



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

RAPPORT

18 OCTOBRE 2017

Mission de la CRE en Martinique

SOMMAIRE

1. CONTEXTE.....	6
1.1 UN CONTEXTE INSTITUTIONNEL MARQUE PAR LA RECENTE MISE EN PLACE D'UNE COLLECTIVITE UNIQUE ...	6
1.2 L'ECONOMIE DE LA MARTINIQUE : A LA RECHERCHE D'UN NOUVEAU SOUFFLE	6
1.3 UNE POPULATION EN BAISSSE ET UN TAUX DE CHOMAGE ELEVE	7
2. SYSTEME ELECTRIQUE.....	8
2.1 UN PARC DE PRODUCTION CARACTERISE PAR UN FAIBLE TAUX D'ENERGIES RENOUVELABLES ET UNE REPARTITION TERRITORIALE FORTEMENT BIPOLAIRE.....	8
2.1.1 Le site de production de Pointe des Carrières.....	9
2.1.2 Le site de production de Bellefontaine.....	11
2.1.3 La Turbine à combustion du Galion.....	13
2.2 LE RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE NECESSITE DES RENFORCEMENTS	13
2.3 LE SYSTEME ELECTRIQUE MARTINIQUAIS SE CARACTERISE PAR UNE INSTABILITE STRUCTURELLE, CONSEQUENCE DE SA CONFIGURATION BIPOLAIRE ET D'UNE FAIBLE INERTIE GLOBALE.....	15
3. GOUVERNANCE DE L'ENERGIE EN MARTINIQUE.....	16
3.1 UNE RESTRUCTURATION DE LA GOUVERNANCE SOUS L'IMPULSION DE LA CTM.....	16
3.2 LES ORIENTATIONS DU PROJET DE PPE PORTENT PRINCIPALEMENT SUR LES ENR INTERMITTENTES	17
3.3 LA CENTRALE BAGASSE/BIOMASSE DE GALION EST STRUCTURANTE POUR LE SYSTEME MARTINIQUAIS ...	19
3.4 EDF EST UN ACTEUR INCONTOURNABLE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE	20
4. HORMIS LA FILIERE PHOTOVOLTAÏQUE, LE DEVELOPPEMENT DES PROJETS ENR IDENTIFIES PAR LE PROJET DE LA PPE RESTE LIMITE	21
4.1 LE DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE PHOTOVOLTAÏQUE DEVRAIT TROUVER UN NOUVEAU SOUFFLE	21
4.2 LE DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE BIOMASSE LOCALE EST SOUMIS A PLUSIEURS CONFLITS D'USAGE	22
4.3 UN PROJET D'EXPLOITATION DES ENERGIES MARINES ENCORE AU STADE DE PROTOTYPE.....	22
4.4 LA FILIERE GEOTHERMIQUE AFFICHE UN POTENTIEL INTERESSANT MAIS SON DEVELOPPEMENT LOCAL NECESSITE ENCORE DES ETUDES. LE PROJET D'IMPORTATION A PARTIR DE LA DOMINIQUE DOIT ENCORE, QUANT A LUI, FRANCHIR DES OBSTACLES	23
4.5 L'ACCROISSEMENT DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DES DIFFERENTS SYSTEMES DE TRAITEMENT DES DECHETS N'EST PAS ENVISAGEABLE DANS L'IMMEDIAT	24
4.6 LE CADRE REGLEMENTAIRE ACTUEL FAVORISE LE DEVELOPPEMENT DES EOLIENNES AVEC STOCKAGE....	25
4.7 LE DEVELOPPEMENT DE L'HYDROELECTRICITE EST LIMITE AUX INSTALLATIONS DE PETITE TAILLE.....	25
5. LA CONVERSION DES CENTRALES THERMIQUES AU GAZ NE PEUT ECONOMIQUEMENT S'ENVISAGER QU'A UNE ECHELLE REGIONALE	25
6. LA MAITRISE DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE.....	26
7. DEVELOPPEMENT DU STOCKAGE ET PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTEME	27
8. EN SYNTHESSES, QUELQUES POINTS D'ATTENTION PARTICULIERS	29

Introduction

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (ZNI¹) de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale. Cependant, les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont supérieurs à ceux en métropole continentale et ne sont pas couverts par la part énergie de ces tarifs, représentative des coûts de production en métropole continentale. Cette situation occasionne pour les opérateurs, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI)², Electricité de Mayotte (EDM) et Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), des surcoûts qui font l'objet de charges de service public de l'énergie intégrées au budget de l'État. Pour la période 2002-2016 les surcoûts cumulés au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI représentent près d'un tiers du cumul des charges de service public de l'énergie sur cette période.

Par ailleurs, la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que chaque territoire élabore la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adaptée à ces besoins. La PPE constitue un document fondateur dont la vocation est de préciser les objectifs et les enjeux de politique énergétique de chaque territoire, de déterminer les lignes directrices de développement des systèmes électriques, d'identifier les risques et les difficultés liés à leur mise en œuvre et d'orienter les travaux des acteurs publics. Au moment du lancement de la mission en Martinique, objet du présent rapport, seule la Corse avait publié sa PPE, les PPE des autres ZNI étant en cours d'élaboration et de concertation. A ce jour, la PPE Martinique est la seule PPE des ZNI qui n'a pas encore été adoptée.

La CRE joue un rôle important dans la mise en œuvre de la politique énergétique des ZNI au travers de la gestion du dispositif relatif aux charges de service public de l'énergie (CSPE) qui assure la mise en place de la péréquation tarifaire. Pour ce qui concerne les ZNI, le dispositif couvre le soutien au développement des projets de centrales de production d'électricité, de projets de stockage centralisé géré par le gestionnaire du réseau, des actions de la maîtrise de la demande en énergie (MDE) et de soutien aux consommateurs. La réalisation de chaque projet d'investissement dans le cadre d'un contrat de gré à gré est soumise à l'examen de la CRE qui évalue le coût « normal et complet » qui détermine ainsi le prix contractuel payé par la suite par les opérateurs historiques aux tiers co-contractants. En outre, la CRE est responsable de l'organisation, du suivi, d'instruction et du contrôle des procédures d'appel d'offres, ainsi que de la définition des tarifs réglementés de ventes « bleu + », « jaunes » et « verts ».

Au regard des enjeux financiers passés et futurs associés au développement de la production d'électricité dans les ZNI, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a décidé d'engager, dans la limite de ses ressources, un cycle de visites de chacun de ces territoires.

Après la première mission de déplacement à Mayotte et à la Réunion réalisée en octobre 2014 la CRE s'est rendue en Guyane en mars, puis en Martinique en novembre 2016.

* * *

La production d'électricité en Martinique repose essentiellement sur les moyens thermiques. La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique reste faible par comparaison aux autres ZNI et s'élève seulement à 7% en 2015.

La part des énergies renouvelables est fortement dominée par la filière photovoltaïque, la contribution des autres filières restant marginale. À noter toutefois que la Martinique est la seule ZNI dotée d'une installation de production d'électricité à partir d'incinération des ordures ménagères.

Par ailleurs, le changement de statut de la Martinique (le 18 décembre 2015 la Martinique est devenue Collectivité territoriale) a généré une mutation institutionnelle des acteurs en charge de la gouvernance de l'énergie, ce qui a conduit à la redéfinition des orientations et des priorités.

Outre la volonté de soutenir le développement des installations photovoltaïques et éoliennes en parallèle du développement de moyens de stockage, la Collectivité Territoriale de la Martinique ambitionne de favoriser la réalisation de projets innovants. Ceux-ci visent à réduire le recours aux moyens de production thermique, tels qu'une centrale de production d'électricité à partir de l'énergie thermique de mer ou des centrales fonctionnant à base de bioéthanol obtenu à partir de la canne à sucre plantée sur les terrains contaminés par le chlordécone ou encore des micro-steps urbaines (stations de transfert d'énergie par pompage) qui évitent l'appel aux turbines à combustion. Parmi les projets les plus avancés, la mise en service en 2017 de la première centrale fonctionnant

¹ Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélémy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey.

² Dans les ZNI où EDF est présente les missions de service public de l'électricité sont assurées par sa direction intitulée EDF SEI, en charge des activités suivantes :

- Achat de l'ensemble de l'électricité produite sur le territoire ;
- Gestion en continu de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ;
- Transport, distribution et fourniture d'électricité aux tarifs réglementés auprès de tous les clients.

EDF SEI sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF, notamment de sa filiale EDF PEI.

à partir de bagasse et de biomasse viendra renforcer le mix énergétique renouvelable. Enfin la Martinique pourrait, à l'instar de la Guadeloupe, être interconnectée avec une future centrale de production géothermique située sur l'île voisine de la Dominique.

Au regard des éléments de contexte précités, la CRE a décidé d'organiser une mission en Martinique avec les objectifs ci-après :

- Prendre la mesure *in situ* des contraintes techniques et logistiques pesant sur le système électrique martiniquais ;
- Rencontrer les différentes équipes du centre martiniquais d'EDF SEI pour observer la déclinaison opérationnelle des missions de service public confiées à EDF SEI par le code de l'énergie et pour mieux appréhender les particularités d'exploitation des moyens de production et leur intégration dans le mix énergétique ;
- Rencontrer les acteurs institutionnels locaux : Collectivité Territoriale de Martinique, Préfet, DEAL, ADEME, etc., ainsi que les acteurs locaux fortement impliqués dans le développement du secteur énergétique : Syndicat Mixte d'Electricité de la Martinique et Société publique locale Martinique Energies Nouvelles ;
- Rencontrer les principaux producteurs locaux (EDF SEI, EDF PEI, Albioma, Syndicat Martiniquais de Traitement et de Valorisation des Déchets) pour mieux appréhender les particularités d'exploitation des moyens de production et leur intégration dans le mix énergétique global de chaque île ;
- Rencontrer les potentiels futurs producteurs dont les projets sont en cours de concrétisation pour mieux comprendre les contraintes de développement rencontrés et la contribution de leurs projets dans le mix énergétique martiniquais ;
- Rencontrer les responsables du secteur énergétique du gouvernement de l'île voisine Dominique pour faire l'état des lieux de développement du potentiel géothermique dominiquais et en vue d'éventuel raccordement des îles françaises à la future centrale de production de l'électricité géothermique.

* * *

Une délégation de la CRE s'est rendue en Martinique entre le 31 octobre et le 10 novembre 2016. La délégation était composée de :

- Catherine Edwige, Commissaire en charge des ZNI
- Christophe Leininger, directeur du développement des marchés et de la transition énergétique
- Kseniya Khromova, responsable du pôle régulation et investissements ZNI

La mission a établi son rapport sur la base des entretiens et des documents transmis par les responsables et acteurs locaux du secteur dont la liste figure en annexe. Des visites sur sites ont également été organisées.

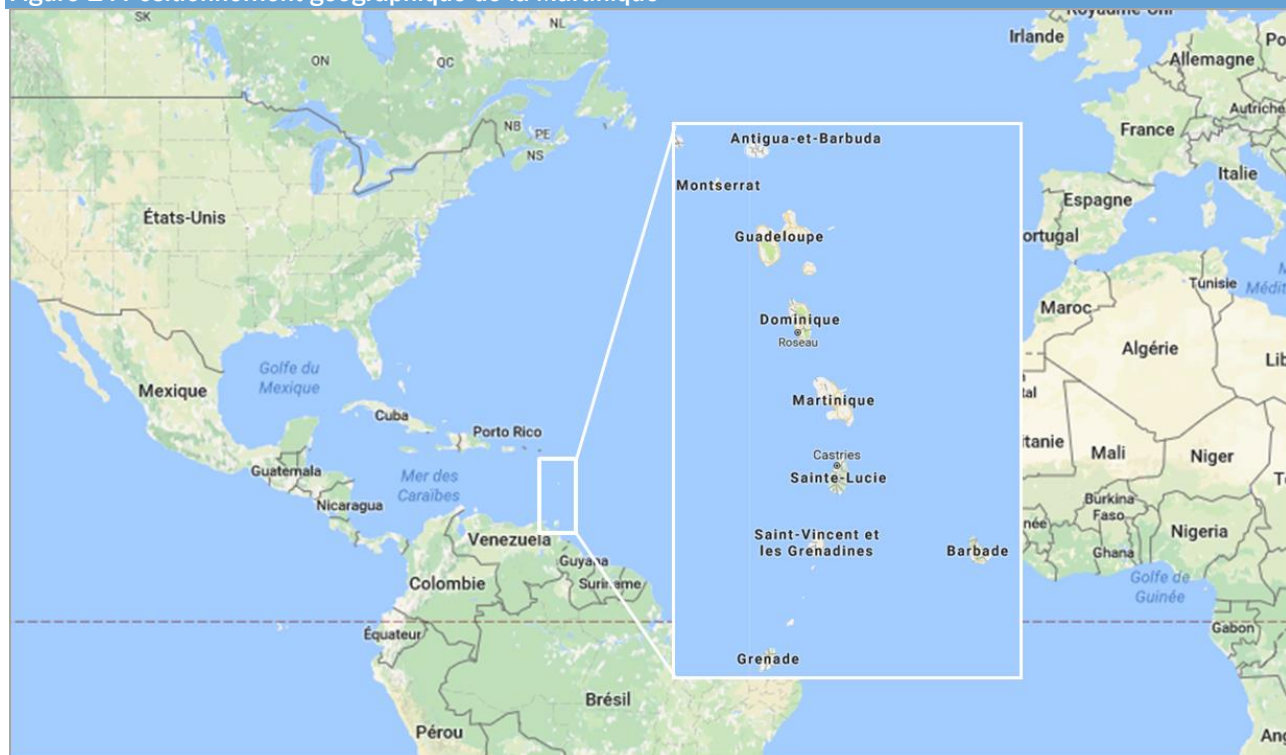
Le présent rapport expose les enjeux spécifiques de la Martinique et l'état des lieux de la situation du secteur de l'électricité, tel que la mission l'a constaté. Lorsqu'elle l'a jugé utile, la CRE a formulé des recommandations qui ont été communiquées aux entités concernées.

Ce rapport a été adopté par le Collège de la CRE par une délibération en date du 28 octobre 2017. Il a été transmis à l'ensemble des acteurs rencontrés, les informations relevant du secret des affaires ayant été occultées.

1. CONTEXTE³

La Martinique est une région insulaire monodépartementale située au cœur de l'arc antillais, entre la Dominique au nord et Sainte Lucie au sud. La Martinique se distingue des autres départements français par sa petite taille (superficie de 1 128 km²) et sa forte densité de population (de l'ordre 335 hab. par km²). Avec des températures relativement uniformes autour d'une moyenne annuelle de +27 °C, le climat tropical martiniquais comporte deux saisons marquées par une différence d'ensoleillement et de pluviométrie. Pendant la « période hivernale », des perturbations peuvent évoluer en dépressions ou tempêtes tropicales et parfois en cyclones violents. En outre, la situation géographique de la Martinique et ses caractéristiques géologiques l'exposent aux risques sismiques.

Figure 1 : Positionnement géographique de la Martinique



1.1 Un contexte institutionnel marqué par la récente mise en place d'une collectivité unique

La Martinique est un département et une région d'outre-mer régis par l'article 73 de la Constitution. Toutefois, la loi organique n°2011-883 du 27 juillet 2011 et la loi n°2011-884 du 27 juillet 2011 prévoyaient la création d'une collectivité unique exerçant les compétences dévolues aux départements et régions d'outre-mer. Les élections de décembre 2015 ont rendu effective la Collectivité Territoriale de Martinique (CTM) constituée de trois principaux organes :

- un organe délibérant, l'Assemblée de la Martinique (composée de 51 membres) ;
- un organe exécutif, le Conseil Exécutif de la Martinique (composé de 9 membres) ;
- un organe consultatif, le Conseil Économique, Social, Environnemental, de la Culture et de l'Éducation.

