RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE



RAPPORT

Juillet 2026

Analyse du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Mayotte et de son impact sur les charges de service public de l'énergie

Introduction

Territoires isolés du réseau électrique de la France hexagonale, les zones non interconnectées (ZNI) doivent aujourd'hui faire face au défi de leur transition énergétique. En application de l'article L.141-5 du code de l'énergie, Mayotte, comme les autres ZNI, fait l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) spécifique, adaptée aux besoins du territoire. La PPE, élaborée conjointement par le Conseil départemental de Mayotte et l'Etat français, précise les axes de la politique énergétique du territoire dans les domaines de la maîtrise de la demande en énergie, du développement des énergies renouvelables et du développement des transports propres. Elle définit le cadre instauré pour atteindre les objectifs, fixés par l'article L.100-4 du code de l'énergie, *« de parvenir à l'autonomie énergétique et à un mix de production d'électricité composé à 100 % d'énergies renouvelables dans les collectivités régies par l'article 73 de la Constitution à l'horizon 2030 »*.

Les articles L.141-1 à L.141-9 du code de l'énergie fixent le cadre d'élaboration et le contenu des PPE. Elles doivent être établies au moins tous les cinq ans et couvrir la décennie qui suit sous la forme de deux périodes quinquennales. L'article L.141-3 précise que la PPE comporte une étude d'impact, notamment d'impact économique. Elle comporte un volet consacré aux charges de service public de l'énergie qui est soumis, préalablement à son adoption, au comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) pour avis.

En effet, pour assurer la péréquation tarifaire entre les ZNI et le territoire métropolitain continental, la différence entre les coûts de production de ces territoires non interconnectés et les coûts de production de l'hexagone est couverte par les charges de service public de l'énergie (SPE), qui sont intégralement compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur la consommation d'électricité[1].

Les ambitions inscrites dans les PPE 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 sont moins utilisés et ii) une modification de l'ordre d'appel des moyens et l'évolution subséquente des coûts variables à supporter.

Le décret n° 2017-577 du 19 avril 2017 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de Mayotte a fixé les objectifs énergétiques du territoire pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023. Afin d'organiser l'atteinte des objectifs fixés par la loi à horizon 2030, la PPE Mayotte a fait l'objet d'une révision simplifiée en septembre 2023, prévoyant notamment le rehaussement des objectifs de développement du photovoltaïque et la conversion aux bioliquides des centrales diesel existantes de Badamiers et Longoni.

En application des dispositions de l'article L. 141-4 du code de l'énergie, cette PPE doit être révisée afin d'ajouter une programmation supplémentaire de deux périodes de 5 ans et devrait porter jusqu'à l'horizon 2036. La Loi n° 2025-797 du 11 août 2025 de programmation pour la refondation de Mayotte précise la nécessité d'adopter *« très prochainement »* une nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie afin de *« répondre aux attentes de la population mahoraise en termes de qualité du service public de la production, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité ».*

Le projet de révision de la PPE dont la CRE a été saisie fixe des objectifs jusqu'à l'horizon 2033. Il a été finalisé en décembre 2024, puis modifié au premier trimestre 2025 à la suite du passage du cyclone Chido, afin d'inclure un renforcement de la puissance en base et signé par le conseil départemental de Mayotte en avril 2025.

La CRE a été saisie pour avis et chiffrage du projet de PPE le 9 juillet 2025. Afin d'analyser au mieux le projet de PPE et les besoins du système électrique, la CRE a procédé à de nombreux échanges avec le gestionnaire de réseau et l'Etat, portant notamment sur les hypothèses de croissance de la consommation à la suite du passage du cyclone Chido. Ces échanges se sont poursuivis en 2026 avec la réalisation par la CRE d'analyses complémentaires portant sur l'équilibre offre-demande et sur le coût des différents moyens de production envisagés.

[1] Excepté pour Saint-Martin et Saint-Barthélemy dont les charges sont inscrites au budget de l'Etat. Les modalités de prise en compte sont précisées par l'article L. 121-6 du code de l'énergie.

Le présent rapport a pour objet d'analyser ce projet de révision de la PPE qui a été soumis à la CRE et d'évaluer son effet sur les charges de SPE. Les principales recommandations formulées par la CRE dans le cadre de son analyse sont synthétisées ci-après.

Synthèse et principales recommandations de la CRE sur le projet de PPE

Objectif de l'analyse

La CRE a été saisie pour avis et chiffrage du projet de PPE dont les objectifs sont synthétisés dans le tableau 1 ci-après. Le projet de PPE prévoit le développement des énergies renouvelables, notamment photovoltaïque, ainsi que la conversion à la biomasse liquide des centrales existantes de Badamiers et Longoni à horizon 2028. Par ailleurs, afin de répondre à l'augmentation de la consommation liée à la croissance démographique et au rattrapage économique de Mayotte, la PPE prévoit la mise en service de deux centrales thermiques de base de 18 MW d'ici 2029 utilisant une ressource renouvelable. Afin d'analyser au mieux le projet de PPE et les besoins du système électrique, la CRE a procédé à une analyse de l'équilibre offre-demande (EOD) du territoire à différents horizons temporels.

Dans ce rapport, la CRE chiffre l'impact sur les charges de service public de l'énergie de ce projet de PPE auquel elle a ajouté une centrale de pointe de type turbine à combustion (TAC) de 9 MW en 2028 ainsi que 25 MW de capacités de stockage à l'horizon 2033 pour répondre au besoin de l'équilibre offre demande. La CRE propose également une solution alternative, afin de mieux répondre au besoin électrique tout en limitant les charges de service public de l'énergie, reposant sur la mise en service d'une TAC de 9 MW en 2028, d'un seul moyen de base de 18 MW complété par un moyen de pointe de 18 MW fonctionnant au bioliquide à horizon 2033 (et du stockage).

NB : La CRE a réalisé le chiffrage de l'impact du projet de PPE sur la base d'un scénario d'évolution de la consommation médian (+5,5% par an), dont la trajectoire reste supérieure à l'évolution passée de la consommation à Mayotte. Toutefois, afin de garantir l'équilibre offre-demande, l'analyse EOD est réalisée sur un scénario haut de consommation (+7% par an) afin d'éviter la défaillance du système électrique en cas de forte croissance de la consommation.

Concernant l'analyse des besoins de production supplémentaires permettant la sécurisation de l'alimentation électrique

Les analyses d'équilibre offre demande sur le scénario intégrant un scénario de forte croissance de la demande font apparaitre un besoin de pointe dès 2028. La mise en service à horizon 2028 d'une TAC de 9 MW permet de répondre à ce besoin et d'assurer l'équilibre offre demande. A horizon 2033, un besoin complémentaire de 36 MW, principalement de pointe apparait. Pour répondre à ces besoins, le projet de PPE prévoit la mise en service de deux moyens de production de base de 18 MW chacun. Une solution consistant à la mise en service d'un moyen de pointe (+18 MW) complémentaire aux 9 MW de production de pointe installés dès 2028 et d'un moyen de base (18 MW), à la place des deux moyens de base de 18 MW apparait plus adaptée. **Cette solution permettrait de répondre au besoin avec une sollicitation plus adéquate des centrales, conduisant à des coûts nettement inférieurs pour le système électrique** compte tenu des coûts d'investissements plus élevés des moyens de base par rapport aux moyens de pointe. Ces gains seront d'autant plus conséquents si le développement de la consommation suit une trajectoire moins importante (scénario médian).

A horizon 2036, cette solution optimisée pour le système électrique, permettrait, en cas de potentiel avéré de la géothermie, d'éviter la construction d'un second moyen de base thermique sur le territoire, nécessaire uniquement dans le scénario haut de consommation et de réduire ainsi les charges fixes de SPE importantes de ce type de projet.

Compte tenu des surcoûts importants résultants des choix du projet de PPE à deux moyens de base, renforcés par les coûts prévisionnels élevés du développement de ces moyens à Mayotte, la CRE invite les porteurs de projets, l'Etat et le Conseil départemental à faire les meilleurs efforts pour travailler sur des réductions de coûts (notamment via des synergies et optimisations au regard des autres retombées pour le territoire**) et l'apport de subventions, notamment européennes, afin de maitriser les coûts pour les charges de service public de l'énergie des moyens de production envisagés.**

Par ailleurs, compte tenu des fortes incertitudes pesant sur l'évolution de la consommation d'électricité, qui influencent fortement le dimensionnement des centrales pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la CRE recommande une publication plus fréquente des bilans prévisionnels du gestionnaire de réseau afin d'améliorer la visibilité sur l'évolution des trajectoires de demande.

Concernant le développement de la géothermie

La CRE partage les ambitions du territoire et souligne les nombreux intérêts de cette filière : il s'agit d'une énergie renouvelable de base, locale et donc non exposée aux importations de combustibles, qui est en mesure de rendre des services système comparables à ceux assurés par les centrales thermiques pour des coûts variables moins élevés. La CRE rappelle toutefois que les projets géothermiques se caractérisent par des délais de développement longs et incertains, notamment en raison de la nécessité de réaliser des campagnes de forage exploratoire et de l'aléa associé à leurs résultats. La réalisation des campagnes de forage d'exploration est nécessaire à partir de 2028 pour connaître le potentiel de la filière sur le territoire. A ce sujet, la CRE salue la parution récente de l'arrêté du 16 avril 2026, qu'elle appelait de ses vœux, et qui permet la mise en œuvre effective du dispositif de couverture des coûts des études exploratoires en ZNI, en cas de forage infructueux, nécessaire au développement de ces projets.

Concernant le développement des énergies renouvelables fatales

La CRE constate l'ambition forte des objectifs du projet de PPE (+ 10 MW par an) concernant le développement du photovoltaïque. La technologie étant mature et compétitive en termes de coût, la CRE soutient fortement son développement à Mayotte et les recommandations de la PPE visant à favoriser le développement du photovoltaïque (modernisation du cadastre solaire, obligations d'installer des panneaux solaires sur les constructions neuves au-delà d'une certaine surface et conditionnement des aides aux bâtiments favorisant une production d'énergie décarbonée) et souligne qu'un accompagnement accru des acteurs publics et privés sera indispensable pour atteindre ces objectifs.

