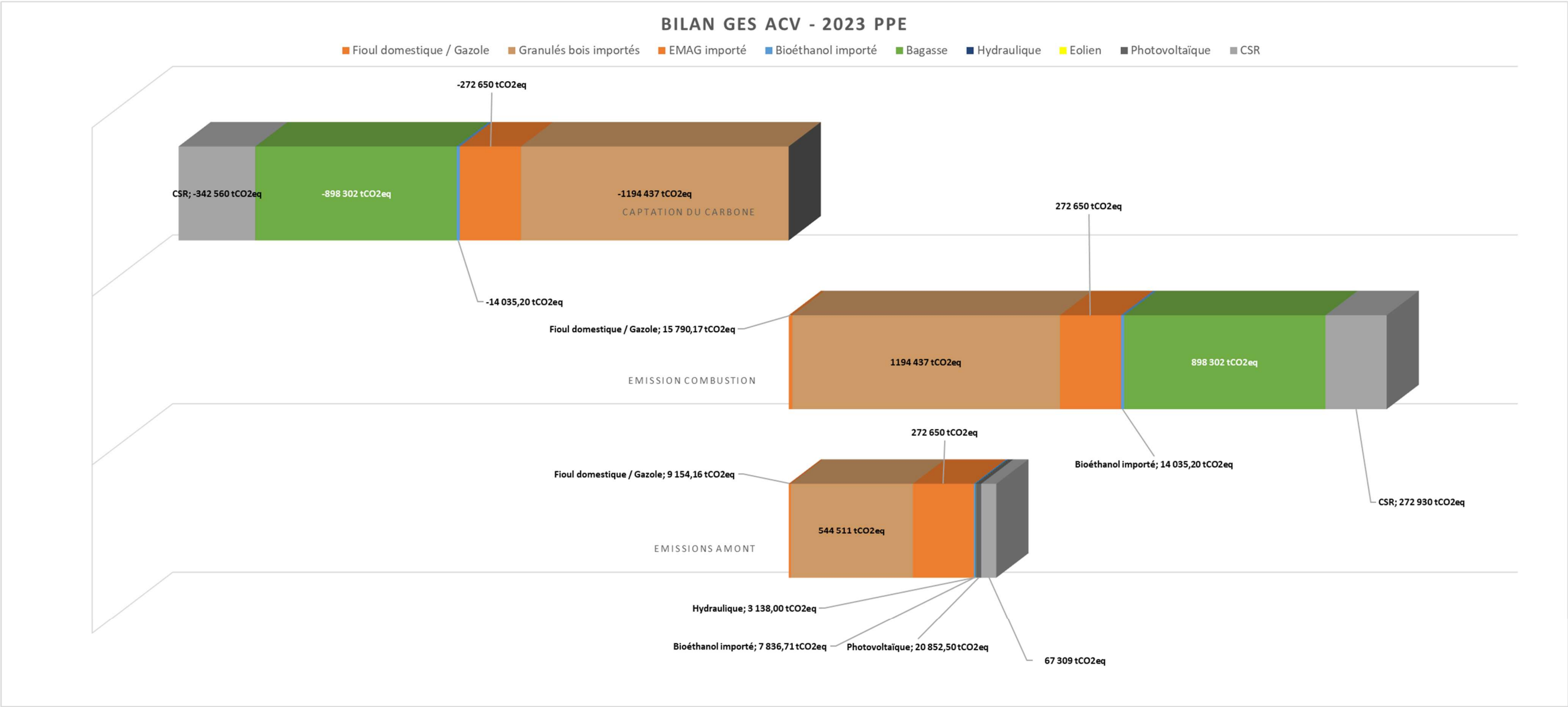


Figure 3 : Bilan des émissions de GES amont, liées à la combustion et compensées à l’horizon 2023

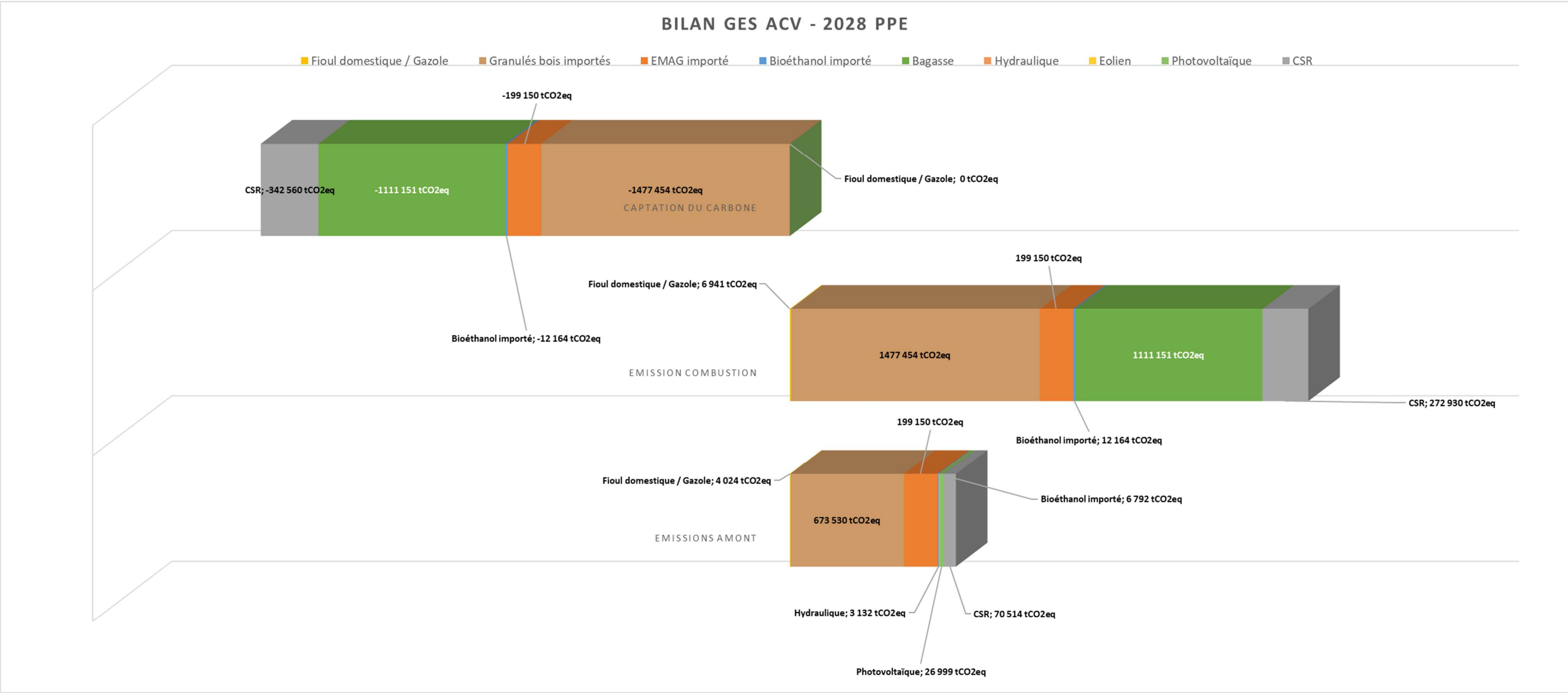


Figure 4 : Bilan des émissions de GES amont, liées à la combustion et compensées à l'horizon 2028

La PPE prévoit de progressivement remplacer la biomasse importée par la biomasse locale conformément aux objectifs du Schéma Régional Biomasse (SRB) :

Orientation 2 : Soutenir le développement des filières de combustion de la biomasse

- Action 2.1 : Développer et structurer la filière bois-énergie dans l’objectif de substituer la biomasse importée par de la biomasse locale

A l’heure actuelle, selon la PPE (p.81), il est envisagé la valorisation de 100 000 t de biomasse locale à l’horizon 2028, répartie comme suit :

- 45 000 tonnes de broyats de déchets verts
- 10 000 tonnes issues d’emballages
- 25 000 tonnes issues de bois d’élagage
- 10 000 tonnes issues d’espèces exotiques envahissantes
- 10 000 tonnes issues de bois forestier

Ainsi les actions de la PPE permettent d’inscrire la stratégie énergétique de La Réunion sur une réduction des émissions de CO₂ issue de la combustion d’énergie fossile. Concernant la neutralité carbone, la substitution des énergies fossiles par la biomasse, dont la compensation est assurée annuellement, permet de s’inscrire sur la trajectoire de neutralité carbone définie dans la loi. La PPE est donc compatible à cet objectif.

3° De réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012,

En 2012, la consommation énergétique primaire des énergies fossiles s’élevait à 13 792 GWh (87% de 15 817 GWh), dans le secteur de l’énergie. En 2028, elle ne sera plus que de 25 GWh (0,08% de fioul dans le mix électrique) dans le secteur de l’électricité et de 3626 GWh dans le secteur des transports soit un total de 3 651 GWh. Soit une baisse de 74%.

Ainsi les actions de la PPE permettent d’inscrire la stratégie énergétique de La Réunion sur une réduction des consommations énergétiques, compatibles avec l’objectif 3° de l’article L100-4 du code de l’énergie.