La CTM dispose de compétences étendues notamment en matière de finances publiques locales. Elle détermine notamment l'assiette, le taux, les cas d'exonération et la répartition de l'octroi de mer. Par ailleurs, l'article 73 de la Constitution lui laisse la possibilité de fixer elle-même les règles applicables sur le territoire dans certains domaines.

1.2 L'économie de la Martinique : à la recherche d'un nouveau souffle

La Martinique présente les caractéristiques d'une économie tertiaire, avec un bilan des dernières années plutôt encourageant après la crise de 2009. Les principaux indicateurs macroéconomiques témoignent d'une certaine amélioration, essentiellement tirée par la consommation des ménages. L'investissement ainsi que les activités de service et de tourisme sont toutefois en recul.

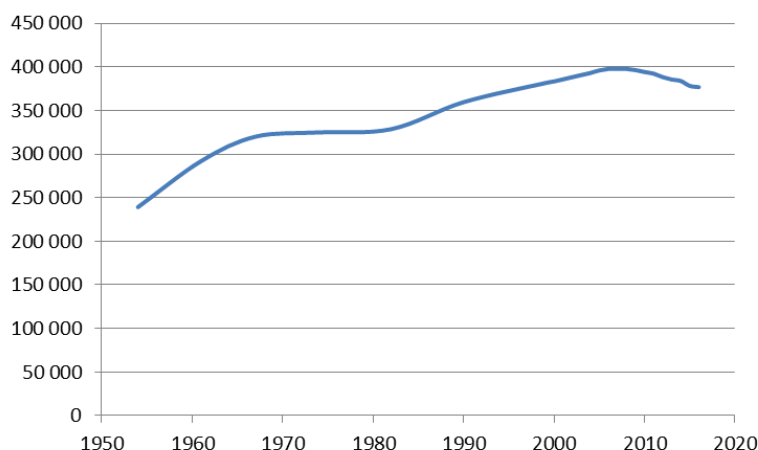
³ Les éléments du contexte proviennent du rapport annuel de l'institut d'émission des départements d'outre-mer réalisé pour la Martinique au titre de l'année 2016.

Par ailleurs, le secteur primaire, notamment la plantation et la commercialisation de la banane et l'agroalimentaire, affiche des résultats mitigés. Les secteurs du BTP et de l'industrie ne parviennent pas non plus à retrouver une dynamique positive et restent en attente d'une reprise des investissements publics.

1.3 Une population en baisse et un taux de chômage élevé

Selon les derniers recensements, la population de la Martinique est estimée à 376 847 habitants, en décroissance continue depuis 2007. L'accroissement naturel ne permet plus désormais de compenser le déficit migratoire observé notamment dans la population des jeunes de moins de 28 ans ; ce phénomène s'accompagne d'un vieillissement de la population. La Martinique est la seule ZNI où une telle baisse de la population est observée.

Figure 2 : Evolution de la population en Martinique



Source : INSEE, présentation CRE

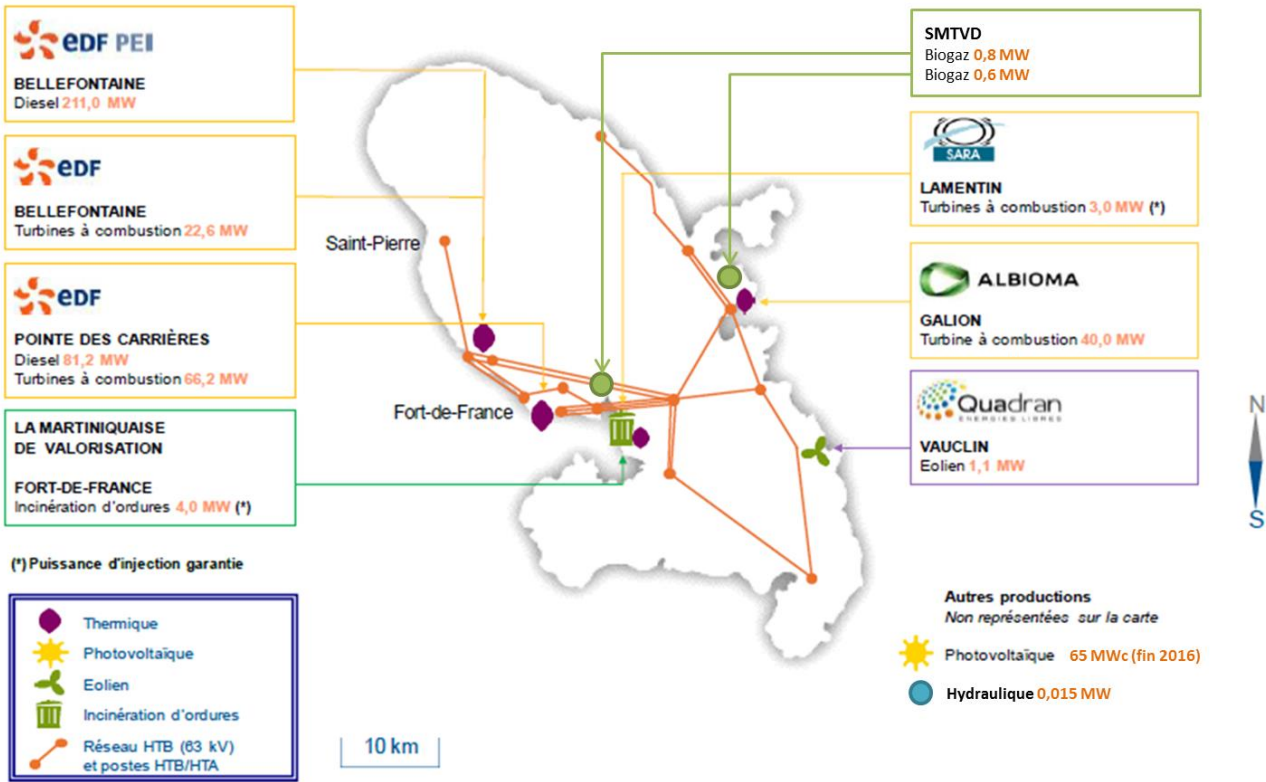
En parallèle de la baisse de la population, la structure des familles martiniquaises a également évolué. La taille des ménages se réduit et témoigne du phénomène de desserrement de la vie en couple et de décohabitation. Le nombre de personnes qui habitent seules est en augmentation, ce qui conduit à un accroissement du nombre de clients particuliers raccordés, alors que la consommation globale d'électricité est en baisse.

Le marché de l'emploi est caractérisé par la prédominance du secteur tertiaire (84,2 % des salariés) et par un niveau de chômage élevé (17,6% en 2016), largement supérieur à la moyenne nationale. L'âge constitue un facteur discriminant face au chômage, les plus jeunes étant les plus touchés. La fonction publique emploie toujours un tiers de la population active, même si la tendance est également à la baisse dans ce secteur.

2. SYSTEME ELECTRIQUE

2.1 Un parc de production caractérisé par un faible taux d'énergies renouvelables et une répartition territoriale fortement bipolaire

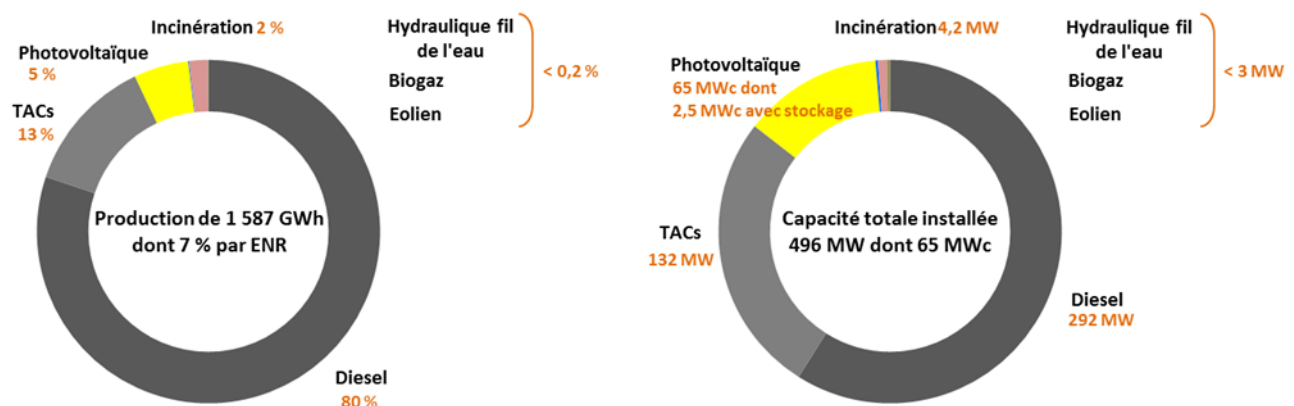
Figure 3 : Parc de production et réseau électrique à fin 2016



Source : EDF SEI, complété par la CRE

La capacité installée du parc de production d'électricité à fin 2016 s'élève à 496 MW. La production repose essentiellement sur des moyens de production thermiques – deux centrales fonctionnant en base (la centrale de Bellefontaine avec une puissance de 211 MW et la centrale de Pointe des Carrières avec une puissance de 81 MW) et cinq turbines à combustion (TAC) pour une puissance totale de 122,8 MW.

Figure 4 : Le mix énergétique 2016



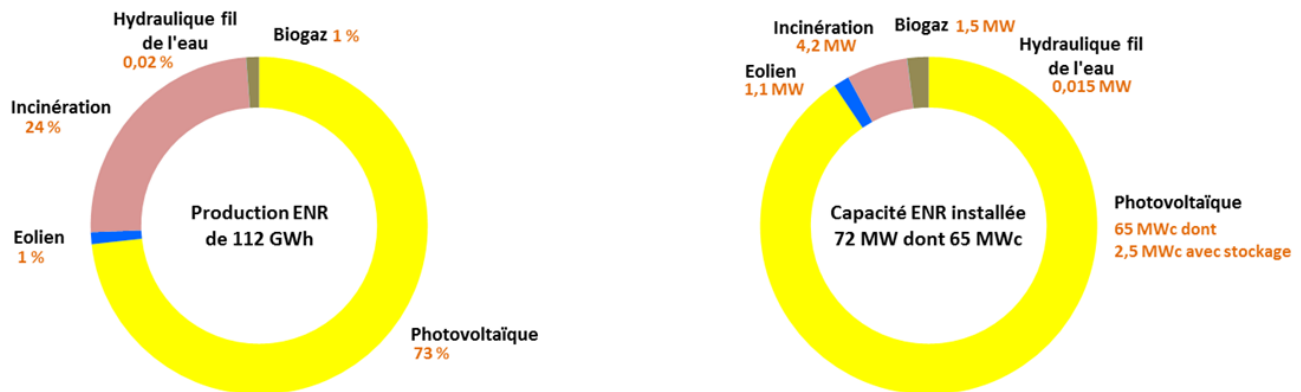
Source : EDF SEI, présentation CRE

Avec 72 MW, les énergies renouvelables (ENR) représentent environ 14 % de la capacité installée. La production ENR ne représente que 7% du mix énergétique en 2016. Le taux maximum de pénétration des énergies renouvelables intermittentes est actuellement estimé à 27 %. Le seuil de 30 % applicable aux énergies intermittentes, fixée par l'arrêté du 23 avril 2008 modifié⁴, n'a pour l'instant jamais été atteint.

⁴ Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

Malgré une certaine diversité de moyens de production ENR, les installations photovoltaïques représentent plus de 90 % de la puissance installée. La Martinique est la seule ZNI équipée d'une centrale de production d'électricité à partir d'incinération des ordures ménagères, d'une puissance installée de 4,2 MW. Elle dispose par ailleurs d'une petite ferme éolienne de 1,1 MW et de quelques installations de très faible puissance (hydraulique au fil de l'eau de 0,015 MW, biogaz de 1,5 MW et méthanisation de 0,63 MW).

Figure 5 : Focus sur les énergies renouvelables 2016



Source : EDF SEI, présentation CRE

La production d'électricité est majoritairement assurée par les centrales thermiques (93 % de la production en 2016), réparties entre les deux principaux sites de Bellefontaine et de Pointe des Carrières, ce qui rend le parc de production fortement bipolaire. Ce regroupement des moyens de production à proximité de la capitale Fort-de-France et au nord de l'île, ne correspond plus aux nouveaux centres de consommation qui se développent désormais dans le centre et dans le Sud de l'île. La turbine à combustion du Galion (40 MW) contribue certes à sécuriser l'approvisionnement de l'Est alors que c'est un moyen ayant vocation à fonctionner en pointe ou en secours, et non un moyen de base (cf. section 2.1.3).

2.1.1 Le site de production de Pointe des Carrières

Le site de production de Pointe des Carrières, implanté à proximité de Fort de France, appartient au parc de production d'EDF SEI.

Il comporte une centrale diesel mise en service en 1996 d'une capacité installée totale de 81 MW. Équipée de deux groupes diesel lents de 40,6 MW fonctionnant au fioul lourd, c'est un prototype implanté en Martinique pour expérimenter l'intégration de ce type d'installations dans les petits systèmes électriques⁵.

La puissance importante de chacun de ces moteurs impose des régimes d'utilisation spécifiques ainsi qu'un suivi assidu de la stabilité de son fonctionnement. En effet, la perte d'un moteur est équivalente à une perte de 10 % de la capacité non intermittente du parc de production martiniquais (soit environ 18 % la puissance de pointe maximale de consommation sur le réseau) et a un impact immédiat et considérable sur l'équilibre du système qui ne peut pas être totalement compensé par la réserve primaire disponible, le complément est obtenu par l'activation d'un premier échelon de délestage fréquence métrique.

L'inertie des moteurs, leur sensibilité aux changements de régime de fonctionnement et leur faible consommation spécifique conduisent à un fonctionnement de la centrale de Pointe des Carrières en base. Ils fournissent alors de la réserve primaire, du réglage de tension, et leur moment d'inertie élevé contribue à l'inertie du système. Ils permettent de plus la reconstitution du réseau par la fonctionnalité de renvoi de tension.

Le site de Pointe des carrières dispose également de trois TACs – les deux plus anciennes d'une puissance unitaire de 19,6 MW et la plus récente, mise en service en 2012, de 27 MW – fonctionnent au fuel léger et sont principalement utilisées en secours. L'application des normes environnementales limite par ailleurs le fonctionnement des deux turbines les plus anciennes, non équipées de procédés de dénitrification des fumées, à 500 heures par an. Elles devraient être déclassées à l'horizon 2017-2018 au moment de la mise en service de la centrale bagasse/biomasse d'Albioma (voir section 3.3).

⁵ En effet, dans la plupart des zones non interconnectées, les choix de dimensionnement s'orientent plutôt vers des moteurs de plus petites tailles afin, notamment, de mitiger les conséquences pour le système électrique de la perte de l'un d'entre eux.

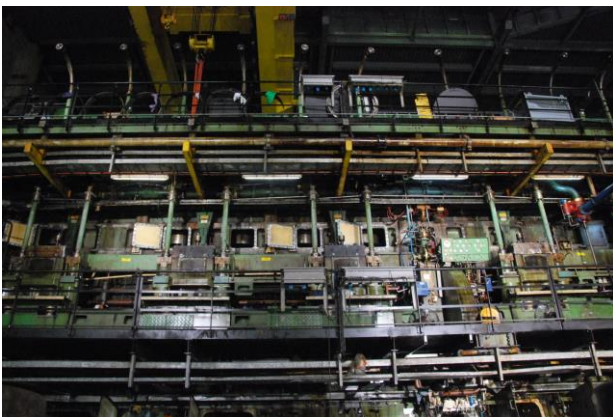
Figure 6 : Site de production de Pointe des Carrières



Centrale diesel de Pointe des Carrières



Salle de contrôle commande



Moteur de la centrale de Pointe des Carrières en cours de maintenance



Atelier



Trois TACs du site de Pointe des Carrières



Stockage du combustible

Les moteurs sont tous équipés de systèmes de dénitrification des fumées. Cependant, l'abaissement des seuils réglementaires d'émission de NOx, qui entrera en vigueur à compter de 2020, rend nécessaire la réalisation de travaux complémentaires à cet horizon. Sans modification du processus de traitement des émissions gazeuses, la centrale devrait être déclassée en 2023 ce qui aurait un impact structurant sur le fonctionnement du système et ses coûts de production car il serait alors nécessaire de recourir aux TACs ou à des groupes électrogènes de secours pour compenser le manque de production. L'échéance de rééquipement de l'installation et le choix technologique adapté sont encore des questions qui doivent être instruites dans le cadre de l'élaboration de la PPE en veillant à rechercher l'optimum économique au sens des charges de service public de l'énergie.

