

RAPPORT

Rapport de la Commission de régulation de l'énergie du 3 avril 2024 relatif à l'analyse du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Saint-Martin et de son impact sur les charges de service public de l'énergie

Introduction

Depuis 2007, l'île de Saint-Martin dispose du statut de Collectivité territoriale d'outre-mer, régie par l'article 74 de la constitution, et est donc compétente en matière d'énergie. La Collectivité n'est donc pas soumise aux objectifs de mix 100% renouvelable et d'autonomie énergétique à horizon 2030 énoncés au 8° du I) de l'article L. 100-4 du code de l'énergie.

À la suite de l'ouragan Irma et afin d'accompagner la reconstruction des infrastructures de l'île, une convention-cadre a été signée avec l'Etat le 8 juillet 2021. Cette convention prévoit en son article 1 la transposition de certaines dispositions du code de l'énergie dont celles relatives à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le code de l'énergie du territoire prévoit la transposition du I) de l'article L. 100-4 du Code de l'énergie, qui prévoit entre autres de parvenir à l'autonomie énergétique et à un mix de production d'électricité composé à 100 % d'énergies renouvelables à horizon 2030.

Par une délibération du 12 février 2023, le conseil territorial de Saint-Martin a adopté un projet de PPE, qu'il a soumis à l'avis du gouvernement en application des articles 2 et 5 de la convention-cadre. Par un courrier du 9 novembre 2023, la DGEC a saisi la CRE pour évaluer l'impact des objectifs retenus dans le projet de PPE sur les charges de service public de l'énergie. La DGEC a également sollicité la CRE sur la question du choix du combustible pour la future centrale thermique qui remplacera la tranche 1 de la centrale de Marigot, en fin d'exploitation.

Les ambitions inscrites dans les programmations pluriannuelles de l'énergie ont un impact direct sur le niveau de ces charges dans la mesure où une modification de la structure du parc entraîne i) de nouveaux investissements qu'il convient de financer tout en continuant le cas échéant à financer les investissements antérieurs même s'ils étaient moins utilisés et ii) une modification de l'appel relatif des moyens et l'évolution subséquente des coûts variables à supporter.

La présente note a pour objet d'analyser le projet de PPE qui a été soumis à la CRE et d'évaluer son impact sur les charges de service public de l'énergie. Les principales recommandations formulées par la CRE dans le cadre de son analyse sont synthétisées ci-dessous.

Principales recommandations de la CRE sur le projet de PPE

Concernant les mesures de maîtrise de la demande et le cadre de compensation

La consommation par habitant de Saint-Martin s'élève à 5,7 MWh/hab, à un niveau légèrement supérieur du niveau avant le passage de l'ouragan Irma (5,5 MWh/hab) et très supérieur au niveau constaté pour la Guadeloupe (4,4 MWh/hab). La maîtrise de la demande en énergie doit ainsi constituer un maillon essentiel de la politique énergétique du territoire afin de contenir une éventuelle hausse de la consommation. La CRE appelle les comités MDE à s'investir pleinement dans le développement des cadres récemment mis en place, afin d'allier développement économique du territoire et efficacité énergétique.

La CRE recommande par ailleurs que la collectivité mette en place des contraintes réglementaires portant sur la qualité des matériels importés et sur la réglementation thermique.

Concernant les objectifs de développement des énergies renouvelables pilotables

La CRE accueille favorablement les objectifs de développement de la biomasse liquide à horizon 2028 et 2033, qui permettront de répondre au besoin de puissance pilotable identifié à l'horizon de la PPE.

Concernant les objectifs de valorisation des déchets, la CRE recommande qu'ils soient réhaussés à 2,8 MW à horizon 2028 et 2038, afin d'être mis en cohérence avec le gisement identifié à ce jour.

Concernant les objectifs de développement des énergies renouvelables fatales

La CRE accueille favorablement les objectifs de développement du photovoltaïque et de l'éolien, qui permettront de réduire le recours aux moyens de production pilotables, dont les coûts de fonctionnement sont importants. De plus, la CRE soutient le lancement des études de potentiel concernant les filières éolien off-shore et énergies marines, tout en rappelant que les énergies les plus matures technologiquement doivent être développées en priorité.

Concernant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque produite

La CRE recommande que soit transposé à Saint-Martin l'arrêté tarifaire dit « S24 ZNI » dans ses dispositions relatives à la Guadeloupe. Les services de la CRE sont à disposition de l'Etat et de la collectivité pour adapter l'arrêté « S24 ZNI ». L'arrêté pour Saint-Martin devra *in fine* être adopté par la collectivité et validé par l'Etat conformément aux dispositions de la convention.