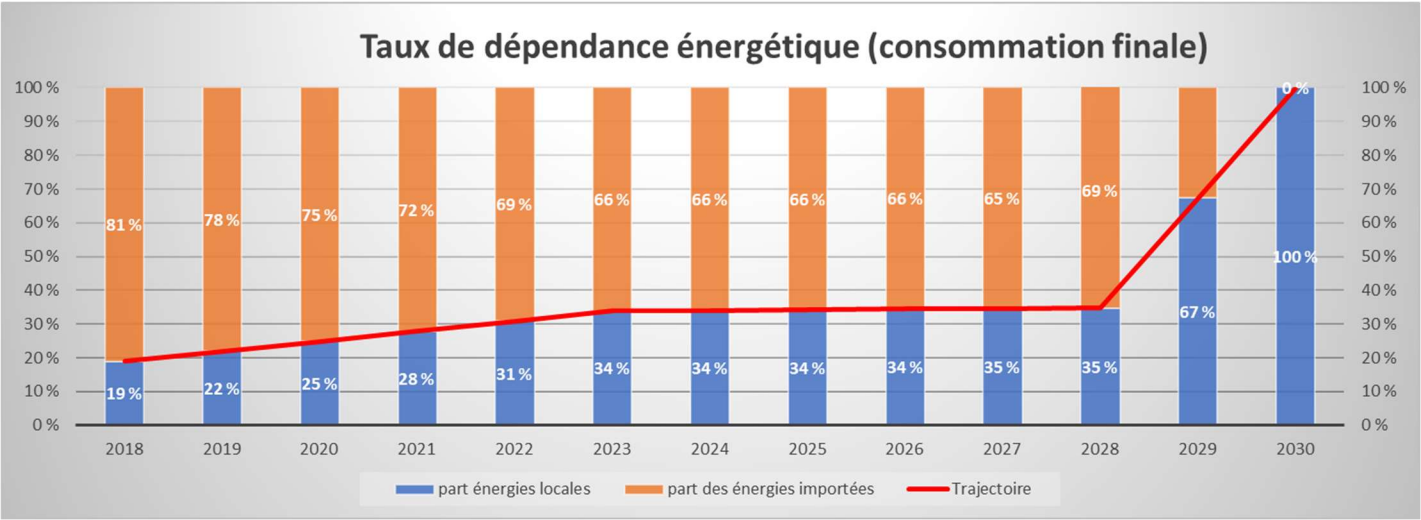
4° De porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 33 % au moins de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter au moins 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz ;

- A l’horizon 2028, les EnR représenteront :
- 99,8% du mix électrique ;
 - 52% de la production de chaleur et autres combustibles ;
- Soit un total de 47% d’énergie d’origine renouvelable (cf. p. 135 de la PPE) ;

Ainsi les actions de la PPE permettent d’inscrire la stratégie énergétique de La Réunion sur une réduction des consommations énergétiques, compatibles avec l’objectif 4° de l’article L100-4 du code de l’énergie.

8° 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 ;

Le taux de dépendance aux énergies importées sera de l’ordre de 67% en 2028 contre 91% actuellement (sur la part des transports et de l’électricité).



Ainsi les actions de la PPE permettent d’inscrire la stratégie énergétique de La Réunion sur une réduction des consommations énergétiques, en cohérence avec l’objectif 8° de l’article L100-4 du code de l’énergie. Cependant, les projets connus et faisables dans l’horizon de la PPE en termes de valorisation des sources d’énergies locales et renouvelables ne permettent pas d’atteindre l’objectif d’autonomie énergétique à l’horizon 2030.

II.2. Origine et volume de biomasse importée

Recommandation n° 4 p.18

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

Recommandation n° 5 p.18

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.

Extrait de l’avis :

2.2 État initial de l’environnement, perspectives d’évolution en l’absence du programme

L’état initial prend l’année 2018 comme base de référence, comme c’est le cas pour les objectifs de la PPE. L’ensemble des compartiments environnementaux sont analysés, en termes d’état initial et d’enjeux aux regards de la PPE. Cette analyse aboutit au classement des enjeux en « majeurs », « importants » et « modérés ». L’analyse de l’état initial n’appelle pas de remarques pour ce qui concerne La Réunion. Elle ne fait cependant pas état des zones géographiques où sera prélevée la biomasse importée ni des volumes nécessaires. Or, il est important de connaître l’état initial dans ces zones, afin d’évaluer l’impact que peuvent avoir les prélèvements de biomasse, qu’il s’agisse des incidences sur la biodiversité ou des autres effets possibles (qualité de l’air en cas de brûlage des déchets végétaux, trafic routier...).

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

Concernant la biomasse solide, l’évaluation environnementale laisse entendre que l’approvisionnement proviendrait des États-Unis dont les granulés seraient les seuls à répondre aux exigences d’approvisionnement à partir de forêts gérées durablement, d’absence de compétition avec des cultures alimentaires et de traitement permettant de ne pas introduire d’espèces exotiques à La Réunion. L’approvisionnement à partir des territoires les plus proches (Madagascar, Afrique australe...) est écarté pour des raisons économiques (la biomasse y est exploitée aujourd’hui pour l’exportation vers des papeteries, marché plus rémunérateur). Des questions similaires se posent pour la biomasse liquide (éthanol) qui serait importée, selon les informations fournies aux rapporteurs, en grande partie d’Europe.

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.

Réponse du maître d'ouvrage

1/ Biomasse solide (Albioma)

Le pays d'importation des granulés de bois étant situé hors territoire national (Les Etats-Unis) l'évaluation environnementale ne peut pas s'étendre sur un territoire supra national. **Ainsi, la certification des ressources importées permettra de s'assurer de l'absence d'impact (cf. réponse à la recommandation n°12 ci-après).**

Selon les données transmises par l'exploitant, trois scénarii sont à l'étude. Selon ces trois scénarii, le volume de biomasse importé s'élève entre 479 208t (scénario 1) et 692 076 t (scénario 3).

2/ Biomasse liquide (EDF PEI)

De même, la biomasse liquide proviendra de cultures de Colza situées hors du territoire national.

Le volume prévisionnel d'importation est de l'ordre de 100 à 250 000t par an.

Ainsi le pays d'importation de la biomasse étant localisé hors du territoire local (La Réunion), la description de l'état initial ne peut porter sur une étendue supra territorial.

II.3. Scénario tendanciel en l'absence des seules actions de la PPE

Recommandation 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. A 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.

L'objectif de réduction des consommations en carburant, de 10% à l'horizon 2023 et 22 % à l'horizon 2028 par rapport aux consommations de 2018 sont des objectifs propres à la PPE.

Ils ont été définis en cohérence avec ceux du Schéma Régional des Infrastructures et des Transports (SRIT) de la Réunion, qui sont les suivants :

- augmentation significative de la part modale des transports en commun, de 7 % en 2014 à 8 % en 2018, 11 % en 2023, 15% en 2030 (cf. p 113 et 114 de la PPE) ;
- baisse de la consommation des énergies fossiles du secteur des transports routiers par rapport à 2014, de 4 % en 2018, 10 % en 2023 (cf. p.113 de la PPE) ;

L'objectif de 22% de baisse de la consommation des énergies fossiles du transport routier est basé sur les 3 hypothèses ou objectifs de baisse suivants :

- hypothèse d'évolution de la consommation moyenne du parc de véhicules thermique français, issue dans l'étude de l'Ademe [Vision prospective 2030 - 2050](#) : conso moyenne de 6,4 l/ 100 km en 2010 et 4,6 l / 100 km en 2030, rapportée sur les années de la mise en œuvre de la PPE : **15,8 % de réduction de la consommation entre 2018 (année de référence) et 2028** (5,68 l/100km en 2018 et 4,78 l /100km en 2028) ;
- l'objectif de doublement de la part modale des TC (de 7% en 2016 à 15 % en 2030), conduirait à une **baisse de 9% de la consommation du parc VP** entre 2018 et 2028 (baisse de 155 102 déplacements VP/jour entre 2018 et 2028) en prenant :
- une hypothèses très optimiste d'un report provenant en totalité des VP ;
- une hypothèse sur la consommation moyenne des déplacements reportés du VP vers le TC égale à la consommation moyenne des déplacements VP ;
- un parc de 15% de véhicules électrique à l'horizon 2033 (hypothèse du Bilan prévisionnel EDF Réunion 2020) : **baisse de -10 % de la consommation des produits pétroliers consommés directement par les VP sur la période 2018-2028**

Par somme géométrique, cela conduirait à une baisse de 31% des consommations directes de carburant par les véhicules particuliers.

Par ailleurs, beaucoup de paramètres ne sont pas considérés :

- la consommation du transport routier de marchandise ;
- l'augmentation du trafic routier, et le trafic induit par les projets d'infrastructures routières en particulier ;
- les actions sur l'augmentation du taux d'occupation des VP (développement du covoiturage) ;

- l'effet rebond de l'amélioration de la motorisation des VP et l'effet rebond de l'amélioration de la fluidité du réseau routier par transfert VP vers les TC, qui conduiront à une augmentation de la demande VP.
- Il n'existe pas de modèle multimodal complet du système de transport à la Réunion qui permettrait de prendre en compte davantage de paramètres.
- Le modèle évoqué dans le rapport PPE p. 128 est spécifique à l'évaluation socio-économique du projet RRTG sur le tronçon Sainte-Marie - Saint-Denis.

Ainsi, le comité stratégique de pilotage de la gouvernance a alors proposé à l'État et à la Région de retenir un objectif de baisse de 22% à l'horizon 2028, par rapport à 2018 et une baisse de 10% des consommations de 2018-2023.

Ainsi les objectifs de réduction des consommations en carburant affichées dans le cadre de la PPE révisée, sur lesquelles le bilan carbone des actions du volet « transport » ont été réalisées sont précisées dans la figure qui suit :

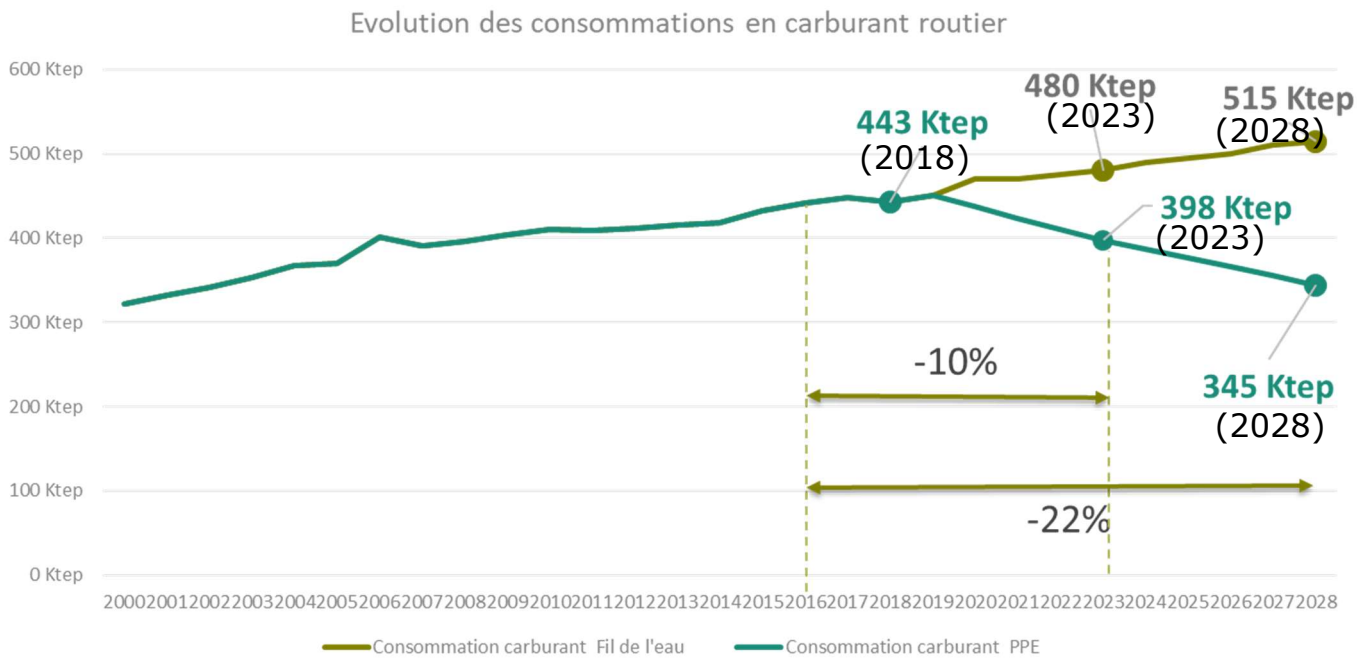


Figure 5 : évolution des consommations en carburant présenté dans l'ESS

Conformément au souhait de l'Autorité Environnementale, un scénario fil de l'eau complémentaire est présenté ci-après. Ce dernier intègre les actions déjà menées au titre du SRIT (actions liées au co-voiturage et report modal vers les transports en commun), ainsi que l'augmentation de l'efficacité des moteurs thermiques.

Ainsi, la baisse des consommations en carburant s'élèvent à -25% à l'horizon 2028 (par rapport à la situation de 2018).

Le scénario PPE ne retient donc que l'objectif de déploiement des VE et bornes de recharge :

Objectif de de déploiement des VE et bornes de recharge	2023 révisé	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	1700

Ainsi les réductions de consommations de carburants fossiles et émissions de GES associées sont uniquement liées à la substitution de 10 600 véhicules thermiques à l'horizon 2023 et 33 700 véhicules thermiques à l'horizon 2028.

Selon ces projections, cette baisse des consommations en carburant s'élèvent à -10% sur la période 2018-2028.

Ainsi, entre le scénario fil de l'eau 1 et fil de l'eau 2, la baisse en consommation de carburant s'élève à -17% à l'horizon 2023 et -33% à l'horizon 2028. La substitution des véhicules thermiques par des véhicules électriques induit une baisse de -4% (-15ktep) des consommations à l'horizon 2023 et -10% (-33 ktep) à l'horizon 2028.

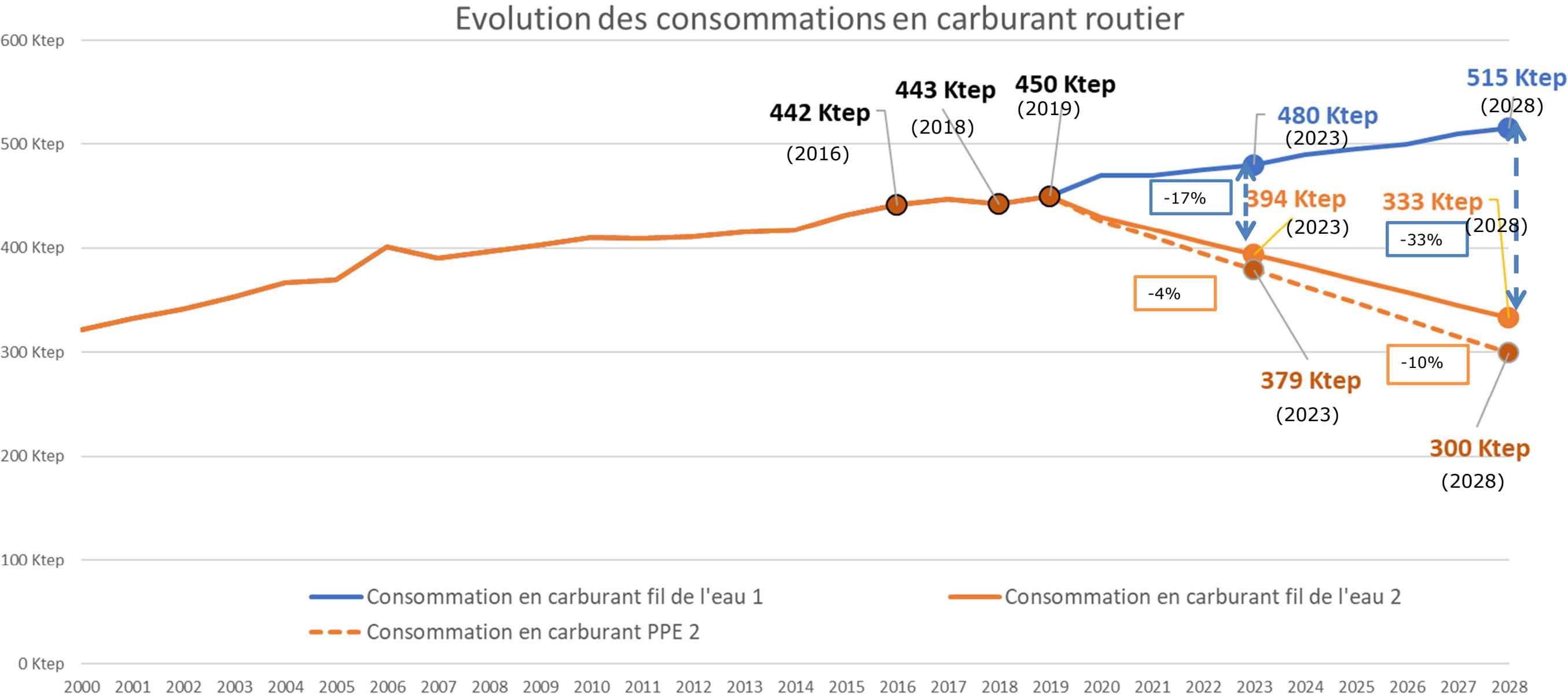


Figure 6 : Comparaison des scénarii d'évolution de consommation des carburants routiers intégrant les actions déjà menées au titre d'autres actions (Hors PPE) – fil de l'eau 2, les actions liées au VE (PPE2) et en n'intégrant aucune action (Fil de l'eau 1)

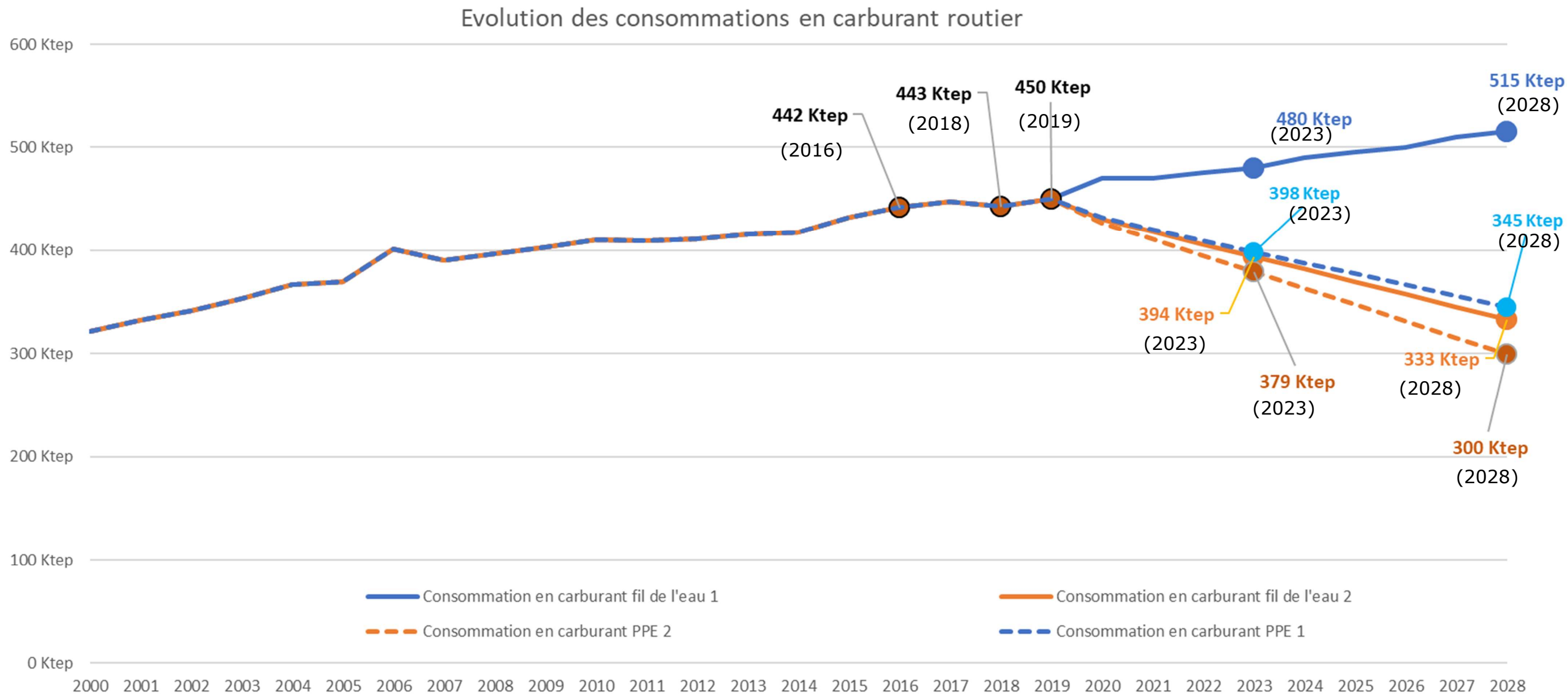


Figure 7 : Synthèse des scénarii d'évolution des consommations de carburants routiers (en bleu : présentés dans l'ESS, en orange : pour répondre à la demande de la MRAE)

Ainsi, selon le BER 2018, le parc de véhicules à La Réunion comptait 456 143 véhicules. Les consommations du secteur routier s'élevaient à 443ktep et les émissions associées à 1 385 ktCO₂. Sur la base de ces hypothèses, un véhicule thermique consomme en moyenne 0,97 tep par an et émet en moyenne 3,1 teq CO₂ par an. Ainsi la substitution de 10 600 véhicules thermiques à l'horizon 2023 et 33 700 à l'horizon 2028 conduit à une baisse respective de -15 ktep et -33 ktep aux horizons 2023 et 2028.

La réduction des consommations de carburant fossile s'accompagne d'une hausse des consommations électriques. En effet, il est fait l'hypothèse que les véhicules électriques seront rechargés exclusivement sur le réseau électrique. Les augmentations de consommations électriques et émission de GES associées sont déjà comptabilisées dans le volet « électricité ».

Impact sur les consommations de carburants et émissions de GES	2023 révisé	2028
Baisse de la consommation des énergies fossiles du transport routier lié à la substitution des véhicules thermiques (fil de l'eau 2 – PPE 2)	-15 ktep	-33 ktep
Equivalent baisse GES	-46 kteq CO ₂	-104 kteq CO ₂
Bilan GES des transports à échéance	1042 kteq CO ₂	938 kteq CO ₂

Synthèse des objectifs sur le volet transport actualisé selon les remarques de l’AE

1/ par rapport à 2018

	PPE 1		PPE 2	
	2023 révisé	2028	2023 révisé	2028
Objectif de réduction des consommations (par rapport à 2018)	-10%	-22%	14%	-32%
Consommation en carburant routier	398 ktep	345 ktep	379 ktep	300 ktep
Emissions de GES	1 245 kteq CO ₂	1 079 kteq CO ₂	1 186 kteq CO ₂	938 kteq CO ₂
Baisse de la consommation en carburant (par rapport à 2018)	-44 ktep	-97 ktep	64 ktep	-143 ktep
Emissions évitées transport (par rapport à 2018)	-138 kteq CO ₂	-303 kteq CO ₂	198 kteq CO ₂	-445 kteq CO ₂

2/Par rapport aux scénarios fil de l'eau

Comparaison scénario fil de l'eau 1 (n'intégrant aucune action) et le scénario PPE 1 (tel que présenté dans l'ESS)

	2023		2028	
	Scénario fil de l'eau 1	PPE 1	Scénario fil de l'eau 1	PPE 1
Consommations en carburant fossile	480 ktep	398 ktep	515 ktep	345 ktep
	5 582 GWh	4 634 GWh	5 989 GWh	4 016 GWh
Les actions de la PPE ajoutent une baisse de		-82 ktep		-170 ktep
		-17%		-33%
Emissions de GES	1 505 kteq CO ₂	1 245 kteq CO ₂	1 617 kteq CO ₂	1 079 kteq CO ₂
Les actions de la PPE permettent une réduction de		-261 kteq CO ₂		-538 kteq CO ₂

Comparaison scénario fil de l'eau 2 (intégrant les actions du SRIT) et le scénario PPE 2 (pour répondre à la MRAE)

	2023		2028	
	Scénario fil de l'eau 2	PPE 2	Scénario fil de l'eau 2	PPE 2
Consommations en carburant fossile	394 ktep	379 ktep	333 ktep	300 ktep
	4 581 GWh	4 409 GWh	3 872 GWh	3 485 GWh
Les actions de la PPE permettent une baisse supplémentaire de		-15 ktep		-33 ktep
		-4%		-10%
Emissions de GES	1 233 kteq CO ₂	1 186 kteq CO ₂	1 042 kteq CO ₂	938 kteq CO ₂
Les actions de la PPE permettent une réduction supplémentaire de		-46 kteq CO ₂		-104 kteq CO ₂

Le graphique ci-après présente l'évolution des émissions de GES liées au secteur routier :

- Sans aucune action (scénario fil de l'eau 1, tel que présenté dans l'ESS) ;
- En intégrant les hypothèses présentées en p.9-10 du présent rapport, permettant une baisse de -10% et -22% des consommations en carburants à l'horizon 2023 et 2028 (PPE 1, tel que présenté dans l'ESS en p.130) ;
- En intégrant les actions déjà menées par ailleurs, conformément à la demande de l’AE (scénario fil de l’eau 2) ;

En intégrant les seules actions de substitution du VE aux horizons 2023 et 2028 à la PPE (scénario PPE 2), conformément à la demande de l’AE.

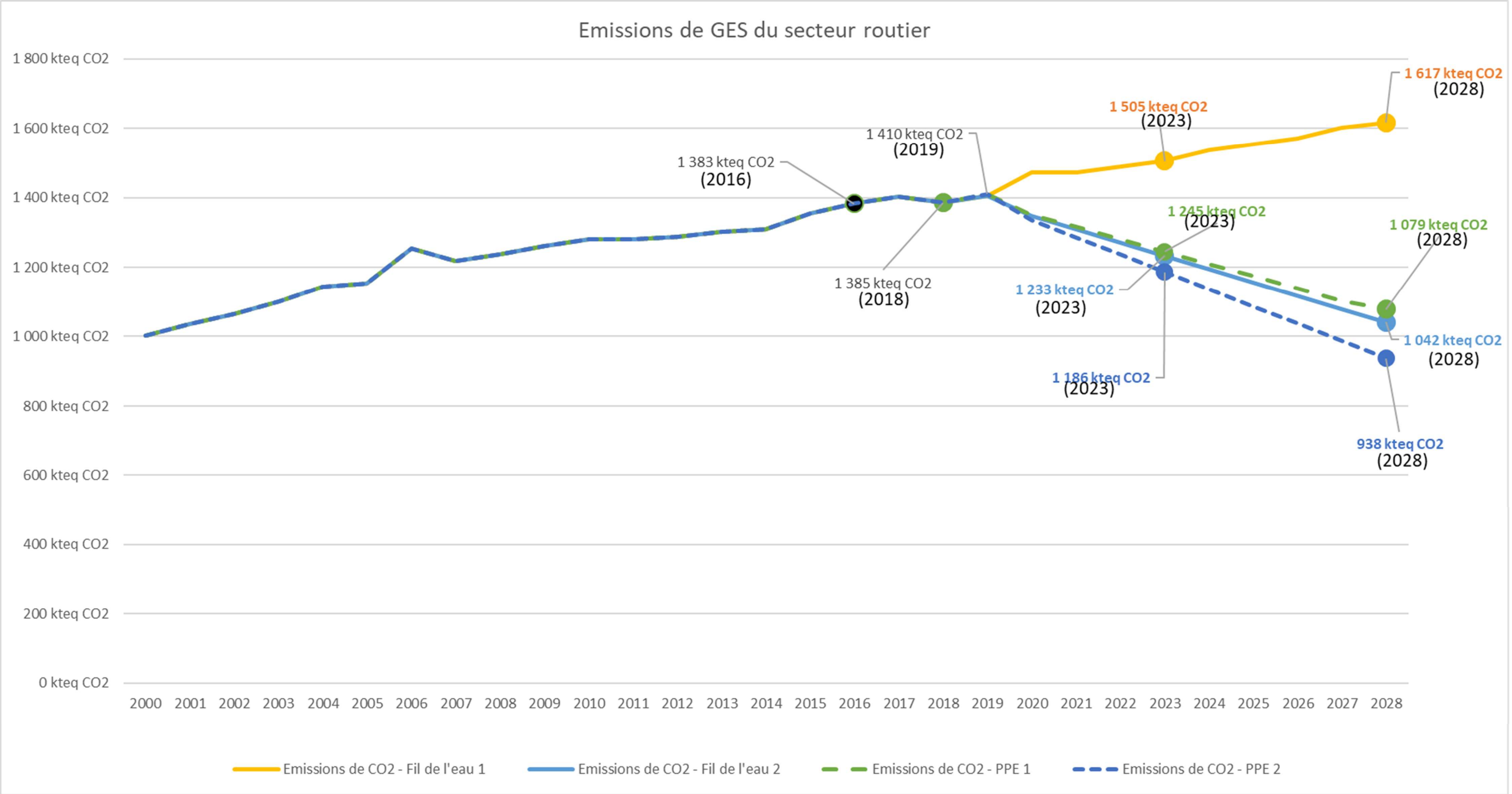
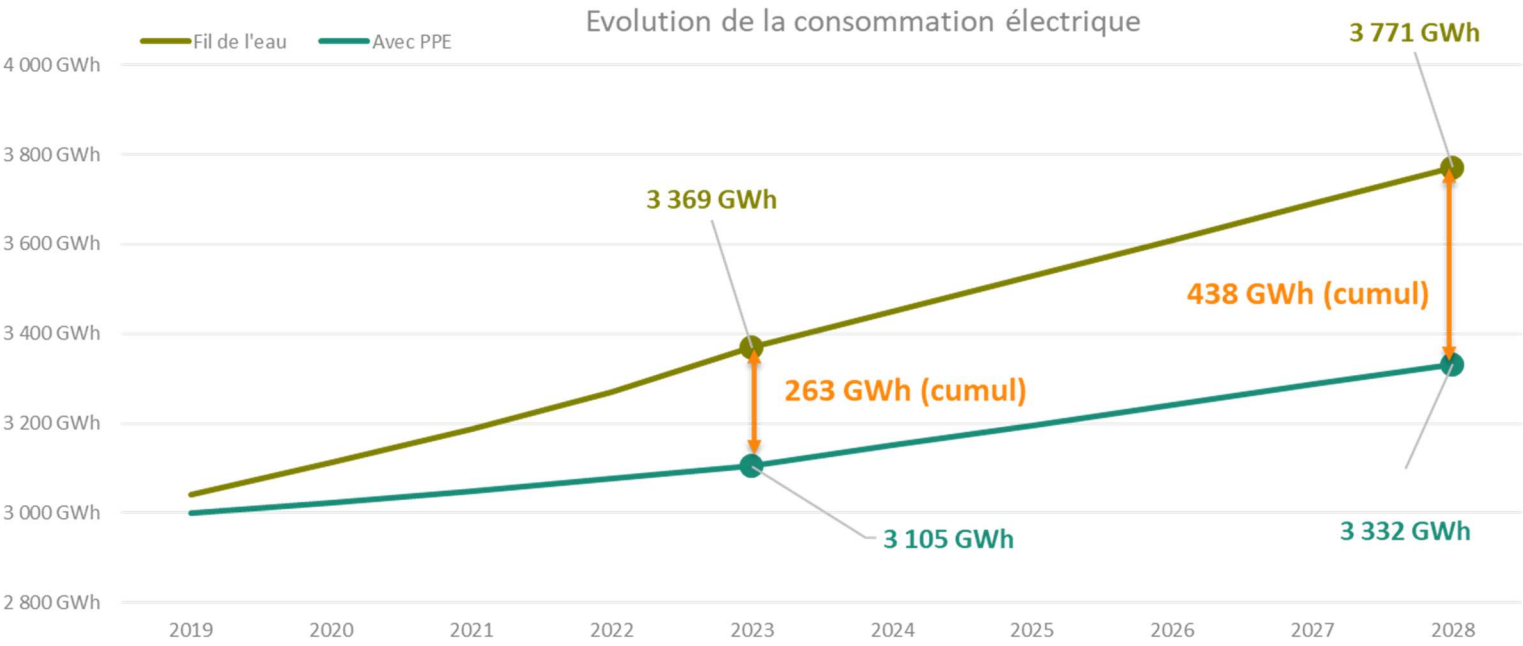
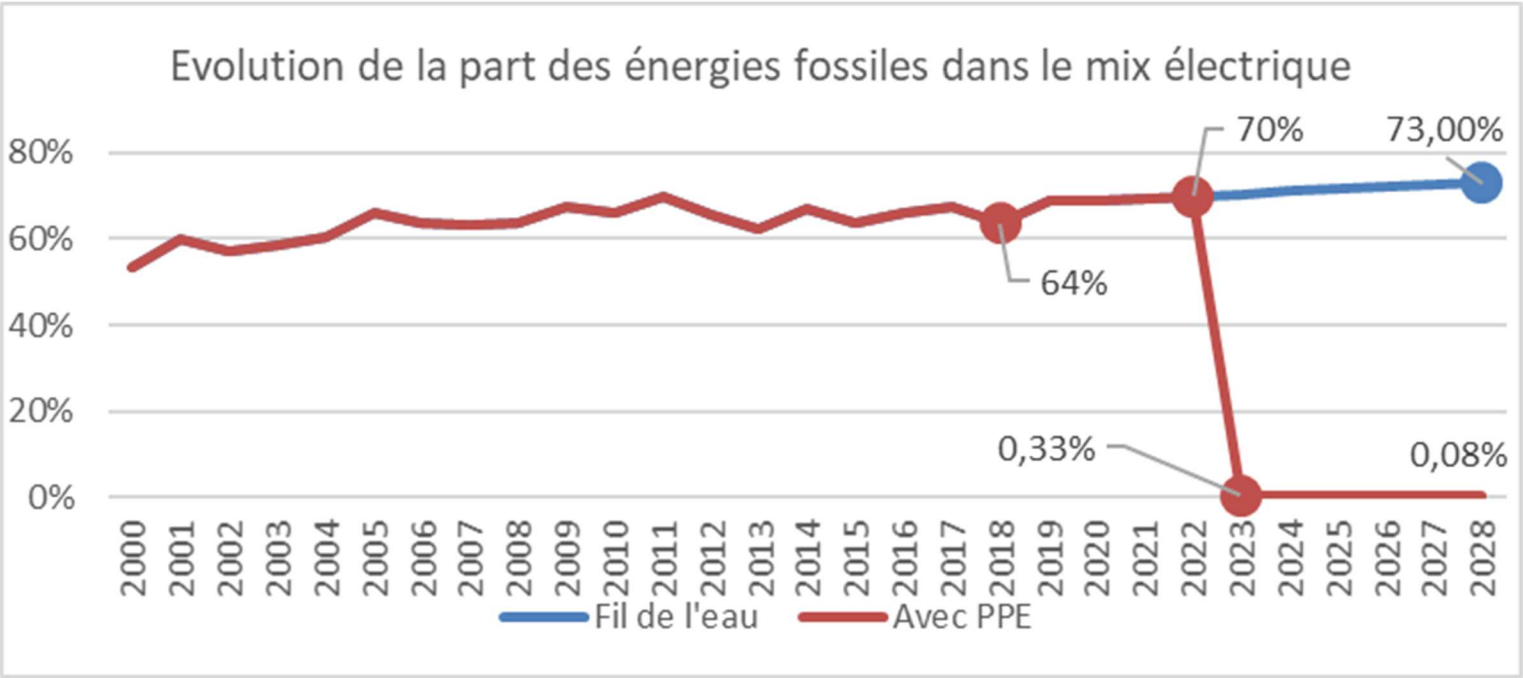