Le coefficient de disponibilité (Kd) de la centrale à fin décembre 2016 ressort à 84,4 % contre 85 % normatif, alors qu'il était de 73,46 % en 2014. L'impact sur le Kd d'une indisponibilité de l'un des deux moteurs est substantiel : un jour d'arrêt représente en effet une perte de Kd de 0,14 %. La centrale ayant désormais atteint la moitié de sa durée de vie, le programme de maintenance habituel est renforcé par un programme de « Maintien en condition opérationnelle » engagé depuis 2014 afin de garantir un bon niveau de performance futur.

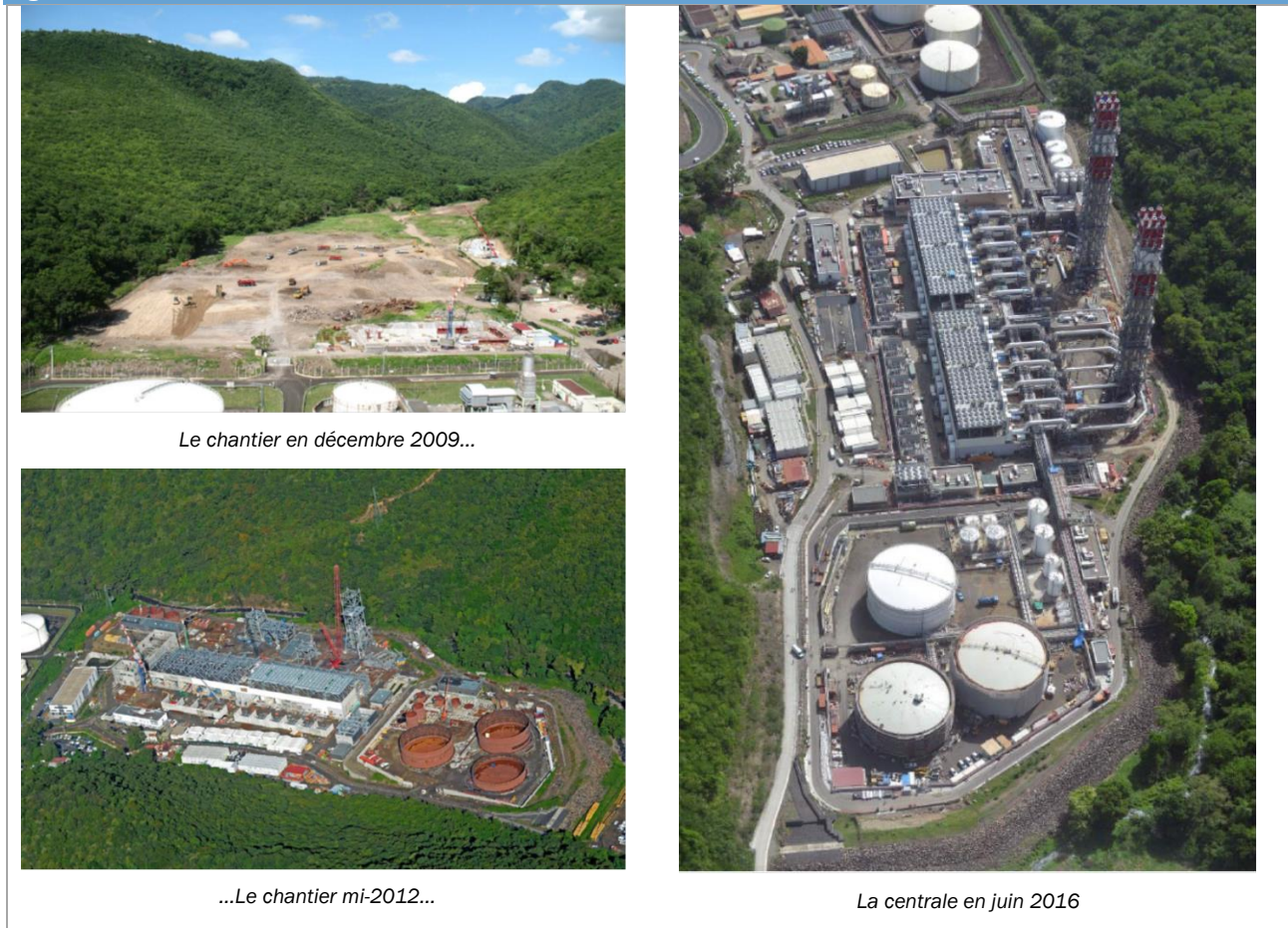
2.1.2 Le site de production de Bellefontaine

Le site de production de Bellefontaine est composé d'une TAC d'EDF SEI implantée sur l'ancien site de la centrale Bellefontaine A et de la nouvelle centrale diesel dite « Bellefontaine B » construite, mise en service et exploitée par EDF PEI⁶ sur le site voisin.

La centrale B, équipée de douze groupes diesel de 17,6 MW chacun pour une puissance installée totale de 211 MW, représente près de la moitié de la puissance installée hors EnR en Martinique. La TAC, en service depuis 1993, apporte au système une capacité de secours de 22,6 MW. Elle devrait être déclassée entre 2021 et 2025.

La centrale B a été progressivement mise en service entre novembre 2013 et avril 2014 en remplacement de la centrale de 200 MW de Bellefontaine A d'EDF SEI qui avait été mise en service en 1982. Son implantation géographique, sur le site voisin de celui de l'ancienne centrale, a permis d'économiser sur les infrastructures d'acheminement des combustibles qui ont été transférées d'EDF SEI à EDF PEI et sur le coût de raccordement. La nouvelle centrale a nécessité la modification de la ligne 63 KV entre les communes de Saint-Pierre et Bellefontaine, ainsi que l'interconnexion des postes d'évacuation d'énergie Bellefontaine A et Bellefontaine B.

Figure 7 : Evolution du chantier de construction de la centrale de Bellefontaine B



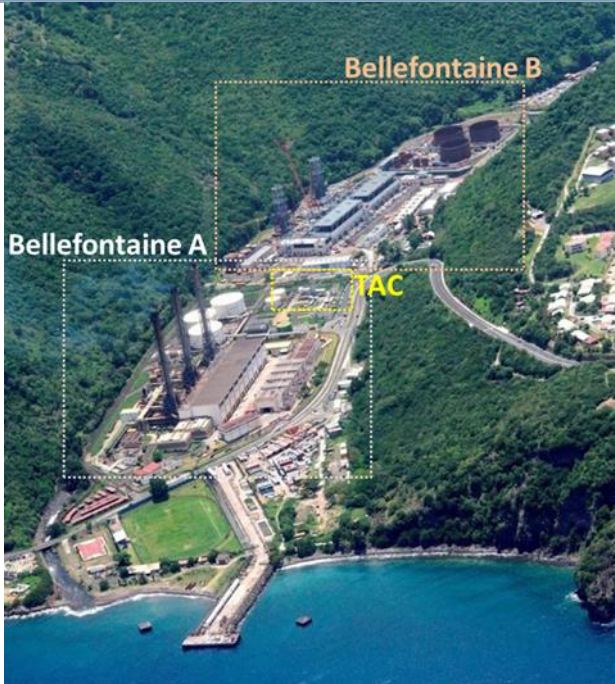
Source : EDF PEI

La centrale utilise le fioul à Très Basse Teneur en Soufre (TBTS) comme combustible principal et le gasoil comme combustible secondaire. Les moteurs sont convertibles au gaz naturel moyennant des modifications techniques substantielles notamment induites par la nécessité de changer la tuyauterie, de réhabiliter les moteurs et de créer un nouveau site de stockage tout en gardant en secours le stockage actuel de fioul (voir section 5). La centrale est équipée du système de dénitrification et ses émissions sont conformes aux seuils qui entreront en vigueur à compter du 2020. Par ailleurs, les problèmes d'usure prématurée des filtres catalytiques qui assurent la dénitrification des fumées d'échappement identifiés à la centrale de Port Est à la Réunion⁷ ont conduit EDF PEI à équiper les filtres de Bellefontaine B de deux couches supplémentaires, passant ainsi de 4 à 6 couches.

⁶ EDF Production Electrique Insulaire, filiale à 100 % du groupe EDF.

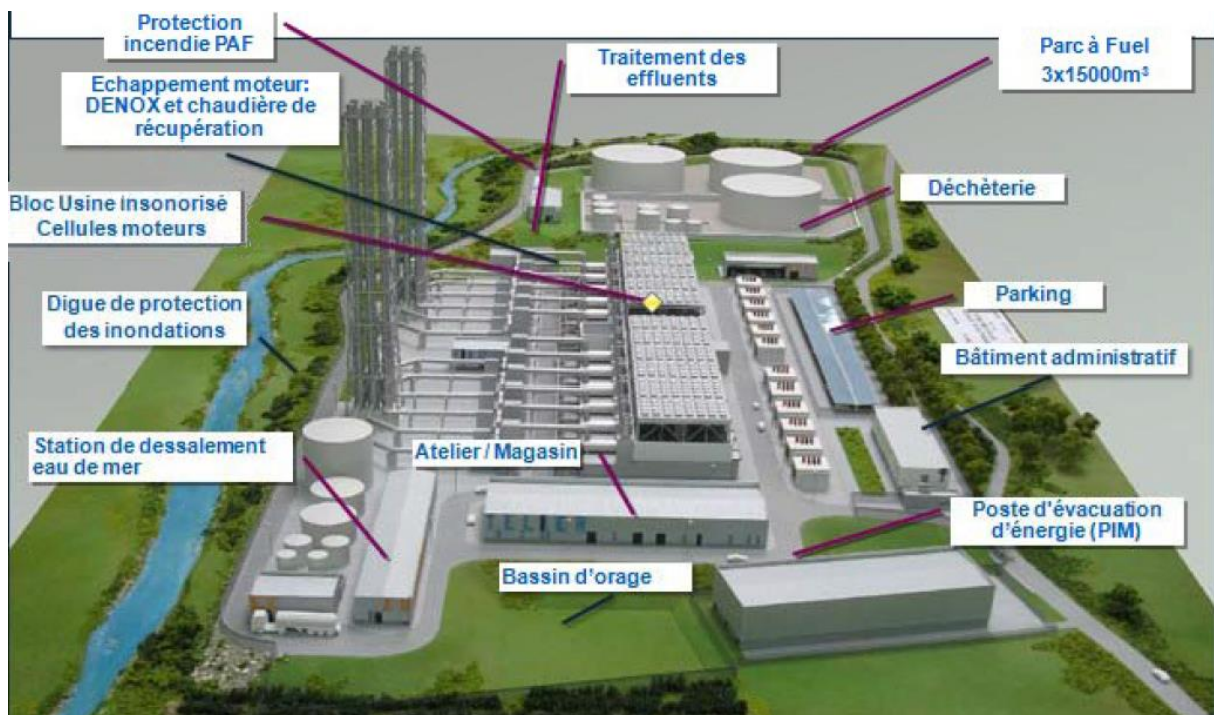
⁷ L'usure prématurée des premières couches peut traduire le nombre d'arrêts/démarrages supérieur à celui qui aurait pu être observé dans les conditions normales d'exploitation, avec un impact financier potentiel imputé par conséquent à EDF PEI de l'ordre de 150 000 € par moteur et par an, soit 1,8 M€ pour la centrale.

Figure 8 : Aménagement du nouveau site de Bellefontaine B



TAC du Bellefontaine

Implantation des différentes centrales du site du Bellefontaine



Organisation du site de la centrale diesel Bellefontaine B

Source : EDF PEI

La centrale est appelée en base et semi-base, avec une moyenne de 7 à 8 moteurs en fonctionnement simultané en 2016 pour une durée de fonctionnement en équivalent pleine puissance de 4 800 - 6 000 h/an. Conçue en 2006, la centrale avait été dimensionnée pour assurer l'équilibre offre/demande dans un contexte de croissance forte de la consommation.

Aujourd'hui, la capacité installée apparaît surdimensionnée. Par ailleurs, le niveau de sollicitation de la centrale ne permet pas un fonctionnement de tous les moteurs à puissance nominale. En 2016, le taux d'utilisation de la centrale a été de l'ordre de 45 % pour un taux de disponibilité avoisinant 97,24 %.

Les moteurs qui composent la centrale, plus flexibles et manœuvrant et donc plus légers, lui permettent de disposer d'une bonne flexibilité et de fonctionner en modulation pour ajuster l'équilibre entre l'offre et la demande, tout

en contribuant à la sûreté du système avec une participation à la réserve primaire et au réglage de la tension conforme au référentiel technique de SEI. Relativement à la charge, les moteurs ont une inertie moindre que les anciens moteurs. De ce fait l'inertie globale du système s'en trouve diminuée ce qui induit une volatilité plus importante de la fréquence.

En réponse à la demande du gestionnaire du système, EDF PEI a mis en œuvre certains outils permettant d'améliorer le comportement dynamique des moteurs de la centrale Bellefontaine B en situation de perturbation du réseau ou de volatilité de la fréquence afin de mieux contribuer à la sûreté du système électrique martiniquais. Les fonctions dites « Broadcast »⁸ et « Jump rate limiter »⁹ ont notamment été installées.

2.1.3 La Turbine à combustion du Galion

La turbine à combustion de Galion, d'une puissance installée de 40 MW, a été mise en service en 2007 à l'issue d'un appel d'offres. Elle a été construite et est exploitée par Albioma afin de sécuriser l'approvisionnement de l'Est de la Martinique notamment en prévision de fin de vie de la centrale de Bellefontaine A. Actuellement, en raison des problématiques d'inertie que rencontre le système électrique martiniquais (voir section 2.3) et dans l'attente de la mise en service de la centrale bagasse/biomasse, la TAC est fortement sollicitée. Son fonctionnement actuel, de 8 à 10 heures par jour, se rapproche d'un régime de semi-base.

Malgré cette sollicitation importante, Albioma n'observe pas de dépassement des seuils d'émissions ni d'usure accélérée des matériels. En revanche, les maintenances programmées sont devenues plus fréquentes et la logistique d'approvisionnement en combustible est surchargée.

En réponse à la demande du gestionnaire de réseau, et conformément au référentiel technique de EDF SEI la TAC a été équipée d'une régulation de tension.

2.2 Le Réseau de transport d'électricité nécessite des renforcements

Les 238 km du réseau de transport électrique martiniquais (lignes HTB de 63 kV) représentés sur la Figure 9 ci-dessous sont majoritairement aériens (87 %) et ont pour fonction de répartir la production des centrales vers les postes servant de source d'alimentation électrique aux agglomérations. Les 14 postes sources proches des agglomérations transforment ensuite la tension HTB en moyenne tension 20 kV.

Le réseau électrique est relativement bien maillé au centre de l'île, à proximité des principaux moyens de production, et se déploie en antenne à ses extrémités. Pour sécuriser le fonctionnement du système et améliorer l'évacuation de l'électricité produite par la centrale Bellefontaine B, EDF prépare la mise en place de liaisons sous-marines à 63 KV entre Bellefontaine et l'agglomération de Fort de France (en pointillé rouge sur la figure).

Néanmoins, malgré les travaux engagés, la configuration actuelle ne correspond plus à l'évolution territoriale de la demande, qui se déplace vers le Sud, ce qui a pour conséquence d'accroître la fragilité d'alimentation de cette zone et une nécessité de renforcement du réseau. En outre, le raccordement d'une ferme éolienne avec stockage sur le Nord de l'île et la perspective d'un raccordement avec la Dominique au même endroit (voir section 4.4) accentuent le besoin de renforcement de la zone nord-est de l'île.