Concernant le déploiement des infrastructures de recharges des véhicules électriques

La CRE recommande que soit étudiée la possibilité d'interdire les bornes de recharges rapides sur le territoire, au vu des spécificités géographiques de l'île.

Concernant la planification du développement du réseau

La CRE souhaite que soit intégré au projet de PPE le plan de développement de réseau prévu à l'article L. 322-11 du code de l'énergie.

Paris, le 3 avril 2024.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Sommaire

1. Analyse et observations de la CRE	4
1.1. Sur la maîtrise de la demande en électricité (MDE)	4
1.2. Sur les objectifs de développement des énergies renouvelables pilotables.....	5
1.3. Sur les objectifs de développement des énergies renouvelables fatales	6
1.4. Infrastructure de recharge des véhicules électriques	7
1.5. Plan de développement du réseau	7
2. Chiffrage des charges de service public induites par la mise en œuvre du projet de PPE	8
2.1. Estimation de la consommation d'électricité du territoire et des coûts de MDE	8
2.2. Investissements induits par la mise en œuvre du projet de PPE	9
2.3. Résultats du chiffrage de la CRE.....	10
2.4. Sensibilité des résultats aux hypothèses de consommation.....	11

1. Analyse et observations de la CRE

À titre liminaire, la CRE souligne que les PPE représentent un document programmatique, qui permet d'assurer la cohérence des politiques énergétiques d'un territoire à horizon 10 ans. Les PPE permettent ainsi au gestionnaire de réseau de déclencher les investissements nécessaires à l'insertion des énergies renouvelables, dans la limite des objectifs fixés par les PPE, ainsi que de s'assurer du respect du critère de défaillance aux horizons visé par le document.

L'île de Saint-Martin, située dans le banc d'Anguilles, est divisé en deux territoires dont une partie néerlandaise et une partie française. Les deux territoires ne font l'objet d'aucune interconnexion électrique, ce qui participe à la vulnérabilité du système électrique du territoire.

Le territoire, qui présente le 3^{ème} PIB par habitant le plus faible des territoires ultramarins, après Mayotte et la Guyane, bénéficie du mécanisme de péréquation tarifaire qui permet aux habitants de l'île d'être protégés des coûts élevés de production d'électricité sur le territoire. En 2022, la consommation par habitant s'est élevée à 5,7 MWh. Historiquement, avant le passage de l'ouragan Irma, elle s'élevait à environ 5,5 MWh/hab (moyenne 2010-2014). En comparaison de la consommation moyenne des Guadeloupéens sur l'année 2022, de l'ordre de 4,4 MWh, la consommation par habitant de l'île de Saint-Martin est très élevée alors que les conditions climatiques sont proches entre ces deux territoires. La consommation de Saint-Martin reste inférieure à la consommation annuelle moyenne par habitant en France hexagonale, de l'ordre de 6,9 MWh – mais dont le profil de consommation est très différent compte tenu notamment des conditions climatiques –, et largement inférieure à celle de sa voisine, l'île de Saint-Barthélemy, dont la consommation annuelle par habitant atteint 13,6 MWh.

Le territoire, dont la croissance économique avait connu un fort ralentissement à la suite du passage du cyclone Irma en 2017, connaît actuellement un regain d'intérêt de la part des touristes étrangers. Cette augmentation de la fréquentation se traduit par une croissance de la consommation d'électricité du territoire, malgré une démographie peu dynamique.

En 2022, les charges de SPE du territoire se sont établies à 1 700 €/hab, à comparer aux charges de SPE moyenne pour les ZNI qui s'élève à environ 950 €/hab. Le projet de PPE adopté par la collectivité prévoit des évolutions structurantes du système électrique de l'île, au premier rang desquelles la conversion au bioliquide des moyens de production. Les projections réalisées dans le cadre du chiffrage du projet de PPE permettent d'estimer des charges annuelles à horizon 2028 de l'ordre de 3 360 €/hab, l'augmentation importante des charges par habitant étant majoritairement liée au coût du bioliquide.

Au-delà des aspects économiques, les choix de politique énergétique doivent prendre en compte les spécificités du système électrique, notamment sa faible résilience face aux aléas naturels (ouragans en particulier) auxquels est soumis le territoire. La maîtrise de la demande en électricité et la diversification des sources de production peuvent participer à la résilience du système électrique.