Compte tenu des rythmes de déploiement observés sur les différents dispositifs de soutien (sous-souscription des appels d'offres et arrêté tarifaire dynamique, la CRE recommande à moyen terme de privilégier le maintien de dispositifs de mise en concurrence entre projets de grande puissance, et de continuer à travailler à la levée des freins au développement du photovoltaïque de grande puissance sur le territoire (notamment l'identification de parcelles propices, la facilitation de l'accès au foncier, et, sur les bâtiments, les incitations à la solarisation des grandes toitures neuves dans le cadre de la reconstruction notamment). À plus court-terme, la CRE est favorable à un basculement d'une partie des objectifs de l'appel d'offres vers l'arrêté tarifaire, afin de tenir compte des dynamiques de développement constatées.

Afin de bénéficier au maximum du futur développement du photovoltaïque, la CRE demande au gestionnaire de réseau de réaliser les études lui permettant d'élever son seuil de déconnexion de 36 % actuellement à 55 % à horizon 2033.

Concernant la conversion à la biomasse liquide des moyens de production

Le choix du biocombustible doit être effectué en tenant compte de l'ensemble des contraintes logistiques ainsi que des conditions économiques et financières associées à son utilisation. La CRE rappelle par ailleurs que cette conversion, quel que soit le combustible retenu, entraînera des surcoûts significatifs liés à un coût variable plus élevé que le fossile thermique.

Au regard des contraintes logistiques identifiées en cas de fonctionnement à l'EMAG[2], un calendrier de conversion différencié entre les deux sites de Longoni et de Badamiers, ou retardé pour les deux sites, mériterait d'être envisagé. En effet, la conversion de la centrale des Badamiers nécessiterait notamment d'importantes adaptations logistiques, incluant la création d'un nouveau sealine.

La CRE recommande qu'une analyse technico-économique soit réalisée en amont de la conversion afin d'acter le choix du combustible d'une part et le calendrier de conversion d'autre part.

Concernant la maîtrise de la demande en énergie (MDE)

La CRE reconnaît l'importance de la MDE, en tant que maillon essentiel de la politique énergétique du territoire afin de contenir une hausse de la consommation. Par ailleurs, les reconstructions menées à la suite du passage du cyclone Chido constituent une occasion de construire en intégrant au mieux les dispositifs d'économies d'énergie. La CRE partage les ambitions du territoire et salue les objectifs concrets portés par le projet de PPE pour accompagner le déploiement du cadre 26-28. Elle l'invite à s'assurer de la mise en œuvre rapide et effective des différentes mesures proposées.

[2] Ester méthylique d'acide gras ; bioliquide produit à partir d'huile végétales

Concernant le stockage

Par la diversité des services rendus, le développement du stockage est particulièrement pertinent à Mayotte. Néanmoins, la CRE souligne que ce développement ne pourra intervenir qu'une fois que le GRD aura réalisé les études et les documents préalables nécessaires au lancement d'un guichet de candidature par la CRE (publication d'un nouveau bilan prévisionnel, analyse des prescriptions techniques et des zones d'implantation favorables, S2REnR) prévus à l'horizon 2027. En plus du service d'arbitrage, le stockage favorise une meilleure intégration du photovoltaïque, réduit le besoin de nouvelles centrales et, grâce à son service de réserve rapide, renforce la résilience du système.

Au regard des bénéfices apportés par le stockage, la CRE anticipe un besoin de stockage de plusieurs dizaines de MW à l'horizon 2033, susceptible d'être réévalué à la hausse. En fonction de la matérialisation réelle de la croissance de la consommation, du développement des différents moyens de production pilotables et du photovoltaïque, la CRE lancera les guichets nécessaires pour combler les besoins à horizon 2036.

Concernant le plan de développement des réseaux

La CRE recommande que la PPE prévoie la réalisation d'un plan de développement des réseaux, tel que mentionné au L. 322-11 du code de l'énergie.

Le projet de PPE transmis ne semble pas tenir compte des conséquences du cyclone Chido survenu en décembre 2024. A ce titre, il serait pertinent que les actions inscrites dans le projet de PPE qui portent sur le réseau électrique (schéma directeur, fiabilisation, optimisation de l'enfouissement, etc.) soient actualisées afin de tenir compte du programme de travaux de rétablissement du système électrique mahorais.

Concernant l'évolution des charges de SPE

En 2025, les charges de service public de l'énergie s'élevaient pour Mayotte à 143,4 M€ (y compris soutien à la MDE), ce qui représente environ 435 €/habitant/an à comparer aux charges de SPE moyennes par habitant pour l'ensemble des ZNI correspondant à 1103 €/hab en 2025. Entre 2026 et 2033, les charges de SPE prévisionnelles augmenteront pour atteindre 291 M€$_{2026}$ en 2033 soit 739 €$_{2026}$/habitant/an[3]. Ainsi, sur la période 2026-2033, les charges de SPE prévisionnelles engendrées par la mise en œuvre du projet de PPE s'élèveront au total à 1,89 Md€$_{2026}$, soit un équivalent annuel de 237 M€$_{2026}$ (+ 65 % par rapport à 2025). Dans le cas où la consommation suivrait une trajectoire plus importante, les charges de SPE seront plus élevées. Par ailleurs, le non-respect des objectifs solaires de la PPE, avec un rythme de déploiement limité à +3,6 MW/an au lieu de +10 MW/an prévus, entraînerait une augmentation des charges de SPE de 74 M€$_{2026}$ sur la période 2028-2033. Enfin, un éventuel report de conversion à horizon 2033 permettrait de limiter la hausse des charges de SPE sur la période 26-33 d'environ 225 M€$_{2026}$.

En complément de ces analyses de sensibilité, la CRE a chiffré un scénario alternatif fondé sur le projet de PPE, dans lequel le moyen de base de 18 MW présentant le coût le plus élevé est remplacé par un moyen de pointe de 18 MW fonctionnant au bioliquide. Ce scénario permet d'économiser de l'ordre de [SDA] M€$_{2026}$/an entre 2031 et 2055, ce qui représente [SDA] % du montant annuel des charges de SPE sur cette période.

[3] Sur la base d'une hypothèse de 393 600 habitants à Mayotte en 2033 d'après Insee, Omphale 2022

Tableau 1 : Synthèse des objectifs de développement fixés par la PPE

Filière	Centrale	Parc de production réel	PPE 2023 Révisée	Projet de PPE	
		Début 2025	Horizon 2028[4]	Horizon 2028	Horizon 2033
Diesel	Badamiers 1	8,4	0	0	0
Diesel	Badamiers 2	25,2	0	0	0
Diesel	Longoni 1	39,3	0	0	0
Diesel	Longoni 2	33,9	0	0	0
Total Thermique fossile (MW)		**106,8**	**0**	**0**	**0**
Biomasse liquide	Badamiers 1	0	8,4	8,4	0
Biomasse liquide	Badamiers 2	0	25,2	25,2	25,2
Biomasse liquide	Longoni 1	0	39,3	39,3	39,3
Biomasse liquide	Longoni 2	0	33,9	33,9	33,9
Biomasse liquide	Nouveaux moyens	0	18	18	18
Biomasse solide	Nouveaux moyens	0	18	18	18
Total Biomasse solide et liquide (MW)		**0**	**142,8**	**142,8**	**134,4**
PV	Tous	27	57	57	109
Eolien	Terrestre	0	0	0	0
Biogaz	Tous	1,07	1,07	1,07	0
Total ENR fatales (MW)		**28,07**	**58,07**	**58,07**	109
Total Géothermie (MW)	**Tous**	**0**	**0**	**0**	*Conditionné à la réalisation d'une étude de potentiel* [0-20]
Parc Total (MW)		**134,87**	**200,87**	**200,87**	**228,4 + [0-20]**
Stockage (MWh)		**14,9**	**14,9**	**14,9 + Volume non spécifié**	**14,9 + Volume non spécifié**

[4] Ces objectifs se réfèrent au Décret n° 2017-570 du 19 avril 2017 avec les modifications apportées sur le photovoltaïque et l'éolien terrestre par le Décret n° 2023-862 du 7 septembre 2023

Sommaire

1. Analyse et observations de la CRE 9
1.1. Contexte et rappel 9
1.2. Analyse des besoins de production permettant la sécurisation de l'alimentation électrique 9
1.2.1. Objectifs du projet de PPE 9
1.2.2. Hypothèse d'analyse de l'équilibre offre-demande (EOD) 10
1.2.3. Modélisations de l'équilibre offre-demande (EOD) 11
1.2.4. Analyse des résultats et recommandations 12
1.3. Objectifs de développement des énergies renouvelables 14
1.3.1. Géothermie 15
1.3.2. Photovoltaïque 15
1.4. Conversion des centrales existantes 17
1.5. Stockage 18
1.6. Maîtrise de la demande en énergie (MDE) 18
1.7. Véhicule électrique 19
1.8. Etudes compensées par les charges de SPE 19
1.9. Plan de développement du réseau 20
1.10. Objectifs relatifs au développement de la filière hydrogène 20
2. Chiffrage des charges de service public induites par la mise en œuvre du projet de PPE 21
2.1. Résultats du chiffrage 22
2.1.1. Evolution des charges sur l'horizon du projet PPE 26-33 22
2.1.2. Résultats du chiffrage détaillé par nature de charges 23
2.2. Analyses 24
Nouveaux moyens de production 24
Analyses de sensibilité 24
Retard de la conversion aux bioliquides 24
Moindre développement du photovoltaïque. 25

1. Analyse et observations de la CRE

1.1. Contexte et rappel

En 2025, la consommation totale d'électricité à Mayotte a atteint 388 GWh[5] (contre 404,7 GWh en 2024), soit une consommation par habitant de 1,2 MWh, fortement inférieure à la consommation moyenne par habitant en ZNI qui s'établit à 3,5 MWh/hab. En 2025, la pointe de consommation du territoire était de 71,5 MW. La progression moyenne de la consommation sur les 4 dernières années s'est établie à 3,7%[6]. Ce niveau de consommation totale devrait continuer à s'accroître dans les années à venir compte tenu de la croissance démographique du territoire, du développement de nouvelles infrastructures (nouvelle usine de dessalement, hôpitaux et maisons d'arrêt…) et de nouveaux usages (véhicule électrique notamment).

En 2025, les charges nettes de SPE du territoire s'élevaient à 143,4 M€, soit 435 €/hab, à comparer aux charges de SPE moyennes par habitant pour l'ensemble des ZNI correspondant à 1103 €/hab en 2025.

La CRE a été saisie pour avis et chiffrage du projet de PPE le 9 juillet 2025. Afin d'analyser au mieux le projet de PPE et les besoins du système électrique, la CRE a procédé à de nombreux échanges avec le gestionnaire de réseau et l'Etat, portant notamment sur les hypothèses de croissance de la consommation à la suite du passage du cyclone Chido. Ces échanges se sont poursuivis en 2026 avec la réalisation par la CRE d'analyses complémentaires portant sur l'équilibre offre-demande et sur le coût des différents moyens de production envisagés.

Le présent rapport a pour objet d'analyser ce projet de révision de la PPE qui a été soumis à la CRE et d'évaluer son effet sur les charges de SPE.

1.2. Analyse des besoins de production permettant la sécurisation de l'alimentation électrique

1.2.1. Objectifs du projet de PPE

Afin de sécuriser l'équilibre offre-demande, le projet de PPE de Mayotte prévoit, en complément du développement de moyens de production renouvelables, notamment photovoltaïques, détaillés dans les prochains paragraphes, l'installation de 36 MW de base supplémentaires d'ici à 2029 déclinés de la façon suivante :

- une puissance complémentaire de 18 MW de biomasse solide pour 2028 ;
- une puissance de 18 MW mettant en œuvre une énergie renouvelable et assurant une puissance garantie pour 2029. Une dérogation pourra toutefois être donnée pour les projets de centrale fonctionnant à la biomasse liquide, qui pourront utiliser du diesel en cas de mise en service en amont de la conversion des centrales de Badamiers et Longoni au biocombustible.

Le projet PPE prévoit également des dispositifs complémentaires pour la sécurité d'approvisionnement :

- Sans besoin de procéder à une révision de la PPE, l'Etat et le conseil départemental pourront ouvrir une puissance complémentaire en cas de besoin entre 2030 et 2033, dans la limite d'un plafond de 70 MW.
- la mise en place d'une réserve de sécurité de 3 ans de la production vis-à-vis de la consommation, c'est-à-dire disposer en 2033 des moyens de production permettant de répondre au besoin de la pointe en 2036.

[5] Hors pertes, évaluées à 40,2 GWh

[6] La moyenne est réalisée entre 2021 et 2024 afin de limiter les effets liés au Covid et à Chido

1.2.2. Hypothèse d'analyse de l'équilibre offre-demande (EOD)

La CRE a conduit une **analyse de l'équilibre offre-demande** afin d'évaluer l'adéquation entre les objectifs de puissance complémentaire définis dans le projet de PPE et les besoins du système électrique mahorais, tout en limitant le risque de coûts échoués liés à un éventuel surdimensionnement du système électrique.

La CRE a analysé les besoins du parc de production pour garantir la sécurité d'approvisionnement en se basant sur les 2 scénarii de consommation développés par Electricité de Mayotte (EDM), le gestionnaire de réseau, dans son dernier bilan prévisionnel 2024 : **Mangrove** (+ 5,5 % par an sur 2025-2040) et **Récif** (+ 7% par an sur 2025-2040) :

- Les deux scénarii tablent sur une forte croissance de la population (>500 000 habitants en 2040 avec une croissance légèrement plus élevée pour le scénario Récif) et tiennent compte des grands projets d'infrastructures prévus dans la loi de reconstruction de Mayotte (extension de l'usine de dessalement, nouvel aéroport, centre hospitalier…)
- **Mangrove,** qui correspond au scénario de consommation médian, conduit à une consommation estimée de 711 GWh avec une pointe à 115 MW en 2033.
- **Récif,** se base sur un développement économique plus important, et conduit en 2033, à une consommation de 808 GWh avec une pointe à 131 MW.

Les deux scénarii conduisent à une croissance de la consommation supérieure à celle observée sur les dernières années, 4,5 % par an en moyenne sur 2019-2023.

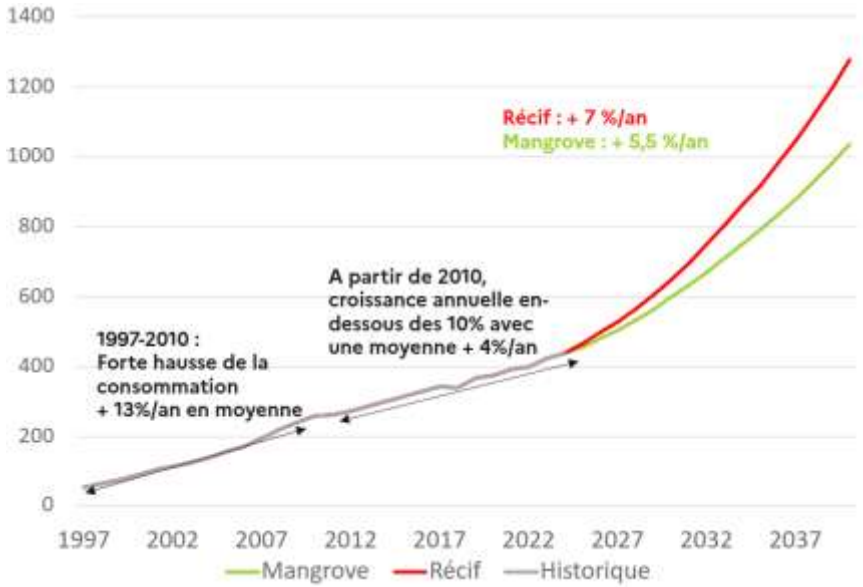


Figure 1 : Evolution de la demande (GWh) selon les scénarii

La CRE a réalisé le chiffrage de l'impact du projet de PPE sur les charges de service public de l'énergie sur la base du scénario Mangrove, scénario médian, dont la trajectoire reste supérieure à l'évolution passée de la consommation. **Néanmoins, afin de garantir l'équilibre offre-demande**, l'analyse EOD est réalisée sur le scénario **Récif** afin **d'éviter la défaillance du système électrique en cas de forte croissance de la consommation**. Cette analyse intègre également un moindre développement du photovoltaïque (+ 3,6 MW/an au lieu des 10MW prévus dans la PPE) au regard des objectifs ambitieux fixés par le projet de PPE en comparaison du rythme actuel de développement.

Cette analyse porte sur les horizons 2028 et 2033, correspondant aux échéances du projet de PPE. Au regard des objectifs du projet de PPE sur la réserve de sécurité, l'analyse de l'équilibre offre-demande est également réalisée sur 2036.

Le critère de défaillance à respecter pour satisfaire l'équilibre offre-demande, fixé par le projet de PPE, est de 3 heures en moyenne pour la production d'électricité[7]. Ce critère concerne uniquement la capacité à produire l'électricité et ne prend pas en compte les contraintes de réseaux.

Par ailleurs, compte tenu de l'avancement des différents projets dont la CRE a connaissance, la CRE a considéré que la mise en service des moyens complémentaires de 2 x 18 MW prévus par la PPE ne pouvait pas intervenir avant 2031, bien que la PPE prévoie une mise en service en 2028 et 2029. En revanche, une turbine à combustion (TAC) de 9 MW pourrait être déployée à plus brève échéance, d'ici 2028, d'après les échanges avec le gestionnaire de réseau.

1.2.3. Modélisations de l'équilibre offre-demande (EOD)

Les analyses de l'équilibre offre-demande ont été réalisées avec l'outil de simulation développé par la CRE qui modélise le comportement du système électrique à la maille horaire en intégrant notamment :

- Une modélisation stochastique des aléas affectant le parc (consommation, énergies fatales, disponibilité des moyens commandables) au sein d'une simulation de Monte Carlo ;
- Une optimisation de la conduite du parc de production, à travers la résolution des problèmes de unit commitment[8] et de dispatch économique, intégrant une prise en compte des contraintes de pilotage des moyens thermiques.

Le système électrique est modélisé de façon globale et agrégée : il s'agit de satisfaire une demande globale par le dispatching de moyens de production agrégés sur le réseau. L'équilibre offre/demande est réalisé sur un unique nœud, agrégeant l'ensemble des composantes de la demande et de la production du système électrique. L'étude ne modélise pas les équilibres offre/demande locaux ou nodaux. Ainsi, les contraintes réseaux des deux îles et des câbles ne sont pas prises en compte et la totalité des besoins du système pourrait ainsi être assurée par la production de Longoni. Les hypothèses considérées pour l'optimisation de l'appel des moyens de production sont fondées sur les contraintes principales qu'applique le GRD à ce jour pour piloter le réseau électrique de manière sûre. Le besoin en réserve rapide correspondant à la perte du plus gros moteur de l'île (18 MW, correspondant au nouveau moyen identifié dans la PPE). L'inertie n'est quant à elle pas directement modélisée, néanmoins le taux d'insertion maximal des ENR reflète en partie cette contrainte.

Des moyens de stockage (3h) ou de pointe thermique sont ajoutés pour permettre de passer le critère de défaillance avec le parc proposé par le projet de PPE.