De façon générale, les ambitions de la CTM en termes de développement des énergies renouvelables majoritairement intermittentes équipées ou non de dispositif de stockage, ainsi que le développement de système smart-grids à l'échelle des quartiers (voir section 4.1) nécessitent d'anticiper l'adaptation du réseau dès le début des réflexions sur les nouveaux projets de production. Une concertation avec les acteurs concernés, et notamment avec la CTM et les services de l'Etat, sera nécessaire une fois la PPE Martinique promulguée.

Les premiers travaux sont en cours. Afin d'améliorer la qualité du réseau, EDF et le SMEM (Syndicat Mixte d'Électricité de la Martinique), propriétaire du réseau de distribution (HTA et BT), envisagent de renforcer les actions de maintenance préventive et curative afin de limiter les incidents et leurs conséquences. À ce titre, un important programme d'investissement de 115 M€ dans le renforcement des réseaux de transport et de distribution, mais aussi dans la préparation du développement des zones smart-grids, a été lancé.

Si la sécurité des personnes et des biens est assurée par les systèmes de protection actuellement déployés sur les réseaux HTB, une amélioration de leur sélectivité a été engagée afin de limiter les conséquences de phénomènes orageux ou cycloniques qui sont actuellement très substantielles sur le fonctionnement du système électrique.

Les dispositifs de protection utilisés en Martinique sont sur le principe les mêmes qu'en métropole ou que dans les autres ZNI, mais ils doivent être paramétrés pour tenir compte des spécificités de chaque territoire ; leur ren-

⁸ La fonction « Broadcast » permet, sur demande du gestionnaire du système, d'ajuster la fréquence réseau par une contribution homogène de la réponse des groupes de productions au lieu de leur réponse successive.

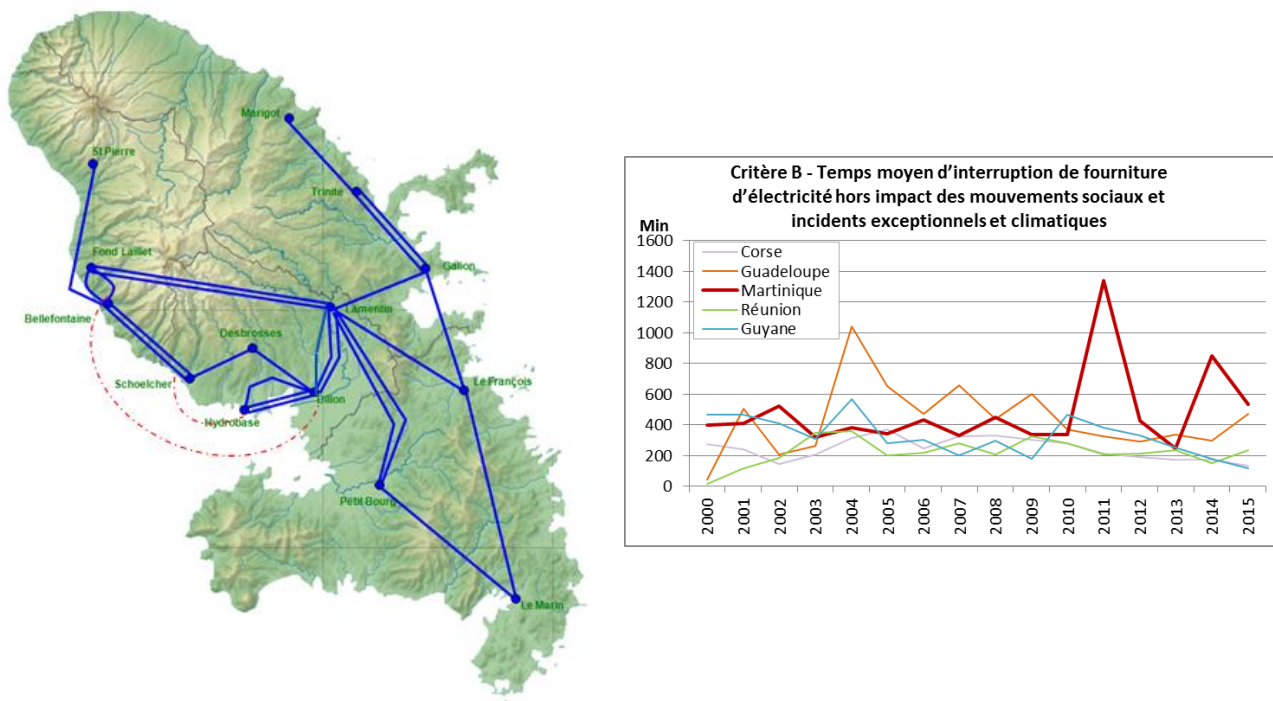
⁹ La fonction « Jump rate limiter » bride la prise de charge des moteurs pour éviter qu'une hausse trop rapide de la température des gaz d'échappement ne conduise à un déclenchement du groupe. .

forcement ou renouvellement nécessite dès lors, selon EDF, des études préalables approfondies. La réalisation du plan de renouvellement a débuté en 2013-2014 et devrait s'achever en courant 2018.

Un autre axe d'amélioration du système, qui figure dans le processus de renforcement et de sécurisation du réseau, consiste à mettre au standard les postes sources dont le matériel est vétuste et pour lesquels la quasi-totalité des pièces de rechange nécessaire à la réalisation de la maintenance n'est plus disponible. En outre, la configuration actuelle du jeu de barre HTB de certains postes n'est pas adaptée pour supporter le développement du réseau tel qu'il est envisagé. Les solutions de réhabilitation des postes source existants sont à comparer à l'option de reconstruction de postes neufs au regard du bilan technico-économique entre les coûts et les bénéfices. Par ailleurs, le contrôle commande des postes source doit être renouvelé.

Enfin, grâce à son nouvel outil de conduite du dispatching « Syscodom » mis en place fin 2016, EDF espère obtenir des améliorations de la gestion du système électrique par l'utilisation d'un estimateur d'état et d'un outil d'analyse de contingence. Pour rendre Syscodom opérationnel, un contrôle-commande numérique a été déployé dans les postes sources et toutes les lignes ont été équipées en fibre optique ce qui devrait améliorer la communication entre les différents éléments du système et leur réactivité. Outre la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, ce système devrait permettre de surveiller à la fois le transit de l'électricité, la disponibilité des outils de production, le bon fonctionnement des postes sources et des transformateurs HTA et de localiser plus précisément les portions de réseau présentant des problématiques de tension.

Figure 9 : Le Réseau électrique HTB à fin 2016 et évolution du critère B



Source : EDF SEI

Les réseaux électriques insulaires sont soumis à divers aléas qui ont des conséquences sur la qualité de fourniture. Il s'agit notamment de la défaillance des matériels soumis à des conditions climatiques sévères (vent violent, pluie conséquente et inondation, niveau de sévérité orageuse élevé, chaleur et taux d'humidité, salinité...), des problématiques d'élagage dus à la complexité des accès et à une végétation luxuriante ou à la responsabilité d'élagage partagée entre EDF et les communes, agressions des câbles souterrains générés par des travaux tiers, etc. Dans ce contexte, la qualité de fourniture électrique est un élément crucial en Martinique où par le passé, et en particulier au cours des dernières années, la configuration du système a conduit à plusieurs ruptures d'alimentation, de durées parfois significatives, dégradant la perception de la qualité de fourniture d'électricité par les consommateurs.

Le temps d'interruption de fourniture en Martinique – hors prise en compte de l'impact des mouvements sociaux et des événements exceptionnels – oscille autour de 400 minutes par an en moyenne (voir Figure 9), ce qui correspond à un niveau dégradé par rapport aux autres ZNI où EDF SEI exerce les missions de gestionnaire du réseau. Ce niveau est presque sept fois plus élevé que le temps de coupure en métropole.

Toutefois, la problématique de la qualité de fourniture n'est pas imputable aux seules contraintes du réseau, elle est aussi la conséquence des caractéristiques spécifiques du système électrique dans son ensemble.

2.3 Le système électrique martiniquais se caractérise par une instabilité structurelle, conséquence de sa configuration bipolaire et d'une faible inertie globale

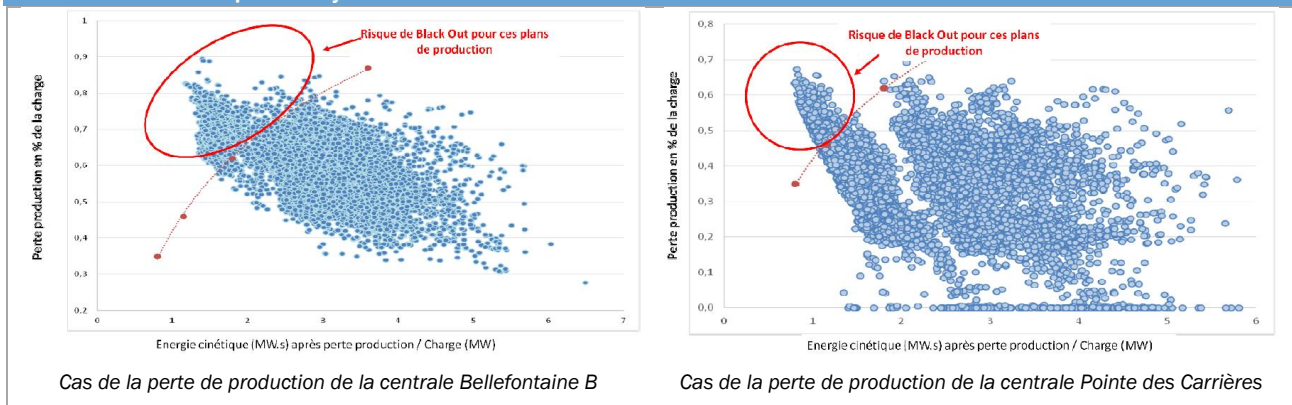
A l'instar de tout système non interconnecté, le système électrique martiniquais est fragile. Caractérisé par un déséquilibre entre la localisation des moyens de production au nord et au centre et la zone de consommation au sud, il souffre d'un réseau HTB peu maillé avec un déploiement en antennes à ses extrémités, notamment au Nord de l'île. Les apports d'électricité présentent aussi une forte bipolarité déterminée par la concentration des moyens de production sur deux sites : en 2016, 51 % de l'électricité provenait des moteurs diesel de la centrale B de Bellefontaine et 29 % de celle de Pointe des Carrières. C'est la raison pour laquelle chaque indisponibilité fortuite qui affecte ces deux moyens - directement ou indirectement via les lignes ou postes d'évacuation - a des conséquences importantes sur le système. À ces spécificités s'ajoute une difficulté supplémentaire occasionnée par un déficit d'énergie cinétique - autrement dit, le système électrique manque d'inertie - ce qui se traduit par une forte sensibilité de la fréquence aux aléas, avec des régimes transitoires difficiles à maîtriser.

En effet, pour qu'un réseau électrique fonctionne correctement, un équilibre permanent doit être conservé entre la production et la consommation. L'un des principaux indicateurs de cet équilibre est la stabilité de la fréquence qui doit être maintenue à 50 Hz. En cas de chute de production, occasionnant une baisse de fréquence, les producteurs doivent être en mesure de libérer rapidement sur le réseau une puissance supplémentaire pendant au moins 15 min, autrement dit d'apporter de la réserve primaire provisionnée actuellement à hauteur de 20 MW sur l'ensemble des groupes thermiques. La variation de la fréquence peut être réduite par l'énergie cinétique - l'inertie - présente sur le réseau. Les centrales de production à partir des sources intermittentes avec ou sans stockage, ayant une production interfacée par électronique de puissance, ne peuvent pas assurer cette fonction. L'inertie est donc apportée par les masses tournantes des moteurs des centrales thermiques et les TACs.

Comme indiqué à la section 2.1, les deux moteurs de la centrale de Pointe des Carrières présentent un moment d'inertie important et apportent beaucoup d'inertie au système, tandis que les nouveaux moteurs de la centrale Bellefontaine B apportent en contrepartie moins d'inertie que les moteurs de la génération précédente. Ce déséquilibre accentue la sensibilité du système aux variations de fréquence. Lorsque l'inertie est insuffisante, lors d'une perte importante de production, la fréquence va chuter trop vite pour que les différents stades de délestages aient le temps d'ouvrir les disjoncteurs de départ et délester la consommation. En dessous de 46 Hz durant plus de 400 ms, les protections de sous-vitesse des groupes de production qui étaient encore présents sur le réseau vont les déconnecter du système, conduisant ainsi à un incident généralisé.

Devant ce risque de manque d'inertie lorsque les seuls critères de préséance économique sont utilisés pour l'élaboration des plans de production, EDF a identifié une limite à l'efficacité du délestage en fonction du pourcentage de production pouvant être perdu et de l'énergie cinétique du système restant dans le système après cette perte de production (voir la Figure 10). Depuis fin 2015, la méthode *NoStress* permet de vérifier si le plan de production respecte ce critère d'inertie en cas d'évènement majeur. Si ce n'est pas le cas, le plan est modifié soit en répartissant la production différemment entre les groupes démarrés pour limiter le volume potentiel de perte, soit en démarrant de nouveaux groupes afin d'ajouter de l'inertie au plan de production quand elle est nécessaire pour le ramener le point de fonctionnement à l'intérieur de la zone de fonctionnement efficace du délestage. Dans la plupart des cas, le démarrage d'une TAC constitue la solution la plus efficace car elle permet simultanément de mieux répartir la production (et donc limiter la perte) et d'apporter de l'inertie au système. L'intégration de cette contrainte supplémentaire dans l'élaboration du programme d'appel donne donc lieu à un surcoût.

Figure 10 : Résultats de l'étude des deux cas extrêmes de la perte des principales centrales de production dimensionnantes pour le système



Source : EDF SEI

Pour faire évoluer la sureté du système tout en maîtrisant les effets économiques, deux solutions ont été étudiées. La première consistait à réutiliser les alternateurs des anciens groupes de la centrale de Bellefontaine A en les équipant de volants d'inertie massifs (pour un coût d'installation de l'ordre de 10 M€ pour 2 moteurs) ou à

modifier les TAC pour qu'elles puissent fonctionner en compensateurs synchrones. La seconde consistait à augmenter la réactivité du délestage, en utilisant un délestage à dérivée de fréquence qui active les premiers stades lorsque la vitesse de chute de fréquence est importante. A l'issue de cette étude, l'installation d'un délestage à dérivée de fréquence a été privilégiée pour des raisons de coût et d'efficacité. Elle sera réalisée à l'occasion du renouvellement du contrôle commande des postes source.

La mise en service de la centrale bagasse/biomasse devrait contribuer à l'équilibrage de production à l'Est de l'île et permettre d'apporter de l'inertie supplémentaire au système, sans toutefois résoudre complètement le problème d'inertie car, au même moment, les deux TACs de Pointe des Carrières devront être mises en arrêt. La centrale devrait également aider à suppléer le développement des ENR intermittentes envisagé par les orientations de la PPE. Les exigences de tenues des ENR, et notamment les installations photovoltaïques, aux variations de fréquences et tension doivent être renforcées sous peine d'accroître significativement les besoins en réserve primaire dans le système. Ces installations n'apportent pas d'inertie au système.

Une option complémentaire consiste à adapter la gestion du système électrique en mettant en œuvre des solutions de stockage centralisé en complément de la prescription de réserve primaire. Si elles ne permettent pas de compenser la perte d'inertie, elles apportent, en revanche, un surplus de réserve primaire très rapide et plus réactive que celle des groupes de production thermiques, ce qui devrait atténuer les excursions de la fréquence et ainsi accompagner l'intégration des ENR intermittentes.

S'agissant des actions de modernisation du réseau, de fortes attentes sont placées sur le nouveau système Syscodom, qui devrait améliorer la flexibilité de gestion. En outre, la refonte du plan de protection et la mise à niveau des postes sources, envisagés à l'horizon de 2022, devraient contribuer à la maîtrise de la sûreté du système.