Il est également à noter que si l'île de Saint Martin est, à l'instar des autres ZNI, sous pression foncière qui restreint les possibilités d'expansion urbaine. Cependant, elle dispose d'un atout important : la présence de terrains abandonnés par des propriétaires réputés non domiciliés et non actifs sur le territoire. La CRE souligne l'importance tant pour la sécurité électrique de l'île que pour la sécurité des habitants que toutes les alternatives doivent être envisagées par la collectivité au bénéfice d'un système sécurisé pour la population.

1.1. Sur la maîtrise de la demande en électricité (MDE)

L'intensité énergétique de l'économie du territoire est supérieure à celle de la Guadeloupe, avec une consommation de 5,7 MWh/hab/an pour un PIB par habitant de 18 000 € pour Saint-Martin contre une consommation de 4,4 MWh/hab/an pour un PIB par habitant de 23 500 € en Guadeloupe. Ces données soulignent l'importance de ne pas négliger les politiques d'efficacité énergétique, a fortiori dans le cadre de la dynamique importante de développement économique que connaît le territoire, conséquence du rebond de l'activité touristique depuis la fin de la crise sanitaire.

Dans ce but, la délibération du 30 novembre 2023 de la CRE a étendu les cadres de compensation au territoire, afin d'inciter les consommateurs à s'orienter vers des équipements efficaces et de financer des opérations de rénovation énergétique.

Le cadre MDE n'a pour le moment fait l'objet d'aucune mise en œuvre. Ainsi, la CRE appelle l'ensemble des membres du comité MDE du territoire à s'investir pleinement dans le développement des actions de MDE prévues par le cadre. Afin de protéger les consommateurs et de garantir le fonctionnement du système électrique du territoire, la CRE appelle également la collectivité, compétente dans ce domaine, à réglementer l'importation de matériels en interdisant l'installation de matériels de mauvaise qualité, fortement consommateurs d'énergie, ainsi que l'installation de tôles de couleur sombre.

1.2. Sur les objectifs de développement des énergies renouvelables pilotables

Concernant le choix du combustible, et le dimensionnement du besoin en puissance pilotable du territoire

La production d'électricité du territoire est aujourd'hui très majoritairement assurée par la centrale thermique de Marigot, complétée par environ 2 Mwc d'installations photovoltaïques en toiture.

La centrale de Marigot est constituée de 3 tranches :

- La tranche 1 (16,4 MW) constituée de 4 moteurs de 4.1 MW - mis en service entre 1992 et 1995 - Cette tranche est aujourd'hui considérée comme un moyen de secours avec un déclassement prévu à très court terme. Une dérogation a été accordée afin de prolonger l'exploitation de la tranche jusqu'à fin 2023 (cf. infra, sujets annexes). Une demande de prolongation de cette dérogation a été réalisée auprès de la préfecture.
- La tranche 2 (14,1 MW) : constituée de 3 moteurs de 4.7 MW - mis en service en 2003. Cette tranche est la propriété de Contour Global mais est exploitée par EDF. Le contrat d'achat arrivait à échéance fin 2023 mais a fait l'objet d'une prolongation d'un an par délibération de la CRE en date du 20/12/2023. Le contrat a depuis été signé par EDF SEI et Contour Global et la centrale continue d'être exploitée. Le contrat devra probablement être reprolongé afin de permettre le lancement du projet de rénovation dans de bonnes conditions.
- La tranche 3 (26,1 MW) : constituée de 3 moteurs de 8.7 MW – mis en service en 2016. Le 12/12/23, deux moteurs étaient en avarie prolongée, entraînant une utilisation intensive de la tranche 1, bien au-delà des seuils réglementaires.

À l'avenir, le gestionnaire de réseau anticipe un besoin de 60 MW dans le scénario Azur et 55 MW dans le scénario Émeraude afin de respecter la règle du n-2 à horizon 2038. La CRE alerte sur la nécessité de diminuer l'intensité énergétique de l'économie du territoire, dont le niveau est déjà supérieur à celui de la Guadeloupe, et d'accompagner son développement de mesures fortes de MDE afin de ne pas connaître une explosion de la consommation énergétique, qui aurait pour conséquence à la fois l'augmentation importante des charges de SPE, mais également l'apparition d'un risque pour l'équilibre offre-demande du territoire.

Dans ce cadre, la CRE considère que le dimensionnement de la puissance pilotable prévu par la PPE est cohérent.