Ces modélisations EOD sont associées à une évaluation des monotones de demande afin de déterminer les moyens de production les plus pertinents pour répondre à la demande résiduelle. La demande résiduelle correspond ici à la demande d'électricité restant à couvrir après prise en compte de la production des centrales thermiques existantes et des futurs moyens de production photovoltaïque.

Ces monotones sont obtenus en simulant les parcs de production sans les nouveaux actifs pilotables ni nouveaux moyens de stockage. Les simulations révèlent le nombre d'heures et la puissance nécessaire pour combler la défaillance, ce qui permet d'identifier les besoins nécessaires.

Les besoins identifiés sont répartis en trois catégories selon le nombre d'heures de fonctionnement des centrales à pleine puissance (hepp, heures équivalent pleine puissance) :

- Pointe pour un fonctionnement < 2 000 hepp
- Semi-base pour un fonctionnement entre 2000 hep et 4 500 hepp
- Base pour un fonctionnement supérieur à 4500 hepp

[7] Article 141-7 du code de l'énergie

[8] Un problème de « unit commitment » (UC), en optimisation des systèmes électriques, consiste à déterminer quelles unités de production doivent être mises en service ou arrêtées, et à quel moment, afin de satisfaire la demande électrique au moindre coût tout en respectant les contraintes techniques du système.

1.2.4. Analyse des résultats et recommandations

Les simulations réalisées, ainsi que les recommandations relatives aux moyens de production à mettre en place, dépendent fortement du scénario de consommation anticipé, lui-même conditionné par l'évolution réelle de la consommation. Le projet de PPE prévoit une mise à jour du bilan prévisionnel pour 2027 et 2032 avec des projections de consommation jusqu'en 2050.

Compte tenu des incertitudes qui pèsent sur l'évolution de la consommation et de son impact sur le dimensionnement des besoins à mettre en œuvre pour assurer la sécurité d'approvisionnement, **la CRE recommande un rythme de publication plus soutenu des bilans prévisionnels du gestionnaire de réseau, afin d'apporter la visibilité nécessaire sur l'évolution des trajectoires de consommation.**

- **Analyse des résultats à horizon 2028**

A horizon 2028, l'analyse des monotones fait apparaître un besoin en pointe faible (< 5 MW) pour le scénario Récif et nul dans le scénario Mangrove. Les simulations montrent ainsi qu'en l'absence de moyen de pointe ou de stockage complémentaire, le critère de défaillance n'est pas respecté sur le scénario 2028 Récif (7,3 h de défaillance). L'ajout de 10 MW de stockage (avec un stock de 2 heures) ou d'un moyen de production de pointe de type turbine à combustion (TAC) permet de passer le critère de défaillance, même en cas de moindre développement PV. Ce constat est partagé par le GRD, qui a fait part à la CRE de la possibilité d'acquérir rapidement une TAC de 9 MW à des coûts peu élevés.

La CRE rappelle que le prochain guichet stockage à Mayotte devrait être annoncé début 2027. Ainsi le déploiement de 10 MW de stockage à échéance début 2028 apparaît trop ambitieux, et le recours à la TAC 9 MW semble préférable pour la résilience EOD du territoire.

Le développement d'un moyen de pointe (9 MW) est nécessaire à horizon 2028 pour tenir l'équilibre offre-demande en cas de scénario de consommation Récif, notamment en cas de plus faible développement PV. Ce besoin de pointe apparait plus tardivement dans le scénario Mangrove mais reste nécessaire**.**

- **Analyse des résultats à horizon 2033**

L'analyse de la demande résiduelle à l'horizon 2033 met en évidence, dans le scénario Récif (cf.figure 2), un besoin de moyens de production de semi-base de l'ordre de 5 MW, ainsi qu'un besoin significatif en moyens de pointe, estimé à 35-40 MW, soit fortement réhaussé par rapport à 2028.

Dans un scénario de moindre développement de la consommation (Mangrove), seul un besoin de pointe de 25 MW apparait, le besoin de semi-base/ base étant quasi nul.

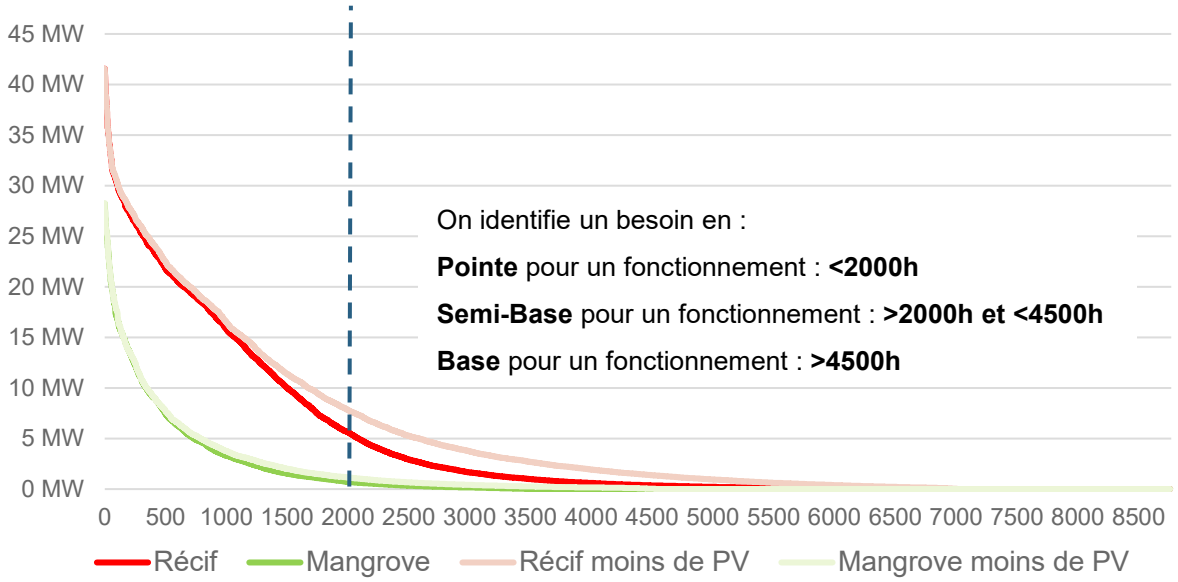


Figure 2 : Demande résiduelle (MW) en 2033 Mangrove et Récif sans nouvelles centrales[9]

En 2033, deux nouveaux moyens de production de base de 18 MW devront être mis en service d'après le projet de PPE, dont une centrale biomasse solide. En plus de ces moyens, un volume de stockage complémentaire de 25 MW est nécessaire pour respecter le critère de défaillance dans le scénario 2033 Récif. Si la consommation évolue finalement comme dans le scénario Mangrove, la mise en service d'une centrale de 18 MW, complétée par la TAC de 9 MW prévue pour 2028, permet de satisfaire l'équilibre entre l'offre et la demande.

Le développement d'un moyen de base de 18 MW et d'un moyen de pointe de 18 MW avec 25 MW de stockage complémentaire permettrait de répondre au besoin avec une sollicitation plus adéquate des centrales, conduisant à des coûts nettement inférieurs pour le système électrique compte tenu des coûts d'investissements plus élevés des moyens de base par rapport aux moyens de pointe[10]. Ces écarts seront d'autant plus importants si le développement de la consommation suit la trajectoire du scenario Mangrove (réduisant d'autant plus l'appel de ces moyens de production de base).

[SDA]

[9] Par rapport au parc de production de 2026

[10] Les centrales de base présentent des coûts d'investissement plus élevés que les centrales de pointe, mais des coûts variables plus faibles. Elles deviennent ainsi plus avantageuses économiquement lorsqu'elles fonctionnent au moins 4 000 heures par an.

- **Analyse des résultats à horizon 2036**

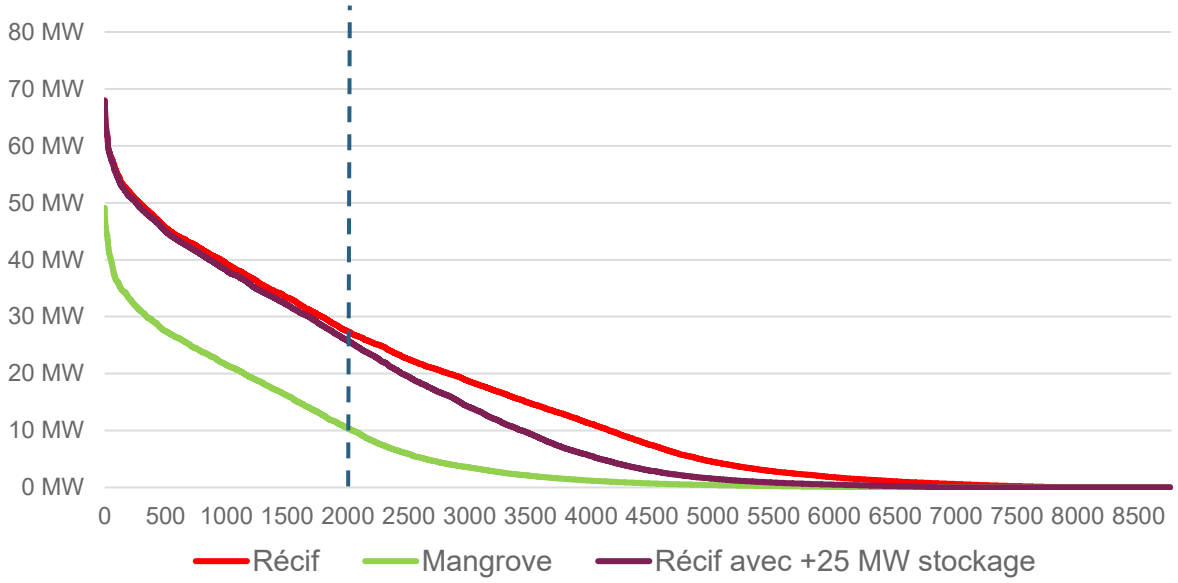


Figure 3 : Demande résiduelle (MW) en 2036 Mangrove et Récif sans nouvelles centrales[9]

En 2036 dans le scénario Récif, le développement de deux moyens de base (besoin en base supérieur à 18 MW) et d'un moyen de pointe est nécessaire (18 MW), en plus des 9 MW de TAC déjà déployé en 2028.

Dans le scénario Mangrove en 2036, l'équilibre offre-demande pourrait être assuré par l'ajout d'un moyen de production de base de 18 MW et d'un moyen de pointe de 18 MW, en complément des 9 MW de TAC déjà mis en service en 2028 et de 25 MW supplémentaires de stockage par rapport au parc de production de 2025.

En 2036, une augmentation du besoin de production de base se matérialise. Si un moyen de base et un moyen de pointe ont été mis en service pour répondre à l'EOD de 2033, la géothermie, sous réserve d'un potentiel avéré, pourrait alors répondre à une forte hausse de la consommation (Récif). Néanmoins, si deux moyens de base ont été retenus pour répondre au besoin de 2033, leur sollicitation diminuerait avec la mise en service de la géothermie, conduisant à une configuration encore moins optimale économiquement pour le système.

1.3. Objectifs de développement des énergies renouvelables

Le projet de PPE prévoit les objectifs suivants s'agissant du développement des filières renouvelables :

	Parc de production début 2025	PPE 2028	PPE 2033
Géothermie	0 MW	0 MW	[0-20MW]
Solaire	27 MW	57 MW	109 MW
Biogaz	1,07 MW	1,07 MW Pas d'objectif de puissance supplémentaire mais encourager tout développement de boues de STEP ou utilisation des huiles alimentaires usagées	0 MW

1.3.1. Géothermie

L'énergie géothermique est caractérisée par cette PPE comme l'énergie à développer de façon prioritaire pour le territoire. Le projet de PPE prévoit de développer le potentiel géothermique en cas de résultat favorable aux forages exploratoires, en maximisant le gisement disponible.

La CRE partage les ambitions du territoire et la priorité et souligne le grand intérêt de cette filière pour le territoire. Les moyens de production géothermiques fournissent en effet une énergie de base, locale et donc non exposée aux importations de combustibles. Cette énergie renouvelable est par ailleurs en mesure de rendre des services système comparables à ceux assurés par les centrales thermiques.

La CRE rappelle toutefois que les projets géothermiques se caractérisent par des délais de développement longs et incertains, notamment en raison de la nécessité de réaliser des campagnes de forage exploratoire et de l'aléa associé à leurs résultats. A ce sujet, la CRE salue la parution récente de l'arrêté du 16 avril 2026[11], qu'elle appelait de ces vœux, et permettant la mise en œuvre effective du dispositif de couverture des coûts des études exploratoires en ZNI en cas de forage infructueux, nécessaire au développement de ces projets.

S'agissant de Mayotte, un permis exclusif de recherche (PER) de gîtes géothermiques a été octroyé à Albioma en septembre 2025 sur Petite-Terre. Albioma prévoit la réalisation de campagnes de forage d'exploration à partir de 2028 pour connaître le potentiel de la filière sur le territoire. Dans ce contexte, la mise en service d'un premier moyen de production paraît difficilement envisageable en 2033. Celui-ci pourrait toutefois contribuer à couvrir une partie des besoins en base identifiés à horizon 2036 (cf. figure 3), tout en réduisant le recours à des moyens thermiques, fossiles ou renouvelables, présentant des coûts variables plus élevés.

1.3.2. Photovoltaïque

Le projet de PPE porte un objectif de **10 MW de puissance supplémentaire installée par an.**

La CRE accueille favorablement cet objectif de développement. Le coût de production des filières photovoltaïques, incluant également le coût du stockage, étant inférieur au coût variable des centrales au bioliquide et fossile, **la CRE souligne que la substitution de la production thermique par de l'énergie solaire devrait s'accompagner à Mayotte d'une baisse des coûts de fonctionnement du système. La CRE encourage donc le déploiement de ces filières et note le risque d'évolution à la hausse des charges de SPE en cas de non-atteinte des objectifs.**

Le déploiement de 10 MW/an fixé par la PPE permettrait de faire passer la puissance installée de 27 MW en 2025[12] à 109 MW en 2033. En 2033, dans le scénario de référence de la PPE[13], le solaire compte pour 19 % de la production d'énergie de l'île dans le cas où le seuil de déconnexion est fixé à 55 % de la production. Le seuil de déconnexion en vigueur de 36 % est un frein à l'insertion complète des ENR dans le mix électrique et conduirait à écrêter au moins 20 % de la production solaire sur l'année. En 2033, cette hausse du seuil de déconnexion permettrait d'économiser à minima 8,6 M€$_{2026}$ sur une année. Le projet de PPE porte une augmentation de ce seuil de déconnexion sans expliciter de nouveau seuil et spécifie qu'aucune étude d'impact n'a été lancée.

[11] Arrêté du 16 avril 2026 pris en application de l'article R. 121-29 du code de l'énergie fixant le plafond de la compensation du coût des études relatives aux projets d'approvisionnement électrique identifiés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie dans les zones non interconnectées

[12] Données post cyclone Chido ayant conduit à la destruction d'une partie des installations et en considérant que 16% des moyens de production PV présents avant le cyclone ne seront pas remis en service.

[13] Mise en service d'une centrale de base 18 MW au bioliquide, d'une centrale de base de 18 MW à la biomasse solide et de 40 MW de stockage.

La CRE recommande, conformément aux objectifs des autres zones non interconnectés, de fixer un taux minimal d'insertion des énergies renouvelable à 45 % en 2028 et 55 % en 2033 permettant un écrêtement inférieur à 5 % de la production solaire.

Il convient de noter que ce seuil correspond à la limite à partir de laquelle le GRD a la possibilité de déconnecter des installations, mais il ne s'agit en rien d'une obligation de déconnecter au-delà de ce seuil. Ainsi, le GRD pourra aller au-delà de ce seuil s'il est possible d'accepter une part d'ENR plus importante à un moment donné du fait de conditions favorables sur le réseau.

La CRE souligne d'ailleurs que les déconnexions demeurent aujourd'hui limitées et que le développement de la production photovoltaïque peut être engagé dès à présent, sans attendre le déploiement du stockage ni la modification du seuil de déconnexion.

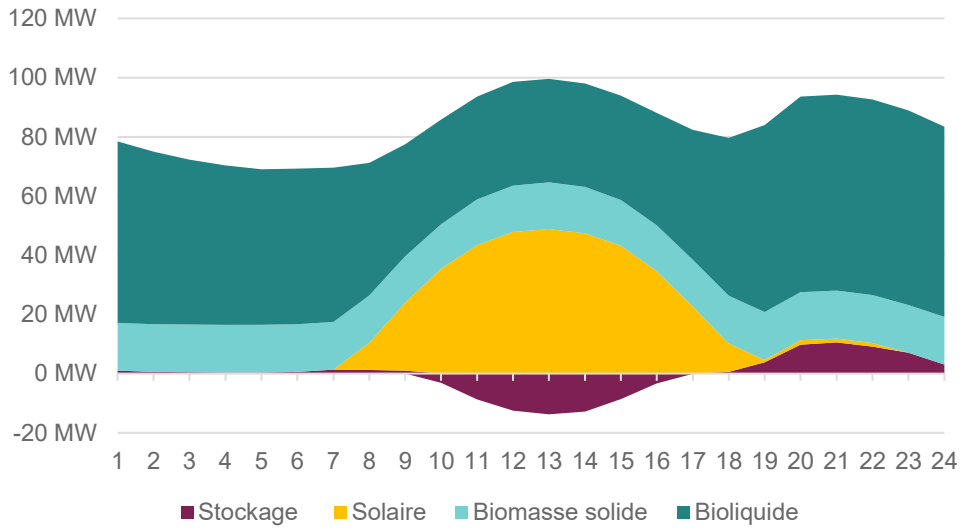


Figure 4 : Journée type de production du parc électrique en 2033

Les objectifs de développement du PV à 10 MW/an sont très ambitieux et supérieurs au rythme de développement observé dans le passé, de 3 MW par an entre 2020 et 2024.

Compte tenu des économies engendrées par le déploiement du photovoltaïque, **la CRE soutient fortement les recommandations de la PPE visant à favoriser le développement du photovoltaïque** (modernisation du cadastre solaire, obligations d'installer des panneaux solaires sur les constructions neuves au-delà d'une certaine surface et conditionnement des aides aux bâtiments favorisant une production d'énergie décarbonée) **et souligne qu'un accompagnement accru des acteurs publics et privés sera indispensable pour atteindre ces objectifs.**

Par ailleurs, les appels d'offres menés par la CRE à Mayotte portant sur les puissances supérieures à 500 kWc ne sont pas suffisamment souscrits pour atteindre les volumes cibles, en particulier pour les projets au sol limités par de fortes contraintes foncières. A contrario, les guichets sont plus dynamiques et conservent des niveaux tarifaires avantageux pour le système sur les puissances entre 9 et 500 kWc. À moyen-terme, la CRE recommande de privilégier le maintien de dispositifs de mise en concurrence entre projets de grande puissance, et de continuer à travailler à la levée des freins au développement du photovoltaïque de grande puissance sur le territoire (notamment l'identification de parcelles propices, la facilitation de l'accès au foncier, et sur les bâtiments les incitations à la solarisation des grandes toitures neuves notamment dans le cadre de la reconstruction). À plus court-terme, la CRE est favorable à un basculement d'une partie des objectifs de l'appel d'offres vers l'arrêté tarifaire, afin de tenir compte

des dynamiques de développement constatées et de ne pas freiner le développement de cette filière à Mayotte.

1.4. Conversion des centrales existantes

Le projet de PPE précise les modalités techniques associées à la **conversion à la biomasse liquide** des centrales de Badamiers et Longoni à horizon 2028, comme prévu dans la PPE révisée en septembre 2023 :

- Mise en place d'un sealine complémentaire permettant l'avitaillement en bioliquide du dépôt pétrolier de Badamiers. Celui-ci est nécessaire dans le cas où le biocombustible utilisé est le même que pour les centrales thermiques de Port Est à la Réunion et du Ricanto en corse. En effet, l'EMAG n'est pas compatible avec le kérosène utilisé par l'aéroport et déjà injecté dans le sealine existant.
- Mise en place, si nécessaire, d'un bac de stockage complémentaire lié aux visites décennales des cuves de stockage de combustible.

Au regard des coûts et de la difficulté de construire un deuxième sealine dans le lagon, la CRE s'interroge sur la pertinence de convertir dès à présent la centrale de Badamiers aux bioliquides. En particulier, le projet du nouvel aéroport sur Grande-Terre, attendu en 2036, pourrait rendre caduc l'utilisation d'un second sealine, en l'absence d'utilisation de kérosène à Badamiers à moyen terme.

Par ailleurs, la CRE note que si le projet de PPE précise la nécessité de construire un sealine, la nature du biocombustible utilisé n'est pas précisée. La construction du sealine n'est nécessaire qu'en cas de fonctionnement à l'EMAG[14] : le HVO[15] ne nécessite pas cet investissement complémentaire car il est miscible avec le kérosène. Son coût d'approvisionnement reste toutefois aujourd'hui plus élevé que celui de l'EMAG. **La CRE recommande qu'une analyse technico-économique soit réalisée en amont de la conversion afin d'acter le choix du combustible envisagé d'une part et le calendrier de conversion d'autre part.**

S'agissant de l'impact financier, la conversion des centrales engendrera des surcoûts évalués par rapport à un fonctionnement au diesel : + 37,5 M€$_{2026}$/an entre 2028 et 2033 correspondants à un surcoût de l'ordre de 225M€$_{2026}$ sur 2028-2033, principalement portée par les charges variables. Le recours aux énergies fatales et à la géothermie permettra de réduire la sollicitation de ces centrales et de limiter les surcoûts variables.

Au regard des contraintes logistiques identifiées en cas de fonctionnement à l'EMAG, un calendrier de conversion différencié entre les deux sites de Longoni et de Badamiers, ou retardé pour les deux sites, mériterait d'être envisagé.

La CRE recommande qu'une analyse technico-économique soit réalisée en amont de la conversion afin d'acter le choix du combustible d'une part et le calendrier de conversion d'autre part. Cette étude pourrait être complétée d'une étude de l'impact de cette conversion sur les prix des carburants routiers sur le territoire.

Indépendamment de la nature du bioliquide utilisé, la conversion engendrera des surcoûts de charges variables importants pour le système électrique par rapport au fonctionnement actuel au diesel (+ 37,5 M€$_{2026}$/an en moyenne pour l'EMAG).

[14] Ester méthylique d'acide gras

[15] Huile végétale hydrotraitée

1.5. Stockage

Deux systèmes de stockage sont en service à Mayotte : une batterie de 4 MW réalisant uniquement de la réserve primaire et une batterie de 7,4 MW rendant uniquement un service d'arbitrage. EDM rencontre des difficultés pour utiliser au mieux ces stockages, amoindrissant leur efficacité. La maitrise et la mise en place d'un système de pilotage efficace est un présupposé à l'ajout de futures batteries. EDM conduit actuellement des analyses visant à évaluer la gestion des capacités de stockage et à identifier des pistes d'amélioration. **Ces travaux, conjugués à la publication du bilan prévisionnel d'EDM et du S2REnR, devraient permettre d'envisager, au premier semestre 2027, l'ouverture d'un nouveau guichet dédié au stockage.** Le gestionnaire de réseau assure par ailleurs que des postes sources sont disponibles dans des zones où la contrainte foncière est limitée.

La CRE soutient le développement du stockage à Mayotte où il présente un fort intérêt. Comme dans les autres ZNI, le stockage permet de mieux valoriser la production solaire en injectant le surplus à des heures où la production demeure largement assurée par des moyens thermiques (arbitrage).

En plus de cet avantage et compte tenu de l'équilibre offre-demande tendu à Mayotte, le stockage offre une valeur capacitaire. En effet, même avec un faible développement solaire, au-delà de la substitution à l'utilisation de moyens thermiques, le stockage permet d'éviter la survenue de la défaillance, et donc de réduire les besoins en construction de nouvelles centrales de production.

Par ailleurs, le soutirage du stockage pendant la cloche solaire permet une meilleure insertion de la production photovoltaïque, limitant ainsi l'écrêtement de cette production.

Enfin, le stockage fournit un service de réserve rapide. Ce service permet d'éviter le fonctionnement de centrales thermiques mobilisées uniquement pour satisfaire les exigences de réserve rapide, alors que des moyens de production plus compétitifs pourraient être utilisés. Le plus grand groupe thermique de l'île dispose d'une puissance de 11,3 MW mais, compte-tenu de la fragilité du système électrique mahorais et du développement de nouveaux moyens de production, cette dernière pourrait augmenter à l'avenir.

Les besoins futurs dépendront du développement des prochaines installations thermiques. **Néanmoins, il est possible d'anticiper un besoin de stockage de plusieurs dizaines de MW à l'horizon 2033, susceptible d'être réévalué à la hausse. En fonction de la matérialisation réelle de la croissance de la consommation, du développement des différents moyens de production pilotables et du photovoltaïque, la CRE lancera les guichets nécessaires pour combler les besoins à horizon 2036.**

1.6. Maîtrise de la demande en énergie (MDE)

Le projet de PPE prévoit une atteinte des objectifs à mi-chemin entre les scénarii de consommation Mangrove et Récif (550 GWh en 2028), avec un renforcement du cadre territorial de compensation des petites actions de MDE.

La CRE rappelle que le déploiement du cadre entre 2019 et 2024 a permis la distribution de 26,3 M€ de primes, conduisant à un coût de 30,4 M€ supportés par les charges de SPE, qui devrait conduire à 40,8 GWh/an d'économies et une économie nette de charges de SPE de 57,4 M€ sur la durée de vie des actions. Après un déploiement de la climatisation, très majoritaire sur les premières années, le comité MDE a progressivement réussi à diversifier les actions portées, grâce à la mise en place d'un plan de sensibilisation et de communication ainsi qu'à la structuration des filières locales, en partenariat avec la Réunion, qui s'est notamment traduit par le développement des actions d'isolation des toitures à partir de 2021. L'explosion des installations de brasseurs d'air a été jugulée à partir de 2024 suite à une baisse de primes, traduisant ainsi un rééquilibrage du cadre.
Le cadre de compensation des petites actions de MDE Mayotte a été renouvelé le 12 mars 2026[16] pour une période de 3 ans jusqu'en 2028. Les objectifs ont été réhaussés avec pour volonté d'orienter les consommateurs vers des solutions efficientes et de diversifier les offres proposées.

[16] Délibération N°2026-60 de la CRE du 12 mars 2026 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Mayotte

Pour accompagner le déploiement du cadre des petites actions de MDE, le projet de PPE prévoit un ensemble de mesures concrètes dont notamment :

- le renforcement de la charte Mayenergie, qui apporte des références techniques aux maîtres d'ouvrage souhaitant s'engager dans une démarche de développement durable pour la gestion énergétique des bâtiments. **La CRE souligne l'importance de cette charte, qui permet de préfigurer une future réglementation thermique mahoraise**. **Par ailleurs, la CRE souligne qu'une adhésion des acteurs de la reconstruction à la charte permettra de garantir la mise en place d'actions performantes, comme le recours aux chauffe-eaux solaires**.
- l'interdiction ou la taxation de tout appareil peu performant énergétiquement. **La CRE partage l'ambition du territoire, qui permettra d'orienter les consommateurs vers les appareils les plus performants, soutenus par le cadre de MDE.**

La CRE reconnaît l'importance de la MDE, en tant que maillon essentiel de la politique énergétique afin de contenir une éventuelle hausse de la consommation. La CRE salue les objectifs concrets portés par le territoire pour accompagner le déploiement du cadre 26-28 et l'invite à s'assurer de la mise en œuvre rapide et effective des différentes mesures proposées.

1.7. Véhicule électrique

La réalisation d'un schéma directeur de déploiement des véhicules électriques à l'échelle du département est prévue pour 2026. Ce schéma permettra d'instruire les problématiques identifiés par le projet de PPE : impact carbone dépendant du futur mix électrique, export des batteries en fin de vie, faible pouvoir d'achat des mahorais. Au regard de l'impact du développement des véhicules électriques sur le réseau et des émissions carbones en cas de mix électrique encore carboné, le projet de PPE prévoit de limiter l'impact des véhicules électriques sur le réseau en conditionnant l'installation des bornes de recharges à une pilotabilité de la part du gestionnaire de réseau par un arrêté préfectoral sur proposition d'EDM.

La CRE partage le besoin d'un développement vertueux du véhicule électrique qui prenne en compte l'impact réseau et carbone de cette mobilité. Le pilotage des bornes de recharge doit constituer un axe essentiel de la stratégie pour que la recharge intervienne au pic de production des EnR.

1.8. Etudes compensées par les charges de SPE

Le projet de PPE prévoit qu'un certain nombre d'études puissent être compensées au titre du L.121-7 du code de l'énergie. La CRE rappelle que le code de l'énergie prévoit que seules les études relatives à un projet de production ou d'approvisionnement « *conduisant à un surcoût de production au titre du a du présent 2° ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c* » peuvent faire l'objet d'une compensation. Ainsi, la CRE souligne que seules les études ci-dessous peuvent faire l'objet d'une compensation :

- Etude visant à définir le choix d'un site approprié pour le développement du solaire lagunaire, déjà prévu par la PPE simplifiée du 11 septembre 2023 et non réalisée à ce jour.
- Forages exploratoires pour Petite Terre déjà prévus par la PPE simplifiée du 11 septembre 2023.
- Etude technico-économique par le SIDEVAM devant être réalisée afin d'étudier la faisabilité d'une usine de valorisation énergétique des déchets.

1.9. Reconstruction du réseau électrique et plan de développement du réseau

En décembre 2024, le cyclone Chido a détruit ou fortement endommagé environ 60 % à 90 % du réseau HTA-BT aérien. EDM s'est fortement mobilisé pour réalimenter l'ensemble des clients au 31 janvier 2025. A l'issue, une phase de consolidation du réseau a été mise en œuvre par l'opérateur pour réparer et sécuriser les ouvrages électriques du réseau les plus prioritaires pour un montant de 32,8 M€.

Enfin, EDM prépare une troisième phase de reconstruction du réseau d'un montant d'investissement estimatif de 43 M€ sur la période 2026-2029 comprenant :

- L'enfouissement du réseau HTA aérien (environ 20% du réseau HTA) ;
- La sécurisation du réseau BT ;
- La mise en place d'un compensateur synchrone.

En parallèle des investissements de reconstruction du réseau, EDM prévoit des investissements significatifs sur son réseau HTB pour un coût d'investissement estimatif de 42 M€) avec notamment :

- La mise en place de deux lignes sous-marines 90 kV entre Badamiers et Kawéni ;
- La construction d'un poste source 20/90 kVA à Badamiers ;
- La sécurisation et rénovation du poste source de Longoni.

Au regard du volume d'investissements prévisionnels envisagé par EDM, la CRE considère que le projet de PPE pourrait être précisé sur le développement des réseaux.

En particulier, l'article L. 322-11 du Code de l'énergie 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. **A ce titre, la CRE recommande que la PPE prévoie la réalisation d'un plan de développement des réseaux, tel que mentionné au L. 322-11 du code de l'énergie.**

Le projet de PPE transmis ne semble pas tenir compte des conséquences du cyclone Chido survenu en décembre 2024. **A ce titre, il serait pertinent que les actions inscrites dans le projet de PPE qui portent sur le réseau électrique (schéma directeur, fiabilisation, optimisation de l'enfouissement, etc.) soient actualisées afin de tenir compte du programme de travaux de rétablissement du système électrique mahorais.**

1.10. Objectifs relatifs au développement de la filière hydrogène

En l'absence d'usage préexistant sur le territoire, le projet de PPE ne prévoit pas de développement de la filière à l'horizon 2028-2033. Une mise à jour de l'étude de potentiel est prévue pour 2027. Le projet de PPE souligne que ce vecteur pourrait être utilisé comme stockage intermédiaire de l'énergie renouvelable intermittente en cas de pics de production non injectable directement dans le réseau électrique. L'hydrogène produit serait ensuite exploité pour couvrir les besoins pour la mobilité.

Concernant la production d'hydrogène à partir de sources renouvelables excédentaires, la CRE souligne que la conversion de l'électricité vers l'hydrogène présente un rendement moins intéressant que le stockage par batterie (30 à 70 % contre 85 %). L'hydrogène ne doit donc être utilisé que dans des cas où il n'existe pas d'autre solution de stockage plus efficiente. Dans le cas de la mobilité lourde ou du fret de longue distance, pour lesquels l'autonomie est une caractéristique primordiale, l'hydrogène pourrait constituer une solution pertinente de substitution aux carburants fossiles.

La CRE rappelle toutefois que les charges de SPE n'ont pas vocation à financer le développement des usages de l'hydrogène en dehors du périmètre du système électrique. À ce titre, la production d'hydrogène pour la mobilité ne saurait bénéficier de financements par les charges de SPE.

Pour les projets qui relèvent purement du système électrique, la CRE a la charge d'en évaluer le coût normal et complet. À ce titre, la CRE considère que les solutions reposant sur l'usage de l'hydrogène ne pourront pas être financées dès lors qu'il existe des solutions d'électrification plus efficientes. **Aussi, la CRE invite les porteurs de projet à concentrer leurs efforts de développement de la filière hydrogène vers les usages ne pouvant être électrifiés, par exemple via un raccordement ou des batteries.**

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

Les charges de service public de l'énergie correspondent à la différence entre les coûts de production du système électrique et les recettes tarifaires du fournisseur liées à la vente aux tarifs réglementés, pouvant être affectées à la production (la part production des tarifs réglementés de vente ou PPTV).

Les charges de SPE sont évaluées à compter de l'année 2026 et sur la base d'une hypothèse d'inflation de 2% lorsque présentées en euros courants. Les montants présentés pour une période donnée sont exprimés en euros 2026 constants, c'est-à-dire corrigés de l'inflation.

Le chiffrage prend en compte les charges induites par les objectifs fixés par le projet de PPE :

- Développement des deux moyens de production de 18 MW comprenant une centrale fonctionnant à la biomasse solide (18 MW) et une centrale thermique de base fonctionnant à la biomasse liquide (18 MW), conformément aux projets portés par les acteurs du territoire. Compte tenu de l'avancement des différents projets, ces moyens de production sont considérés mis en service à partir de 2031 ;
- Conversions des centrales existantes d'EDM au bioliquide (EMAG) importé à partir de 2028 ;
- Objectif de développement du photovoltaïque (+ 10 MW/an) ;
- Compte tenu du temps de développement de la géothermie, la CRE n'a pas pris en compte dans son chiffrage de projet de géothermie à horizon 2033 ;
- Le chiffrage comprend les charges fixes induites par les différents projets sur leur durée de vie ainsi que les charges variables jusqu'en 2033, horizon de la PPE ;

Les charges variables des moyens de production sont chiffrées en s'appuyant sur le scénario **Mangrove**, scénario médian de consommation, restant supérieur à la trajectoire passée de la consommation.

Le parc de production constaté début 2025 et prenant en compte l'impact du passage du cyclone Chido en décembre 2024 – notamment une diminution de la puissance solaire installée en 2024 de 16 %, pour tenir compte du fait qu'une partie des parcs détruits ne seront pas remis en service - est utilisé comme référence et évolue ensuite entre 2026 et 2033 pour atteindre un parc de production à horizon 2028 et 2033 correspondants à l'atteinte totale des objectifs du projet de PPE. Au regard des enjeux court terme sur l'EOD en 2028, la TAC de 9 MW est intégrée dans les deux scénarii ainsi que 25 MW de stockage supplémentaire en 2033 afin de répondre à l'EOD.

La méthodologie détaillée du chiffrage de l'impact du projet de PPE en termes de charges de service public de l'énergie et les hypothèses retenues sont présentées en annexe 1 (confidentielle) du présent rapport.

Le mix électrique actuel du parc mahorais et celui visé par le projet de PPE en 2033 et chiffré par la CRE sont présenté en figure 5.

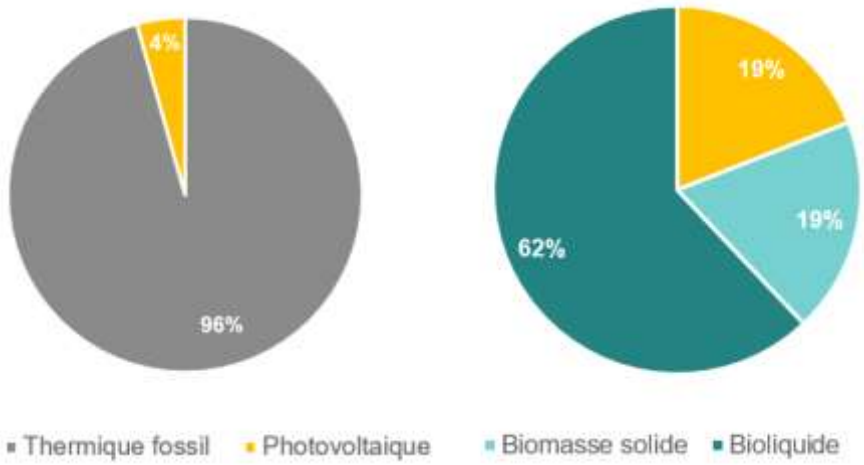


Figure 5 : Mix électrique en 2025 (à gauche) et en 2033 (à droite) en % de l'énergie produite

La mise en service de la géothermie permettrait d'augmenter le taux d'énergie renouvelable locale, tout en réduisant les charges de SPE. A titre d'illustration, une installation de 10 MW de géothermie en 2036 représenterait environ 9 % du mix électrique.

2.1. Résultats du chiffrage

2.1.1. Evolution des charges sur l'horizon du projet PPE 26-33

En 2025, les charges de service public de l'énergie s'élevaient à 143,4 M€ (y compris soutien à la MDE), ce qui représente environ 435 €/habitant/an.

Les charges croissent progressivement avec l'évolution de la demande pour atteindre **173,2 M€$_{2027}$** en 2027. En 2028, les charges de SPE atteignent **227,3 M€$_{2028}$**, sous l'effet principal de l'augmentation des charges variables de + 41,5 M€ avec la conversion aux bioliquides. Les investissements liés à la conversion aux bioliquides et à l'ajout de la TAC de 9 MW ont un effet plus limité.

Les charges atteignent **334,1 M€$_{2033}$ en 2033** portées par la mise en service des deux nouveaux moyens de production pilotables de 18 MW prévus dans la PPE (+ 65,3 M€$_{2026}$ de charges fixes supplémentaires liées aux nouveaux moyens de production pilotables par rapport à 2028).

[SDA]

Sur la période 2026-2033, les charges de SPE prévisionnelles engendrées par la mise en œuvre du projet de PPE s'élèveront à **1,89 Md€$_{2026}$, soit un montant annuel de 237 M€$_{2026}$ (+ 65 % par rapport à 2025).**

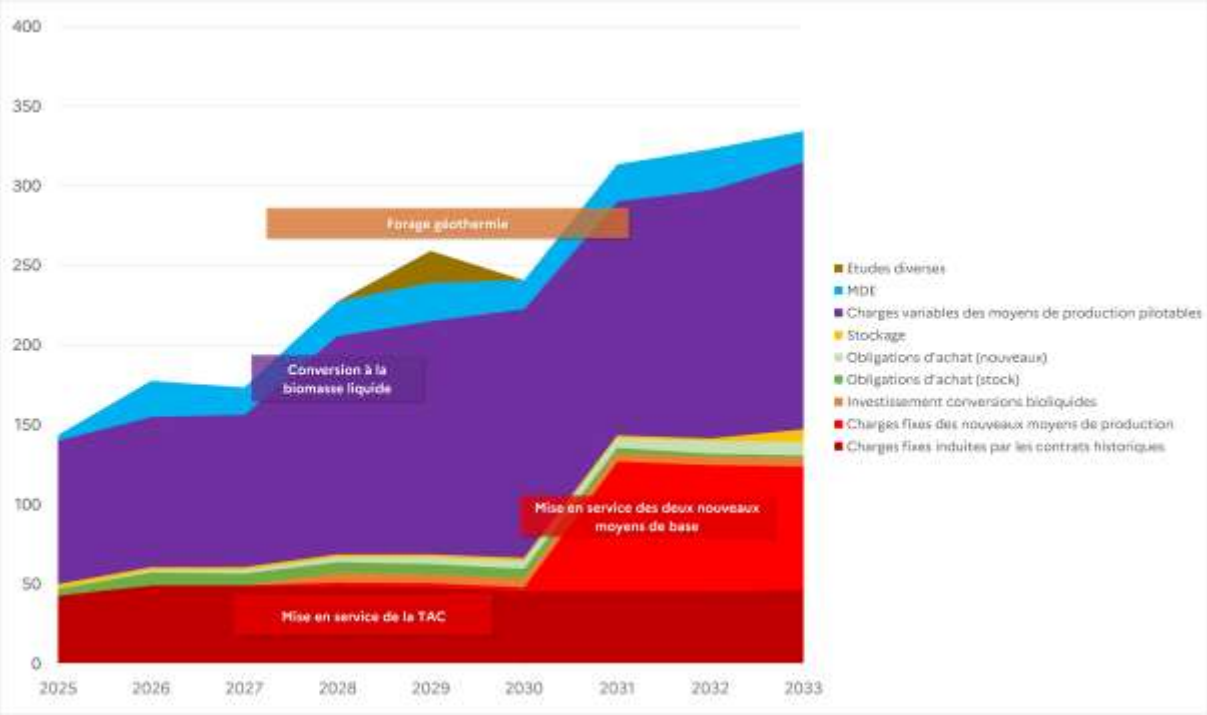


Figure 6 : Charges de service public (M€) induites par le projet de PPE

2.1.2. Résultats du chiffrage détaillé par nature de charges

Le chiffrage de la PPE Mayotte repose plus spécifiquement sur trois blocs :

(i) **Le premier concerne les charges fixes déjà engagées et restant à payer au titre d'engagements passés**. Celui-ci comprend en particulier :

- L'amortissement, la rémunération et les coûts d'exploitation fixes liés au parc historique d'EDM dénommés « Charges fixes induites par les contrats historiques » sur la Figure 6. Les moyens de production concernés sont les centrales de Badamiers et Longoni, déjà en service en 2026.
- Les charges liées aux contrats d'obligation d'achat en stock (PV et biogaz). Celles-ci sont présentées dans la Figure 6 sous la dénomination « Obligations d'achat (stock) ».

Ce bloc représente au total **1,1 Md€$_{2026}$** de charges à payer jusqu'en 2055[17], dont **393,3 M€**$_{2026}$ jusqu'en 2033.

(ii) **Le deuxième bloc concerne les charges qui seront engagées avec la mise en service de nouveaux moyens**, qu'il s'agisse :

- Des primes fixes des nouveaux contrats de gré à gré, qui concernent l'installation fonctionnant à partir de biomasse solide, de la TAC de 9 MW ainsi qu'une autre installation de puissance pilotable de 18 MW ici considérée au bioliquide. Elles sont intitulées « Charges fixes des nouveaux moyens de production » sur la Figure 6.
- Des primes fixes des conversions aux bioliquides intitulées « Investissement conversions bioliquides ».
- Des charges induites par de nouveaux contrats d'obligation d'achat– dénommées « Obligations d'achat (nouveaux) » en Figure 6.
- Des charges induites par de nouveaux contrats de stockage.

[17] Date de fin des contrats en vigueur

Ces engagements prévus dans la PPE portent sur l'ensemble de la durée de vie de ces actifs soit jusqu'en 2058.

Ce bloc comprend aussi les coûts des actions de MDE et de financement des études au titre du e et du f du 2 de l'article L.121-7 du code de l'énergie.

Ce bloc représente au total **1,7 Mds€$_{2026}$** de charges à payer jusqu'à la fin de l'ensemble des contrats, en 2055, dont **480,1 M€$_{2026}$** jusqu'en 2033.

(iii) **Le troisième bloc concerne les charges variables des moyens pilotables** qui devront être appelés en complément de la production ENR en obligation d'achat.

Ce bloc représente au total **1,02 Md€$_{2026}$** jusqu'en 2033.

Sur la base de ces éléments, les charges de service public liées à l'atteinte de tous les objectifs du projet de PPE qui seront à payer sur la période 2026-2057 s'élèvent à :

- **1,89 Mds€$_{2026}$** sur la période 2026-2033, dont **1,02 Md€$_{2026}$** de charges variables.
- **1,92 Mds€$_{2026}$** sur la période 2034-2055, auxquels devront s'ajouter les charges variables des moyens pilotables (non chiffrés au-delà de l'horizon de la PPE).

A noter que dans le cas où la consommation suivrait une trajectoire plus importante de consommation (scénario Récif), les charges de SPE seront plus importantes.

2.2. Analyses

2.2.1. Nouveaux moyens de production

La CRE constate que les charges de SPE augmentent fortement, notamment portées par la mise en service des nouveaux moyens de base en 2031, dont les coûts d'investissements prévisionnels sont élevés par rapport à des moyens de pointe, mieux adaptés au besoin (cf. paragraphe 1.2), d'une part et en comparaison à des moyens similaires développés sur d'autres territoires d'autre part. La CRE rappelle le risque de surcoûts importants résultants de ce choix au regard des besoins pour l'équilibre offre-demande du territoire. Ces surcoûts seront d'autant plus importants si le développement de la consommation suit la trajectoire du scenario Mangrove.

La variante retenant uniquement le moyen de base le moins cher à date ([SDA]) ainsi qu'un moyen de pointe complémentaire fonctionnant aux bioliquides (18 MW) permet d'économiser de l'ordre de [SDA] entre 2031 et 2055, ce qui représente [SDA] du montant annuel des charges de SPE sur cette période.

Compte tenu des surcoûts importants de la solution à deux moyens de base, la CRE invite les porteurs de projets, l'Etat et le Conseil départemental à faire les meilleurs efforts pour travailler sur des réductions de coûts (notamment via des synergies et optimisations au regard des autres retombées pour le territoire) et l'apport de subventions, notamment européennes, afin de maitriser les coûts pour les charges de service public de l'énergie des moyens de production envisagés.

[SDA]

2.2.2. Analyses de sensibilité

Report de la conversion aux bioliquides

Le bioliquide considéré pour cette analyse de sensibilité est l'EMAG, comme pour le chiffrage ci-dessus, en cohérence avec le projet de construction d'une sealine inscrit dans le projet de PPE transmis à la CRE. **Un éventuel report de conversion à horizon 2033 permettrait de limiter la hausse des charges de SPE sur la période 28-33 d'environ 225 M€.**

Le coût complet de la conversion à l'EMAG est estimé à 37,5 M€$_{2026}$/an sur la période 2028-2033, soit + 17 %/an des charges de SPE.

[SDA]

Une analyse technico-économique fine devra être réalisée en amont de la conversion afin d'acter le choix du combustible envisagé d'une part et le calendrier de conversion

Moindre développement du photovoltaïque.

Le projet de PPE explicite un objectif de développement de +10 MW par an. De 2015 à 2024, le photovoltaïque a connu une croissance annuelle de 2 MW avec une hausse à 3 MW par an pour la période 2020-2024. Le projet de PPE implique ainsi un rythme de développement plus de 3 fois supérieur à l'actuel. La CRE a réalisé une analyse de sensibilité dans laquelle le photovoltaïque serait développé avec un rythme de +3,6 MW par an sur la période d'étude de la PPE.

En termes de capacité installée, un développement de +3,6 MW par an, avec un remplacement à l'identique des modules en fin de vie du photovoltaïque, amène à une capacité installée de 58 MW en 2033 contre 109 MW pour le projet de PPE.

Impact sur les charges de SPE :

De 2028 à 2033, dans l'hypothèse où l'on développe deux moyens de base de 18 MW, une TAC de 9 MW et 25 MW de stockage supplémentaire en 2033, ce moindre développement du photovoltaïque réduit les charges liées au soutien à la production photovoltaïque de 26,1 M€$_{2026}$ sur la période 2028-2033 inclus. Néanmoins, cette moindre production solaire engendre sur ces six années des surcoûts de production à hauteur de 100,1 M€$_{2026}$.

De fait, un plus faible développement du photovoltaïque engendrerait une augmentation des charges de SPE de 74 M€ sur la période 2028-2033. A ce titre le CRE invite l'Etat et les acteurs locaux à mettre en place les moyens nécessaires à l'accélération du développement de cette filière, notamment les différents leviers décrits dans le projet de PPE.

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

Annexe confidentielle : Chiffrage des charges de service public de l'énergie engendrées par la mise en œuvre du projet de PPE Mayotte