Observations

La mission a pu constater que la problématique du manque d'inertie du système martiniquais n'était pas connue des acteurs en charge de l'élaboration de la PPE. L'ensemble des producteurs d'électricité implantés sur le territoire pourraient notamment être impliqués davantage dans le fonctionnement du système. Dans ce contexte, il apparaît nécessaire qu'EDF SEI, dans son rôle de gestionnaire de réseau, communique davantage sur les difficultés du système électrique et sur ses attentes vis-à-vis des autres acteurs.

L'évolution du système envisagé préfigure d'autres évolutions dans la perspective d'un développement accru des énergies renouvelables. Il apparaît nécessaire que la PPE affiche des orientations précises s'agissant de la spatialisation des besoins en moyens de production et en stockage au regard des faiblesses du réseau, du parc actuel et de son développement. Le bilan prévisionnel d'investissement – document élaboré par EDF SEI dans le cadre de ses obligations de gestionnaire du réseau – devra également évoluer en ce sens.

Afin de maîtriser les charges de service public, les choix d'évolution du système électrique devront être appréciés à l'aune de la satisfaction des besoins du système au meilleur coût pour la collectivité. Par ailleurs, les contrats issus des dispositifs de soutien en vigueur, ou des analyses de gré-à-gré, pourraient être adaptés de manière à permettre une contribution plus efficace des moyens de production à la tenue de la fréquence.

Enfin, la CRE rappelle l'importance qu'elle attache à la transparence et à la complétude des informations qui lui sont communiquées par le gestionnaire du réseau. Tous les événements susceptibles d'affecter les charges de service public doivent en particulier lui être transmis dès qu'ils surviennent. La CRE rappelle que tout manquement à ces principes est susceptible de donner lieu à l'application de pénalités.

3. GOUVERNANCE DE L'ENERGIE EN MARTINIQUE

3.1 Une restructuration de la gouvernance sous l'impulsion de la CTM

Avant 2010, la stratégie de développement et de maîtrise de l'énergie était élaborée quasi exclusivement par EDF, dans le cadre d'un PRME (Région/EDF/ADEME) 2001-2006 dont les actions de MDE étaient portées conjointement. Par la suite, sa collaboration avec l'ADEME et la Région a abouti à la signature de plusieurs conventions relatives aux énergies renouvelables et la maîtrise de la demande en électricité (MDE).

Le Syndicat Mixte de l'Electricité de la Martinique (SMEM), autre acteur important de la politique énergétique, intervenait peu dans la gouvernance énergétique. Créé en 2003, le SMEM est un établissement public de coopération intercommunale et une autorité concédante des réseaux de distribution publique d'électricité de l'ensemble des 34 communes de la Martinique. La concession de l'ensemble de ces réseaux a été confiée à EDF au travers du contrat de concession signé en 2003. Celui-ci prévoit que le SMEM conserve la Maîtrise d'Ouvrage de l'amélioration esthétique des ouvrages de distribution pour l'ensemble des communes. S'agissant des communes rurales (à l'exception de celles de Fort de France, Trinité, Schœlcher) le SMEM assure les opérations d'extension de réseaux en vue du raccordement de nouveaux clients, de renforcement (postes HTA/BT et réseaux

Basse Tension), ainsi que de sécurisation. En outre, dans le cadre du cahier des charges de concession, le SMEM dispose d'un pouvoir de contrôle sur l'accomplissement des missions confiées à EDF Martinique.

La région participe par ailleurs au réseau Pure Avenir, créé en 2009, qui regroupe quatre régions insulaires, la Guadeloupe, la Martinique, l'île de La Réunion et la Corse. L'objectif de ce groupement est de soutenir le développement économique et de garantir à terme l'autonomie énergétique des territoires, tout en favorisant la recherche en matière d'énergies renouvelables et de maîtrise de la demande en énergie.

En 2010, le Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) est élaboré sous le co-pilotage de l'Etat et de la Région. Approuvé par le Préfet le 18 juin 2013, le SRCAE a fixé des objectifs ambitieux en matière d'énergie renouvelable pour parvenir à l'autonomie énergétique à l'horizon 2030 avec un passage à 50 % d'ENR en 2020. Afin d'accompagner la mise en œuvre du SRCAE et pour atteindre ces objectifs, la Région a mis en place une gouvernance qui s'appuyait sur l'Agence Martiniquaise de l'Energie (AME) et la Société d'Economie Mixte Energie de Martinique (SEM edM) :

- AME - créée par la Région, le SMEM et l'ADEME - a pour mission d'accompagner les collectivités territoriales, dans l'amélioration de l'autonomie énergétique, la création d'une dynamique de développement local adoptant des modes de consommation, de production industrielle et d'aménagement éco-responsables, le développement des études et de la recherche dans les domaines de la MDE et des ENR, l'atténuation des effets du changement climatique et la réduction de la pollution. En outre, l'AME est en charge de réalisation de l'Observatoire Martiniquais de l'Energie et des Gaz à effet de Serre (OMEGA).
- SEM edM, créée en 2013 à l'initiative du Conseil Régional, avait l'ambition d'investir dans la géothermie, la biomasse, le solaire thermique et le photovoltaïque, au travers de ses structures spécialisées. À l'occasion de la refonte de la gouvernance de l'énergie par la CTM, cette structure a été dissoute.

Grâce à l'habilitation énergie accordée en juillet 2011 et prolongée ensuite en juillet 2013, la Martinique est devenue compétente pour établir les règles en matière de maîtrise de la demande d'énergie, la réglementation thermique pour la construction des bâtiments et le développement des énergies renouvelables. Une nouvelle habilitation est désormais effective pour une durée de six ans depuis la parution de la loi sur la transition énergétique.

La loi de transition énergétique renforce le rôle de la CTM avec la mise en place de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui est établie conjointement entre la CTM, les représentants de l'Etat dans le territoire et les différents autres acteurs énergétiques du territoire (EDF, SMEM, ADEME). Cette PPE, qui doit couvrir une première période de 3 ans (2016-2018), puis une seconde période de 5 ans (2019-2023), n'est pas adoptée à la date de publication du présent rapport.

Le Programme Territorial de la Maîtrise de l'Energie (PTME) est un autre document fondateur de la politique de l'énergie. Il s'agit d'un accord cadre pluriannuel définissant les axes stratégiques de la politique d'efficacité énergétique en Martinique pour la période de 2016 à 2020 engagé par la CTM, l'ADEME, EDF et le SMEM.

Sous l'impulsion du SMEM, la SPL « Martinique Energies Nouvelles » (SPL MEN) a été créée en 2014 avec l'objectif de permettre aux collectivités territoriales ou groupements de collectivités actionnaires de se doter d'un acteur opérationnel pour le développement de projets de production d'électricité à partir de sources renouvelables. La société peut, à ce titre, créer et exploiter des centrales de production à partir des sources renouvelables. Il est envisagé de faire entrer la CTM dans le capital de la SPL MEN, pour rationaliser l'utilisation des fonds publics. La SPL MEN pourrait ainsi faire évoluer ses statuts et devenir le bras opérationnel des stratégies décidées par la PPE et le PTME.

Un des objectifs prioritaires défini par la collectivité est de faire de la Martinique un territoire d'expérimentation mettant en œuvre des solutions technologiques innovantes pouvant être diffusées partout à travers le monde. Afin d'expérimenter les nouvelles technologies et pour accueillir des projets démonstrateurs, un « incubateur de la transition énergétique » est en cours de création, avec la participation d'EDF, sur le site réhabilité de l'ancienne centrale Bellefontaine A.

3.2 Les orientations du projet de PPE portent principalement sur les ENR

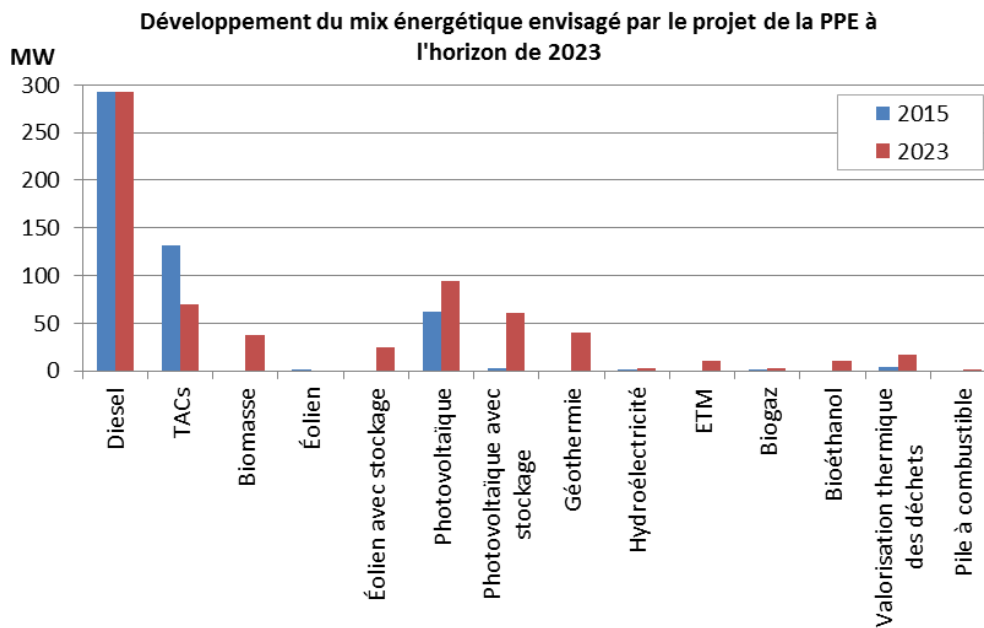
Le projet de la PPE établit une trajectoire volontariste de développement du parc de production, en faveur de la diversification des énergies renouvelables, afin de porter leur contribution dans le mix énergétique à 56 % en 2023. Cependant, hormis la centrale bagasse/biomasse qui devrait être mise en service prochainement (cf. section 3.3) et le projet d'interconnexion avec l'île de la Dominique pour l'exportation de l'électricité d'origine géothermique, dont l'avenir reste incertain à ce stade (cf. section 4.4), le développement des ENR reste majoritairement porté par la filière photovoltaïque. En outre, la tenue de plusieurs objectifs de la PPE est conditionnée aux résultats des études de faisabilité et de l'intérêt économique de certains projets.

Tableau 1 : Objectifs de développement du parc de production et les projets identifiés pour y parvenir

MW	2015	2023	Projets existants ou en cours d'étude
Diesel	292,4	292,4	Pas d'évolution à priori, l'étude en cours de la conversion des moteurs de la centrale Bellefontaine B en gaz naturel
TACs	131,8	70	Déclassement de deux TACs de Point des Carrière à la MES ¹⁰ de la centrale bagasse/biomasse de Galion
Biomasse	0	37	Centrale bagasse/biomasse de Galion en cours de construction avec la MES prévue fin 2017
Éolien	1,1	0	Remplacement du parc existant par un parc éolien avec stockage à l'échéance du contrat d'obligation d'achat en cours
Éolien avec stockage	0	24	- Parcs de la Grands Rivière en cours de construction (12 MW) avec la MES prévue en 2018 - Remplacement du parc existant par un parc éolien avec stockage à l'échéance du contrat d'obligation d'achat en cours - Deux projets lauréats de l'appel d'offres 2010 de 9 MW et 4 MW - Développement des projets dans le cadre de l'arrêté du 8 mars 2013 (voir la section 4.6)
Photovoltaïque	62,5	94,5	Développement des installations en toiture dans la zone centrale de l'île à Lamentin et à Fort de France
Photovoltaïque avec stockage	2,5	60	- Deux projets lauréats de l'appel d'offres 2011 de 2,5 MW et de 0,9 MW (cependant, la mission de la CRE a appris que la signature du contrat avec le porteur du projet de 2,5 MW est suspendue en raison d'un problème avec le permis de construire et le projet de 0,9 MW a été finalement abandonné par son promoteur) - Huit projets désignés lauréats de l'appel d'offres 2015 pour une puissance totale de 11,13 MW - Développement des installations en toiture avec un stockage individuel ou mutualisé dans les zones de consommation concomitantes à la production
Géothermie	0	40	Interconnexion pour l'exportation de l'électricité d'origine géothermique de la Dominique
Hydroélectricité	0,015	2,5	Deux projets en état le plus avancé sur la rivière Lorrain et plusieurs autres projets en étude
ETM	0	10	Installation d'une centrale-prototype
Biogaz	0,8	2	Augmentation de la puissance d'une de deux centrales existantes
Bioéthanol	0	10	Etude du projet de la TAC fonctionnant au bioéthanol
Valorisation thermique des déchets	4,2	17	- Augmentation de la capacité de la centrale d'incinération existante - Etude du potentiel de valorisation du combustible solide de récupération
Pile à combustible	0	1	Projet en étude de la valorisation de l'hydrogène produit par la raffinerie SARA (Société Anonyme de Raffinerie aux Antilles)
Total	495,3	660,4	
Part des ENR dans la capacité totale	14%	45%	

¹⁰ Mise en service industrielle d'une installation

Figure 11 : Développement du mix énergétique envisagé par le projet de la PPE à l'horizon de 2023



3.3 La centrale bagasse/biomasse de Galion est structurante pour le système martiniquais

La centrale Albioma Galion, d'une puissance électrique de 34 MW, est en cours de construction sur le site du Galion à Trinité en Martinique. Elle est située à proximité de la sucrerie de Galion et de la turbine à combustion d'Albioma (cf. section 2.1.3). La centrale devrait fonctionner en base et fournir environ 15 % de la consommation électrique totale de l'île, en substitution de la production d'origine fossile. La part des ENR dans le mix énergétique devrait ainsi atteindre 20 % (contre 7% en 2016) ce qui représente une contribution importante au regard de l'objectif de 50 % d'ENR en 2020. Le contrat d'achat est signé pour une durée de 30 ans.

Figure 12 : Site du Galion avant les travaux de la construction de la centrale bagasse/biomasse



Conçu initialement comme une installation fonctionnant au charbon/biomasse, le projet a connu une évolution substantielle en 2014. Le 23 juillet 2014, le président du conseil régional a informé la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie de son souhait d'inscrire dans la future PPE, établie après l'adoption du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, le projet d'installation d'une centrale bagasse/biomasse, en conformité avec les objectifs de développement de la biomasse que la Martinique s'était fixée en 2010 dans le SRCAE. Par courrier en date du 1^{er} août 2014, la ministre a informé le président de la CRE de son souhait « d'accompagner cette inscription ».

Le 15 mai 2014, la CRE a été saisie d'un projet d'avenant au contrat initial comportant une modification de combustible, le charbon étant abandonné au profit de la biomasse, importée ou produite localement dès lors que la ressource est disponible. Des engagements ont été pris par la région Martinique quant au développement d'une

filière locale d’approvisionnement en biomasse pour se substituer progressivement à la biomasse importée de manière à réduire les coûts d’exploitation.

La CRE a tenu compte des orientations relatives à la future PPE de la région Martinique et a évalué le coût de production normal et complet de l’installation bagasse/biomasse. Le niveau de compensation n’a toutefois été établi que sous réserve de la confirmation, dans la PPE définitive, de ces orientations.

Après avoir obtenu l’ensemble des autorisations administratives, Albioma a débuté les travaux de construction en 2015. Cependant, le projet a fait l’objet d’une importante contestation de la part de l’association écologiste Assaupamar¹¹. Après l’organisation de plusieurs manifestations destinées à empêcher la poursuite de la construction de la centrale, l’Assaupamar a déposé à l’automne 2016 un recours devant le Tribunal Administratif de Fort-de-France. Tous les griefs soulevés à l’encontre du projet ont été rejetés hormis celui de l’incompatibilité avec les prescriptions du schéma directeur d’Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE) et notamment le risque d’accroissement de la pression concernant les prélèvements en eau sur la rivière du Galion. A ce titre, le tribunal administratif a annulé le 4 octobre 2016 l’arrêté préfectoral d’exploitation de la centrale.