Concernant le choix du carburant de la centrale, les analyses économiques réalisées par la CRE confirment l'absence d'intérêt économique majeur à s'orienter vers la biomasse solide par rapport à la biomasse liquide, retenue par la collectivité dans le projet de PPE. Ces analyses sont confortées par l'existence de synergies concernant les équipes de maintenance, et l'approvisionnement en combustible des centrales du territoire.

Par ailleurs, la conversion des moyens de production de l'île au bioliquide devra être réalisée de façon à maximiser les synergies d'approvisionnement en bioliquide entre les centrales des Antilles. Par ailleurs, si la PPE prévoit la conversion des moyens de production à horizon 2028, il est utile de noter que le décalage de la conversion des moyens à 2030 permettrait d'économiser près de 50 M€.

Concernant la valorisation des CSR

Le projet de PPE prévoit les objectifs suivants pour la valorisation des déchets :

- 2028 : 2,4 MW ;
- 2033 : 2,4 MW.

La valorisation énergétique des déchets permet d'augmenter le taux d'indépendance énergétique du territoire, tout en diminuant le volume de déchets ultimes à enfouir, en conséquence, la CRE recommande que les objectifs de valorisation du biogaz et des déchets soient réhaussés au niveau des objectifs suivants, afin de correspondre au potentiel de valorisation des déchets sur le territoire identifié à ce jour :

- 2028 : 2,8 MW ;
- 2033 : 2,8 MW.

1.3. Sur les objectifs de développement des énergies renouvelables fatales

La majorité de la production d'électricité est aujourd'hui assurée par la centrale thermique de Marigot, exploitée par EDF SEI. Cette centrale est composée de 3 tranches, dont 2 sont vieillissantes et devront être remplacées à court terme afin de sécuriser l'équilibre offre-demande de l'île.

La production thermique est complétée par environ 2 MWh de production solaire, installée entre 2006 et 2012, avant le transfert de la compétence énergie au territoire. De nombreuses installations ont fait l'objet d'une remise en état après le passage de l'ouragan Irma.

Le projet de PPE du territoire a pour ambition d'atteindre dès 2028 une production d'électricité 100% renouvelable avec la conversion de la centrale de Public au bioliquide, et le développement des énergies renouvelables intermittentes. À plus long terme, le territoire ambitionne de se rapprocher de l'autonomie énergétique avec le développement massif du photovoltaïque accompagné des autres sources de production intermittentes et du développement de capacités de stockage d'électricité.

Néanmoins, l'espace limité pour le développement des énergies renouvelables terrestres autres que le photovoltaïque fait reposer ces ambitions sur le développement de technologies peu matures à ce jour (énergies marines et petits parcs éolien offshore), dont la faisabilité technique et économique restera à démontrer par la réalisation d'études de potentiel.

Concernant les objectifs de développement du photovoltaïque

Le projet de PPE fixe un objectif de 10 MWh de photovoltaïque installé en toiture à horizon 2028 et de 20 MWh à horizon 2033. Ces objectifs, à la fois ambitieux et cohérents avec les besoins identifiés, sont accueillis favorablement par la CRE.

En raison du statut particulier du territoire, et du transfert de la compétence énergie en 2012, il n'existe actuellement aucun mécanisme de soutien. L'atteinte de ces objectifs nécessitera donc la création d'un dispositif ad hoc par la collectivité, dispositif qui fera l'objet d'un financement au travers des charges de service public de l'énergie. Dans ce cadre, la CRE considère favorablement l'adoption par la collectivité d'un arrêté tarifaire sur le modèle de l'arrêté « S24 ZNI » et des niveaux de tarif relatifs à la Guadeloupe. L'adoption rapide de cet arrêté permettra d'offrir à la filière locale des perspectives de développement, et d'accompagner l'atteinte des objectifs de développement du photovoltaïque inscrits dans la PPE. Les services de la CRE sont à disposition de l'Etat et de la collectivité pour adapter l'arrêté « S24 ZNI ». L'arrêté pour Saint-Martin devra *in fine* être adopté par la collectivité et validé par l'Etat conformément aux dispositions de la convention.

La CRE accueille favorablement la volonté de la collectivité de travailler à l'identification des gisements précis d'ici à 2028.