Figure 8 : Synthèse des scénarii d'évolution des consommations de carburants routiers (en bleu : présentés dans l'ESS, en orange : pour répondre à la demande de la MRAE)

Le scénario d'évolution tendanciel des consommations électriques et de l'évolution de la part des énergies fossiles du mix électrique restent similaires à ceux présentés dans le rapport d'évaluation environnementale (p. 130 de l'ESS :



II.4. Emissions de GES de la production des énergies renouvelables en analyse de cycle de vie

Recommandation 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

Extrait de l’avis :

2.4 Effets et incidences du programme - Mesures d’évitement, de réduction et de compensation (ERC)

L’évaluation environnementale présente un bilan détaillé des impacts sur chaque compartiment environnemental, utilisant même une analyse en cycle de vie pour le photovoltaïque. Les principaux effets positifs concernent la réduction des émissions de polluants atmosphériques (dioxyde de soufre et poussières). La réduction des GES est également évoquée, mais en prenant comme hypothèse la neutralité carbone des sources d’énergie renouvelable autres que la biomasse, ce qui n’est pas recevable, en particulier concernant la biomasse importée. La PPE conduira également à la réduction de la dépendance aux énergies fossiles pour la production électrique, à des économies pour les ménages, la collectivité et les acteurs économiques (maîtrise de la demande énergétique) et à l’amélioration du confort des ménages.

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 vieLes émissions de GES générées par la production électrique présentée dans l’ESS n’intégraient que les part « amont » de la biomasse importée. Il était également considéré que les émissions liées à la biomasse étaient totalement compensées, chaque année (cf. p. 140 et 141 de l’ESS).

Afin de répondre à la demande de l’AE, les émissions de GES de la production d’électricité ont été recalculées, en intégrant les facteurs d’émissions disponibles dans la base carbone pour les émissions liées au charbon, fuel lourd, hydraulique, éolien, photovoltaïque, pour les émissions amont et liées à la combustion (cas des énergies fossiles). Concernant la biomasse importée, des précisions ont été apportées par les porteurs de projet concernant la biomasse importée.

Le bilan global des émissions est présenté ci-après, en intégrant :

- Cas n° 1 : les émissions issues de la combustion de la biomasse ne sont pas compensées (même celle produite localement) ;
- Cas n°2 : les émissions globales de GES, hors compensation carbone liée à la croissance de la biomasse importée et biogaz. Seules les émissions liées à la combustion de la bagasse seraient compensées (culture annuelle) ;
- Cas n°3 : les émissions nettes sur le territoire, en intégrant la compensation carbone de la biomasse (importée et locale, hors biogaz produit à partir de déchets) ;

Le tableau ci-dessous présente ci-dessous le bilan GES selon ces trois hypothèses :

Tableau 1 : Bilan GES au format « ACV » du volet électricité de la PPE

		2018	2023		2028	
			Sans PPE	Avec PPE	Sans PPE	Avec PPE
Emission de GES liée au volet électricité	Emissions liées à la combustion des énergies fossiles (charbon et fuel/diesel)	1 849 kteq CO2	2 334 kteq CO2	16 kteq CO2	2 706 kteq CO2	7 kteq CO2
	Evolution des émissions de GES (fil de l'eau / PPE)		-99%	-2 319 kteq CO2	-100%	-2 699 kteq CO2
	Poids carbone du KWh	679 gCO2eq /KWhe	693 gCO2eq /KWhe	5 gCO2eq /KWhe	718 gCO2eq /KWhe	2 gCO2eq /KWhe
	Emissions liées à la production électrique (ACV)					
	Cas 1 : Emissions brutes de GES associées (sans compensation pour la biomasse)	2 881 kteq CO2	3 677 kteq CO2	3 594 kteq CO2	4 153 kteq CO2	4 066 kteq CO2
	Evolution des émissions de GES (fil de l'eau / PPE)		-2,24%	-82 kteq CO2	-2,09%	-87 kteq CO2
	Poids carbone du KWh	1 058 gCO2eq /KWhe	1 091 gCO2eq /KWhe	1 158 gCO2eq /KWhe	1 101 gCO2eq /KWhe	1 220 gCO2eq /KWhe
	Cas 2 : Emissions brutes de GES associées (sans compensation pour la biomasse importée)	2 288 kteq CO2	2 886 kteq CO2	2 696 kteq CO2	3 343 kteq CO2	2 955 kteq CO2
	Evolution des émissions de GES (fil de l'eau / PPE)		-7%	-190 kteq CO2	-12%	-388 kteq CO2
	Poids carbone du KWh	1 191 gCO2eq /KWhe	0,857 gCO2eq /KWhe	0,868 gCO2eq /KWhe	0,887 gCO2eq /KWhe	0,887 gCO2eq /KWhe
	Cas 3 : Emissions nettes de GES associées (avec compensation et émissions amont) - scénario retenu	2 287 kteq CO2	2 883 kteq CO2	872 kteq CO2	3 340 kteq CO2	923 kteq CO2
	Evolution des émissions de GES (fil de l'eau / PPE)		-70%	-2 011 kteq CO2	-72%	-2 417 kteq CO2
	Poids carbone du KWh	1 191 gCO2eq /KWhe	856 gCO2eq /KWhe	281 gCO2eq /KWhe	886 gCO2eq /KWhe	277 gCO2eq /KWhe

2018 : chiffres OER = émissions directes territoire et non émissions en ACV.

Le cas n°3 est celui retenu dans le cadre de la PPE révisée.

Tableau 2 : Tableau de synthèse du volet électricité de la PPE actualisé

		2018	2023		2028	
			Sans PPE	Avec PPE	Sans PPE	Avec PPE
Electricité	Demande en électricité (consommation finale)	2 724 GWh	3 369 GWh	3 105 GWh	3 771 GWh	3 332 GWh
		234 ktep	290 ktep	267 ktep	324 ktep	287 ktep
	GWh évités cumulés		-263 GWh		-438 GWh	
	Part des Energies fossiles dans le mix électrique	64,6%	70,5%	0,3%	73,0%	0,2%
	Part des EnR dans le mix énergétique	35,4%	29,5%	99,7%	27,0%	99,8%
	Emissions liées à la combustion des énergies fossiles (charbon et fuel/diesel)	1 849 kteq CO2	2 334 kteq CO2	16 kteq CO2	2 706 kteq CO2	7 kteq CO2
	Evolution des émissions de GES (fil de l'eau / PPE)		-99%	-2 319 kteq CO2	-100%	-2 699 kteq CO2
	Poids carbone du KWh	679 gCO2eq /KWhe	693 gCO2eq /KWhe	5 gCO2eq /KWhe	718 gCO2eq /KWhe	2 gCO2eq /KWhe
	Emissions liées à la production électrique (ACV)					
	Cas 1 : Emissions brutes de GES associées (sans compensation pour la biomasse)	2 881 kteq CO2	3 677 kteq CO2	3 594 kteq CO2	4 153 kteq CO2	4 066 kteq CO2
	Evolution des émissions de GES (fil de l'eau / PPE)		-2,24%	-82 kteq CO2	-2,09%	-87 kteq CO2
	Poids carbone du KWh	1 058 gCO2eq /KWhe	1 091 gCO2eq /KWhe	1 158 gCO2eq /KWhe	1 101 gCO2eq /KWhe	1 220 gCO2eq /KWhe
	Cas 2 : Emissions brutes de GES associées (sans compensation pour la biomasse importée)	2 288 kteq CO2	2 886 kteq CO2	2 696 kteq CO2	3 343 kteq CO2	2 955 kteq CO2
	Evolution des émissions de GES (fil de l'eau / PPE)		-7%	-190 kteq CO2	-12%	-388 kteq CO2
	Poids carbone du KWh	1 191 gCO2eq /KWhe	857 gCO2eq /KWhe	868 gCO2eq /KWhe	887 gCO2eq /KWhe	887 gCO2eq /KWhe
	Cas 3 : Emissions nettes de GES associées (avec compensation et émissions amont) - scénario retenu	2 287 kteq CO2	2 883 kteq CO2	872 kteq CO2	3 340 kteq CO2	923 kteq CO2
	Evolution des émissions de GES (fil de l'eau / PPE)		-70%	-2 011 kteq CO2	-72%	-2 417 kteq CO2
	Poids carbone du KWh	1 191 gCO2eq /KWhe	856 gCO2eq /KWhe	281 gCO2eq /KWhe	886 gCO2eq /KWhe	277 gCO2eq /KWhe

2018 : chiffres OER = émissions directes territoire et non émissions en ACV.

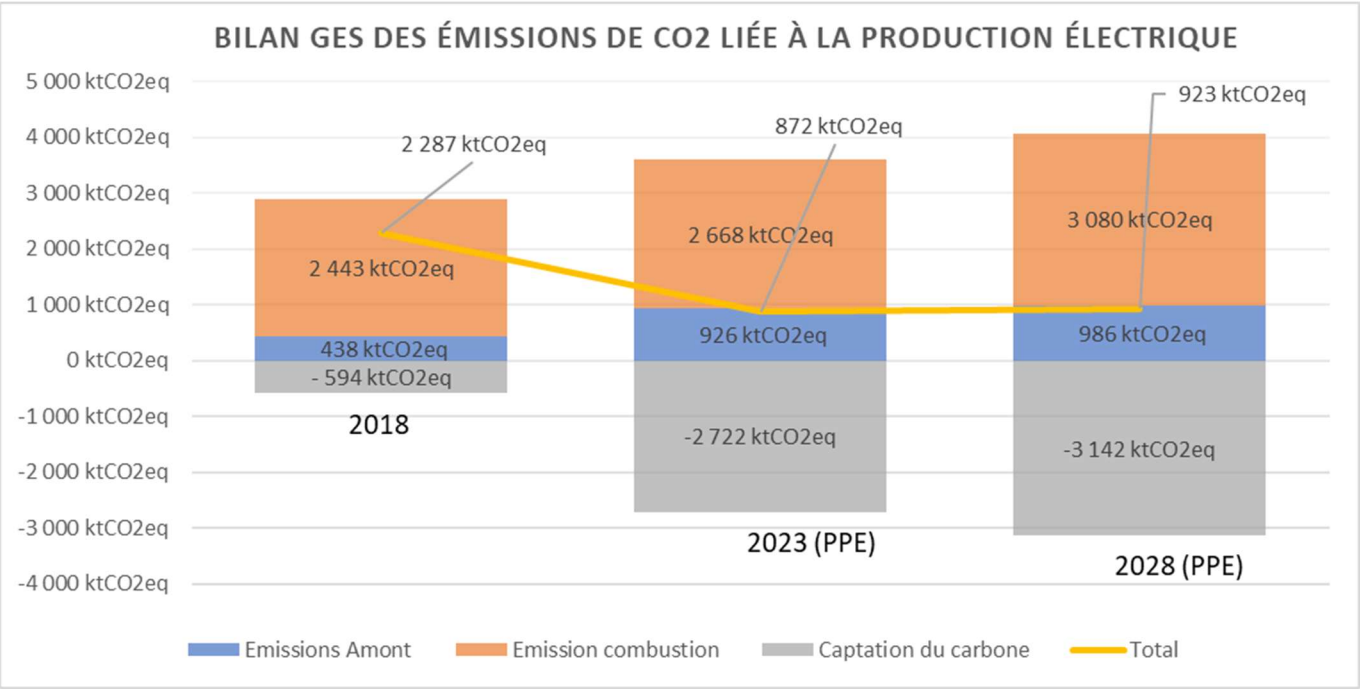


Figure 9 : Bilan global des émissions de GES de la production électrique en intégrant une ACV – 2023 et 2028

II.5. Bilan de GES aux dates clés

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.

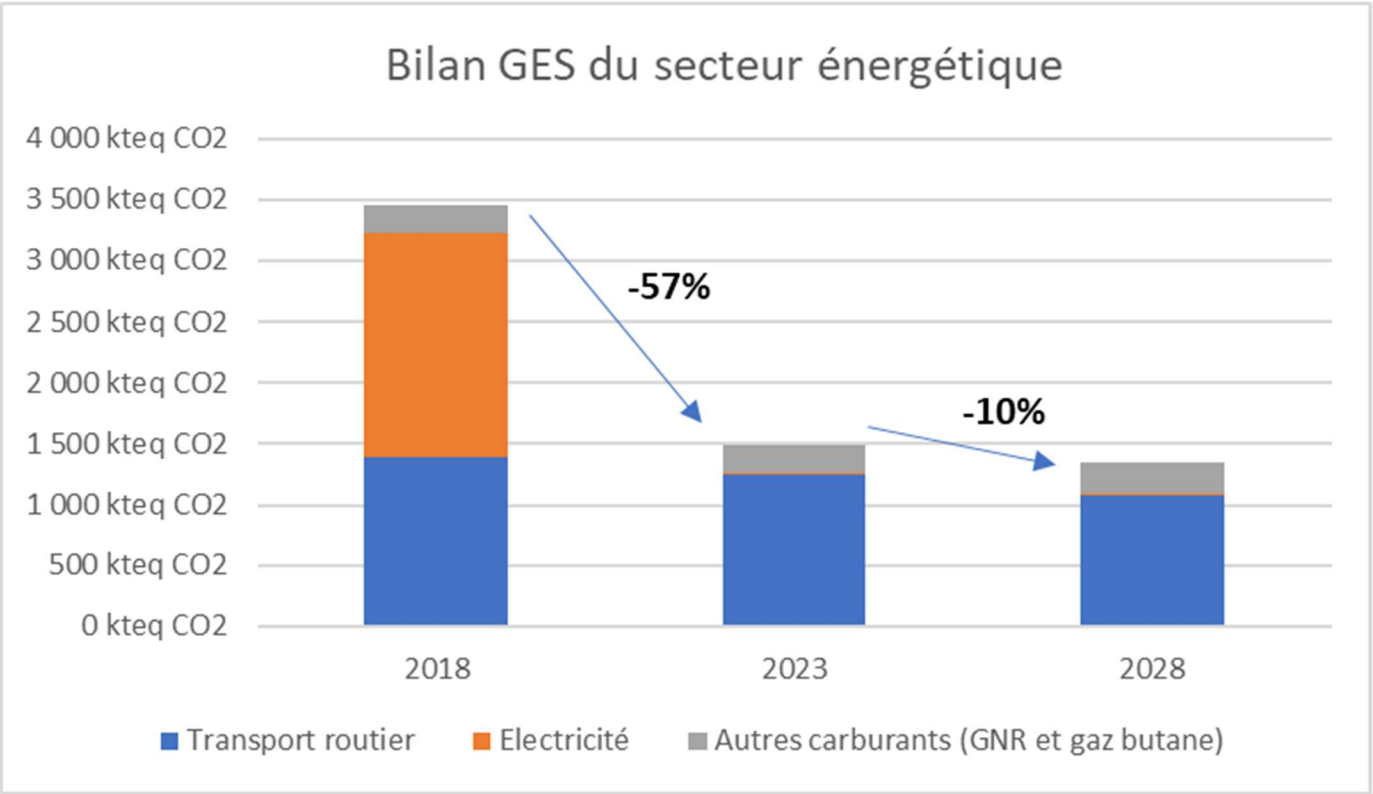
Extrait de l'avis :

Le projet de PPE ne donne pas d'estimation du bilan des émissions énergétiques³³ de gaz à effet de serre à La Réunion en 2023 et 2028. Les éléments manquent d'ailleurs pour pouvoir s'en faire une idée ou le calculer. C'est le cas du contenu en carbone de la biomasse solide et liquide, les volumes de carburants attribuables à La Réunion pour la circulation maritime et aérienne³⁴... Les bilans actuels et prévisionnels devraient être également rapportés à la population réunionnaise (production de GES d'origine énergétique par habitant) ou à l'énergie finale consommée (gCO₂/kWh), et mis en perspective des résultats pour d'autres territoires (métropole, autres DOM...).