La société Albioma a saisi la cour administrative d’appel de Bordeaux qui, dans son arrêt du 13 avril 2017, a infirmé le jugement du Tribunal Administratif de Fort-de-France. L’exploitation du projet est en conséquence à nouveau autorisée.

Le chantier de construction entre désormais dans sa phase finale, avec un objectif de mise en service au quatrième trimestre 2017.

Figure 13 : Site de production de Pointe des Carrières



Construction de voute de la chaudière

Dôme de stockage de la biomasse importée au port de Fort-de-France

Les principaux moyens de production étant concentrés sur la côte ouest de l’île, cette centrale implantée à l’Est permettra un rééquilibrage indispensable au bon fonctionnement du réseau. Elle apportera également de l’inertie. Sa mise en service conditionne le déclassement des deux TACs d’ancienne génération du site de production de Point de Carrière, qui ne respectent plus les normes d’émissions des polluantes (cf. section 2.1.1).

Par ailleurs, en fournissant de la vapeur à la sucrerie de Galion, la centrale permettra également de déclasser la chaufferie actuelle de la sucrerie, en service depuis 2003, et qui ne respecte plus les normes environnementales. Selon les estimations d’Albioma, la production de vapeur par la centrale bagasse/biomasse devrait être quatre fois moins polluante.

Observations

La CRE rappelle que, dans la configuration actuelle du système électrique martiniquais, la centrale bagasse/biomasse permettra de répondre aux enjeux de sécurisation électrique de l’île et apportera également un complément d’inertie ainsi que de la réserve primaire.

3.4 EDF est un acteur incontournable de la transition énergétique

EDF Martinique se montre active et bien intégrée dans la gouvernance énergétique du territoire. Elle est largement présente dans les différents comités aux côtés des acteurs de la transition énergétique dans le domaine du développement des ENR, et tout particulièrement de la MDE et des smart-grids. Dans ses missions, EDF est bien perçue par les acteurs institutionnels et économiques locaux rencontrés par la mission, qui soulignent avoir de bonnes relations de proximité avec elle.

¹¹ Association pour la Sauvegarde du Patrimoine Martiniquais.

Observations

La CRE note la bonne implication d'EDF avec l'ensemble des acteurs de la gouvernance énergétique. En revanche, la CRE a pu constater que la collaboration entre EDF et les autres acteurs se focalise essentiellement sur les actions de MDE au détriment des problématiques de maintien et de sécurisation de l'équilibre entre l'offre et la demande. Les difficultés relatives au manque d'inertie du système martiniquais et le rôle de future centrale bagasse/biomasse ne sont notamment pas des problématiques connues des acteurs en charge de l'élaboration de la PPE. La place et le rôle structurant pour le fonctionnement du système de la nouvelle centrale de bagasse-biomasse de Galion, ainsi que du stockage centralisé, n'apparaissent pas suffisamment prises en compte.

En conséquence, la CRE recommande d'explicitier plus clairement la mission de gestionnaire de réseau auprès des acteurs institutionnels, en apportant notamment à la PPE une expertise spécifique sur le fonctionnement du système électrique et des besoins à satisfaire pour son évolution.

Il appartient notamment à EDF de définir les valeurs ajoutées potentielles du stockage et d'en cerner les besoins (localisation, inscription dans la PPE du stockage centralisé, et du stockage couplé aux ENR décentralisé ou centralisé à l'échelle d'un quartier, pertinence de construction et valeur ajoutée des micro-steps, etc.)

4. HORMIS LA FILIERE PHOTOVOLTAÏQUE, LE DEVELOPPEMENT DES PROJETS ENR IDENTIFIES PAR LE PROJET DE LA PPE RESTE LIMITE

4.1 Le développement de la filière photovoltaïque devrait trouver un nouveau souffle

La filière photovoltaïque est la seule filière qui a connu un développement soutenu en Martinique. Sur les 72 MW de capacité renouvelable installée à fin 2016, 65 MWc correspondent aux panneaux photovoltaïques raccordés au réseau électrique, dont une installation de 2,5 MWc avec stockage lauréate de l'appel d'offres de 2011. Deux autres projets désignés lauréats de cet appel d'offre ne sont pas mis en service, l'un deux étant aujourd'hui abandonné et l'autre ayant rencontré des difficultés de permis de construire. Par ailleurs, huit projets ont été désignés lauréats de l'appel d'offres 2015, pour une puissance totale de 11,13 MW. Ils se trouvent à des stades d'avancement différents.

Dans le passé, le développement soutenu de la filière a nécessité non seulement une augmentation importante des réserves primaires mais elle a aussi renforcé la sensibilité et les contraintes d'exploitation d'un système déjà fragile. En effet, en cas de perte instantanée de la production photovoltaïque, le manque d'inertie du système combiné à d'autres contraintes de régulation peut conduire à un incident généralisé. Le gestionnaire du système doit ainsi constituer des réserves de puissance sur les moyens de production thermiques : réserve rapide pour compenser l'absence d'inertie et réserve lente pour compenser l'intermittence. Ce besoin est accentué par le fait que les installations photovoltaïques n'apportent pas d'inertie au système et se substituent aux moyens qui assurent actuellement cette fonction.

Le projet de la PPE envisage de s'appuyer largement sur la filière photovoltaïque pour développer les ENR. Dans ce contexte, la nécessité d'améliorer la prévisibilité de la production photovoltaïque, de palier son intermittence et de renforcer son immunité aux variations de fréquence et tension constituent des enjeux importants pour le maintien de l'équilibre du système électrique. Pour répondre à ce besoin, le projet de la PPE vise le développement de la filière accompagné de mesures permettant de réduire les risques qu'elle fait peser sur le système électrique en équipant les installations en systèmes de stockage sous forme de batteries décentralisées ou en développant les quartiers smart-grids permettant le foisonnement naturel de la production de plusieurs installations diffuses.

Une installation photovoltaïque équipée de systèmes de stockage sous forme de batteries décentralisées permet certes, à titre principal, d'atténuer les fluctuations de sa production et de fournir, à titre subsidiaire, des courbes de production plus prévisibles au gestionnaire de réseau et une éventuelle injection de production pendant les heures de tension sur l'équilibre offre-demande du système. Toutefois, un tel stockage n'est pas commandable à distance par le gestionnaire de réseau et le coût d'installation apparaît disproportionné au regard du seul service de lissage rendu.

Par ailleurs, un stockage centralisé dimensionné pour répondre au même besoin de prévisibilité de pente de montée et de descente de production pour la totalité des sites de production photovoltaïque nécessiterait moins de capacité de stockage que la somme des installations diffuses. Un système centralisé rendant les mêmes services auraient donc coûté moins cher à la collectivité.

Le développement des quartiers smart-grids peut être également intéressant à condition d'identifier les zones de consommation qui sont concomitantes à la production ou le stockage peut être mutualisé par plusieurs installations. Au surplus, la mise en œuvre de nouvelles modalités de conduite du système, telle que par exemple

l'automatisation de l'exploitation de la réserve dédiée à la compensation de l'intermittence (réalisée actuellement de façon manuelle) pourrait faciliter l'intégration de ces installations avec un niveau de sûreté maintenu.

Observations

Le pilotage à commande centralisée de batteries diffuses pourrait constituer une solution permettant de faciliter l'intégration des installations photovoltaïques au système électrique. En revanche, le bilan économique d'une telle configuration ne semble pas être plus performant que celui du stockage centralisé. En conséquence, compte tenu des besoins du système électrique en Martinique, la CRE recommande de ne pas recourir au stockage décentralisé couplé à des installations photovoltaïques, dont les conséquences financières sont lourdes sur les charges de service public sans apporter de réelle plus-value. En revanche, la mise en œuvre du stockage centralisé dont le pilotage sera confié au gestionnaire de réseau ou mutualisé entre plusieurs installations concentrées dans les zones de consommation concomitantes à la production apparaît comme une solution plus intéressante.

En parallèle, il apparaît opportun de poursuivre le développement de la filière photovoltaïque sans stockage tout en garantissant le niveau de performance, de contrôlabilité et d'immunité aux variations de fréquence et tension nécessaires à la sûreté du système pris dans son ensemble, et dont les coûts ont substantiellement baissé. La CRE recommande de recourir pour les installations de plus de 100 kWc à un appel d'offres photovoltaïque sans stockage pour permettre, compte tenu du niveau concurrentiel observé pour cette filière, la réalisation des projets les moins coûteux en termes de charges de service public. Les cahiers de charges doivent par ailleurs prévoir des clauses spécifiques relatives à la fourniture de services système, et à la localisation, par exemple en privilégiant des zones pour lever des contraintes en HTB ou des raccordements sur des départs HTA sur les derniers stades de délestage.

Enfin, si les différentes mesures prévues par le gestionnaire du réseau conduisent à l'évolution à la hausse du seuil de pénétration des énergies intermittentes dans le mix énergétique, les prescriptions techniques de déconnexion des installations photovoltaïques actuellement considérées comme déconnectables doivent être maintenues pour éviter les effets de surcompensation éventuelle.

4.2 Le développement de la filière biomasse locale est soumis à plusieurs conflits d'usage

L'utilisation de la biomasse importée n'apparaît pas comme une solution pérenne car elle induit des coûts importants pour la collectivité et ne contribue pas à l'autonomie énergétique de la Martinique. La mise en place et le développement d'une filière locale sont donc recherchés.

Une partie importante du massif forestier se situe dans un parc naturel pour lequel un classement à l'UNESCO est sollicité, ce qui limite l'exploitation du bois d'œuvre. Il n'existe actuellement aucune scierie en Martinique. Les pailles – résidus de l'exploitation agricole - sont utilisées comme engrais pour le renforcement des sols pentus. L'exploitation de la canne à sucre est principalement destinée à l'usage des distilleries.

Un des axes de développement de la biomasse recherché par la CTM est la production de bioéthanol à partir de cultures riches en sucre. Le bioéthanol peut être utilisé en remplacement du fioul pour alimenter les TACs, sous réserve de réaliser des investissements complémentaires. Cependant, il n'y a pas de production de mélasse excédentaire disponible en Martinique pour le bioéthanol. Une solution alternative identifiée consiste à réaliser des plantations végétales dédiées sur les terres contaminées par la chlordécone. Outre le fait qu'aucune expérimentation de production du bioéthanol n'a jusqu'à présent été réalisée en Martinique, il existe un conflit potentiel d'usage des terres qui sont actuellement occupés par la culture de la banane. Par ailleurs, la combustion de bioéthanol pour la production de l'électricité sera en concurrence avec son utilisation par le secteur du transport. Des études supplémentaires restent donc à mener pour analyser l'intérêt de la mise en place des cultures dédiées au bioéthanol et de son usage pour l'électricité ou le transport.

Observations

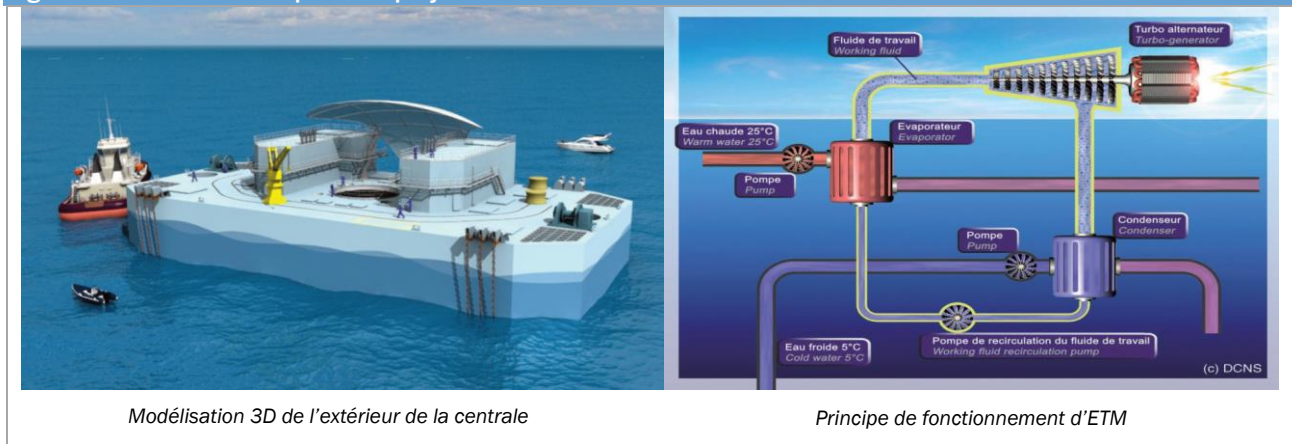
Au regard de ce qui précède, la CRE s'interroge sur le développement rapide d'installations de production à partir de la biomasse locale, quelle que soit sa nature.

4.3 Un projet d'exploitation des énergies marines encore au stade de prototype

La Martinique se trouve dans une zone cyclonique, ce qui limite fortement le développement des énergies marines. Toutefois, un site a été identifié au large du Bellefontaine pour accueillir un projet d'ETM (énergie thermique des mers), technologie innovante permettant de produire de l'électricité en exploitant la différence de température entre les eaux superficielles et les eaux profondes des océans.

Le projet d'ETM – mentionné dans le projet de la PPE de Martinique – est porté par un groupement tripartite constitué (i) d'Akuo Energy qui pilote le développement de projet et exploitera la centrale (ii) de Naval Energies, filiale de Naval Group (ex-DCNS) et fournisseur de la technologie ETM ainsi que (iii) de Géocéan-Entrepose, une filiale de Vinci Construction, qui assure l'ingénierie et la réalisation des travaux maritimes.

Figure 14 : Modèle conceptuel du projet d'ETM



Ce projet de 10,7 MW nécessite un investissement important, dont environ 25 % seraient couverts par des subventions européennes qui présentent l'inconvénient d'être versées au moment de la mise en service du projet et font donc porter un risque financier supplémentaire sur l'investisseur. Le coût complet de production, après la déduction de ces subventions, s'élève à 450 €/MWh.

Observations

Le coût du projet est largement supérieur au coût de production des autres moyens de production martiniquais. Ce projet ne constitue pas, à ce stade, une solution économique et industriellement fiable pour augmenter la part des ENR dans le mix énergétique martiniquais. Par ailleurs, la résistance de cette technologie dans une zone cyclonique doit encore être démontrée afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement.

Outre le coût élevé du projet au regard de sa production, le potentiel de développement de la technologie ETM est limité pour la France. Par conséquent, la CRE exprime des réserves sur la compensation des projets démonstrateurs par le biais des charges de services public de l'énergie. Son caractère expérimental n'assure pas *a priori* la qualité et la continuité de la production. Le financement de ce type de projets devrait être assuré par les programmes spécifiques d'Etat par l'intermédiaire de différents organismes dédiés.

4.4 La filière géothermique affiche un potentiel intéressant mais son développement local nécessite encore des études. Le projet d'importation à partir de la Dominique doit encore, quant à lui, franchir des obstacles

Aucune installation géothermique n'est actuellement exploitée en Martinique malgré des conditions favorables du fait du caractère volcanique de l'île. Les études les plus récentes réalisées en 2014 ont permis d'identifier plusieurs gisements prometteurs. Les sources identifiées nécessitent la réalisation de forages pour l'évaluation précise de la qualité de la ressource, de la capacité des réservoirs géothermiques et des potentiels de leur exploitation industrielle. Deux sources principales se situent dans le massif de la Montagne Pelée. Cependant, l'inscription de ce volcan au patrimoine mondial de l'UNESCO, dont la demande est en cours d'instruction, engendrera nécessairement des contraintes pour toutes les activités industrielles de la zone.

Le projet d'interconnexion avec la centrale géothermique à construire en Dominique représente une autre opportunité d'introduction de la filière géothermique dans le mix énergétique martiniquais. Les forages et les études réalisées en Dominique ont permis d'identifier la source qui permet d'atteindre un niveau de production significativement supérieur au besoin dominiquais. La part excédentaire de la capacité de production, évaluée entre 40 et 80 MW par les différents porteurs de projet, pourrait être exportée vers les îles voisines la Martinique et/ou la Guadeloupe.