Concernant les objectifs de développement de l'éolien terrestre

La collectivité souhaite encourager les porteurs de projet à développer la filière, tant dans un but d'autonomie énergétique que de développement économique. Elle encourage ainsi les éventuels porteurs de projet à réaliser des analyses plus fines de potentiel et à proposer des projets avec un impact paysager compatible avec les enjeux touristiques de l'île. Ainsi, le projet de PPE prévoit le développement de 5 MW à horizon 2028 et de 10 MW à horizon 2033. Ces objectifs sont relativement ambitieux pour un territoire de la taille de Saint-Martin, mais néanmoins cohérents avec les besoins du système électrique de l'île. En conséquence, la CRE accueille favorablement ces objectifs, qui participeront à l'autonomie énergétique du territoire, et à l'insensibilisation des charges de SPE aux variations des cours mondiaux des combustibles fossiles ou du bioliquide.

Concernant le développement des filières énergies marines

Les objectifs fixés pour le développement des filières énergies marines (éolien offshore, énergies des vagues, hydrolien, etc.) sont les suivants :

- 2028 : 2 MW ;
- 2033 : 5 MW.

La CRE note que les études de gisement n'ont pas encore été réalisées, et que, à l'exception de l'éolien offshore, les filières visées ne sont que peu mature technologiquement. La question de l'intégration d'un parc éolien offshore dans un territoire de la taille de l'île de Saint-martin reste entière, et nécessiterait des études complémentaires.

Afin de ne pas entraver un futur développement de ces filières, qui pourraient participer à l'autonomie énergétique du territoire, tout en limitant le financement de technologies peu matures par les charges de SPE, la CRE recommande que les objectifs soient modifiés comme suit :

- 2028 : Études de gisement et d'évaluation des coûts de production ;
- 2033 : 2 à 5 MW.

Si elle accueille favorablement le lancement des études de gisement, la CRE attire cependant l'attention sur le manque de maturité technico-économique des filières énergies marines dans leur ensemble, et rappelle que les filières les plus matures doivent faire l'objet d'un développement prioritaire.

1.4. Infrastructure de recharge des véhicules électriques

Au vu des particularités géographiques du territoire, la CRE recommande que la collectivité étudie la possibilité d'interdire ou de restreindre fortement, par voie réglementaire, l'installation de bornes de recharge rapide sur l'île. En effet, le développement du véhicule électrique n'a de sens qu'en présence d'un mix électrique décarboné, et en cas de pilotage de la recharge et de limitation des appels de puissance, afin de ne pas mettre en danger la stabilité du système électrique.

1.5. Plan de développement du réseau

L'article L. 322-11 du Code de l'énergie, dont la transposition dans le droit local est prévue à la section 1 du chapitre 1 du Code de l'énergie de Saint-Martin, prévoit que « *Le gestionnaire de réseau de distribution publie au moins tous les deux ans un plan de développement de réseau. Ce plan de développement du réseau offre de la transparence quant aux services de flexibilité à moyen et long termes qui sont nécessaires, et énonce les investissements programmés pour les cinq à dix prochaines années, l'accent étant mis, en particulier, sur les principales infrastructures de distribution nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production et les nouvelles charges, y compris les points de recharge des véhicules électriques. Il inclut également le recours à l'effacement de consommation d'électricité, à l'efficacité énergétique, à des installations de stockage d'énergie ou à d'autres ressources auxquelles le gestionnaire de réseau de distribution doit recourir comme alternatives à l'expansion du réseau.* ».

Dans les zones non interconnectées, cette obligation s'applique si la programmation pluriannuelle de l'énergie le prévoit.

En conséquence, la CRE souhaite que la PPE prévoie la publication de ce plan de développement, afin de préparer le développement et l'insertion de la production diffuse liée au développement des énergies renouvelables fatales. La fréquence de publication pourra être ajustée à la lumière de l'évolution des enjeux réseau du territoire.

2. Chiffrage des charges de service public induites par la mise en œuvre du projet de PPE

Les charges de service public correspondent à la différence entre les coûts de production du système et les recettes tarifaires du fournisseur, liées à la vente des tarifs réglementés, pouvant être affectées à la production (la part production des tarifs réglementés de vente, PPTV), ainsi que des coûts d'achat supportés par le fournisseur historique dans le cadre du développement des énergies renouvelables.

La CRE considère qu'il y a lieu de mettre en évidence l'ensemble des charges de SPE induites par la réalisation du parc cible de la PPE, ce qui suppose de prendre en compte (i) les charges induites par le développement de nouveaux moyens de production sur la durée de leur contrat et (ii) les charges résultant des engagements passés. Les nouveaux investissements prévus par le projet de PPE et affectant les charges de SPE sont les suivants :

- La rénovation de la tranche n°2 de la centrale thermique de Marigot ;
- La construction d'une nouvelle tranche venant en remplacement de l'actuelle tranche n°1 de la centrale de Marigot ;
- La conversion au bioliquide des moyens pilotables à horizon 2028 ;
- Le développement de la production renouvelable fatale (solaire, éolien, biogaz, énergie marine) ;
- La valorisation des énergies de récupération (déchets) ;
- Les coûts liés à la mise en œuvre d'un plan de maîtrise de la demande en électricité, dans une moindre mesure.

Les charges résultantes des engagements passés correspondent aux coûts induits par les moteurs existants de la centrale de Marigot (tranche 1 et 3 et tranche 2 jusqu'à son renouvellement), qui seront encore en service pendant tout ou partie de l'échéance visée par la PPE.

Les coûts variables résultent de l'appel relatif des différents moyens, avec une priorité d'injection pour les énergies renouvelables intermittentes.

La part variable des charges de SPE est grandement dépendante des deux hypothèses suivantes :

- L'évolution du coût du baril de pétrole, puis dans un second temps, l'évolution du coût d'approvisionnement en bioliquide, tous deux pris comme suivant l'inflation prévisionnelle de 2 % par an ;
- L'évolution de la consommation d'électricité sur le territoire. La part production des tarifs réglementés de vente représente un revenu annuel de l'ordre de 20 M€ pour le fournisseur historique en 2022. Celui-ci doit être déduit des coûts de production pour pouvoir chiffrer les charges engendrées par la mise en œuvre de la PPE.

L'ensemble des chiffrages est fait en somme non actualisée d'euros courants, avec une hypothèse d'inflation à 2 % par an.

2.1. Estimation de la consommation d'électricité du territoire et des coûts de MDE

Consommation d'électricité

L'évolution de la consommation d'électricité de l'île dépend de plusieurs facteurs macro-économiques :

- L'évolution démographique, stable à légèrement décroissante ;

- La dynamique de développement économique du territoire, qui est l'un des plus importants facteurs actuels de hausse de la consommation d'électricité, et dont l'ampleur est incertaine ;
- Les évolutions des conditions climatiques liées au changement climatique, pourraient conduire à une hausse de la consommation électrique : des températures plus élevées viendraient augmenter le recours à la climatisation ;
- L'intensification des actions de MDE, portant notamment sur l'isolation et l'éclairage performant, de nature à diminuer la consommation d'électricité ;
- Le développement planifié des véhicules électriques devrait créer un nouveau besoin de consommation. Ces derniers pourraient toutefois permettre de stocker l'énergie solaire excédentaire.

L'impact de chacun de ces facteurs étant difficilement quantifiable, la CRE retient, pour son scénario de référence, l'hypothèse d'une hausse de la consommation d'électricité correspondant à celle anticipée par le gestionnaire de réseaux dans le Bilan Prévisionnel (BP) 2023 scénario Azur. Une étude de sensibilité, basée sur le scénario Emeraude du GRD a été réalisée. La consommation annuelle pour l'année 2022 s'élève à 189 GWh, pertes incluses.

MDE

Les actions de MDE financées par les cadres de compensation entraînent un bénéfice au périmètre des charges de SPE en participant à réduire la consommation des territoires. Ces économies d'électricité sont directement intégrées aux hypothèses d'évolution de la consommation utilisées dans le cadre de l'étude.

Le cadre de compensation du territoire, créé en novembre 2023, n'a pour l'instant connu aucun placement en raison des difficultés logistiques liées à sa mise en œuvre. Néanmoins le budget annuel prévisionnel du cadre devrait avoisiner les 7,9 M€ à terme. L'hypothèse d'une montée en puissance du cadre jusqu'à 2028 est retenue.

2.2. Investissements induits par la mise en œuvre du projet de PPE

Le chiffrage présenté s'appuie sur des hypothèses et ne présume pas du niveau de compensation qui sera accordé pour les nouveaux moyens de production. La CRE rappelle que les nouveaux investissements du fournisseur historique ainsi que les contrats de gré-à-gré qui seront conclus entre les producteurs et EDF SEI feront l'objet d'une évaluation du coût normal et complet par la CRE.

La CRE veillera, dès lors, à ce que les coûts induits par ces installations soient justifiés et conformes aux prescriptions de sa méthodologie d'examen des moyens de production dans les ZNI.