Par ailleurs, le calcul de la trajectoire du contenu en GES du kWh reste à produire. 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.

En prenant en considération uniquement les émissions nettes (hors émissions amont et en intégrant la compensation carbone), le bilan GES aux trois dates clés est le suivant :

Emission de GES liées à l'énergie (hors émissions amont et avec compensation carbone)	2018	2023	2028
Transport routier	1 385 kteq CO2	1 245 kteq CO2	1 079 kteq CO2
Electricité	1 848 kteq CO2	16 kteq CO2	7 kteq CO2
Autres carburants (GNR et gaz butane)	216 kteq CO2	237 kteq CO2	268 kteq CO2
Total	3 450 kteq CO2	1 498 kteq CO2	1 354 kteq CO2
Evolution par rapport à 2018		-57%	-61%



En effet, les données 2018 disponibles dans les bilans énergétiques annuels n'intègrent pas ces émissions amont. Ainsi pour permettre une comparaison avec cette année de référence, ces émissions ne sont pas intégrées au bilan simplifié ci-dessus.

En intégrant les émissions amont, ce bilan s'élève à 2 357 kteq CO₂ à l'horizon 2023 (+859 kteq CO₂ liées aux émissions amont pour le volet électricité), et à 2 269 kteq CO₂ à l'horizon 2028 (+915 kteq CO₂).

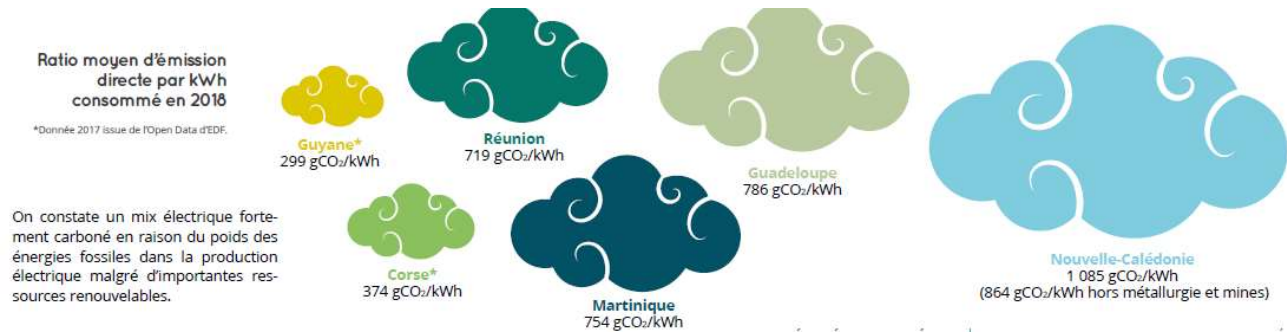
Emission de GES liées à l'énergie (avec émissions amont et avec compensation carbone)	2018	2023	2028
Transport routier	1 385 kteq CO2	1 245 kteq CO2	1 079 kteq CO2
Electricité	2 287 kteq CO2	872 kteq CO2	923 kteq CO2
Autres carburants (GNR et gaz butane)	216 kteq CO2	237 kteq CO2	268 kteq CO2
Total	3 889 kteq CO2	2 355 kteq CO2	2 270 kteq CO2
Evolution par rapport à 2018		-39%	-42%

En 2018, le poids carbone du kWh s'élève à 678g de CO₂/KWhé. Hors analyse en cycle de vie, le poids carbone du kWh est réduit de 99,2% par rapport à 2018 pour s'élever à 5g de CO₂/KWhé en 2023 et réduit de 99,7% par rapport à 2018 pour s'élever à 2g de CO₂/KWhé en 2028.

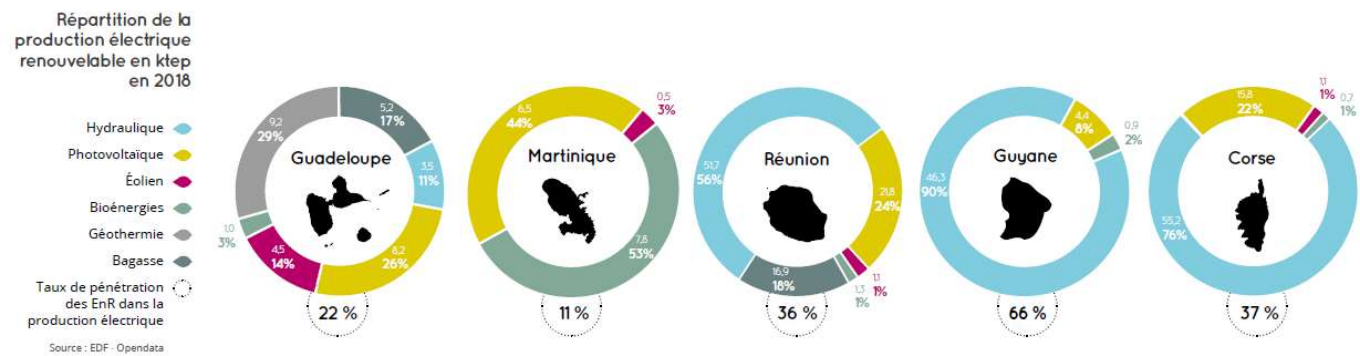
En intégrant les émissions amont, le poids carbone s'élève à 1191 g de CO₂/KWhé, contre 281 g de CO₂/KWhé en 2023 et 279g de CO₂/KWhé en 2028. Le poids carbone est réduit de 76,4% à l'horizon 2023 et 76,7% à l'horizon 2028.

Evolution du poids carbone du Kwhe	2018	2023	2028
Hors émission amont	679 gCO ₂ eq /KWhé	5 gCO ₂ eq /KWhé	2 gCO ₂ eq /KWhé
évolution du poids carbone par rapport à 2018		-99,3%	-99,7%
Avec émission amont	1 191 gCO ₂ eq /KWhé	281 gCO ₂ eq /KWhé	277 gCO ₂ eq /KWhé
évolution du poids carbone par rapport à 2018		-76,4%	-76,7%

Dans les autres ZNI, ce poids carbone varie entre 299 et 786 g du kWhé en 2018, selon le BER 2019 :



A noter que les ressources énergétiques de ces territoires sont différentes de celles de La Réunion. La Guyane par exemple, présente un taux de pénétration des EnR dans le mix électrique de l'ordre de 66%, contre 36% à La Réunion en 2018, selon le BER 2019 :



II.6. Approvisionnement énergétique résilient

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.

Extrait de l'avis :

La PPE précise que seules des productions « traçables » et « durables » pourront être admises à l'importation, conformément aux critères de la directive « RED II » du 11 décembre 2018 relative aux énergies renouvelables. Cet engagement ne libère pas la PPE de produire dans son évaluation environnementale le volet correspondant à l'impact de la production de ces combustibles (production agricole et forestière, transformation industrielle, transport) dans les pays d'origine. La réglementation impose par ailleurs aux centrales biomasse que l'origine de la biomasse soit précisée dans leurs arrêtés d'autorisation. Ce même volet devra donc être présent dans les études d'impact accompagnant les demandes d'autorisation des centrales thermiques ou d'éventuelles modifications de leur approvisionnement.

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. 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. Enfin, pour la biomasse liquide et solide, des solutions identiques sont prévues dans d'autres départements et régions d'outre-mer. Les volumes considérables de biomasse nécessaire au fonctionnement de ces projets pourraient in fine conduire à des tensions sur le gisement, voire à une incompatibilité avec le respect de la hiérarchie des usages.

1/ Biomasse solide

Le pays d'importation des granulés de bois (Les Etats-Unis) a été porté à la connaissance du maître d'ouvrage après le dépôt de l'évaluation environnementale pour instruction. L'origine précise n'est pas encore connue. De plus, l'évaluation environnementale de plans et programmes ne peut avoir une portée supra nationale, notamment en l'absence de données précises sur le territoire d'importation.

Cependant, l'exploitant s'engagera à importer du bois conforme à la réglementation en vigueur et notamment :

- à la directive européenne REDII (Renewable Energy Directive) ;
- au règlement du Bois de l'Union Européenne (RBUE) ;

L'exploitant a mis en place un système de traçabilité dont l'objectif est de s'assurer que le bois a été exploité conformément aux règles juridiques du pays d'exploitation, s'agissant de règles environnementales, sociales, fiscales, etc. A ce titre, le Groupe dispose d'un système de traçabilité qui couvre l'intégralité de la chaîne d'approvisionnement, de la collecte des résidus de bois jusqu'à son déchargement dans les ports de déchargement à ce stade, en passant par l'usine de pelletisation et le port d'expédition.

A noter qu'à partir du 1er juillet 2021, la directive européenne RED II a été transposée dans le droit Français (ordonnance 2021-235 du 3 mars 2021 et décret d'application entrant en vigueur au 1^{er} juillet 2021) précise les éléments garantissant une ressource d'origine durable limitant son impact sur les émissions de GES et risques de déforestation :

« 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.

« Toutefois les biocarburants, bioliquides et combustibles ou carburants issus de biomasse agricole produits à partir de matières premières provenant des catégories de terres mentionnées aux 1°, 2° et 3° peuvent, dans des conditions définies par décret en Conseil d'Etat, en fonction de l'atteinte limitée portée à ces terres, être regardés comme satisfaisant aux critères de durabilité et de réduction des

émissions de gaz à effet de serre.

« La qualification des terres mentionnées au présent article s'apprécie à compter du 1er janvier 2008, selon des modalités définies par décret en Conseil d'Etat.

Selon le projet de décret d'application :

« Art. R. 281-2.

« I. — Les terres de grande valeur en termes de biodiversité, mentionnées au 1° de l'article L. 281-7 du code de l'énergie, comprennent :

« 1° Les forêts primaires ou autres surfaces boisées primaires, composées d'essences indigènes, lorsqu'il n'y a pas d'indication manifeste d'intervention humaine et que les processus écologiques ne sont pas perturbés de manière importante ;

« 2° Les forêts très riches en biodiversité et autres surfaces boisées riches en espèces et non dégradées ou identifiées comme présentant une grande valeur sur le plan de la biodiversité par l'autorité compétente concernée, sauf à produire des éléments attestant que la production de ces matières premières n'a pas compromis ces objectifs de protection de la nature ;

« 3° Les zones affectées par la loi ou l'autorité compétente concernée à la protection de la nature et les zones affectées à la protection d'écosystèmes ou d'espèces rares, menacées ou en voie de disparition, reconnues par des conventions ou accords internationaux ou figurant sur les listes établies par des organisations intergouvernementales ou par l'Union internationale pour la conservation de la nature, sous réserve de leur reconnaissance par la Commission européenne, sauf s'il est établi que la production de matières premières dans ces zones n'a pas compromis les objectifs de protection de la nature ;

« 4° Les prairies de plus d'un hectare présentant une grande valeur en matière de biodiversité et comprenant :

« a) Les prairies naturelles qui, en l'absence d'intervention humaine, resteraient des prairies et qui préservent la composition des espèces naturelles ainsi que les caractéristiques et processus écologiques ; et

« b) Les prairies non naturelles qui, sans l'intervention humaine, perdraient leur caractère de prairie et qui sont riches en espèces et non dégradées, et qui ont été identifiées comme présentant une grande valeur sur le plan de la biodiversité par les autorités compétentes en la matière, sauf à produire des éléments attestant que la récolte des matières premières est nécessaire à la préservation du statut de prairies présentant une grande valeur sur le plan de la biodiversité.

« L'interdiction énoncée au 1° de l'article L. 281-7 s'applique aux terres qui présentaient le caractère de terres de grande valeur en termes de biodiversité au 1er janvier 2008 ou l'ont acquis ultérieurement, qu'elles aient ou non conservé ce caractère.

« II. — Les terres présentant un important stock de carbone, mentionnées au 2° de l'article L. 281-7, comprennent :

« 1° Les zones humides telles que définies à l'article L. 211-1 du code de l'environnement ;

« 2° Les zones forestières continues d'une surface de plus d'un hectare caractérisées par un peuplement d'arbres d'une hauteur supérieure à cinq mètres et un couvert arboré couvrant plus de 30 % de la surface ou par un peuplement d'arbres capables d'atteindre ces seuils in situ ;

« 3° Les étendues de plus d'un hectare caractérisées par un peuplement d'arbres d'une hauteur supérieure à cinq mètres et un couvert forestier couvrant entre 10 % et 30 % de sa surface ou par un peuplement d'arbres capables d'atteindre ces seuils in situ, sauf s'il est établi que le stock de carbone de la zone, avant et après sa conversion, est tel qu'il permette de remplir les conditions prévues aux articles L. 281-5 et L. 281-6.

« L'interdiction énoncée au 2° de l'article L. 281-7 ne s'applique pas si l'obtention des matières premières n'est pas de nature à compromettre le caractère que ces terres présentaient au 1er janvier 2008.

« III. — L'interdiction énoncée au 3° de l'article L. 281-7 ne s'applique pas s'il est établi que la culture et la récolte des matières premières provenant de tourbières n'impliquent pas le drainage des sols auparavant non drainés.

« IV. — Les justifications à apporter pour se prévaloir des exceptions prévues aux 2°, 3° et 4° du I et

au 3° du II doivent être présentées par le producteur des matières premières dans des conditions et selon des modalités définies par arrêté conjoint des ministres chargés de l'environnement, de l'énergie, des douanes et de l'agriculture.

« Art. R. 281-3. Selon des modalités propres à chaque filière des biocarburants, bioliquides, combustibles ou carburants issus de la biomasse, les opérateurs économiques doivent être en mesure de justifier que les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre ont été respectés.

« Pour apporter ces justifications, ils recourent aux règles définies par des systèmes volontaires reconnus par la Commission européenne à cette fin. Ils peuvent aussi recourir aux règles définies par un système national présentant des exigences et garanties équivalentes et dont les principes sont définis par le présent décret.

« Dans les conditions prévues par le système volontaire ou le système national auquel ils recourent, ils fournissent des informations précises, fiables et pertinentes sur le respect des critères de durabilité.

« Les opérateurs économiques qui prennent part à la chaîne de production et de distribution des carburants liquides et gazeux renouvelables d'origine non biologique destinés au secteur des transports, ou carburants à base de carbone recyclé sont soumis aux mêmes obligations concernant les critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le respect de la réglementation permettra de s'assurer de la durabilité de la ressource.

Selon les données de l'exploitant, les granulés importés des Etats-Unis respecteront cette directive et le Groupe dispose d'un système de traçabilité qui couvre l'intégralité de la chaîne d'approvisionnement, de la collecte des résidus de bois jusqu'à son déchargement dans les ports de déchargement à ce stade, en passant par l'usine de pelletisation et le port d'expédition. Ce système est 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.

2/ Biomasse liquide

De même, au moment de la rédaction de l'évaluation environnementale, et au moment de la rédaction de la présente réponse, l'origine précise du biodiesel (EMAG) n'est pas connue. Il sera issu de cultures réalisées sur le territoire européen ou issu du marché international. Ce biocarburant sera également soumis à la directive RED II et sa transposition en droit français.

En effet, l'exploitant étudie tous les scénarios industriels pour sécuriser l'approvisionnement en biomasse et appuiera le développement de filières locales. Plusieurs scénarios d'approvisionnement, qui pourraient se révéler complémentaires, sont en cours d'évaluation :

- 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.

Les produits utilisés par l'exploitant seront certifiés conformes à la directive européenne RED II, 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.

Ainsi le respect de la directive RED II, transposée en droit français et dont l'application est prévue au 1^{er} juillet 2021, doit permettre de s'assurer de l'approvisionnement en biocarburant non issues de milieux naturels.

II.7. Risque d’importation d’espèces exotiques envahissantes

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.

Extrait de l’avis :

La PPE précise que seules des productions « traçables » et « durables » pourront être admises à l’importation, conformément aux critères de la directive « RED II » du 11 décembre 2018 relative aux énergies renouvelables. Cet engagement ne libère pas la PPE de produire dans son évaluation environnementale le volet correspondant à l’impact de la production de ces combustibles (production agricole et forestière, transformation industrielle, transport) dans les pays d’origine. La réglementation impose par ailleurs aux centrales biomasse que l’origine de la biomasse soit précisée dans leurs arrêtés d’autorisation. Ce même volet devra donc être présent dans les études d’impact accompagnant les demandes d’autorisation des centrales thermiques ou d’éventuelles modifications de leur approvisionnement.

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. 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. Enfin, pour la biomasse liquide et solide, des solutions identiques sont prévues dans d’autres départements et régions d’outre-mer. Les volumes considérables de biomasse nécessaire au fonctionnement de ces projets pourraient in fine conduire à des tensions sur le gisement, voire à une incompatibilité avec le respect de la hiérarchie des usages.

Selon les données transmises par les exploitants, le protocole d’importation permettra de réduire au maximum les risques d’importation d’espèces exotiques envahissantes :

1/ Biomasse solide

L’exploitant prévoit d’importer des résidus de bois sous forme de granulés. Le choix pour ce type de combustible repose sur des contraintes de qualité, et permet de rendre quasi-nul le risque d’introduction de maladies, d’insectes nuisibles et autres organismes vivants grâce au processus de préparation (notamment séchage) des granulés. Le risque d’introduction d’espèces exotiques envahissantes est ainsi limité au maximum. Les pellets de bois sont, en effet, des produits transformés non vivants, qui ne sont par ailleurs pas soumis à contrôle à l’introduction à La Réunion pour cette raison. Selon la nomenclature

douanière n°4401.31.00, ces granulés de bois ne sont pas soumis à contrôle phytosanitaire pour importation dans l’Union Européenne selon directive 2000/29/CE. De plus, les dispositions de l’arrêté du 1er avril 2019, relatif à la prévention de l’introduction et de la propagation des espèces végétales exotiques envahissantes sur le territoire de La Réunion, fixant les interdictions de toutes activités portant sur des spécimens vivants, n’est également pas applicable. Ces dispositions réglementaires sont confirmées par les éclaircissements techniques donnés sur le procédé de fabrication des pellets : l’absence de risque d’introduction de maladies, d’insectes nuisibles et autres organismes vivants, est garantie en raison des processus de broyage, de compactage et surtout de séchage et de compression réalisés lors de leur production. Par ailleurs, l’exploitant exige de ses fournisseurs la preuve du nettoyage des cales de navire avant chargement des pellets pour éviter tout risque de contamination par navire ; une attestation de nettoyage est ainsi fournie pour chaque chargement. Enfin les opérations de combustion de ces pellets de bois, sur les sites du groupe ALBIOMA, s’effectueront avec le fonctionnement d’équipements de traitement des fumées, permettant de respecter les valeurs limites d’émission les plus strictes imposées au niveau européen.

2/ Biomasse liquide

L’exploitant prévoit d’importer de la biomasse liquide, donc déjà transformée, ne présentant pas de risques d’importation d’EEE. 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. EDF PEI s’engage par ailleurs 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 générations de matières premières 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’évaluation environnementale intègre ce risque et intègre une mesure complémentaire relative à l’élaboration d’un protocole stricte d’importation, co-élaboré entre les services de l’Etat, la Région et l’exploitant (p.142 et 154 de l’ESS).