Figure 15 : Sources géothermale en Dominique et en Martinique



Installation de mesures sur le puits géothermale en Dominique



Sortie d'une source géothermale naturellement chaude dans la zone du parking aéroportuaire en Martinique

Source : CRE

Dans la perspective d'un partenariat avec la France, la Dominique a effectué des travaux d'adaptation de son réseau électrique aux normes de fréquence et de tension françaises. Pour le moment, le gouvernement dominiquais a conclu un accord avec une société néozélandaise pour la conception d'une première centrale de 7 MW destinée à satisfaire la consommation locale avec une mise en service prévue à l'horizon de 2019. Ce projet servira d'expérimentation pour une éventuelle construction d'une centrale de taille plus importante qui permettra d'exporter.

Observations

S'agissant de l'exportation de l'électricité d'origine géothermique de la Dominique, la CRE a rencontré les différents acteurs concernés et a ainsi constaté qu'il n'existe pas, à ce stade, de projet d'interconnexion. Au regard de l'intérêt que présenterait une telle interconnexion pour la Martinique comme pour la Guadeloupe, la mission recommande de relancer et de renforcer la collaboration avec le gouvernement dominiquais, aux fins de définir les conditions d'un partenariat et d'identifier les solutions techniques.

S'agissant de la filière géothermique locale, son potentiel de développement s'avère particulièrement intéressant pour la Martinique qui souffre d'un manque de gisement renouvelables. Les études d'exploration des gisements locaux doivent dès lors être poursuivies.

4.5 L'accroissement de la production d'électricité à partir des différents systèmes de traitement des déchets n'est pas envisageable dans l'immédiat

Le Syndicat Martiniquais de Traitement et de Valorisation des Déchets (SMTVD) est en charge de la gestion des déchets en Martinique. Il gère également la production d'électricité grâce à trois technologies différentes :

- L'installation d'incinération d'ordures ménagères produit de la vapeur d'eau qui, après conversion dans un turbo-alternateur, est utilisée pour la production d'électricité. L'installation permet d'atteindre une puissance de 4,2 MW. Cette centrale, la seule de toutes les ZNI, garantit une production stable et fonctionne en base. Sa production n'est en revanche pas modulable et ne participe pas aux services système. Cette technologie affiche des coûts de production très compétitifs.
- L'installation de production d'électricité de 0,84 MW alimentée par le biogaz provenant du centre d'enfouissement technique de la Trompeuse a été mise en service en 2014. La centrale fonctionne en cogénération en transformant la chaleur en froid, qui est utilisé ensuite par le centre de tri de déchet en substitution de la climatisation.
- L'installation de production d'électricité de 0,63 MW alimentée par le biogaz de méthanisation de la fraction fermentescible des ordures ménagères et des déchets alimentaires a été mise en service en 2016 au centre de valorisation organique du Robert. La centrale fonctionne en cogénération et valorise la chaleur dégagée dans le processus de séchage des andains du compost vendus aux agriculteurs et aux jardiniers municipaux.

Il est à noter que le système de tri et de collecte de déchets, notamment de déchets fermentescibles, est insuffisant ce que ne permet pas de garantir un fonctionnement stable de deux dernières installations.

Selon le projet de PPE, un potentiel d'augmentation de la capacité de production de l'installation d'incinération de 10,4 MW supplémentaire semble atteignable compte tenu du volume de déchets collectés. Dans cette pers-

pective, le seul projet qui ressort envisage la mise en service d'une troisième ligne de fours sur l'installation d'incinération d'ordures ménagères existante afin d'augmenter sa capacité de production d'électricité de 4,9 MW. Cependant, comme l'ont indiqué les acteurs que la CRE a rencontrés, une telle augmentation de puissance est pour le moment très incertaine. Cela nécessite d'une part un investissement important équivalent à la construction d'une nouvelle centrale. D'autre part, le volume supplémentaire de déchets nécessaire s'avère difficile à mobiliser au regard du renforcement de la politique de prévention de déchets qui devrait conduire à leur diminution. L'augmentation de la capacité de production grâce à l'utilisation du combustible solide de récupération reste encore en stade d'étude.

Par ailleurs, il est envisagé de doubler la capacité de production d'électricité à partir de biogaz de méthanisation. Toutefois, les études complémentaires doivent être réalisées pour mieux évaluer le potentiel de cette filière.

Observations

Au regard des éléments de contexte précités, la CRE s'interroge sur les possibilités d'accroissement rapide de la capacité de la centrale d'incinération. Il apparaît pertinent que le SMTVD soit davantage impliqué dans les travaux menés par les acteurs en charge de gouvernance énergétique.

4.6 Le cadre réglementaire actuel favorise le développement des éoliennes avec stockage

Le seul parc éolien en fonctionnement en Martinique est situé au Vauclin ; il est constitué de quatre aérogénérateurs d'une puissance totale de 1,1 MW. Deux parcs de 4 MW et de 9 MW équipés de systèmes de stockage et de prévision de production, lauréats de l'appel d'offre de 2011, sont en cours de conception.

Le tarif d'obligation d'achat spécifique pour les installations avec stockage en zone cyclonique, introduit par l'arrêté du 8 mars 2013¹², a fixé un niveau de rémunération attractif pour les producteurs. En conséquence, un premier parc éolien est en cours de construction sur la commune de Grand-Rivière pour une mise en service en 2018. Il sera composé de 7 aérogénérateurs, pour une capacité totale de 14 MW, et sera équipé de 3 batteries de 2 MWh chacune pour le stockage d'énergie. De même, il est envisagé que l'installation actuelle de Vauclin soit remplacée, à l'échéance de son contrat d'achat actuel, par une installation avec stockage.

Observations

La mission émet des réserves sur le soutien aux énergies renouvelables intermittentes avec stockage décentralisé (cf. section 4.1 et 7). Par ailleurs, le niveau des tarifs en vigueur, qui s'élèvent à 230 €/2013/MWh pour les dix premières années d'exploitation, donne lieu à des rentabilités excessives pour les producteurs. La CRE avait déjà émis le 23 janvier 2013 un avis défavorable sur le projet d'arrêté tarifaire du 8 mars 2013 ; elle rappelle par ailleurs que, de façon générale, l'hétérogénéité des coûts et la diversité des conditions d'exploitation, toute particulièrement dans les ZNI, rendent délicat l'exercice de détermination par les pouvoirs publics d'un tarif d'achat approprié.

Dans sa délibération du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération, la CRE s'est exprimée sur les mécanismes de soutien aux filières renouvelables les plus adaptés dans les ZNI. Elle considère notamment que les conditions garantissant un niveau de concurrence satisfaisant et conditionnant l'efficacité des appels d'offres ne sont aujourd'hui réunies dans les ZNI que pour la filière photovoltaïque. Pour les autres filières, la conclusion d'un contrat d'achat de gré-à-gré avec l'opérateur historique, après analyse des coûts et évaluation de la compensation par la CRE, constitue le mécanisme le plus efficace pour définir un niveau de soutien adapté.

Pour l'ensemble des motifs précités, la CRE demande l'abrogation des dispositions de l'arrêté du 8 mars 2013.

4.7 Le développement de l'hydroélectricité est limité aux installations de petite taille

Une pico-centrale hydroélectrique de 0,015 MW existe en Martinique. Plusieurs études évaluent un potentiel mobilisable de 11 MW. En revanche, cette capacité n'est atteignable que par la mise en service de plusieurs petits projets de puissance unitaire d'environ 0,3 MW. Avec 2,5 MW de puissance installée à l'horizon 2023, l'objectif de développement de cette filière reste marginal.

5. LA CONVERSION DES CENTRALES THERMIQUES AU GAZ NE PEUT ECONOMIQUEMENT S'ENVISAGER QU'A UNE ECHELLE REGIONALE

¹² Arrêté du 8 mars 2013 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production.

Les moteurs de la centrale B d'EDF PEI ont été conçus pour pouvoir être convertis au gaz naturel moyennant (i) des adaptations techniques ainsi que (ii) la réalisation d'infrastructures permettant d'acheminer le gaz en Martinique et de le stocker tout en conservant le stockage actuel de fioul pour des besoins de secours. Hors ouvrages d'amenée du gaz et hors poste de livraison (comptage et détente) un investissement complémentaire de l'ordre de 110 M€ est à prévoir. Il convient par ailleurs d'y ajouter les coûts d'exploitation car le modèle d'approvisionnement en gaz est différent de celui du fioul. Les contrats gaz sont en effet des contrats de long terme de type *take or pay* qu'il conviendra de concilier avec une production variable en fonction du niveau de sollicitation par le gestionnaire du réseau.

Observations

L'alimentation en gaz naturel des moyens de production d'électricité permettrait de produire une électricité moins carbonée avec de meilleures performances environnementales. Toutefois, la rentabilité de l'investissement est conditionnée aux coûts d'investissement supplémentaires, à la prévision du nombre d'appel de la centrale et au prix de la molécule de gaz livrée. Par conséquent, une étude technico-économique approfondie doit être réalisée afin d'évaluer l'intérêt d'une telle conversion. Par ailleurs, le besoin d'approvisionnement en gaz naturel de la centrale B est relativement modeste à l'échelle des standards de cette industrie. Une des options d'optimisation des coûts d'approvisionnement pourrait résider dans une commande groupée pour les besoins de la Guadeloupe voire de la Guyane. En conséquence la CRE recommande de conduire l'étude technico-économique à cette échelle.

6. LA MAITRISE DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE

Historiquement, EDF, l'Ademe et la Région ont mené chacun de leur côté des actions de MDE essentiellement orientées vers le *mass-market* (vente d'ampoules basse consommation, électroménager performant, coupes veilles, etc.), l'isolation des bâtiments, le remplacement des chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires, la climatisation performante. Malgré des efforts de communication auprès du grand public, le bilan des années précédentes ne montre pas de résultats tangibles. S'agissant de l'effacement, seuls quelques industriels ont conclu des contrats avec EDF.

S'agissant des actions d'isolation des bâtiments, l'ADEME finance la montée en compétence des professionnels du secteur du BTP. Cependant, le marché de l'isolation est en déclin ces dernières années et concerne principalement les bâtiments neufs. Il n'y a quasiment aucun chantier de rénovation alors que le potentiel est estimé à près de 500 000 m² par an. D'une manière générale, la connaissance de la performance énergétique du parc immobilier est insuffisante et nécessite de la mise en place d'un suivi régulier. Par ailleurs, les acteurs rencontrés par la mission font état de difficultés persistantes d'interprétation et de réconciliation des différentes réglementations thermiques sur les bâtiments.

En raison d'un usage développé de la climatisation, le secteur tertiaire est le principal consommateur de froid en Martinique. La vétusté du parc en fait le gisement d'économie d'énergie le plus important, mais il reste inexploité à ce jour.

Le renforcement de l'efficacité énergétique est annoncé comme l'une des priorités de la politique énergétique martiniquaise. À ce titre, le PTME, établi en partenariat entre la CTM, l'ADEME, EDF et le SMEM, envisage la mobilisation de 47,2 M€ sur la période de 2016 à 2020 pour la mise en œuvre d'un programme pluriannuel d'actions de renforcement de la politique d'efficacité énergétique couplée au développement des ENR et des projets innovants. Quatre orientations prioritaires ont été identifiées :

- Le remplacement de l'éclairage public existant par un éclairage plus performant ;
- L'amélioration de la performance énergétique des bâtiments publics et privés, ainsi que l'exploitation du marché de rénovation ;
- L'amélioration du taux de pénétration des chauffe-eau solaires en développant la filière durable capable de fabriquer, installer et maintenir 8 000 chauffe-eau solaire par an pour couvrir d'environ 60 % des résidences à l'horizon de 2020 ;
- Le soutien au développement de projets innovants.

S'agissant de l'éclairage public, il représente le premier poste de dépenses communales. La majorité des collectivités rencontre des difficultés financières et les factures énergétiques pèsent lourd dans le budget. Ainsi, de fortes attentes sont placées sur l'éclairage performant qui devrait permettre à la collectivité de dégager des économies substantielles. Le diagnostic d'état des lieux est en cours dans les 34 communes martiniquaises.

Au titre des projets innovants peuvent être cités notamment (i) le projet de réseau de froid du centre-ville de Fort-de-France alimenté par une installation de conversion de la chaleur récupérée sur la centrale de Pointe des

Carrières et (ii) le projet de SWAC¹³ alimentant en froid les bâtiments tertiaires du secteur côtier Schoelcher/Fort-de-France.

Par ailleurs, EDF indique que, selon son retour d'expérience, pour qu'une action de la MDE soit attractive pour un client il faut que l'économie dégagée ne soit pas inférieure à un seuil de 15 %.

Observations

S'agissant de l'effacement, la CRE recommande de définir un cadre clair permettant la participation de ces moyens à l'équilibre offre-demande en Martinique et de réfléchir aux services que les acteurs effacés sont susceptibles d'apporter. Deux axes sont à privilégier : (i) des engagements de limitation de puissance appelée en cas d'incident ou en prévision de risques importants sur l'équilibre entre l'offre et la demande et (ii) un recours coordonné aux groupes électrogènes de secours pour ceux qui en disposent. Les temps de réponse et la disponibilité de tels services sont déterminants pour le gestionnaire de réseau.

S'agissant de l'éclairage public, les acteurs ont indiqués à la mission qu'un simple changement de lampes apporte deux fois moins d'économies d'énergie qu'une rénovation intégrale du réseau et une optimisation du nombre de lampadaires. Dans la mesure où les communes disposent de budgets dédiés à l'éclairage public, la mission a indiqué que, lors de l'examen des projets de renouvellement exposés à la compensation au titre de charges de service public de l'énergie, une distinction précise devra être réalisée entre les dépenses de renouvellement « normales » qui relèvent de la compétence des collectivités et celles qui relèvent d'une aide à la MDE finançant un effort supplémentaire pour une installation plus performante. Plus généralement, la CRE envisage d'apporter des précisions sur les coûts liés à l'éclairage public performant éligibles à la compensation. Il apparaît pertinent que le diagnostic d'état des lieux soit complété d'évaluation technico-économique de la pertinence de renouvellement de l'éclairage existant par des systèmes plus performants en comparant les coûts de l'effort supplémentaire aux gains attendus.

L'application de la délibération « petite MDE » prend effectivement en compte ces éléments ainsi que les éventuels effets d'aubaine.

S'agissant des chauffe-eau solaires, outre les mesures proposées et délibérées par la CTM au travers de son habilitation, notamment en termes d'obligation de production d'eau chaude par solaire thermique ou énergie de récupération dans le tertiaire, il semble que la démarche serait plus efficace si la réglementation dans les ZNI évoluait vers une interdiction totale d'utilisation des chauffe-eau électrique ou fonctionnant au fioul.

Malgré l'implication de longue date de la CTM, de l'ADEME et d'EDF dans la promotion des actions d'efficacité énergétique et du futur programme ambitieux de leur développement, le rôle du signal tarifaire gagnerait à être d'avantage partagé. En effet, si les tarifs de vente d'électricité dans les ZNI sont péréqués en niveau, leur structure repose sur les coûts marginaux de production du parc de chaque zone, à savoir les coûts variables de production du dernier moyen appelé. Ainsi, réduire sa consommation aux heures de pointe permet aux consommateurs de réduire leur facture d'électricité et contribue à diminuer l'appel aux installations dont les coûts de production sont élevés et qui sont généralement les plus polluantes. La CRE demande que des efforts soient entrepris pour sensibiliser davantage les consommateurs au signal tarifaire.

7. DEVELOPPEMENT DU STOCKAGE ET PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTEME

Le stockage constitue une solution complémentaire au maintien et la sécurisation de l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité. A ce titre, le projet de PPE envisage le développement de systèmes de stockage de technologies et d'usages différents.