Centrales thermiques

La centrale de Marigot est constituée de 3 tranches :

- Les 4 moteurs de la tranche 1 de 4,1 MW ont été mis en service entre 1992 et 1995. Ces moteurs arrivent en fin de vie et devront être remplacés à court terme afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire. De plus, ces moteurs ne respectent plus les dernières normes environnementales, en particulier sur les niveaux d'émission d'oxydes d'azote.
- Les 3 moteurs de 4,7 MW de la tranche 2 détenue par Contour Global ont été mis en service en 2003 et feront l'objet d'une rénovation ou d'un remplacement d'ici 2026.
- La tranche 3 est quant à elle composée de 3 moteurs de 8,7 MW et mise en service en 2016.

Une nouvelle unité sera mise en service à horizon 2028 pour remplacer la tranche 1 vieillissante.

Ces moyens de production sont considérés convertis au bioliquide dès 2028. L'hypothèse de coût variable de fonctionnement considérée s'élève ainsi à environ 350 €₂₀₂₄/MWh. Viennent s'ajouter à ces coûts variables les charges de capital, amortissement et rémunération, et les charges fixes, indépendantes de l'appel effectif des centrales (ces coûts fixes sont présentés en orange dans le graphique ci-dessous).

Photovoltaïque

La CRE est favorable à la transposition de l'arrêté S24 ZNI à Saint-Martin. Le coût de développement retenu pour le photovoltaïque part donc de cette hypothèse, et tient compte de la spécificité du potentiel du territoire, soit une majorité de petites installations en toiture.

Parcs éoliens

L'arrêté éolien cyclonique, actuellement en vigueur dans les Antilles, et qui pourrait être transposé à Saint-Martin, prévoit un tarif d'achat de 120 €/MWh. Cependant le productible cible du territoire est inconnu. La CRE a donc basé ses estimations sur les données dont elle dispose pour les territoires voisins, tels que la Guadeloupe.

Energies marines

La CRE ne disposant d'aucune information sur les coûts et les productibles d'installations qui se développeraient à Saint-Martin ni ailleurs dans les ZNI, elle a considéré des hypothèses normatives pour ces technologies qui n'ont pas encore été à ce jour développées à échelle industrielle. La CRE recommande qu'une étude soit réalisée dans un premier temps à horizon 2028 afin de déterminer le potentiel et les coûts de ces filières et, dans un second temps, d'envisager le développement d'installations de production à horizon 2033. La PPE 2028-2038 pourra décider de maintenir ou non l'objectif à horizon 2033 en fonction des conclusions des études menées.

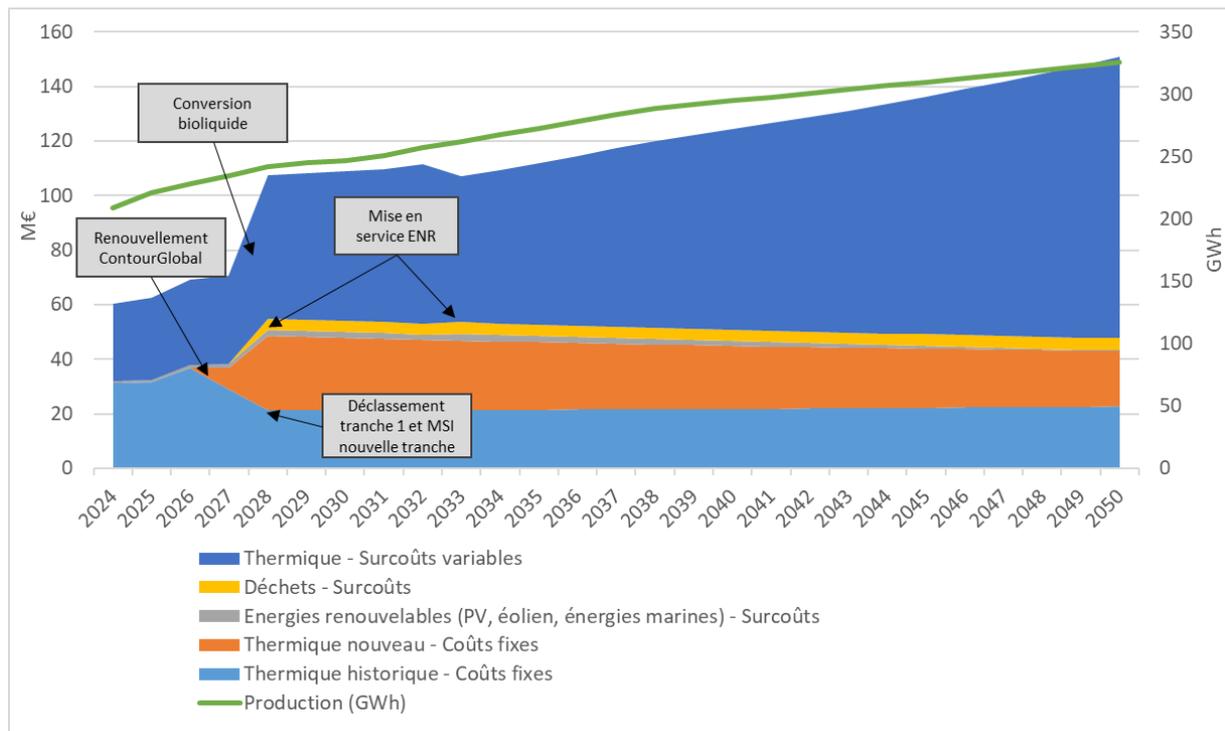
Valorisation énergétique des déchets

Les données à disposition de la CRE permettent d'estimer un coût de production pour ce type d'installation.

2.3. Résultats du chiffrage de la CRE

Sur la base de ces éléments, et des objectifs contenus dans le projet de PPE transmis à la CRE pour chiffrage, les charges de service public pour Saint-Martin sur la période 2024-2038, s'élèveront à 1,49 Md€, soit environ 46 k€/hab sur 15 ans. Les charges annuelles évoluent ainsi de 1 700 €/hab en 2022 à 3 360 €/hab en 2033, horizon de la PPE.

Le graphique ci-dessous présente la chronique des charges induites par la mise en œuvre du projet de PPE dans le cadre du scénario de référence Azur.



NB : Les recettes tarifaires du fournisseur, liées à la vente des tarifs réglementés, sont soustraites pour les centrales thermiques sur la part « Combustible ». La part fixe des moyens thermiques comprend l'ensemble des coûts hors combustible (amortissements, rémunération de l'investissement et charges d'exploitation). Pour les autres centrales de production renouvelables dont la production est considérée entièrement injectée (déchets, PV, éolien, énergies marines), les recettes tarifaires sont déduites des coûts de production – le graphique ci-dessus présente ainsi les surcoûts de production pour ces installations.

À l'horizon de la conversion de la centrale, 2028, le coût brut du CO2 évité par les conversions bioliquide et le développement des ENR est estimé à 280 €/t. Sachant qu'une hypothèse de 80 €/tCO2 est considérée dans le scénario de référence au fuel, le coût net de la tonne de CO2 évitée s'élève donc à 200 €/t. Le coût du scénario de la PPE en 2033 serait équivalent à celui d'un parc non converti (donc fonctionnant au fuel) et sans développement ENR si le coût du CO2 était d'environ 280 €/t sur le marché ETS.

Le développement du photovoltaïque et de l'éolien devrait entraîner une légère baisse des charges de SPE, dans la mesure où le coût complet de production de ces filières est inférieur au coût variable au bioliquide. Le développement de ces sources de production devrait permettre une économie de l'ordre de 200 M€ de charges de SPE sur la période 2024-2038. Par ailleurs, ces filières produisent à un coût contractuel, donc relativement stable, et permettent donc de diminuer l'exposition des charges de SPE aux variations des cours du pétrole ou du bioliquide.

S'agissant du planning de conversion des centrales pilotables, un report de deux ans (de 2028 à 2030 par exemple) entrainerait une réduction des charges de l'ordre de 50 M€ (le surcoût annuel de la conversion étant d'environ 25 M€ en 2028).

2.4. Sensibilité des résultats aux hypothèses de consommation

Les deux scénarios retenus d'évolution de la consommation sont les scénarios Azur et Émeraude du gestionnaire de réseau. Les résultats précédents sont donnés dans le cas du scénario Azur, qui représente l'hypothèse centrale des modélisations. Le tableau ci-dessous détaille la sensibilité des résultats sur la période 2024-2038 avec l'hypothèse de consommation du scénario Émeraude, inférieure à celle du scénario Azur (pour 2028, 215 GWh contre 242 GWh, et pour 2033, 233 GWh contre 262 GWh, soit en moyenne 11 % de moins).

Rapport relatif à l'analyse de la PPE de Saint-Martin

3 avril 2024

	Recettes de vente	Achats de combustible	Charges totales	nettes
Scénario « Émeraude »	-57 M€	-170 M€	-113 M€	