En particulier, les orientations ambitieuses données en termes de nouvelles installations photovoltaïques et éoliennes mettent en avant le développement du stockage installé au plus proche du producteur, dit stockage décentralisé. Présenté souvent sous forme d'une batterie, ce stockage permet d'améliorer la prévisibilité de la production livrée sur le réseau par l'envoi préalable d'un programme d'appel et de lisser la variabilité de la production autour de ce programme d'appel.

Comme indiqué précédemment dans le présent rapport, les perspectives de développement des nouvelles installations et notamment des centrales photovoltaïques avec stockage doivent s'accompagner d'une participation de ces moyens aux services systèmes. S'agissant notamment des centrales photovoltaïques avec stockage, dont le développement s'effectue essentiellement par recours aux appels d'offres, les conditions de participation aux services systèmes et leurs modalités de mise en œuvre doivent être prévues dans le cahier des charges.

Cela était partiellement le cas pour l'appel d'offres de 2011, qui permettait aux producteurs de fournir de la puissance garantie à la pointe défini préalablement et de toucher une prime supplémentaire pour ce service. Il n'était,

¹³ Sea-water air conditioning est un système de climatisation alimenté par de l'eau froide pompée à grande profondeur.

toutefois, pas prévu que le gestionnaire du système puisse modifier l'heure de la fourniture de la puissance. En l'absence de projets aboutis dans ce cadre, il est difficile d'apprécier l'efficacité du fonctionnement envisagé.

Par ailleurs, le stockage décentralisé ne permet pas de profiter du foisonnement de la production des différentes installations, ni avec les variations de la consommation, ce qui entraîne un surdimensionnement des batteries par rapport à une solution centralisée.

Une des solutions permettant ce foisonnement, identifiée par le projet de PPE, est l'installation de moyens de stockage mutualisés entre plusieurs installations à l'échelle d'un quartier où la consommation se trouve concomitantes à la production. Bien qu'encore à l'étude, les apports technico-économiques de cette solution dite « quartiers smart-grids » semblent intéressants. Si cette orientation était retenue, la communication officielle autour de ces projets gagnerait à être renforcée afin d'éviter la mise en place en parallèle de moyens de stockage décentralisés dont l'impact sur les charges de service public est plus fort sans apporter de réelle plus-value au système électrique.

S'agissant du stockage centralisé à l'échelle du territoire, il permet à fournir de la réserve primaire se libérant plus rapidement que celle disponible sur les moyens de production classiques (quelques centaines de millisecondes contre quelques secondes). Malgré cette rapidité de libération, l'impact sur la vitesse et l'amplitude de la variation de fréquence reste limité.

Actuellement, la réserve primaire est assurée par les TACs, la centrale Bellefontaine B et la centrale de Pointe des Carrières. La centrale bagasse/biomasse de Galion fournira également de la réserve primaire mais sa mise en service étant accompagnée par le déclassement de deux TACs ne permettra pas de soulager totalement les contraintes d'exploitation des installations existantes. L'installation d'une batterie centralisée viendrait alors en substitution de réserve primaire rapide fournie actuellement par des groupes thermiques et permettra donc d'optimiser leur plan d'appel afin d'augmenter la part produite par les groupes les moins chers.

A ce titre, EDF envisage de mettre en place en 2018 une batterie Lithium-ion de stockage centralisé de 5 MW dont le coût est estimé à ce jour à environ 6 M€. Utilisée comme une réserve primaire rapide, elle devrait permettre de suppléer le système et par ailleurs de repousser la limite de 30 % d'ENR intermittentes en préservant la qualité de fourniture.

Il apparaît plus pertinent pour le système martiniquais que des solutions de stockage centralisé soient préférées au stockage décentralisé. Le développement de ces ouvrages s'effectuera selon les modalités prévues par la méthodologie « stockage » que la CRE a adopté le 30 mars 2017¹⁴ sur la base de prescriptions techniques applicables aux installations de stockage pour la fourniture des services identifiés comme ayant le plus de valeur pour réduire les surcoûts de production en Martinique. Il s'agit (i) de la fourniture de réserve de puissance – pour le réglage de la fréquence en substitution des groupes thermiques – et (ii) du report de charge, qui contribue à l'alimentation de la pointe de consommation par de la production stockée en heures creuses.

Enfin, le projet de PPE identifie un potentiel du stockage sous forme d'énergie mécanique par une station de transfert d'énergie par pompage (STEP). La STEP pompe l'eau d'un réservoir inférieur vers un réservoir supérieur quand il y a plus de production disponible que de besoins de consommation, et turbine l'eau du réservoir supérieur vers le réservoir inférieur quand il y a moins de production disponible que de besoins de consommation. Ce type de stockage se montre adapté à des besoins journaliers. Les différents sites avec des dénivelés suffisants et des surfaces disponibles pour les réservoirs ont été identifiés pour l'installation d'une micro-STEP urbaine. Les différentes options sont en cours d'étude approfondie.

Observations

Afin d'éviter toutes sortes d'ambiguïtés sur les orientations données dans le projet de PPE en termes de stockage, il est nécessaire que les choix de développement des stockages centralisés, décentralisés et mutualisés soient davantage explicités. Une attention particulière doit être accordée au placement des moyens de stockage sur le territoire pour que leur intégration dans le système électrique soit le plus efficace et soulage les contraintes du système et du réseau de distribution.

¹⁴ Délibération de la CRE du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

8. EN SYNTHÈSES, QUELQUES POINTS D'ATTENTION PARTICULIERS

Ce rapport traduit la situation telle qu'elle a pu être constatée par la CRE en novembre 2016. Ce déplacement lui a permis de mieux appréhender les contraintes et les enjeux locaux, ainsi que la place qu'occupe la politique de développement du secteur énergétique en Martinique. Les différents entretiens ont aussi été l'occasion d'un travail de pédagogie et d'information sur le rôle et les missions de la CRE.

La CRE souligne le professionnalisme et la disponibilité des équipes d'EDF qui ont apporté les réponses aux questions posées à l'occasion des réunions techniques et des visites des centrales. La transparence d'EDF vis à vis de la CRE, à travers le partage de l'information sur les évolutions qui interrogent le dimensionnement du système, est fondamentale.

Par ailleurs, la CRE a noté la bonne implication d'EDF avec l'ensemble des acteurs de la gouvernance énergétique.

Avec la PPE, la CTM sera désormais dotée d'un outil qui lui permet de définir les objectifs de développement du secteur énergétique en cohérence avec les enjeux territoriaux locaux.

La prochaine mise en service de la centrale bagasse-biomasse à l'Est de l'île et, plus largement, les perspectives de développement des énergies renouvelables nécessitent une nouvelle approche afin d'accompagner leur intégration à un système électrique qui demeure très fragile. La mise en place de moyens de stockage centralisés, par exemple sous formes des batteries ou de STEP, est un moyen parmi d'autres qui pourrait contribuer à améliorer le fonctionnement du système en apportant de la réserve primaire ou secondaire et en limitant les chutes de fréquence.

La répartition géographique, la puissance unitaire, la technologie des futurs moyens de production ainsi que les services système qu'ils devront être en mesure de fournir au réseau devront être analysés en amont par le gestionnaire de réseau. À l'occasion de ces analyses, il devra être tenu le plus grand compte de la stabilité et de l'inertie globale du réseau, et de ses perspectives de renforcement ou de développement. Ces analyses devront faire l'objet d'un paragraphe spécifique de la PPE.

Pour soutenir le développement des énergies renouvelables, en particulier de la filière photovoltaïque, il est envisagé d'installer des moyens de stockage mutualisés à l'échelle d'un quartier très équipé en installations photovoltaïques. Bien qu'encore à l'étude, les apports technico-économiques de cette solution dite « quartiers smart-grids » semblent intéressants. Si cette orientation est retenue, il faudra renforcer la communication officielle afin d'éviter la mise en place parallèle de moyens de stockage décentralisés dont l'impact sur les charges de service public est plus fort sans cependant apporter de réelle plus-value au système électrique.

Malgré l'implication de longue date de la CTM, de l'ADEME et de EDF SEI dans le développement et la promotion des actions d'efficacité énergétique, les comportements des consommateurs ne se sont pas durablement transformés. À cet égard, le rôle du signal tarifaire gagnerait à être d'avantage partagé. En effet, si les tarifs de vente d'électricité dans les ZNI sont péréqués en niveau, leur structure repose sur les coûts marginaux de production du parc de chaque zone, à savoir les coûts variables de production du dernier moyen appelé. Ainsi, réduire sa consommation aux heures de pointe permet aux consommateurs de réduire leur facture d'électricité et contribue à diminuer l'appel aux installations dont les coûts de production sont élevés et qui sont généralement les plus polluantes. D'où la nécessité de sensibiliser davantage les consommateurs au signal tarifaire.

Enfin, les orientations de développement du parc de production et du système électrique doivent être choisies en veillant à rechercher l'optimum économique au sens des charges de service public de l'énergie.

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 : Positionnement géographique de la Martinique	6
Figure 2 : Evolution de la population en Martinique	7
Figure 3 : Parc de production et réseau électrique à fin 2016	8
Figure 4 : Le mix énergétique 2016.....	8
Figure 5 : Focus sur les énergies renouvelables 2016.....	9
Figure 6 : Site de production de Pointe des Carrières	10
Figure 7 : Evolution du chantier de construction de la centrale de Bellefontaine B.....	11
Figure 8 : Aménagement du nouveau site de Bellefontaine B.....	12
Figure 9 : Le Réseau électrique HTB à fin 2016 et évolution du critère B	14
Figure 10 : Résultats de l'étude des deux cas extrêmes de la perte des principales centrales de production dimmensionnantes pour le système.....	15
Figure 11 : Développement du mix énergétique envisagé par le projet de la PPE à l'horizon de 2023.....	19
Figure 12 : Site du Galion avant les travaux de la construction de la centrale bagasse/biomasse	19
Figure 13 : Site de production de Pointe des Carrières	20
Figure 14 : Modèle conceptuel du projet d'ETM	23
Figure 15 : Sources géothermale en Dominique et en Martinique	24

LISTE DES PERSONNES AUDITIONNEES

- **EDF SEI**

Frédéric BUSIN, directeur EDF SEI

Karine REVCOLEVSCHI, directrice finances et régulation

- **EDF SEI centre Martinique**

Michel DURAND, directeur général

René XUEREB, directeur adjoint

Alain CLIO, adjoint au directeur délégué au territoire

Evelyne YP-TCHA BAVIER, chef du service efficacité énergétique et transition énergétique

Serge PIQUE, adjoint au chef de service efficacité énergétique et transition énergétique

Jean-Luc LABORDE, attaché stratégie efficacité énergétique

Nordine KHAYI, chef du département efficacité énergétique

Géraldine LIKAO-GALILEE, chef de projet EE

Lindsay PLACIDE, chef de projet smartgrids

Yves André BARCLAIS, chef de cabinet

Jean-Marie BERTELOOT, chef de service production

Xavier BRUN, chef de centrale Pointe des Carrières

Jean-Paul MAURICE, chef du Groupe Responsable POST EXPLOITATION

Emmanuel CERQUEIRA, chef de service système électrique

Philippe NOURY, adjoint au chef de service système électrique

Nora EDOM, Chef du Groupe Responsable Temps Réel

Patrick POGNON, chef de service réseau

François-Xavier BARON, adjoint au chef de service réseau

Lionel LERUSTE, chef de service clients

Gilles RONDY, adjoint au chef de service clients

- **Collectivité Territoriale de Martinique**

Alfred MARIE-JEANNE, président du conseil exécutif

Louis BOUTRIN, conseiller exécutif en charge de dossiers Développement durable et énergie / Économie bleue (plaisance, métiers de la mer, énergie) et Croissance verte (agriculture...) / Transports / Sports

Claude LISE, président de la nouvelle Assemblée de Martinique

- **Syndicat Mixte d'Electricité de la Martinique et Société publique locale Martinique Energies Nouvelles**

Johann VILLERONCE, directeur de cabinet SMEM

Louis CADIGNAN, 10ème Vice-Président du SMEM

Jean Philippe TRESIDENT, directeur général des services du SMEM

Lucien SALIBER, Président Commission Finances SMEM

Jean-Pierre MADKAUD, directeur des services techniques et de l'énergie du SMEM

Charles JOSEPH-ANGÉLIQUE, Président de la SPL Martinique Energies Nouvelles, 1er Vice-Président du SMEM

- **CAP NORD de Martinique**

Alfred MONTHIEUX, Président de Cap Nord

Etienne ZIDEE, Directeur de Cabinet de CAP Nord Martinique

Jean-Frantz CAUVER, Premier Vice-Président de CAP Nord

Eddy VIRGAL, Chargé de mission Energie et Climat

- **Préfecture de la Martinique**

Fabrice RIGOULET-ROZE, préfet

Perrine SERRE, directeur du cabinet

- **DEAL Martinique**

Gilbert GUYARD, Directeur adjoint

Nicolas FOURRIER, Chef du Service Risques Energie Climat

Romain CADOT, Chargé de mission Air-Energie-Climat

- **ADEME Martinique**

Jean-François MAURO, directeur

Paul COURTIADÉ, ingénieur chargé de missions de la diversification énergétique

Anabelle VIGILANT, ingénieur chargée de dossier véhicule électrique

Gilles GUERRIN, ingénieur chargé des opérations de la MDE

- **Société Immobilière De La Martinique**

Robert DUPIN DE MAJOURBERT, directeur patrimoine

Caroline ASAMI, chargée des opérations de la MDE

Véronique MARTIAL, chargée de la politique urbaine et de recherche de subvention

- **Ministère de l'Energie de la Dominique**

Ian DOUGLAS, ministre du Commerce, de l'énergie et de l'emploi

- **Agence française de développement martiniquaise**

Ludovic COCOGNE, directeur

Yves RAJAT, directeur adjoint

- **BRGM Martinique**

Benoit VITTECOQ, directeur

- **Syndicat Martiniquais de Traitement et de Valorisation des Déchets**

Pedro BRAITHWAITE, directeur général des services

Fabienne MARGUERITE-BORDEAU, directrice valorisation

- **EDF PEI**

Jean-Michel LEBEAU, président

Christophe MILAN, directeur administratif et financier

Joëlle DIAZ, responsable du pôle comptabilité

Yvon IMPERATRICE, directeur de la centrale de Bellefontaine

Frantz VIOLTON, directeur adjoint

Josué BAVARDAY, responsable d'exploitation de la centrale de Bellefontaine

Adèle BAZAS, responsable fiscalité

- **Albioma**

Frédéric MOYNE, directeur général

Pascal LANGERON, directeur général adjoint – France

Nicolas DE FONTENAY, directeur des exploitations aux Antilles

Hervé HÉBRARD, directeur d'Albioma Galion

Claude DECOUD, directeur production du site de Galion

Christian BLANCHARD, directeur du développement Caraïbes

David AGID, directeur des approvisionnements biomasse

- **Akuo Energy**

Jean BALLANDRAS, secrétaire général

Olivier KREMER, directeur opérationnel Antilles

- **NW Energy**

Jérémie DRAY, directeur du développement

Benjamin LEBEAU, chef de projets

- **Autres professionnels du secteur énergétique et de la MDE**

Kelli MAMADOU, président E-sims

Frantz EBADERE, président Green technologie

Louis PARTEL, président Solar Inox

Guillaume DURAND, président Systeko

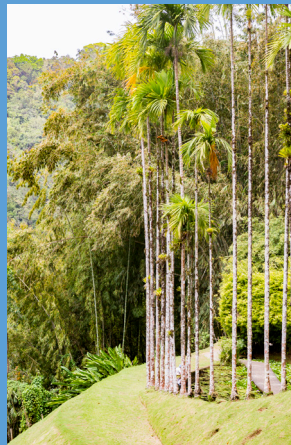
Eve CALIF, président Eau chaude naturelle

Sylvain BERTHIAS, président Bio métal

Frédéric MARTIAL, président MAJ Solaire

Axel MELAN, président LED Antilles

Christian AGRIODOS, président Bel'énergie



15, Rue Pasquier - 75379 Cedex 08 Paris - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr