



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RAPPORT DE MISSION

JUIN 2018

Mission de la CRE en Guadeloupe, à Saint-Martin et à Saint-Barthélemy

SOMMAIRE

1. GÉOGRAPHIE	7
2. CONTEXTE INSTITUTIONNEL.....	8
3. DES SITUATIONS ÉCONOMIQUES ET SOCIALES VARIÉES	8
3.1 EN GUADELOUPE, UN REGAIN DE DYNAMISME APRÈS DES ANNÉES D'ATONIE ÉCONOMIQUE, MAIS UN TAUX DE CHÔMAGE ENCORE ÉLEVÉ	8
3.2 A SAINT-MARTIN, UN REGAIN DE DYNAMISME STOPPÉ PAR LE CYCLONE IRMA.....	9
3.3 A SAINT-BARTHÉLEMY, UNE ÉCONOMIE DYNAMIQUE QUI A FAIT PREUVE D'UNE PLUS GRANDE RÉSILIENCE FACE AU CYCLONE IRMA.....	9
1. UN PARC DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE MARQUÉ PAR UNE SITUATION DE SURCAPACITÉ ET UN DÉSÉQUILIBRE GÉOGRAPHIQUE.....	10
1.1 UN PARC DE PRODUCTION MARQUÉ PAR UNE SITUATION DE SURCAPACITÉ	10
1.1.1 Présentation du parc de production électrique.....	10
1.1.2 Un parc de production marqué par une situation de surcapacité	11
1.1.3 La conversion de la centrale d'EDF PEI au gaz naturel est à proscrire au regard des coûts échoués importants qu'elle est susceptible de générer.....	12
1.1.4 La nécessité de faire évoluer le contrat d'achat passé entre EDF SEI et ContourGlobal pour sa centrale Energies Antilles à Jarry.....	13
1.1.5 La nécessité de réinterroger le besoin de renouvellement des moyens de pointe identifié par le bilan prévisionnel, et le cas échéant de rechercher la meilleure solution technico-économique pour y répondre	13
1.2 UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE BIPOLAIRE MARQUÉ PAR UN DÉSÉQUILIBRE GÉOGRAPHIQUE ENTRE ZONES DE PRODUCTION ET DE CONSOMMATION	14
2. UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE MARQUÉ PAR UNE PROBLÉMATIQUE DE STABILITÉ.....	17
2.1 LA MISE EN PLACE D'UNE NOUVELLE POLITIQUE DE RISQUES PAR EDF SEI EST DÉSORMAIS NÉCESSAIRE COMPTE TENU DES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DES INSTALLATIONS	17
2.1.1 La bipolarité, source de fragilité pour le système électrique.....	17
2.1.2 La problématique inertielle	17
2.1.3 La nouvelle politique de risque d'EDF SEI.....	17
2.2 UN REMÈDE COÛTEUX POUR RESPECTER LA POLITIQUE DE RISQUE, LE SURCROÛT D'APPEL DES TAC.....	18
2.3 LA MISE EN PLACE DE SOLUTIONS ALTERNATIVES À COURT TERME POUR RÉDUIRE LE SURCÔÛT POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE	19
2.4 LA NÉCESSITÉ DE PRESCRIPTIONS CLAIRES DU GRD EN TERMES DE TAILLE UNITAIRE DES INSTALLATIONS, TEMPS DE MOBILISATION ET INERTIE POUR ÉCLAIRER LES PORTEURS DE PROJETS ET LA PPE.....	20
3. LES AMBITIONS EN TERMES DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, NÉCESSAIRES À LA TRANSITION ÉNÉGETIQUE, DOIVENT ÊTRE PRIORISÉES ET PRENDRE EN COMPTE LES PROBLÉMATIQUES DE SURCAPACITÉ ET DE STABILITÉ.....	21
3.1 LA BIOMASSE, UNE OPPORTUNITÉ D'ÉNERGIE STABLE À EXPLORER, MAIS DES INTERACTIONS AVEC D'AUTRES PROBLÉMATIQUES DU TERRITOIRE QUI DOIVENT ÊTRE FINEMENT ÉTUDIÉES	21
3.1.1 La conversion des centrales d'Albioma à la biomasse : une opportunité pour verdir rapidement le mix énergétique si les coûts de conversion et de mobilisation de la biomasse sont maîtrisés	22
3.1.2 Les choix relatifs à la biomasse-énergie et à la stratégie déchets doivent faire l'objet d'une optimisation commune	23
3.1.3 La valorisation de cultures énergétiques de canne fibre : un développement porteur d'opportunités, mais qui doit être progressif pour assurer l'adéquation avec le gisement.....	24
3.1.4 Centrale biomasse de Marie-Galante : la nécessité d'aboutir à un consensus	25
3.2 UN POTENTIEL GÉOTHERMIQUE PROMETTEUR QUI RESTE LARGEMENT À EXPLOITER POUR DÉVELOPPER UNE ÉNERGIE COMPÉTITIVE ET STABLE SUR BASSE-TERRE.....	26
3.2.1 Une optimisation à court terme du site de production actuel.....	27
3.2.2 Des projets prometteurs de développement de la ressource à plus long terme, sur la Basse-Terre et à la Dominique via un projet d'interconnexion.....	27
3.3 LIBÉRER LE POTENTIEL PHOTOVOLTAÏQUE AU MOYEN D'APPELS D'OFFRES DEMANDÉS PAR LA RÉGION, ET PROMOUVOIR LE DÉVELOPPEMENT DU STOCKAGE CENTRALISÉ DANS LE CADRE DÉFINI PAR LA CRE	28

3.4 LA PERTINENCE DU TARIF D'OBLIGATION D'ACHAT APPLICABLE AUX INSTALLATIONS ÉOLIENNES AVEC STOCKAGE EN ZONE CYCLONIQUE MÉRITE D'ÊTRE RÉINTERROGÉE	29
3.5 L'ÉNERGIE HYDRAULIQUE : UNE ÉNERGIE RENOUVELABLE STABLE QUI MÉRITE D'ÊTRE DÉVELOPPÉE SUR LA BASSE-TERRE	30
3.6 LA NÉCESSITÉ D'ÉTABLIR UNE STRATÉGIE COHÉRENTE DE MOBILISATION DES DIFFÉRENTS GISEMENTS AU REGARD NOTAMMENT DES COÛTS DES DIFFÉRENTES FILIÈRES ET DES SERVICES APPORTÉS AU SYSTÈME ÉLECTRIQUE	31
4. LA NÉCESSITÉ DE MAÎTRISER LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ.....	32
4.1 LE FINANCEMENT D'ACTIONS DE MDE PAR LES CHARGES DE SPE	32
4.1.1 Une massification attendue des petites actions de MDE sous l'impulsion du Comité MDE de Guadeloupe institué à l'initiative de la CRE.....	32
4.1.2 Etudier l'opportunité de valoriser la chaleur fatale issue de la centrale de PEI, notamment pour la production de froid industriel dans la zone du port.....	32
4.2 VEILLER À BIEN ARTICULER FINANCEMENT DE LA MDE ET RÉGLEMENTATION, À UN MEILLEUR CONTRÔLE DE SON APPLICATION PAR L'ETAT ET À UNE ANIMATION PLUS DYNAMIQUE DE LA RÉGION	33
4.3 LA NÉCESSITÉ D'ÉCLAIRER LE DÉBAT SUR LE DÉVELOPPEMENT DU VÉHICULE ÉLECTRIQUE.....	33
4.4 DE NOUVEAUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ « TRANSITION ÉNERGÉTIQUE » POUR INCITER LES CLIENTS À MODULER LEUR CONSOMMATION	35
1. UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE DUREMENT TOUCHÉ PAR LE CYCLONE IRMA.....	36
2. ASSURER UNE BONNE COORDINATION DES TRAVAUX ET DES FINANCEMENTS POUR LA RECONSTRUCTION DES RÉSEAUX.....	36
3. ASSURER UNE PLANIFICATION COHÉRENTE DES MOYENS DE PRODUCTION AVEC L'ÉVOLUTION POST-CYCLONIQUE DE LA CONSOMMATION.....	37
3.1 PRÉSENTATION DU PARC DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE	37
3.2 UN DIMENSIONNEMENT DES PARCS DE PRODUCTION POTENTIELLEMENT À RÉINTERROGER	37
3.2.1 Des parcs de production surcapacitaires.....	37
3.2.2 Le dimensionnement unitaire des moteurs les plus puissants pose question	38
3.2.3 Une situation de surcapacité qui risque d'être accentuée à la suite du cyclone Irma	38
3.3 LA NÉCESSITÉ DE RÉINTERROGER LES BESOINS D'INVESTISSEMENTS ET D'ÉLABORER UNE PPE INTÉGRANT DES OBJECTIFS DE MAÎTRISE DE LA DEMANDE ET DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	39
3.3.1 Une incertitude quant à l'évolution de la consommation.....	39
3.3.2 Le développement des énergies renouvelables	39
Un potentiel photovoltaïque prometteur quoique contraint	39
Un développement de la filière éolienne qui risque d'être freiné par des contraintes d'ordre foncières et paysagères..	39
La pertinence de mobiliser le gisement de biogaz que constitue la décharge de déchet de Saint-Martin doit être étudiée	39
L'opportunité technico-économique de renouveler les moyens thermiques par des moteurs fonctionnant au bioéthanol mérite d'être étudiée	39
L'opportunité technico-économique de l'interconnexion de Saint-Martin et Saint-Barthélemy avec des îles voisines disposant d'un potentiel géothermique mérite d'être étudiée.....	39
3.3.3 L'évolution du parc de production thermique	40
4. LA NÉCESSAIRE CLARIFICATION DU CADRE JURIDIQUE RELATIF À LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE ET À LA COMPENSATION DES CSPE	41

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 significativement 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 historiques, 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 (LTECV) vise l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020. Elle prévoit en outre que la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon élaborent une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adaptée à leurs 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. Compte tenu des compétences dont disposent Saint-Martin et Saint-Barthélemy en matière d'énergie, l'élaboration d'une PPE n'y était jusqu'alors pas prévue.

La Commission de régulation de l'énergie (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, des projets de stockage centralisé gérés 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 » et détermine ainsi le prix contractuel payé par les opérateurs historiques aux tiers co-contractants. En outre, la CRE est responsable de l'organisation, du suivi, de l'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 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 2016, en Martinique en novembre 2016, puis en Guadeloupe, à Saint-Martin et Saint-Barthélemy en janvier 2018.

* * *

La production d'électricité en Guadeloupe repose essentiellement sur les moyens thermiques. La part des énergies renouvelables dans le mix électrique reste modeste et est stable depuis 2013 à près de 18 %. Celle-ci est répartie entre photovoltaïque (5 %), géothermie (5 %), bagasse³ (3 %), éolien (3 %) et hydraulique (2 %). À noter que la Guadeloupe est la ZNI bénéficiant de la plus grande capacité de production éolienne, et la seule dotée d'une installation de production d'électricité géothermique.

La PPE de Guadeloupe adoptée le 19 avril 2017⁴ ambitionne de soutenir le développement de la maîtrise de la demande en électricité ainsi que des énergies renouvelables. Elle prévoit ainsi le développement des filières photovoltaïque et éolienne en parallèle du développement de moyens de stockage, le développement de la filière biomasse – avec notamment la conversion des centrales d'Albioma qui fonctionnent actuellement au charbon – ainsi que le développement des potentiels géothermique, biogaz et déchets.

La PPE de Guadeloupe doit en principe faire l'objet d'une révision d'ici fin 2018 pour porter sur les périodes 2018-2023 et 2024-2028, notamment afin d'adapter ses objectifs à l'évolution des technologies et des priorités, et d'organiser l'atteinte des objectifs de la LTECV à l'horizon 2030.

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

² Dans les ZNI où EDF est présent, 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.

³ La bagasse est un résidu solide du traitement de la canne à sucre qui est valorisé en tant que biomasse.

⁴ Décret n° 2017-570 du 19 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guadeloupe.

* * *

A Saint-Martin et Saint-Barthélemy, la production électrique repose quasi-exclusivement sur des moyens thermiques, qui représentent plus de 99 % de la production en 2016, le reste de la production étant assuré par des installations photovoltaïques. La transition énergétique dans ces territoires, durement frappés par l'ouragan Irma en septembre 2018, représente donc un enjeu fort. Toutefois, Saint-Martin et Saint-Barthélemy ne disposent pas de documents de programmation de l'énergie à ce jour.

* * *

Au regard des éléments de contexte précités, la CRE a décidé d'organiser une mission en Guadeloupe, à Saint-Martin et Saint-Barthélemy avec les objectifs ci-après :

- Prendre la mesure *in situ* des contraintes techniques et logistiques pesant sur le système électrique ;
- Rencontrer les différentes équipes du centre Archipel Guadeloupe d'EDF SEI – qui couvre également Saint-Martin et Saint-Barthélemy – pour observer la déclinaison opérationnelle des missions de service public qui lui sont confiées par le code de l'énergie et pour mieux appréhender les particularités d'exploitation des réseaux et des moyens de production ;
- Rencontrer les acteurs institutionnels locaux : Conseil Régional et Conseil Départemental de Guadeloupe, Collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, Préfecture, DEAL, ADEME, Communauté de communes de Marie-Galante etc., ainsi que les acteurs locaux fortement impliqués dans le développement du secteur énergétique, notamment Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe et le Syndicat de valorisation des déchets de la Guadeloupe, ou encore les bailleurs sociaux (SIG et SEMSAMAR) ;
- Rencontrer les principaux producteurs locaux (EDF PEI, Albioma, Ormat, ContourGlobal, EDF EN, Quadran, FHA etc.) pour mieux appréhender les particularités d'exploitation des moyens de production et leur intégration dans le mix énergétique global de chaque île ;
- Rencontrer les acteurs 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 guadeloupéen.

* * *

Une délégation de la CRE s'est rendue en Guadeloupe, à Saint-Martin et Saint-Barthélemy entre le 19 janvier et le 3 février 2018. La délégation était composée de :

- Catherine EDWIGE, Commissaire en charge des ZNI
- Adrien THIRION, chef du département Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs, au sein de la direction du développement des marchés et de la transition énergétique
- Mathieu GIMENEZ, chargé de mission ZNI au sein du département Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs

Jean-François CARENCO, Président de la CRE, a conclu la mission en se rendant à Saint-Barthélemy, à Saint-Martin et à Marie-Galante.

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 avec le concours logistique d'EDF SEI.

Le présent rapport expose les enjeux spécifiques de la Guadeloupe 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 les recommandations présentées en synthèse qui ont été communiquées aux entités concernées.

Ce rapport a été adopté par le Collège de la CRE par une délibération en date du 21 juin 2018. Il a été transmis à l'ensemble des acteurs rencontrés, les informations relevant du secret des affaires ayant été occultées.

CONTEXTE

1. GÉOGRAPHIE

La Guadeloupe⁵ est une région insulaire monodépartementale située au cœur de l'arc antillais, entre la Dominique au sud, et Montserrat et Antigua-et-Barbuda au nord. La Guadeloupe se distingue des autres départements français par sa relative petite taille (superficie de 1 628 km²) et sa forte densité de population (de l'ordre 244 hab. par km²).

L'archipel de Guadeloupe comprend deux îles principales, séparées par un étroit bras de mer : la Grande-Terre (590 km²), où se situe Pointe-à-Pitre – centre économique du département – et la Basse-Terre (848 km²), où se trouve la ville de Basse-Terre, chef-lieu administratif du département. L'archipel compte également 3 dépendances :

- l'archipel des Saintes, 14 km², au sud de la Basse-Terre, dont les principales îles sont Terre-de-Haut et de Terre-de-Bas ;
- la Désirade, 22 km², à l'est de la Grande-Terre ;
- Marie-Galante, 158 km², au sud de la Grande-Terre.



Figure 1 : Positionnement géographique de la Guadeloupe, de Saint-Martin et Saint-Barthélemy dans les Antilles

Les « îles du Nord », Saint-Martin et Saint-Barthélemy, situées à respectivement 260 et 230 km au nord de la Guadeloupe, anciennes communes de cette dernière, sont devenues collectivités d'outre-mer le 15 juillet 2007. L'île de Saint-Martin est partagée entre la France (partie Nord) et les Pays-Bas (partie Sud).

⁵ Les éléments de contexte proviennent notamment des rapports annuels de l'institut d'émission des départements d'outre-mer réalisés pour la Guadeloupe, Saint-Martin et Saint-Barthélemy au titre de l'année 2016.

Avec des températures relativement uniformes autour d'une moyenne annuelle de +27 °C, le climat tropical dont jouissent la Guadeloupe, Saint-Martin et Saint-Barthélemy 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 comme fin 2017. En outre, la situation géographique de ces îles et leurs caractéristiques géologiques les exposent aux risques sismiques.

2. CONTEXTE INSTITUTIONNEL

Le représentant de l'État en Guadeloupe est le préfet de région qui, malgré la suppression du troisième arrondissement, conserve encore certaines prérogatives dans les collectivités de Saint-Barthélemy et Saint-Martin où un préfet délégué a été installé.

Du point de vue du droit communautaire, la Guadeloupe et Saint-Martin sont des régions ultrapériphériques (RUP), tandis que Saint-Barthélemy est passé en 2012 du statut de RUP à celui de pays et territoire d'Outre-mer (PTOM).

Les collectivités d'outre-mer de Saint-Martin et Saint-Barthélemy disposent d'une large autonomie en matière de fiscalité, de transports routiers, de ports maritimes, de voirie, de tourisme, de droit domanial, d'accès au travail des étrangers et en matière de création et d'organisation des services publics et des établissements publics de la Collectivité, mais aussi d'urbanisme, de construction, logement, environnement et énergie. Il est toutefois à noter que cette dernière compétence n'a jamais été exercée par Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

Le Conseil régional de Guadeloupe dispose lui aussi de compétences étendues s'agissant notamment de la fiscalité et des finances publiques locales. A ce titre, il détermine notamment l'assiette, le taux, les cas d'exonération et la répartition de l'octroi de mer. En outre, depuis 2009, la région Guadeloupe est habilitée à fixer des règles spécifiques en matière de planification énergétique, de maîtrise de la demande en électricité, réglementation thermique des bâtiments et de développement des énergies renouvelables. Cette habilitation en matière énergétique a été renouvelée une première fois en 2011, puis en 2015 par la LTECV jusqu'au prochain renouvellement du Conseil régional en 2021.

3. DES SITUATIONS ÉCONOMIQUES ET SOCIALES VARIÉES

En dépit de leur relative proximité géographique, la Guadeloupe, Saint-Martin et Saint-Barthélemy présentent des situations économiques et sociales très variées.

3.1 En Guadeloupe, un regain de dynamisme après des années d'atonie économique, mais un taux de chômage encore élevé

L'année 2016 confirme la reprise économique amorcée en Guadeloupe en 2015, qui s'appuie sur une hausse de la consommation des ménages et de l'investissement. Cette embellie ne doit pour autant pas occulter les défis auxquels la Guadeloupe doit continuer à faire face, défis en partie inhérents aux caractéristiques structurelles de l'archipel (éloignement du marché européen, insularité, faible taille du marché domestique, forte exposition aux aléas économiques et climatiques, etc.). À titre illustratif, le taux de chômage se maintient à un niveau préoccupant (24 % de la population active) et la part de la population bénéficiaire du Revenu de solidarité active (12 %) est trois fois supérieure au niveau national.

Au-delà du problème du chômage, les principaux défis auxquels la Guadeloupe est confrontée sont la gestion des déchets, la distribution de l'eau, les difficultés de circulation et l'insécurité.

La problématique de l'eau

Depuis plusieurs années, la Guadeloupe est confrontée à des problèmes d'alimentation en eau potable. Les difficultés chroniques de gouvernance du secteur de la distribution d'eau ont entraîné un défaut majeur d'entretien et de renouvellement des réseaux, conduisant à d'importants taux de fuite, une grande fragilité des réseaux, des problèmes de recouvrement et des coupures à répétition sur d'importantes zones du territoire.

La Guadeloupe présente les caractéristiques d'une économie tertiaire. Les services, marchands et non marchands, représentent une part importante de l'économie de l'archipel.

Le tourisme

En 2016, le tourisme poursuit son développement en Guadeloupe, à l'instar des autres territoires de la Caraïbe. Les indicateurs de fréquentation touristique sont bien orientés et l'activité hôtelière confirme la progression amorcée l'année précédente. Les premiers indicateurs disponibles pour l'année 2017 semblent favorables. Les professionnels du secteur envisagent ainsi une augmentation de leurs investissements.

L'agriculture

La banane et la canne à sucre sont les deux grandes cultures d'exportations de Guadeloupe, occupant plus de 50 % des surfaces utiles agricoles. La canne à sucre totalise 15 % de la valeur ajoutée du secteur de l'agriculture en

2011 et constitue la première culture du département. Les sous-secteurs sucre et rhum représentent quant à eux 21,5 % de la valeur ajoutée de l'industrie agroalimentaire.

Cette agriculture (majoritairement exportatrice) de sucre de canne, d'alcool (rhum) et de bananes est importatrice d'engrais et de pesticides, ces consommations ayant enfin tendance à se restreindre. Les séquelles de l'utilisation de ces produits, pour certains très toxiques et rémanents posent aujourd'hui problème. Le chlordécone utilisé dans les Antilles françaises depuis 1973 était destiné à protéger les bananeraies d'un charançon. Son autorisation à la vente a été retirée en 1990 par le gouvernement, mais une dérogation en a permis l'usage jusqu'en 1993, à la suite de la demande des producteurs de banane. La pollution ne devrait disparaître que dans plusieurs milliers d'années.

Par ailleurs, malgré le développement de procédés modernes d'élimination (méthanisation), un certain nombre d'effluents de petites distilleries sont encore peu ou mal traités.

La situation à Marie-Galante

Le niveau de vie à Marie-Galante – bien qu'en augmentation – reste en deçà de la moyenne de la Guadeloupe. Du fait de cette situation économique, Marie-Galante souffre d'un recul de la population.

Historiquement à dominante agricole, 42 % des emplois à Marie-Galante sont désormais dans les administrations publiques, l'enseignement, la santé et l'action sociale. La culture de la canne et, dans une moindre mesure, la pêche, représentent désormais 14 % de l'emploi. L'île compte ainsi sur son territoire l'usine de Grande-Anse à Grand-Bourg, l'une des deux sucreries de Guadeloupe encore en activité. Le développement d'un tourisme durable et culturel (avec notamment l'organisation annuelle du festival Terre de Blues) constitue un axe fort du développement économique de l'île.

3.2 A Saint-Martin, un regain de dynamisme stoppé par le cyclone Irma

Saint-Martin présente les caractéristiques d'une économie tertiaire orientée vers le tourisme. Le chômage concerne une part particulièrement importante des actifs (33,6 %) et touche encore plus gravement Saint-Martin que la Guadeloupe. Après des années d'atonie économique, l'année 2016 a été marquée par un regain de créations d'entreprises et par un accroissement de l'activité touristique.

Toutefois, le cyclone Irma qui a frappé Saint-Martin en septembre 2017 a porté un coup d'arrêt à cette dynamique et a entraîné un fort ralentissement de l'activité, notamment touristique, ainsi que l'exode d'une part significative de la population. L'impact du cyclone à moyen et long terme sur l'activité demeure incertain à ce stade. La résilience de Saint-Martin après le cyclone constitue l'un des principaux défis de la Collectivité.

3.3 A Saint-Barthélemy, une économie dynamique qui a fait preuve d'une plus grande résilience face au cyclone Irma

Saint-Barthélemy s'appuie sur une économie tertiaire fondée sur le tourisme résidentiel haut de gamme. Le niveau de vie y est particulièrement élevé et taux de chômage particulièrement bas (4,3 %).

En 2016, la plupart des indicateurs macroéconomiques et sectoriels de Saint-Barthélemy restait bien orientée, reflétant un niveau d'activité économique élevé. Le cyclone Irma qui a frappé Saint-Barthélemy en septembre 2017 a provoqué un ralentissement de l'activité, notamment celle du secteur touristique, moteur de l'économie. L'économie semble toutefois avoir fait preuve d'une plus grande résilience au cyclone que Saint-Martin, bien que son effet à moyen terme reste difficile à quantifier.

* * *

La première partie du présent rapport se concentre sur les problématiques du système électrique guadeloupéen, tandis que la deuxième partie porte sur les enjeux spécifiques à Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

ANALYSE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE GUADELOUPÉEN

1. UN PARC DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE MARQUÉ PAR UNE SITUATION DE SURCAPACITÉ ET UN DÉSÉQUILIBRE GÉOGRAPHIQUE

1.1 Un parc de production marqué par une situation de surcapacité

1.1.1 Présentation du parc de production électrique

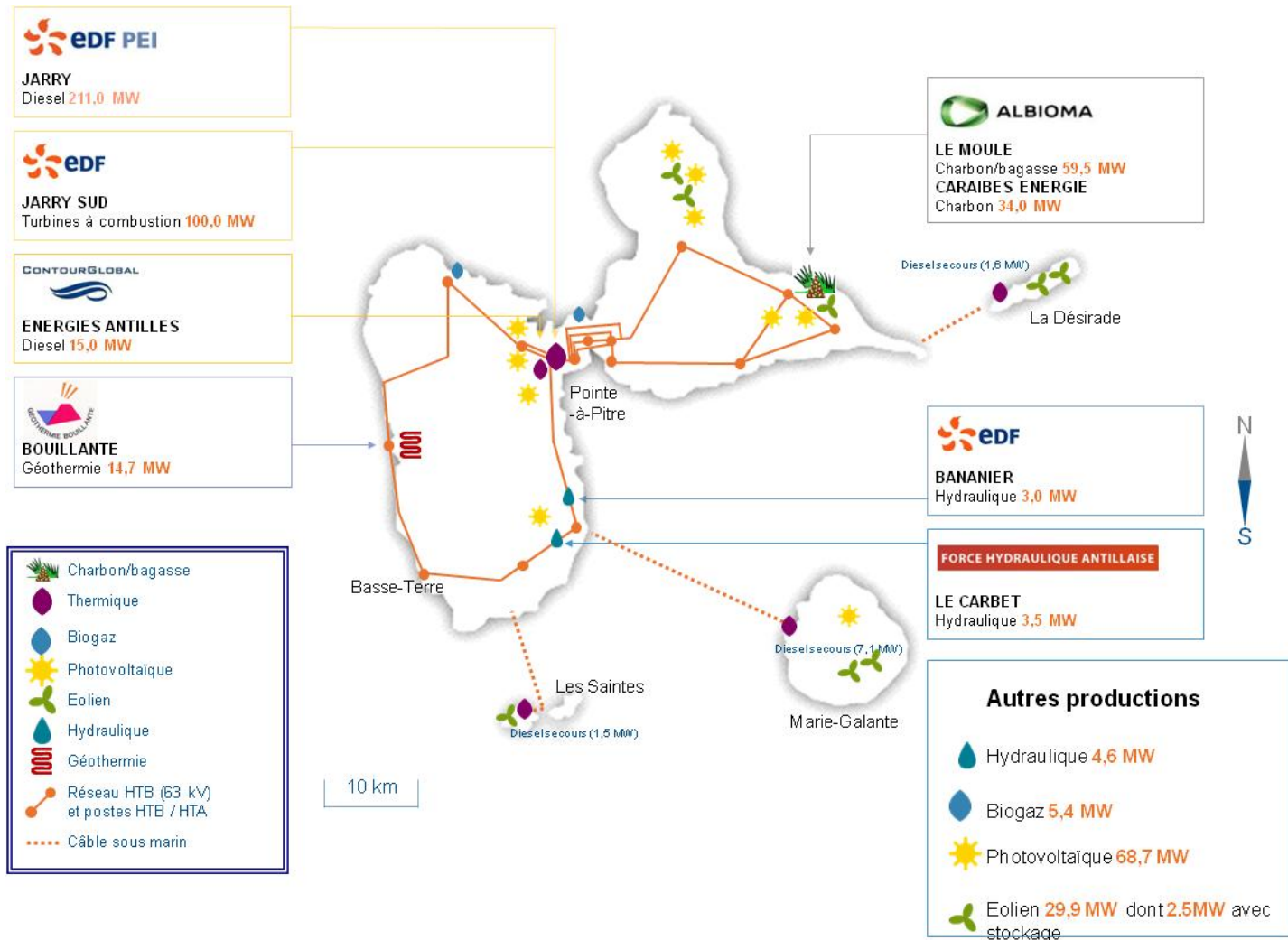


Figure 2 : Parc de production et réseau électrique à fin 2016 (source : Bilan prévisionnel 2017 d'EDF SEI)

La capacité installée du parc de production d'électricité à fin 2016 s'élève à **554 MW**. La production repose essentiellement sur des moyens de production thermiques. Le parc comporte ainsi quatre centrales conçues pour fonctionner en base : la centrale diesel d'EDF PEI à Jarry d'une puissance de 211 MW (douze groupes), la centrale diesel de ContourGlobal d'une puissance de 18 MW (quatre groupes), la centrale bagasse-charbon d'Albioma située au Moule d'une puissance de 59,5 MW (deux tranches) et la centrale charbon Caraïbes Energie d'Albioma constituée d'une seule tranche de 34 MW. Le parc comporte par ailleurs quatre turbines à combustion (TAC) exploitées par EDF SEI sur le site de Jarry sud, pour un total de 100 MW et 10,2 MW de diesels de secours situés sur les îles périphériques (les Saintes, la Désirade et Marie-Galante) connectées au système électrique guadeloupéen au moyen de câbles sous-marin.

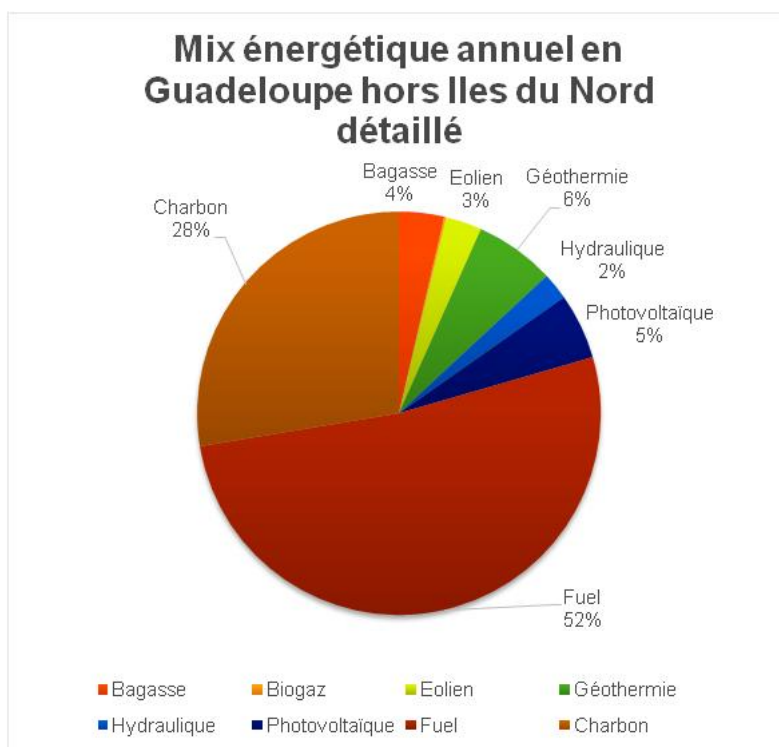


Figure 2 : Mix électrique 2016 (source : Bilan prévisionnel 2017 d'EDF SEI)

Avec 124 MW, les énergies renouvelables (ENR) représentent environ 22 % de la capacité installée. La production ENR est stable depuis 2013, et ne représente que 17,6 % du mix électrique en 2016 malgré une certaine diversité de moyens de production renouvelables (figure 2). Le photovoltaïque représente la première source renouvelable avec 68,7 MW raccordés au réseau électrique. Ils produisent pendant la période d'ensoleillement et ne contribuent qu'à la couverture de la pointe de consommation pendant cette période (cf. Figure 3). Le parc comporte par ailleurs 29,9 MW d'éoliennes réparties sur 12 sites – ce qui constitue la plus grande capacité de production éolienne des ZNI – et de 15 petites installations hydrauliques réparties sur plusieurs sites essentiellement sur Basse-Terre pour un total de 11,1 MW. Enfin, le parc comporte une installation géothermique de 14 MW à Bouillante – seule installation géothermique en service dans les ZNI – et une centrale biogaz de 2,2 MW mise en service fin 2017 sur la décharge de la Gabarre. Avec 96,2 MW d'énergies renouvelables intermittentes en service (éolien et photovoltaïque hors stockage), des déconnexions nécessaires à la préservation de la sûreté de fonctionnement du système électrique, dans le respect du seuil des 30 % de pénétration des énergies intermittentes, fixé dans l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 modifié⁶, ont été réalisées depuis 2012. Il est toutefois à noter que leur nombre a eu tendance à se réduire ces dernières années, au point qu'aucune installation n'a été déconnectée en 2017.

1.1.2 Un parc de production marqué par une situation de surcapacité

Le parc actuel est très confortablement dimensionné en base, au point qu'il permet généralement d'éviter l'utilisation de TAC à la pointe du soir (cf. Figure 3), le surcroît de consommation étant couvert par la centrale diesel d'EDF PEI. Ainsi, la puissance moyenne appelée et la consommation de pointe s'établissent respectivement à 205 MW et 261 MW alors que les moyens de base commandables (PEI Jarry, Albioma Caraïbes, Albioma le Moule et Contours Global) apportent une puissance de près de 320 MW⁷. D'autres moyens de base peuvent en outre désormais être pris en compte : l'installation géothermique de Bouillante pour 14 MW et l'installation de valorisation du gaz de la décharge de la Gabarre plus de 2 MW⁸.

⁶ 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.

⁷ Ils ne sont toutefois pas toujours tous disponibles simultanément. Avec un coefficient de disponibilité moyen de 85 %, ces moyens de base apportent en espérance 272 MW.

⁸ Les autres moyens renouvelables, ne produisant pas en base, hydraulique, éolien et photovoltaïque ne sont pas pris en considération ici.

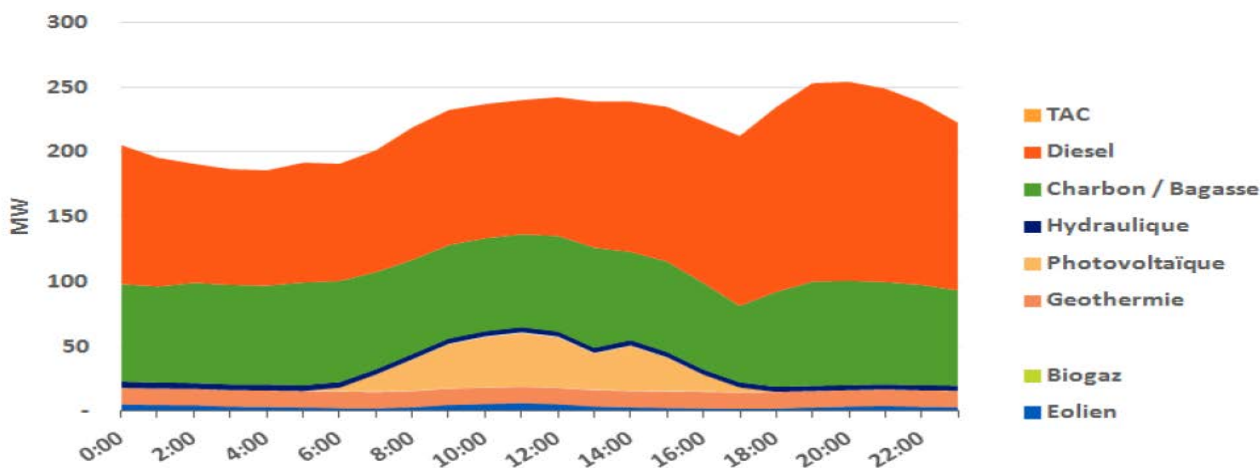


Figure 3 : Exemple d'empilement sur une journée ouvrée (source : Bilan prévisionnel 2017 d'EDF SEI)

La puissance moyenne produite par la centrale de PEI s'établit ainsi à 94 MW en 2016 (taux d'appel d'à peine 45 %, soit moins de 4000 heures de fonctionnement pleine puissance), ce qui pose la question de son dimensionnement au regard des besoins en base. De même, du fait du surdimensionnement du parc en base, la puissance moyenne produite en 2016 par les TAC s'établit à seulement 1,3 MW (taux d'appel d'à peine 1,3 %, soit une centaine d'heures équivalent pleine puissance par an).

1.1.3 La conversion de la centrale d'EDF PEI au gaz naturel est à proscrire au regard des coûts échoués importants qu'elle est susceptible de générer

La PPE de Guadeloupe invite à poursuivre les réflexions concernant l'opportunité de convertir la centrale d'EDF PEI, inaugurée en 2015, au gaz naturel. Ce projet nécessite notamment le remplacement d'un certain nombre d'équipements structurants des centrales, la réalisation d'infrastructures permettant d'acheminer le gaz en Guadeloupe et de le regazéifier – qui représentent des investissements significatifs – ainsi que la structuration d'une filière d'approvisionnement.

L'alimentation en gaz naturel des moyens de production d'électricité permettrait certes de produire une électricité moins carbonée avec de meilleures performances environnementales que le fioul. Toutefois, compte tenu du coût de l'opération de conversion et de déploiement de l'infrastructure gazière, celle-ci ne peut avoir de sens que si la production des centrales thermiques peut être maintenue à un niveau soutenu à l'horizon d'amortissement de ces investissements. Or le développement des énergies renouvelables contribuera à l'avenir à accroître la situation de surcapacité, et donc à réduire l'appel de la centrale d'EDF PEI en-deça des niveaux observés aujourd'hui. Celui-ci pourrait ainsi être inférieur à 40 % en 2023 et à 30 % en 2030⁹. Même dans le cas d'un développement significatif¹⁰ du véhicule électrique dont la recharge serait toutefois maîtrisée pour représenter un ruban, le surcroît d'appel induit serait entièrement compensé par le développement des énergies renouvelables et assurerait tout au plus la stabilité du niveau d'appel des centrales de PEI à son niveau actuel à cet horizon avant qu'il ne s'infléchisse de nouveau. En outre, la couverture de la consommation du véhicule électrique par une production thermique carbonée n'apparaît pas comme une solution au verdissement du secteur des transports (voir section 4.3).

Recommandation 1. Dans le contexte de surcapacité du parc guadeloupéen, renforcé par le développement attendu des ENR qui se traduit par un taux d'appel de la centrale de PEI faible pour un moyen de base et en baisse, la conversion au gaz naturel de celle-ci est susceptible d'engendrer d'importants coûts échoués. Elle est donc à proscrire sauf à pouvoir garantir, à travers une redéfinition massive de la PPE, un nombre d'heures de marche minimal qui obèrerait l'atteinte des objectifs d'insertion des énergies renouvelables dans le mix.

⁹ Les hypothèses retenues correspondent au scénario de développement des énergies renouvelables jugées probables et présentées en section 3.

¹⁰ On retient ici un scénario analogue à la trajectoire haute retenue par RTE dans son bilan prévisionnel pour la métropole, conduisant à une part des véhicules électriques et hybrides rechargeables dans le parc automobile atteignant 40 % en 2035, et les hypothèses de consommation correspondantes. Un point de passage à 30 % en 2030 est construit sur ce jeu d'hypothèse.

1.1.4 La nécessité de faire évoluer le contrat d'achat passé entre EDF SEI et ContourGlobal pour sa centrale Energies Antilles à Jarry

Le contrat d'achat passé entre EDF SEI et ContourGlobal pour sa centrale Energies Antilles à Jarry prévoit une obligation d'enlèvement de l'énergie produite. Cette clause – qui perturbe l'ordre de préséance économique – conduit à une sous-optimisation de l'appel des moyens, induisant une augmentation des coûts de production estimés à près d'un million et demi d'euros par an.

Une obligation d'enlèvement peut parfois être justifiée par des considérations de politique énergétique ou environnementales, ou pour faciliter la structuration d'une filière d'approvisionnement, par exemple dans le cas des installations fonctionnant à la bagasse ou plus généralement des installations concernées par le décret du 19 avril 2017 organisant la priorité d'appel des moyens de production renouvelables dans les ZNI. Toutefois, la centrale Energies Antilles ne répond à aucun de ces critères et les parties semblent favorables à la suppression de cette clause d'obligation d'enlèvement. Il convient donc qu'elles se rencontrent au plus vite pour soumettre un avenant à la CRE prévoyant son abrogation pour la durée restante du contrat.

Par ailleurs, il est apparu que la puissance installée est supérieure à celle spécifiée dans le contrat. Il convient donc d'étudier l'opportunité de revoir la puissance contractuelle à la hausse afin de s'assurer que la centrale puisse fournir l'intégralité de sa puissance installée si le système venait à en avoir besoin.

Enfin, il convient d'étudier l'intérêt de prolonger la durée du contrat – ainsi modifié – au-delà de 2020, au regard des réinvestissements nécessaires et des besoins exprimés par le gestionnaire de réseau, notamment en termes de capacité de production, mais aussi d'inertie, de réactivité et de localisation des groupes de production (voir section suivante).

Recommandation 2. Afin de permettre l'optimisation de l'appel des moyens de production, la CRE demande à ContourGlobal et à EDF SEI de se rencontrer au plus vite en vue de négocier un avenant au contrat d'achat prévoyant (i) *a minima* la suppression de l'obligation d'enlèvement du contrat, et (ii) potentiellement le relèvement de la puissance contractuelle au niveau de la puissance installée. Plus généralement, EDF SEI doit continuer à veiller à ne pas introduire dans ses contrats d'achats de contraintes superflues, susceptibles de nuire à l'optimisation de l'ordre d'appel des moyens de production.

1.1.5 La nécessité de réinterroger le besoin de renouvellement des moyens de pointe identifié par le bilan prévisionnel, et le cas échéant de rechercher la meilleure solution technico-économique pour y répondre

Le bilan prévisionnel 2017 de l'équilibre offre-demande d'électricité – document que EDF SEI élabore en tant que gestionnaire de réseaux – met en évidence la nécessité de maintenir dans les années 2020 une capacité de production de pointe équivalente à celle dont dispose actuellement la Guadeloupe. Or le besoin de moyens de pointe, défini antérieurement à l'élaboration de la PPE, n'a pas été revu dans le cadre de celle-ci de manière cohérente avec l'ensemble des moyens dont elle prévoit le développement. Il convient dès lors, pour la révision de la PPE de réexaminer les besoins de pointe identifiés en analysant un ensemble de scénarios contrastés et explicites, s'agissant du rythme de développement des énergies renouvelables, du stockage et du véhicule électrique notamment, dont les hypothèses devraient être explicitées.

Si un besoin de capacité de pointe était confirmé après cette nouvelle expertise, le GRD devrait mener des analyses technico-économiques sur les alternatives entre nouveaux investissements et remise en état des installations existantes, qu'il s'agisse des TAC exploitées par SEI ou de la centrale de ContourGlobal, au regard des besoins qu'il a identifiés, s'agissant de la puissance totale nécessaire, mais aussi de la taille unitaire, de l'inertie, de la réactivité et de la localisation des groupes de production.

Toutes les TAC – à l'exception de la TAC 5, mise en service en 2004 – auront plus de 30 ans d'ici 2023. L'application des normes environnementales ne permet pas aux TAC 2 et 3, non équipées de procédés de dénitrification des fumées, de fonctionner plus de 500 heures par an. D'après EDF SEI, la durée de vie des TAC pourrait être prolongée de quelques années, sous réserve de mettre à niveau un certain nombre d'équipements, notamment les procédés de dénitrification des fumées. L'opportunité de ce prolongement doit par conséquent s'appuyer sur une analyse technico-économique réalisée par EDF SEI.

Recommandation 3. Si un besoin de capacité de pointe était confirmé après une nécessaire nouvelle expertise cohérente avec les objectifs de la PPE, EDF SEI devrait étudier les alternatives entre nouveaux investissements et remise en état des installations existantes au regard de l'ensemble des besoins qu'il aura identifiés.

Enfin, EDF SEI doit être encore plus proactif durant l'élaboration de la PPE :
 - en simulant l'impact des décisions envisagées en termes d'équilibre offre-demande et – en poursuivant à développer ses outils – de stabilité du système de manière itérative pour éclairer les décideurs ;

- en fournissant, sous le contrôle de la CRE, aux services de l'Etat et de la Région une estimation de l'impact financier pluriannuel (en intégrant la durée des contrats) pour les charges de service public de l'énergie de la mise en œuvre de la PPE.

1.2 Un système électrique bipolaire marqué par un déséquilibre géographique entre zones de production et de consommation

Le système électrique guadeloupéen est structuré autour de deux pôles de production d'énergie stable, situés respectivement (i) à proximité de Pointe-à-Pitre pour plus de 300 MW (centrales diesel d'EDF PEI et de ContourGlobal, TAC d'EDF SEI) et dans une moindre mesure (ii) à l'Est de la Grande-Terre sur la commune du Moule où sont situées les deux centrales thermiques d'Albioma totalisant près de 100 MW. La concentration de la production autour de ces deux pôles génère un déficit de production structurel sur Basse-Terre, source de faiblesse pour le système électrique (Figure 4).

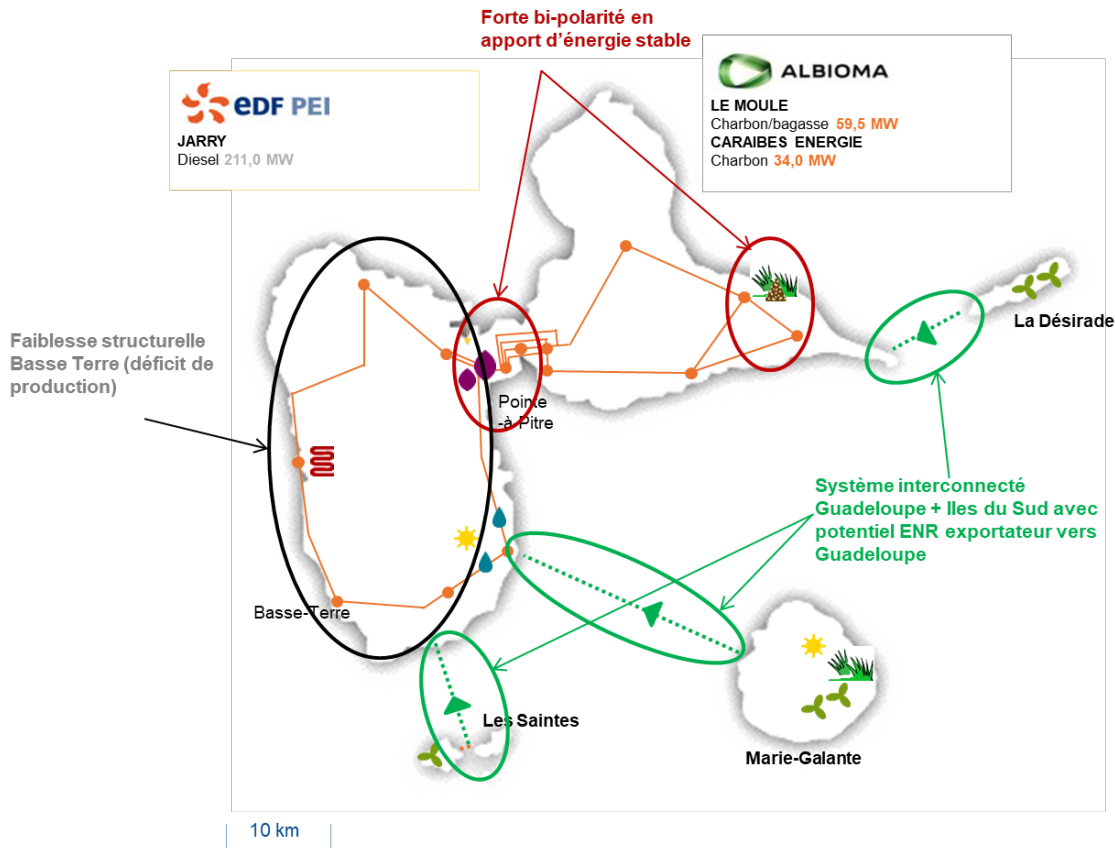


Figure 4 : Les contraintes géographiques du système électrique guadeloupéen (Source : EDF SEI)

Un examen plus précis de la répartition des volumes de consommation et des volumes de production installés sur la Grande-Terre, sur la Basse-Terre et sur la région de Pointe à Pitre met effectivement en évidence un déséquilibre important entre production et consommation (Figure 5). Ainsi, la région de Pointe à Pitre apparaît très fortement productrice par rapport à sa consommation, tandis que la production sur la Basse-Terre est fortement déficitaire au regard de sa consommation.

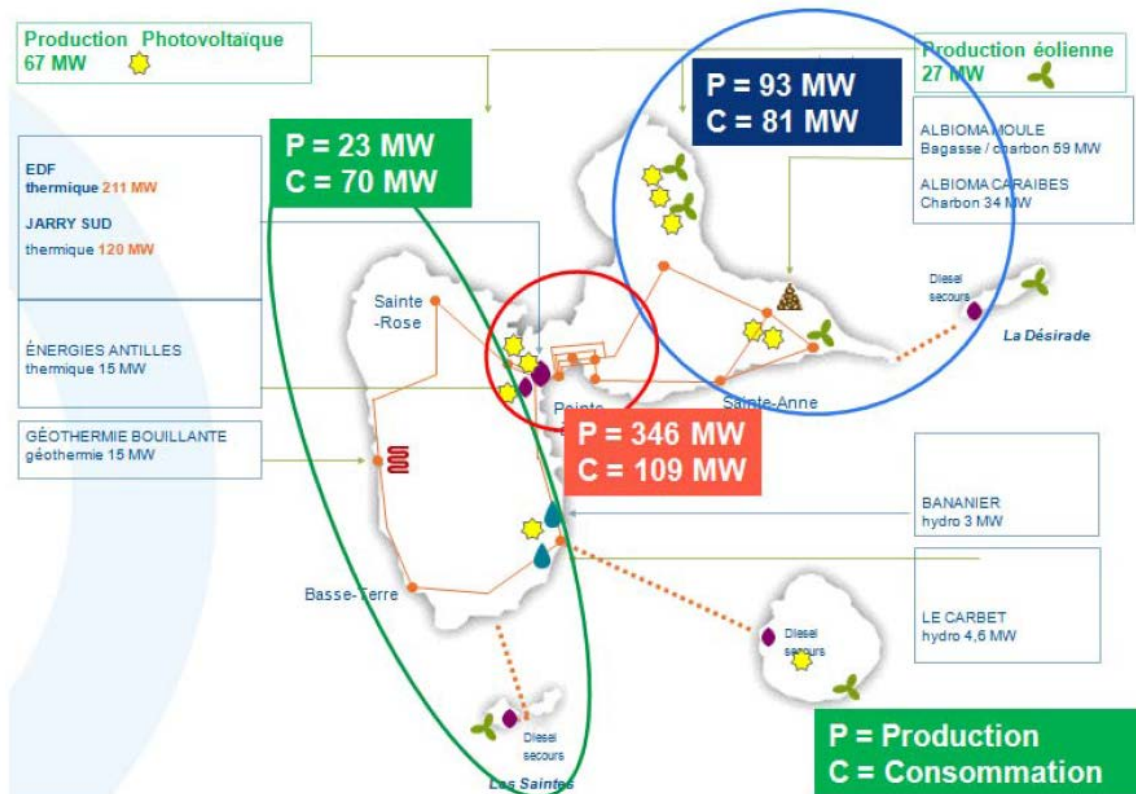


Figure 5 : Localisation de la Production (P) et de la consommation (C) d'électricité en Guadeloupe (source : EDF SEI)

Ce déséquilibre Est-Ouest est susceptible de générer des congestions sur le réseau. A cet égard, il est à noter que des projets de renforcement du réseau électrique 63 kV (plus haut niveau de tension en Guadeloupe) sont actuellement en cours de réalisation ou d'étude sur la Basse-Terre avec la réalisation d'une ligne souterraine 63 kV entre Jarry et Petit-Bourg, l'implantation d'un poste 63/20 kV à Petit-Bourg en 2019, et un prolongement envisagé jusqu'à Capesterre. L'opportunité de ce prolongement doit être réexaminée au regard du développement de la géothermie et de l'optimisation de la production hydroélectrique sur la Basse-Terre, ainsi que du développement des énergies renouvelables à Marie-Galante, notamment le projet de centrale biomasse qui est susceptible de fournir une puissance garantie.

Par conséquent, le respect de l'équilibre entre zones d'implantation des moyens de production et zones de consommation pourrait permettre d'optimiser la structure du réseau 63 kV en évitant de coûteux renforcements. Il apparaît donc nécessaire que la PPE – sur le fondement des analyses réalisées par EDF SEI – affiche des orientations précises s'agissant de la spatialisation des besoins en moyens de production et au regard des faiblesses du réseau. L'intérêt de l'installation dans ces zones de moyens de stockage devrait également être étudiée par le GRD.

La future publication du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) permettra, entre autres, l'identification des portions de réseau HTB qui seraient les plus propices au développement d'installations de production d'énergie renouvelable. Elle permettra ainsi d'inciter les porteurs de projet à s'installer dans ces zones via la création de volets géographiques particuliers avec des quote-part différenciées. Une telle incitation économique est particulièrement pertinente pour les filières qui bénéficient d'un gisement diffus à l'image des installations photovoltaïques et éoliennes. Toutefois, pour les filières dont le gisement est circonscrit à une partie du territoire (comme l'hydroélectricité et la géothermie localisées sur la Basse-Terre), l'intérêt d'une telle incitation s'avère plus limité.

Par ailleurs, afin de permettre la création d'un volet géographique spécifique à Marie-Galante – nécessaire pour répartir le coût du renforcement du câble sous-marin HTA qui la relie à la Basse-Terre, celui-ci étant susceptible d'être très prochainement saturé du fait du développement des énergies renouvelables – il est nécessaire que les quotes-parts définies dans le cadre du S3REnR se fondent non seulement sur les coûts de développement des ouvrages HTB, mais aussi des ouvrages HTA, Ce qui implique une évolution de la réglementation.

Alternativement à cette incitation par le prix, une incitation plus directe par le volume, en définissant au sein des mécanismes de soutien – arrêtés tarifaires ou cahiers des charges des appels d'offres – les zones de développement prioritaire des énergies bénéficiant d'un gisement diffus peut s'avérer pertinente et plus efficace.

Enfin, le développement des énergies renouvelables disposant d'un gisement diffus et raccordées sans départ dédié – essentiellement le photovoltaïque – pourrait être orienté préférentiellement sur certains départs du réseau en cohérence avec le plan de délestage. En effet, l'implantation d'une forte puissance diffuse sur des départs délestables nuit à l'efficacité du délestage en ce qu'il ne diminue pas la consommation d'autant qu'escompté. Dans la mesure où il est essentiel que EDF SEI dispose durablement de possibilités de délestages efficaces, il importe que certains départs puissent rester fortement consommateurs nets à toute heure. L'installation des ENR sur les départs non délestables (desservant les hôpitaux...) pourrait ainsi être favorisée, soit par le conditionnement du soutien (arrêté ou appel d'offres) au raccordement sur une liste de départs proposée par EDF SEI, soit par un système de bonus/malus dans le cadre des appels d'offres.

Recommandation 4. La bipolarité du système électrique et le déséquilibre géographique entre zones de production et de consommation renforce le besoin de prescriptions claires d'EDF SEI en termes de localisation des nouveaux moyens de production pour limiter de coûteux renforcements du réseau. Il apparaît nécessaire que la PPE – sur le fondement des analyses réalisées par EDF SEI – affiche des orientations précises s'agissant de la spatialisation des besoins en moyens de production et en stockage au regard des faiblesses du réseau qui devraient être reprises au sein des mécanismes de soutien – arrêtés tarifaires ou cahiers des charges des appels d'offres. Dans la même optique, le S3REnR devra prévoir la création de volets géographiques particuliers avec des quote-part différenciées. Enfin, dans l'objectif de maintenir l'efficacité du plan de délestage, l'installation des ENR diffuses ne disposant pas d'un départ dédié doit être orientée vers les départs non délestables.

2. UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE MARQUÉ PAR UNE PROBLÉMATIQUE DE STABILITÉ

2.1 La mise en place d'une nouvelle politique de risques par EDF SEI est désormais nécessaire compte tenu des caractéristiques techniques des installations

2.1.1 La bipolarité, source de fragilité pour le système électrique

A l'instar de tout système non interconnecté, le système électrique guadeloupéen est fragile. Tout comme la Martinique – où la CRE a mené une mission en 2016 – il est caractérisé par la prépondérance de deux pôles de production : en 2016, près de 50 % de la production a été assurée par PEI Pointe Jarry et 31 % par le site d'Albioma. C'est la raison pour laquelle chaque indisponibilité fortuite qui affecte l'un de ces deux moyens – directement ou indirectement via les lignes ou postes d'évacuation – a des conséquences importantes sur le système. Ainsi, en cas de perte de site complet (PEI ou Albioma), la probabilité de black-out est forte compte tenu de leur poids respectif et des contraintes d'inertie du système électrique présentées ci-après.

2.1.2 La problématique inertielle

Aux spécificités du système électrique guadeloupéen susmentionnées s'ajoute une difficulté supplémentaire occasionnée par un déficit d'énergie cinétique – autrement dit, le système électrique manque d'inertie qui est apportée par les machines tournantes synchrones (alternateurs des TAC, TAV, moteurs) – 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 minutes, autrement dit d'apporter de la réserve primaire provisionnée actuellement à hauteur de 25 MW sur l'ensemble des groupes thermiques de « base » (PEI et Albioma). Si cela n'est pas suffisant, EDF SEI peut déléster une partie de la consommation afin d'accélérer le rétablissement de l'équilibre entre production et consommation.

La variation de la fréquence induite par un incident dépend de l'énergie cinétique des masses tournantes couplées : plus l'inertie est grande – avec des machines plus lourdes ou plus nombreuses – moins la fréquence se dégrade rapidement en cas d'incident. Or les nouveaux moteurs de la centrale d'EDF PEI à Jarry apportent moins d'inertie que les moteurs de la génération précédente (qui consommaient de ce fait plus de carburant). En outre, les centrales de production à partir des sources intermittentes avec ou sans stockage, étant interfacées par électronique de puissance, n'apportent pas d'inertie. Elles sont donc incapables de pallier au manque d'inertie renforcé par l'allègement des moteurs de la nouvelle centrale de PEI, dont les conséquences n'avaient pas été anticipées par EDF SEI au moment de la définition du cahier des charges pour la construction de la nouvelle centrale de PEI.

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 chute trop vite pour que les différents stades de délestage aient pu être activés et produire leur effet stabilisateur. En dessous de 46 Hz durant plus de 400 ms, les protections de sous-vitesse des groupes de production encore présents sur le réseau vont les déconnecter du système, conduisant ainsi à un black-out généralisé. Ceci conduit EDF SEI à proposer de nouveaux modes d'exploitation du système.

Recommandation 5. La mission a pu constater que la problématique du manque d'inertie du système guadeloupéen n'était pas connue des acteurs en charge de l'élaboration de la PPE. Dans ce contexte, il apparaît nécessaire qu'EDF SEI, dans son rôle de gestionnaire de réseau, communique davantage sur les contraintes du système électrique et sur ses attentes vis-à-vis des nouveaux producteurs, notamment dans le cadre du bilan prévisionnel.

2.1.3 La nouvelle politique de risque d'EDF SEI

Au 1^{er} janvier 2018, EDF SEI a mis en application une nouvelle politique de risque et de gestion de la réserve de puissance. Celle-ci proscrit le délestage de consommation à la suite de la perte d'un groupe, avec une dérogation en cas de perte des groupes les plus puissants, afin de limiter le coût de constitution de la réserve correspondante.

Plus précisément, la nouvelle politique de risques prévoit que (i) la réserve primaire rapide doit être suffisante pour absorber toute perte de groupe de puissance de moins de 20 MW sans devoir recourir au délestage, (ii) la réserve est répartie sur les groupes de PEI et d'Albioma (environ 50 % sur chaque site pour préserver l'efficacité en cas de perte de site), (iii) le délestage de charge est autorisé pour la perte de groupes de puissance supérieure à 20 MW (groupes d'Albioma). En tout état de cause, le black-out est proscrit, même en cas de perte de site de production.

Or le système guadeloupéen tel qu'il fonctionne actuellement ne présente pas une stabilité suffisante pour répondre à la nouvelle politique de risque d'EDF SEI. En particulier, en cas de perte de site complet (PEI ou Albioma), la probabilité de black-out n'est pas négligeable compte tenu du poids respectif des deux sites de production et des contraintes d'inertie du système électrique. Par conséquent, pour pallier l'inadéquation entre les caractéristiques

techniques et les besoins du système électrique, EDF SEI a mis ou prévoit la mise en place des moyens présentés ci-après afin d'être en mesure de respecter sa politique de risques.

Au-delà de l'analyse de la pertinence de ces moyens palliatifs, il importe qu'EDF SEI justifie la cohérence de cette nouvelle politique de risque avec les objectifs fixés par la puissance publique et l'efficacité des moyens mis en œuvre pour la satisfaire eu égard à leurs impacts sur les charges de service public.

2.2 Un remède coûteux pour respecter la politique de risque, le surcroît d'appel des TAC

Afin de s'assurer de la résilience du système électrique dans le cadre de sa nouvelle politique de risques, EDF SEI a étudié la stabilité des différentes configurations de parc envisageables. La figure 6 illustre ainsi l'efficacité du délestage en fonction du pourcentage de production susceptible d'être perdue et de l'énergie cinétique résiduelle du système après cette perte de production : si celle-ci n'est pas suffisante, le système est en risque.

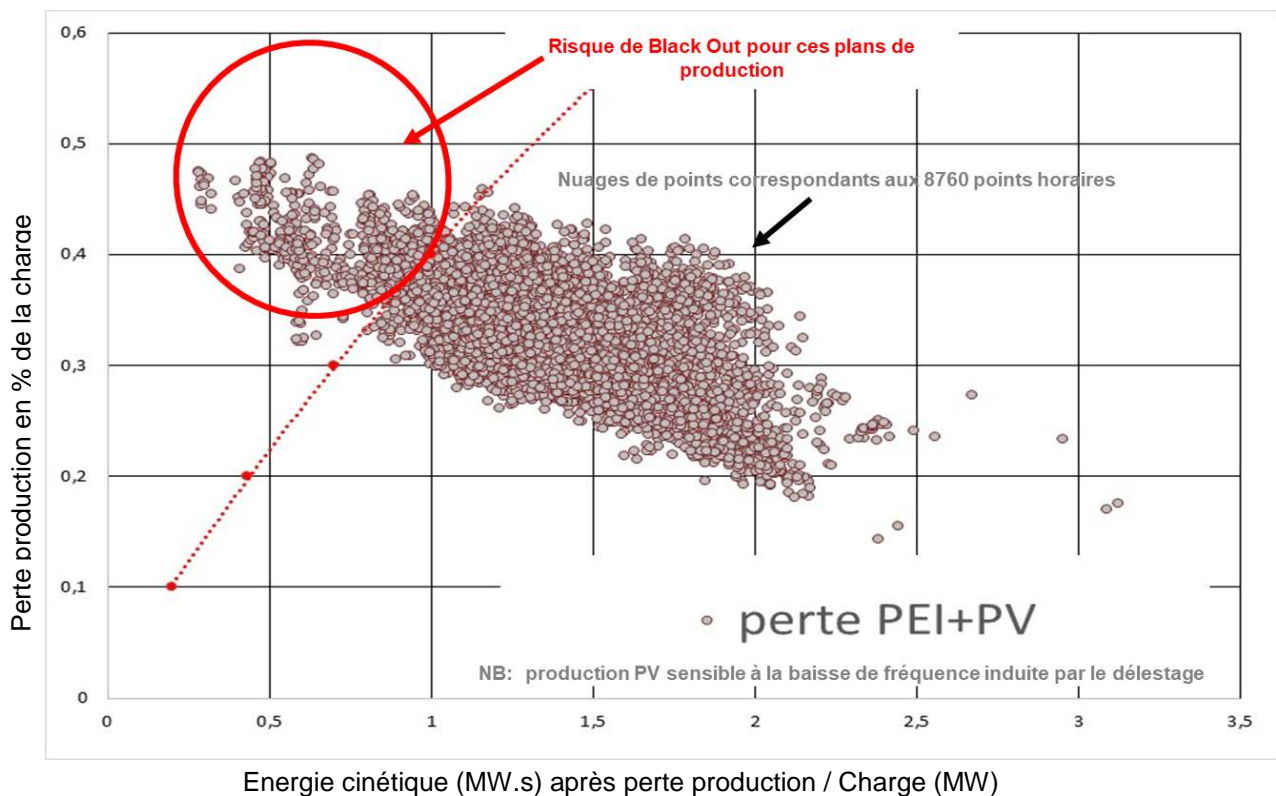


Figure 6 : Exposition du système guadeloupéen au risque de black-out en cas de perte du site de production d'EDF PEI

Depuis début 2018, EDF SEI vérifie que le plan de production respecte le critère d'inertie en cas d'événement 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 pour 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 une solution efficace d'un point de vue diminution du risque car elle permet d'apporter de l'inertie au système et simultanément de mieux répartir la production (et donc limiter le risque de perte de site). L'efficacité de cette solution dans le cas de la Martinique est illustrée par la figure 7. Toutefois, cette analyse gagnerait à être reconduite par EDF SEI en tenant compte de la mise en œuvre des autres moyens palliatifs présentés ci-dessous et soit mise à jour pour prendre en compte l'évolution du parc de production. Il convient également que l'inertie de tous les groupes soit dès à présent prise en compte, celle des petites installations hydrauliques, certes très faible, n'étant pas intégrée actuellement à la modélisation car non connue de EDF SEI. Il apparaît dès lors nécessaire que les producteurs lui communiquent cette information.

L'analyse conduisant à la décision d'activation des TAC repose aujourd'hui sur l'hypothèse que la perte d'un site majeur de production s'accompagne nécessairement de la perte instantanée de l'intégralité de la production photovoltaïque, dans la mesure où, si la réglementation a progressivement imposé des spécifications en termes de tenue de fréquence, elle n'a pas imposé des spécifications cohérentes avec les spécificités des réseaux insulaires en termes de gabarit de creux de tension. Certaines installations ayant retenu des conceptions plus exigeantes que

la réglementation applicables, il convient qu'EDF SEI procède à une caractérisation fine des capacités des parcs installés pour réduire au plus juste la quantité d'ENR pouvant être perdue en cas de perte de poste d'évacuation notamment.

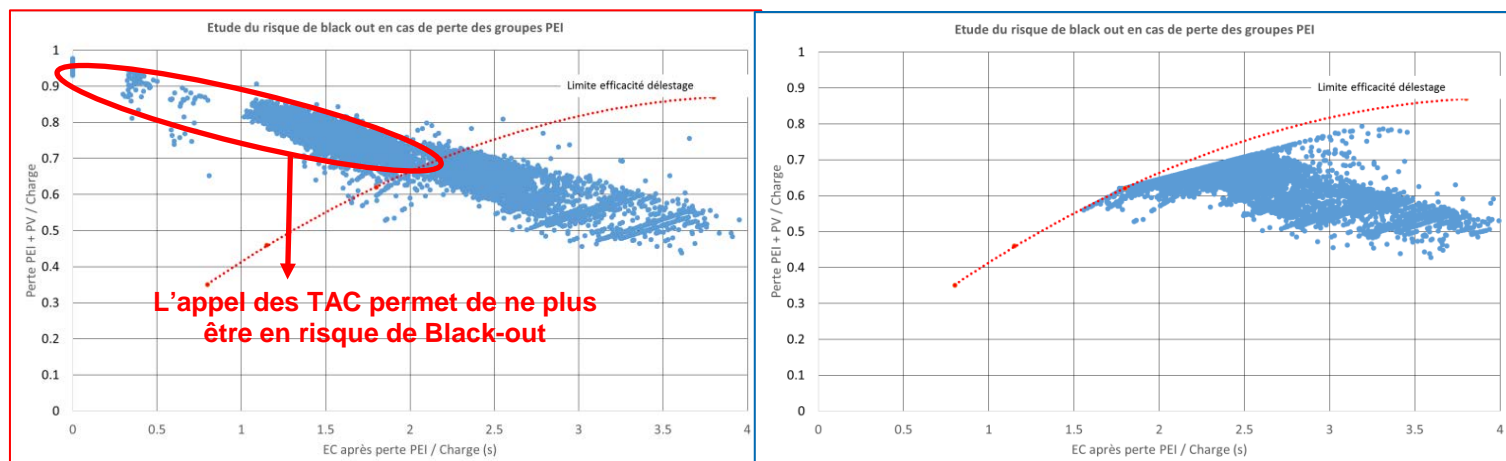


Figure 7 : Effet sur la stabilité du système de l'accroissement de l'inertie permis par un appel accru des TAC dans le cas de la Martinique

En l'état, en sans révision de son critère de décision, EDF SEI envisage d'accroître l'appel des TAC dans les années à venir à hauteur de 2500-3000 h/an (contre près de 500-1000h actuellement) afin de respecter sa politique de risques. Ce surcroît d'appel donnera donc lieu à un surcoût important, qui a été évalué par EDF SEI à une dizaine de millions d'euros par an sur la période 2018-2021 (+ 2,5 % par rapport aux CSPE actuellement constatées pour la Guadeloupe). EDF SEI a défini plusieurs parades présentées au 2.3 permettant de diminuer l'accroissement de l'appel aux TAC.

Recommandation 6. Eu égard aux conditions dans lesquelles la nouvelle politique de risques a été mise en place par EDF SEI, 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. Les événements et décisions susceptibles d'affecter de manière significative les charges de service public de l'énergie doivent en particulier être portés à sa connaissance dans les meilleurs délais.

La CRE demande à EDF SEI de justifier la cohérence de cette nouvelle politique de risque avec les objectifs fixés par la puissance publique et l'efficacité des moyens mis en œuvre pour la satisfaire eu égard à leurs impacts sur les charges de service public.

La CRE demande à EDF SEI de prendre en compte les pistes d'amélioration de l'analyse de risque identifiées (dès aujourd'hui : prise en compte de l'inertie de tous les groupes, à plus long terme, prise en compte de l'impact des autres moyens palliatifs, identification des installations ENR tenant les creux de tension et de fréquence) afin de réduire au strict nécessaire l'appel aux TAC pour résolution du risque inertiel.

2.3 La mise en place de solutions alternatives à court terme pour réduire le surcoût pour le système électrique

EDF SEI a défini une série de parades à mettre en œuvre à court terme pour assurer le respect de la politique de risque tout en limitant l'appel des TAC. En premier lieu, la mise en place d'un délestage à dérivée de fréquence – qui nécessite d'équiper les postes de transformation HTB/HTA pour un coût total de l'ordre de 0,5 M€ – permettra d'accroître la réactivité du délestage en le déclenchant dès que la fréquence chute à une certaine vitesse, mais sans attendre le franchissement inéluctable d'une valeur seuil. EDF SEI a décidé cette mise en place en janvier 2018 et un équipement de 7 postes sources représentant 40 % de la consommation¹¹ d'ici septembre 2018. En outre, les plans de délestage devront être optimisés afin de s'assurer que peu ou pas de production décentralisée est délestée sur les premiers échelons, et que dans tous les cas la perte de production décentralisée induite par le délestage n'excède pas la consommation délestée.

Par ailleurs, la baisse automatique et transitoire du plan de tension en cas de chute de fréquence permet de diminuer artificiellement la consommation du système et constitue ainsi une alternative au recours au délestage (projet RESCU-F). Sa mise en place nécessite toutefois d'équiper des postes d'évacuation des centrales. EDF SEI a lancé un appel d'offres pour l'installation de ce matériel.

¹¹ Et 92 % de la charge des 4 premiers paliers de délestage

Enfin, la gestion du système gagnerait à mieux prendre en compte en temps réel le besoin de réserves de puissance – au regard notamment de la puissance des moyens de production en fonctionnement – et le besoin d’inertie, notamment en tenant compte de l’inertie de l’ensemble des moyens et notamment des groupes hydroélectriques.

Recommandation 7. Eu égard au coût important induit par le surcroît d’appel des TAC pour assurer le respect de la nouvelle politique de risque, la CRE demande à EDF SEI de mettre en œuvre au plus vite des solutions alternatives pour résoudre les problèmes de stabilité du système à moindre coût (notamment le délestage à dérivée de fréquence, l’optimisation du plan de délestage, la baisse automatique du plan de tension en cas de chute de fréquence, et une meilleure prise en compte en temps réel du besoin d’inertie et de réserves de puissance).

2.4 La nécessité de prescriptions claires du GRD en termes de taille unitaire des installations, temps de mobilisation et inertie pour éclairer les porteurs de projets et la PPE

Afin d’assurer la stabilité du système électrique à moyen et plus long terme, il convient de veiller à l’adéquation entre les caractéristiques techniques des installations et les besoins du système électrique, notamment en termes de localisation (i.e. optimisation de la localisation des installations photovoltaïques, en incitant au raccordement de ces installations à des départs non délestables (cf supra)), de taille unitaire des groupes et des sites de production (une taille réduite permet de limiter l’ampleur du déséquilibre en cas de perte de la production), de temps de mobilisation, de fourniture de réserve de puissance, d’inertie et de tenue des énergies renouvelables aux creux de tension et de fréquence.

A cet égard, les exigences de tenues des énergies renouvelables, et notamment des installations photovoltaïques, aux variations de fréquences et tension doivent être renforcées sous peine d’accroître significativement les besoins en réserve primaire du système électrique au fur et à mesure de leur insertion. Par ailleurs, la puissance de court-circuit de ces installations doit être suffisante afin d’assurer la sécurité des biens et des personnes.

Les besoins identifiés par EDF SEI dans son bilan prévisionnel (BP) en termes de puissance globale ne suffisent pas à définir les besoins futurs. Des prescriptions claires en termes de localisation, de taille unitaire, de temps de mobilisation, de fourniture réserve de puissance et d’inertie doivent être partie intégrante des PPE et, le cas échéant des cahiers des charges des appels d’offres lancés sur cette base. Pour cela, EDF SEI doit être encore plus proactif durant l’élaboration de la PPE, en simulant l’impact des décisions envisagées en termes d’équilibre – s’agissant de risque de défaillance comme du risque de surcapacité – et de stabilité du système. Les modèles nécessaires à ce second volet devront être perfectionnés dans les années à venir pour pouvoir appréhender de manière plus fine cette problématique et éclairer plus avant la décision publique.

Recommandation 8. Afin d’assurer la stabilité du système électrique à moyen terme, il apparaît nécessaire que la PPE – et le cas échéant les cahiers des charges des appels d’offres lancés sur cette base – affiche des orientations précises en termes de localisation et de taille unitaire des sites et groupes de production, de temps de mobilisation, de fourniture de réserves de puissance et d’inertie. Pour cela, EDF SEI doit, durant l’élaboration de la prochaine PPE, simuler autant que possible dans l’état de l’art actuel, l’impact des décisions envisagées en termes d’équilibre et de stabilité du système. En outre, la réglementation relative aux conditions de raccordement doit évoluer afin de renforcer la tenue des EnR aux baisses de fréquence et de tension, ainsi que leur puissance de court-circuit.

* * *

Dans la perspective d’un développement accru des énergies renouvelables, les problématiques de surcapacité et de stabilité mises en évidence seront de plus en plus prégnantes et devront être prises en compte par la PPE en cours de révision, nécessitant une implication encore plus large d’EDF SEI.

3. LES AMBITIONS EN TERMES DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, NÉCESSAIRES À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, DOIVENT ÊTRE PRIORISÉES ET PRENDRE EN COMPTE LES PROBLÉMATIQUES DE SURCAPACITÉ ET DE STABILITÉ

La PPE de Guadeloupe adoptée le 19 avril 2017 ambitionne un développement rapide des énergies renouvelables, en portant leur part dans la production brute d'électricité à 27,5 % en 2018, et 68,6 % en 2023¹². Elle prévoit ainsi le développement des filières photovoltaïque et éolienne en parallèle du développement de moyens de stockage, le développement de la filière biomasse – avec notamment la conversion des centrales d'Albioma qui fonctionnent actuellement au charbon, la valorisation des déchets, ainsi que le développement des potentiels géothermique. Les objectifs par filière, ainsi que leur taux de réalisation constaté et attendu, sont détaillés sur la figure 8 ci-dessous.

Filière	Puissance raccordée au 1er janvier 2018 (MW)	Puissance probable en 2023 (MW)	Objectifs PPE 2018		Objectifs PPE 2023		
			Puissance installée cible (MW)	Taux de réalisation au 1er janvier 2018	Puissance installée cible (MW)	Taux de réalisation au 1er janvier 2018	Taux de réalisation attendu en 2023
Biomasse	0,0	93,7	12,0	0%	66,0	0%	142%
Biogaz	2,2	4,4	2,0	110%	16,0	14%	28%
Géothermie	14,7	24,7	14,7	100%	44,7	33%	55%
Photovoltaïque	68,7	133,5	101,9	67%	133,9	51%	100%
Eolien	29,9	71,4	85,4	35%	109,4	27%	65%
Hydraulique	11,1	11,1	11,1	100%	11,1	100%	100%
Total	126,6	338,8	227,1		381,1		

Figure 8 : Moyens de production renouvelables - Objectifs PPE et réalisation

Les chiffres de la colonne « puissance probable en 2023 » ont été calculés par la CRE en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- Conversion à la biomasse d'ici 2023 non seulement de la centrale du Moule mais également de la centrale Caraïbes énergie ;
- Mise en service d'une centrale de valorisation du biogaz sur la décharge de Sainte-Rose en place de celle mise en service sur celle de la Gabarre ;
- Ajout d'une centrale de 10 MW sur le site de Bouillante valorisant essentiellement l'eau chaude actuellement rejetée à la mer, la centrale B3 étant mise en service à un horizon plus lointain ;
- L'atteinte de la puissance totale recherchée pour la filière photovoltaïque qui implique le développement de 42,4 MW au-delà de la mise en service des installations lauréates des précédents appels d'offres ;
- La mise en service de l'essentiel des projets en cours de développement dans la filière éolienne ;
- Le maintien de la puissance hydraulique installée s'accompagnant toutefois de travaux d'optimisation permettant d'améliorer le productible.

La PPE de Guadeloupe doit en principe faire l'objet d'une révision d'ici fin 2018 pour porter sur les périodes 2018-2023 et 2024-2028, notamment afin d'adapter ses objectifs à l'évolution des technologies et des priorités, et d'organiser l'atteinte des objectifs de la LTECV à l'horizon 2030. Le potentiel de développement et les problématiques des différentes filières de production renouvelables sont analysées ci-après.

3.1 La biomasse, une opportunité d'énergie stable à explorer, mais des interactions avec d'autres problématiques du territoire qui doivent être finement étudiées

La PPE fixe un objectif ambitieux de développement de la filière biomasse, avec 66 MW de capacité supplémentaires d'ici 2023. Au contraire des filières éoliennes et solaires qui sont intermittentes, les centrales fonctionnant à la biomasse sont pilotables et en mesure de fournir des services système et de l'inertie, indispensables pour assurer la stabilité du système électrique. Néanmoins, les questions relatives aux ressources et à l'optimisation des coûts d'investissement doivent être prises en compte.

¹² Figure 77 de la PPE Guadeloupe 2017.



3.1.1 La conversion des centrales d'Albioma à la biomasse : une opportunité pour verdier rapidement le mix énergétique si les coûts de conversion et de mobilisation de la biomasse sont maîtrisés

La Région et l'Etat – qui élaborent actuellement la révision de la PPE – ont confirmé leur volonté de maintenir la conversion de la centrale du Moule dans la nouvelle PPE, et potentiellement d'étendre cet objectif de conversion à la centrale Caraïbes Energie qui fonctionne aujourd'hui intégralement au charbon.

La biomasse importée constitue un gisement renouvelable suffisant et facilement mobilisable, assurant un verdissement rapide du mix électrique – l'impact des transports d'un volume accru de combustible doit néanmoins être pris en compte dans le bilan carbone global de l'opération – tout en induisant un surcoût potentiellement modéré par rapport au charbon, à condition que le prix de la tonne de carbone s'établisse à un niveau élevé et que le coût de la biomasse et les investissements requis par la conversion soient maîtrisés.

À cet égard, si Albioma a confirmé sa capacité technique à convertir ses centrales, une incertitude demeure sur l'ampleur des réinvestissements nécessaires à cette conversion et des coûts échoués qu'elle pourrait générer, s'agissant en particulier du traitement des effluents (voir encadré).

Il est nécessaire qu'Albioma fournisse au plus vite les éléments de coûts relatifs aux investissements nécessaires à la conversion et à la biomasse à la CRE, ainsi qu'à la Région et à l'Etat, afin d'éclairer le débat relatif à la PPE en permettant à ces acteurs de s'assurer que les coûts induits par la conversion des unités existantes sont bien inférieurs au coût de construction de nouvelles unités.

Figure 9 : Site de production d'Albioma au Moule



Centrale



Cheminée



Salarié d'Albioma devant la chaudière



Stock de bagasse

Les investissements relatifs au traitement des effluents sont à réinterroger

Albioma a récemment fait état de la modification du cadre réglementaire applicable à ses installations fonctionnant au charbon, dont le respect nécessite le changement des procédés de traitement des effluents. Les coûts supplémentaires d'investissement et d'exploitation ont été pris en compte dans les projets d'avenants dont la CRE a validé l'année dernière la compensation au titre des charges de service public de l'énergie. Compte tenu des coûts échoués importants qui pourraient être induits par des investissements dans des procédés de traitement des effluents qui pourraient s'avérer superflus dans le cas d'un fonctionnement à la biomasse, la CRE a demandé à Albioma :

- i. de préciser dans quelle mesure le cadre réglementaire applicable aux installations fonctionnant à la biomasse nécessite une évolution des procédés de traitement des effluents, par rapport à ceux en vigueur et par rapport à ceux prévus par les avenants dont la CRE a validé la compensation courant 2017 ;
- ii. dans l'attente de l'analyse de ces éléments par la CRE, de geler immédiatement les investissements relatifs à la modification des procédés de traitement des effluents ;
- iii. de transmettre à la CRE l'état d'avancement des travaux de modification des procédés de traitement des effluents sur chacune des centrales guadeloupéennes.

La CRE finalise actuellement l'analyse des éléments transmis concernant la centrale du Moule, qui indiquent que les modifications du procédé dans le cas d'un fonctionnement à la biomasse seraient essentiellement les mêmes. La situation semble plus contrastée concernant Albioma Caraïbes pour laquelle la CRE est en attente d'éléments complémentaires.

Par ailleurs, le coût de mobilisation de la biomasse importée (incluant le coût d'importation du combustible et son transport jusqu'à la centrale) demeure incertain. Compte tenu du pouvoir calorifique de la biomasse significativement plus faible que celui du charbon (rapport de 1 à 3), la conversion s'accompagnera d'une augmentation du volume de combustible nécessaire pour alimenter la centrale, induisant une augmentation significative du trafic routier dont la maîtrise constitue une problématique majeure en Guadeloupe. En outre, la CRE sera attentive au niveau des redevances perçues par le Grand Port Maritime pour la manutention et le stockage de la biomasse importée, ainsi qu'au niveau des taxes locales (octroi de mer notamment) qui s'y appliquent, les charges de service publiques de l'énergie n'ayant pas vocation à financer indirectement ces acteurs.

Dans l'optique de réduire les coûts et le bilan carbone du combustible, la valorisation des gisements locaux doit être envisagée (notamment la bagasse de distillerie, la paille de canne, les déchets ménagers sous forme de combustibles solides de récupération, cf. 3.1.2, ou encore la biomasse issue de plantations énergétiques, cf. 3.1.3). Toutefois, une incertitude demeure tant sur l'ampleur des gisements locaux de biomasse – en prenant en compte non seulement le potentiel technique mais également les questions d'acceptabilité ou de concurrence avec d'autres activités – que sur le coût et le bilan carbone de leur mobilisation.

Recommandation 9. La réutilisation d'actifs existants à l'image de la conversion à la biomasse des installations d'Albioma fonctionnant au charbon apparaît *a priori* comme une solution pertinente pour assurer un verdissement rapide du mix électrique à un surcoût modéré par rapport au charbon, et évitant la constitution d'une capacité supplémentaire et les coûts échoués induits, à condition que les coûts de conversion et d'import soient maîtrisés. La CRE demande à Albioma de fournir au plus vite des éléments de coûts à la CRE, ainsi qu'à la Région et à l'Etat, s'agissant notamment du coût de la biomasse importée, des redevances portuaires applicables, de son transport jusqu'à la centrale, ainsi que des investissements nécessaires à la conversion des centrales, notamment en matière de traitement des effluents.

3.1.2 Les choix relatifs à la biomasse-énergie et à la stratégie déchets doivent faire l'objet d'une optimisation commune

La mission a constaté que la filière déchets en Guadeloupe est confrontée à des problématiques majeures de gouvernance, avec une multitude d'acteurs impliqués. Ces problématiques de gouvernance se sont cristallisées dans l'abandon du projet de plateforme multi-filières de traitement des déchets et d'usine d'incinération des ordures ménagères (UIOM) sur le site de la Gabarre en développement depuis plusieurs années.

Dans ce contexte, et afin de définir une nouvelle solution, l'ensemble des voies de valorisation – notamment énergétique – des déchets collectés en Guadeloupe – actuellement enfouis ou expédiés en métropole pour être traités – doivent être explorées et comparées en prenant en compte l'ensemble des avantages et inconvénients des différentes solutions, et en particulier les impacts qu'elles peuvent avoir sur le mix énergétique et son coût.

Figure 10 : Installation biogaz de la Gabarre



Puits producteurs forcés sur la décharge



Installation de valorisation du biogaz extrait

A cet égard, il est nécessaire d'explorer l'opportunité technique et économique de transformer les déchets en combustibles solides de récupération (CSR) pour les valoriser dans les centrales thermiques d'Albioma, ainsi que la possibilité de mettre en place une filière de production de ces CSR à partir des déchets collectés. Celle-ci doit être comparée à l'incinération dans un UIOM, qui, si elle nécessite le financement d'un nouvel actif et constitue dès lors une augmentation de la capacité de production qui impactera négativement la production de centrales existantes (PEI à Jarry) en engendrant des coûts échoués et si elle ne permet pas de diminuer le recours à l'import de biomasse, permet d'éviter l'investissement dans une unité de traitement de CSR et les coûts d'exploitation associés.

Pour les déchets déjà stockés, la production d'électricité à partir du biogaz issu de la décomposition des déchets constitue une voie de valorisation énergétique. Une première installation de 2,2 MW à partir du biogaz issu de la décomposition des déchets stockés sur le site de la Gabarre a été inaugurée en 2017 et une seconde installation devrait être achevée en 2018 sur le site de l'Espérance à Saint-Rose.

Recommandation 10. D'une manière générale, les choix relatifs à la biomasse-énergie et à la stratégie déchets devraient faire l'objet d'une optimisation commune. En particulier, la valorisation des déchets dans un UIOM sur le site de la Gabarre – récemment abandonné – et la mise en place d'une filière de production de CSR valorisables dans les centrales d'Albioma constituent deux options qui doivent être comparées au regard de leur coût total pour la collectivité.

3.1.3 La valorisation de cultures énergétiques de canne fibre : un développement porteur d'opportunités, mais qui doit être progressif pour assurer l'adéquation avec le gisement

La création d'une filière de plantation énergétique, telle que la canne fibre, est porteuse de perspectives intéressantes pour le territoire et devrait certainement être expérimentée pour réduire à terme la dépendance aux imports, diversifier les revenus des agriculteurs et des planteurs de canne – eux même dans un contexte sucrier en pleine mutation – ou encore valoriser les terrains contaminés par le chlordécone sans mettre en risque les populations. Une telle expérimentation doit être menée idéalement sans moyen de valorisation électrique dédié, par exemple en s'appuyant sur les centrales existantes d'Albioma. En effet, une nouvelle capacité, ne correspondant à aucun besoin identifié par le gestionnaire de réseau, induirait de nouveaux coûts échoués. De plus, elle ne permettrait pas de réduire l'import de biomasse et – si la mobilisation de la canne sucre s'avérait moins chère que l'import de bois – le coût associé.

Toutefois, pour la plupart des acteurs rencontrés, la possibilité technique de valorisation de la canne-fibre – notamment dans les centrales d'Albioma – semble encore devoir faire l'objet d'études et d'expérimentations. En effet, un certain nombre d'obstacles techniques devraient encore être levés, s'agissant notamment de la capacité à brûler de la canne fibre présentant une teneur en sucre non négligeable dans une chaudière, et des surcoûts de maintenance supplémentaires que cela pourrait induire. Quadran – qui porte un projet de valorisation de la canne-fibre pour une installation de 12 MW recourant également à l'import pour une part importante de son approvisionnement le temps que la filière canne monte en charge – a néanmoins mené des campagnes d'études et d'expérimentation qui apporteraient des conclusions positives sur la faisabilité d'une telle valorisation moyennant l'emploi d'une technologie adaptée.

Si seule une valorisation dans une centrale dédiée s'avérait possible, la CRE considère qu'il convient de se limiter à une installation de petite taille, eu égard aux coûts échoués qu'engendre toute nouvelle capacité dans le contexte de surcapacité du système guadeloupéen, et, en l'absence de filière canne fibre à ce jour, au risque d'inadéquation

avec le gisement, dont le développement pourrait nécessiter de nombreuses années. Cette installation prototypique, construite dans une perspective de préparation de l'avenir du territoire, ne pourrait pas faire l'objet d'un financement au titre des seules charges de service public de l'énergie. Des aides à l'investissement des acteurs institutionnels du territoire ou dans le cadre de programmes de R&D sont à rechercher.

Recommandation 11. Eu égard aux opportunités que représentent les cultures énergétiques pour le territoire, la CRE recommande de poursuivre les études et expérimentations relatives notamment à la culture de la canne-fibre et à sa valorisation énergétique. Elle recommande en priorité de favoriser la co-valorisation au sein d'une centrale thermique existante ou – en cas d'impossibilité technique – prototypique de petite taille, afin d'une part de limiter les coûts échoués générés par la construction de nouvelles unités de production de forte capacité, et d'autre part d'assurer l'adéquation avec le gisement dont le développement pourrait nécessiter de nombreuses années.

3.1.4 Centrale biomasse de Marie-Galante : la nécessité d'aboutir à un consensus

Deux porteurs de projet, Albioma depuis 2011 et CNR depuis 2016, étudient la possibilité de construire une centrale bagasse de cogénération couplée à la Sucrerie-Rhumerie de Marie-Galante (SRMG) pour lui fournir la vapeur nécessaire à son process industriel.

La sucrerie de Marie-Galante est un acteur historique de l'île dont dépend la filière canne, source de nombreux emplois. Lors de sa visite de la sucrerie, la mission a notamment pu constater la vétusté d'une grande partie des installations et, bien que les chaufferies fonctionnent encore convenablement, la nécessité de les mettre à niveau afin d'assurer une activité pérenne. Cette opération permettra d'accélérer la mise en conformité de la sucrerie aux normes environnementales.

Le projet de la CCMG visant à promouvoir une île durable a été sélectionné suite à un appel à projets des ministères chargés de l'écologie et des territoires par le programme « Démonstrateur Industriel pour la Ville Durable « DIVD ». Il consiste, pour la composante énergie du projet, à réaliser un démonstrateur sur le territoire de Marie-Galante alimenté en énergies renouvelables (« DIVD »). La centrale biomasse sera une composante importante de ce projet.

Les projets d'investissements électriques à Marie-Galante portés par Albioma ou la CNR présentaient initialement des *design* différents. Ils ne répondent pas à une problématique énergétique – le parc guadeloupéen étant surcapacitaire et Marie-Galante raccordée au reste de la Guadeloupe – mais à une stratégie du territoire. Celle-ci comprend plusieurs axes : (i) un axe central de maintien de l'activité sucrière passant par une subvention à celle-ci au titre des charges de service public de l'énergie – la modernisation de la production de vapeur et d'électricité évitant un investissement à la SRMG, (ii) un axe de développement technologique dans le cadre de la transition énergétique guadeloupéenne au service de l'émergence d'un véritable label « Marie-Galante » dans d'autres domaines comme le tourisme ou l'agriculture.

Figure 11 : La sucrerie-rhumerie de Marie-Galante



La chaîne de broyage de la canne



Un moulin



Une des façades de la sucrerie

A la suite de la mission, la CRE a souhaité être facilitatrice en vue de la conclusion d'un protocole d'accord entre tous les acteurs impliqués dans le projet de centrale biomasse, afin de s'accorder sur une vision commune de la situation et de définir les responsabilités de chacun pour aboutir à une solution.

Dans le cadre des principes actés dans le protocole d'accord signé le 10 avril 2018 sous l'égide du Préfet de Guadeloupe – non recours à l'import, non recours à une filière canne énergie peu adaptée au territoire et à l'agriculture marie-galantaise, puissance maximale, satisfaction des besoins de la sucrerie..., les acteurs impliqués dans le projet se sont engagés à œuvrer à une solution commune et doivent en finaliser le *design* technique détaillé d'ici fin avril 2018, permettant une saisine de la CRE d'ici fin juin 2018.

Recommandation 12. Compte tenu des enjeux du territoire et notamment de l'importance de répondre aux besoins de modernisation de la sucrerie de Marie-Galante, la CRE encourage l'ensemble des acteurs concernés à mettre en œuvre dans les meilleurs délais le protocole d'accord dont elle a facilité l'élaboration.

3.2 Un potentiel géothermique prometteur qui reste largement à exploiter pour développer une énergie compétitive et stable sur Basse-Terre

La filière géothermique est aujourd'hui représentée en Guadeloupe par une unique centrale composée de deux unités de production d'électricité dites Bouillante 1 (4,4 MW) et Bouillante 2 (10,25 MW) situées sur la commune éponyme et mises en service respectivement en 1986 et 2004. Précédemment exploitée par Géothermie Bouillante, filiale du BRGM, elle l'est depuis 2016 sous l'égide du groupe américain Ormat¹³.

La production d'électricité de la centrale est renouvelable, non intermittente et représente 4,7 % du mix énergétique guadeloupéen en 2015. Ces moyens de productions contribuent significativement à l'inertie et à la puissance de court-circuit indispensables à la sûreté et à la sécurité du système. Son coût complet de production est sensiblement inférieur à celui de la plupart des autres moyens de production d'électricité guadeloupéens produisant en base. Par ailleurs, elle constitue sur Basse-Terre l'unique capacité de production pilotable de taille significative.

Le développement de la filière géothermique sur Basse-Terre – la partie volcanique de l'île où se concentre le gisement – permettrait l'émergence d'un pôle d'énergie stable pilotable, ce qui est de nature à réduire les déséquilibres sur le réseau et les besoins de renforcement, et à limiter les risques pesant sur le système électrique en le faisant reposer sur un pôle de production complémentaire.

Ce développement de la filière géothermique passe d'une part par l'optimisation à court terme du fonctionnement du site de production actuel à Bouillante, et d'autre part par le développement à plus long terme de nouveaux sites de production géothermique sur Basse-Terre, et le cas échéant l'importation d'électricité d'origine géothermique de la Dominique.

¹³ Ormat détient une part majoritaire du capital au côté du BRGM et de la Caisse des dépôts et consignations.

Figure 12 : Le site géothermique de Bouillante



Puits producteur

Rotor

Séparateur liquide-vapeur

Bassin de mélange

3.2.1 Une optimisation à court terme du site de production actuel

Depuis la reprise du site début 2016, la modification du programme de maintenance et l'optimisation par Ormat de la gestion du réservoir ont permis d'atteindre en 2017 une disponibilité et un niveau de production bien meilleurs qu'en 2015, dernière année avant la vente. La production et sa part dans le mix sont ainsi passées entre 2015 et 2017 de 82,8 GWh et 4,7 % à 112,6 GWh et 6,4 %.

Ormat envisage de poursuivre cette optimisation avec la mise en service d'ici 2020 d'une nouvelle unité de production d'une dizaine de MW sur le même site, fonctionnant essentiellement à partir de la chaleur non valorisée actuellement et rejetée à la mer. Deux nouveaux puits, l'un de production, l'autre de réinjection, seront nécessaires à la bonne exploitation du réservoir. Compte tenu du haut degré d'intrication et d'interaction entre cette nouvelle unité et les unités existantes – qui s'appuient sur le même réservoir et en grande partie sur les mêmes installations de gestion du fluide géothermique – la CRE veillera à une affectation pertinente des coûts d'investissements et d'exploitation communs aux deux installations dans l'optique de la conclusion d'un nouveau contrat d'achat d'électricité avec Ormat.

3.2.2 Des projets prometteurs de développement de la ressource à plus long terme, sur la Basse-Terre et à la Dominique via un projet d'interconnexion

D'ici 2030, Ormat envisage la création d'un nouveau site de production – Bouillante 3 – situé au nord du site existant et d'une capacité pouvant atteindre 20 MW. Par ailleurs, un consortium s'intéresse au développement du

potentiel géothermique du sud Basse-Terre où il a obtenu une concession dans le cadre du programme GEOTREF. Ces projets offrent la perspective de disposer dans les décennies à venir d'une base stable, renouvelable et *a priori* peu coûteuse. Les études de qualification de la ressource doivent être poursuivies en veillant aux possibles interactions entre les gisements exploités par les différents projets et par l'installation existante.

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

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, avant le passage du cyclone Maria, à l'horizon 2019. Ce projet servira d'expérimentation pour une éventuelle construction d'une centrale de taille plus importante qui permettra d'exporter.

S'agissant de l'exportation de l'électricité d'origine géothermique de la Dominique, la CRE a rencontré les différents acteurs concernés en Guadeloupe, comme elle l'avait fait en Martinique en novembre 2016, et a constaté qu'il n'existait pas, à ce stade, de projet d'interconnexion. Au regard de l'intérêt que présenterait une telle interconnexion pour la Guadeloupe comme pour la Martinique, la CRE a recommandé 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. Si le projet d'importation à partir de la Dominique présente une complexité liée au contexte interétatique, il constitue aujourd'hui un levier de coopération avec ce pays largement détruit par la tempête Maria. L'État pourrait d'une part avoir un rôle de facilitateur dans ces discussions internationales tout en posant d'autre part des exigences élevées sur le niveau de transparence de l'opérateur sélectionné en matière de coûts et de performances techniques. Ce nouvel investissement devra toutefois être finement analysé au regard de ses coûts et du potentiel géothermique local qui pourrait s'avérer suffisant pour assurer l'atteinte des objectifs définis par la PPE. Eu égard au potentiel en énergies renouvelables stables dont dispose la Guadeloupe du fait de ses gisements géothermiques ainsi qu'à son important potentiel éolien dont ne disposent pas la Martinique, l'énergie excédentaire dominicaine doit, sans exclure une solution d'alimentation des deux territoires, être prioritairement affecté à la Martinique.

Recommandation 13. S'agissant du développement de la géothermie – filière renouvelable, pilotable et compétitive – la CRE recommande de poursuivre l'optimisation de l'exploitation du site existant en priorité, et les études visant à développer de nouveaux sites de production sur la Basse-Terre, et en Dominique en vue de développer une liaison vers la Martinique. La CRE veillera à la transparence et à la bonne affectation des coûts dans des contextes technique ou international complexes.

3.3 Libérer le potentiel photovoltaïque au moyen d'appels d'offres demandés par la région, et promouvoir le développement du stockage centralisé dans le cadre défini par la CRE

Par le passé, le développement soutenu de la filière a renforcé la sensibilité et les contraintes d'exploitation d'un système déjà fragile. En effet, (i) étant interfacé par électronique de puissance, le photovoltaïque n'apporte pas d'inertie au système et se substitue partiellement aux moyens qui assurent actuellement cette fonction, (ii) une partie de la production, et notamment les installations de puissance inférieure à 1 MW et dont la demande de PTF est antérieure à février 2010 (soit environ 30 MW) ne sont *a priori* pas résilientes à des creux de tension ou à des creux de fréquence induits par la perte d'un groupe conventionnel, renforçant l'impact de l'incident et impliquant de revoir à la hausse le volume de réserve primaire et (iii) un foisonnement existant, mais moindre que sur le système métropolitain interconnecté, nécessite de disposer d'une prévision fiable et d'une réserve secondaire renforcée.

La PPE envisage toutefois de s'appuyer de manière significative sur la filière photovoltaïque pour atteindre les objectifs de développement des ENR. Dans ce contexte, la nécessité d'améliorer la prévisibilité de la production photovoltaïque, de palier son intermittence et de renforcer, pour toutes les nouvelles installations, voire pour les anciennes, par exemple à l'arrivée à échéance de leur contrat d'achat – leur résilience aux variations de fréquence et tension constituent des enjeux importants pour le maintien de l'équilibre du système électrique.

Une installation photovoltaïque équipée de systèmes de stockage sous forme de batteries décentralisées – développée dans le cadre d'appels d'offres – 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 pilotable par le gestionnaire de réseau et le coût de l'installation apparaît disproportionné au regard des services limités qu'elle peut rendre.

En effet, compte tenu du foisonnement dont bénéficie la production photovoltaïque, un stockage mutualisé dimensionné pour répondre au même besoin de prévisibilité pour la totalité des sites de production photovoltaïque nécessiterait moins de capacité de stockage qu'une multitude de stockages diffus couplés à chaque installation photovoltaïque. Un système centralisé et mutualisé rendant les mêmes services aurait donc coûté moins cher à la collectivité.

Ainsi, des installations de stockage centralisées, pilotées par EDF SEI, permettront, à la différence des petites unités de stockage décentralisées déployées dans le cadre des appels d'offres photovoltaïques avec stockage, d'offrir une certaine flexibilité dans les services rendus, adaptée aux besoins évolutifs du système et à un coût moindre pour la collectivité eu égard aux économies d'échelle dont peuvent bénéficier des dispositifs plus importants.

De tels projets pourront être développés dans le cadre de la méthodologie d'examen des projets de stockage adoptée le 30 mars dernier par la CRE, et au titre de laquelle elle a été saisie de dix projets de stockage centralisés en Guadeloupe. Ces projets pourront fournir de la réserve de puissance pour le réglage de la fréquence en substitution des groupes thermiques, ou contribuer à l'alimentation de la pointe de consommation par de la production stockée en heures creuses.

En parallèle, il apparaît opportun de poursuivre le développement de la filière photovoltaïque sans stockage dont les coûts ont substantiellement baissé, 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. La CRE recommande le lancement – sur la demande de la Région Guadeloupe¹⁴ – d'un appel d'offres photovoltaïque sans stockage pour les installations de plus de 100 kWc afin de permettre, compte tenu du niveau concurrentiel observé pour cette filière, la réalisation des projets les moins coûteux en termes de charges de service public et pluripériodique afin de donner de la visibilité aux acteurs de la filière. Les cahiers des charges doivent par ailleurs prévoir des clauses spécifiques relatives aux prescriptions en termes de résilience des installations et à leur localisation, par exemple en privilégiant les zones permettant de limiter les contraintes en HTB, ou encore en favorisant les raccordements sur des départs HTA situés sur les derniers stades de délestage pour maintenir l'efficacité de celui-ci. Par ailleurs, la Région devrait certainement réinterroger le plafond de puissance qu'elle a fixé à 5 MWc pour les projets photovoltaïques, qui peut potentiellement s'avérer trop rigide en limitant les opportunités de valorisation efficace de terrains de grande taille impropres à d'autres usages.

Recommandation 14. La CRE recommande de soutenir de manière distincte le développement de dispositifs de stockage centralisés pilotés par EDF SEI et celui de la production photovoltaïque, le premier au travers de sa méthodologie, la seconde au travers d'appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc.

Il appartient à EDF SEI d'éclairer l'élaboration de la PPE en étudiant les volumes et définissant les prescriptions des dispositifs de stockage nécessaires à l'accompagnement de l'évolution du mix envisagée.

L'appel d'offres devrait porter sur des installations de production d'électricité photovoltaïque sans stockage, être pluriannuel, prendre en compte les besoins du système électrique guadeloupéen et en particulier imposer des prescriptions exigeantes en termes de tenue de fréquence et de tension, prioriser certaines zones en fonction des contraintes sur le réseau ou du plan de délestage, et, être ouvert, si la Région le souhaite, à des installations de plus de 5 MW. Cet appel d'offres doit prévoir la rémunération de l'énergie éventuellement déconnectée ou écrêtée par EDF SEI pour le respect de la sûreté système, en conformité avec l'arrêté d'avril 2008 modifié.

Le tarif d'achat applicable aux installations de moins de 100 kWc devrait également reprendre certaines de ces prescriptions.

3.4 La pertinence du tarif d'obligation d'achat applicable aux installations éoliennes avec stockage en zone cyclonique mérite d'être réinterrogée

La PPE prévoit par ailleurs de s'appuyer largement sur la filière éolienne pour atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables. Ainsi, la nécessité d'améliorer la prévisibilité de la production éolienne, de palier son intermittence et de renforcer son immunité aux variations de fréquence et tension constituent – tout comme pour la filière photovoltaïque – des enjeux importants pour le maintien de l'équilibre du système électrique.

Dans ce contexte, un tarif d'obligation d'achat pour les installations en zone cyclonique équipées de dispositifs de stockage d'énergie électrique (pilotés par le producteur) et de prévision de production a été introduit par l'arrêté du 8 mars 2013¹⁵. Dans le cadre de cet arrêté, une première centrale éolienne avec stockage a été mise en service sur l'île de Marie Galante fin 2016 par Quadran, et plusieurs autres projets de parcs sont en cours de développement en Guadeloupe.

¹⁴ Depuis la LTECV, le Président du Conseil régional est compétent pour demander au ministre chargé de l'énergie de lancer un appel d'offres s'il estime que le rythme de développement d'une filière n'est pas en adéquation avec les objectifs de la PPE.

¹⁵ 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. Il concerne toutes les ZNI autres que la Corse, la Guyane et SPM.

Figure 13 : Site éolien avec stockage exploité par Quadran



Eolienne cyclonique rabattable



Batterie

A l'image des installations photovoltaïques avec stockage, les services rendus par le stockage couplé à une éolienne – qui permet de lisser sa production, de coller à la prévision et marginalement de fournir de la réserve primaire pour le réglage de la fréquence – apparaissent toutefois limités et induisent une sous-optimisation de l'utilisation du stockage, ainsi qu'une perte de production éolienne liée à la nécessité pour le producteur de se conformer à sa prévision, dès lors celle-ci a été sous-estimée et que le stockage est plein.

En outre, le tarif éolien cyclonique a fixé un niveau de rémunération attractif pour les producteurs (environ 230 €/MWh sur les 10 premières années, puis dégressif les 5 années suivantes en fonction de la durée annuelle de fonctionnement) conduisant à l'émergence de nombreux projets. Du fait de la diversité des conditions de vent, des choix technologiques, de l'évolution constante des conditions de financement et, plus généralement, de la baisse continue des coûts associés au dispositifs de stockage et éoliens, ce dernier risque de donner lieu à des effets d'aubaine pour une partie des installations¹⁶. Par conséquent, la CRE – qui estime que les contrats de gré-à-gré constituent la voie de développement à privilégier pour assurer l'efficacité économique du soutien public à la filière éolienne dans les ZNI dans un contexte où le caractère concurrentiel d'un appel d'offres ne pourrait pas être garanti – recommande l'abrogation de l'arrêté du 8 mars 2013. A minima, (i) le tarif devrait être revu à la baisse, (ii) sa durée mise en cohérence avec la durée de vie des parcs et (iii) les parcs procédant à un repowering être explicitement exclus du champ de l'arrêté tarifaire en vigueur.

En effet, les années à venir seront marquées par l'arrivée à échéance d'un nombre croissant de contrats d'achat (19 MW d'ici 2022, 5 MW de plus d'ici 2025), notamment ceux conclus sur la base des arrêtés tarifaires de 2001 – 2002. La question du devenir des installations et des sites concernés constitue un enjeu très important pour le maintien, voire le développement de la production de source renouvelable. Dès lors, il convient d'organiser leur arrivée à échéance en permettant à ces installations de bénéficier d'un contrat de gré-à-gré assurant la couverture des charges d'exploitation et des éventuels réinvestissements nécessaires pour permettre la poursuite de l'exploitation au moindre coût pour la collectivité.

Recommandation 15. Au regard de la désoptimisation et des surcoûts induits par le couplage d'un dispositif de stockage à un parc éolien, et du possible effet d'aubaine pour de nombreux porteurs de projets, la CRE recommande l'abrogation de l'arrêté du 8 mars 2013, afin de privilégier le développement de la filière éolienne et du stockage centralisé dans le cadre de contrats de gré à gré distincts.

3.5 L'énergie hydraulique : une énergie renouvelable stable qui mérite d'être développée sur la Basse-Terre

La filière hydraulique, répartie sur 13 sites de production au fil de l'eau situés sur Basse-Terre pour un total de près de 11 MW, représente actuellement près d'un dixième de la production renouvelable en Guadeloupe. Bien que la PPE ne fixe pas d'objectifs en termes de développement de la filière hydraulique, elle est « attentive à l'émergence de propositions destinées à optimiser les capacités de production existantes, voire à en développer de nouvelles ». Depuis la cession par EDF en début d'année de la centrale hydraulique de Bananier à Force Hydraulique Antillaise (FHA), l'intégralité des sites sont exploités par cette entreprise spécialisée, qui cherche à y réinvestir et à en optimiser le fonctionnement.

¹⁶ D'autant que ce tarif est applicable dans les mêmes conditions dans toutes les ZNI autres que la Corse, la Guyane et SPM.

Figure 14 : Centrale hydroélectrique de Bananier



Contrairement aux filières éoliennes et photovoltaïques, la filière hydraulique présente l'intérêt d'une variabilité moindre de sa production fatale, et d'être interfacée au réseau par un alternateur synchrone, contribuant ainsi au maintien de l'inertie et de la puissance de court-circuit. Etant localisée intégralement sur Basse-Terre où se situe l'essentiel du gisement, la production hydroélectrique contribue à soulager le déséquilibre sur le réseau, et ainsi potentiellement à limiter de coûteux renforcements. L'inertie apportée par les installations hydroélectriques – actuellement non prise en compte par EDF SEI dans ses modèles – devrait, bien qu'elle soit très faible – être prise en compte dans la réalisation des études sous-jacentes à la définition de la politique de risque et dans l'élaboration du plan de production par le dispatcher. Dans cette optique, il est indispensable que FHA confirme à EDF SEI les caractéristiques de ses installations.

La mission a par ailleurs constaté que la centrale hydro-électrique de Bananier – exploitée par EDF SEI jusqu'à sa cession à FHA en début année – a souffert d'une mauvaise gestion et d'un déficit chronique d'entretien de la part d'EDF SEI ces dernières années, conduisant à un productible très faible voire nul. Une analyse approfondie de cette situation sera menée, pouvant le cas échéant mener à une reprise de charge via une révision à la baisse de la compensation versée à EDF au titre des charges de SPE. En première approximation, celle-ci pourrait se chiffrer à plus de deux millions d'euros.

Recommandation 16. Au regard des multiples services apportés par les installations hydroélectriques au système électrique sur la Basse-Terre, la CRE encourage la poursuite de l'optimisation des installations existantes ainsi que le développement de nouveaux projets. La CRE sera toutefois attentive aux coûts échoués susceptibles d'être générés.

3.6 La nécessité d'établir une stratégie cohérente de mobilisation des différents gisements au regard notamment des coûts des différentes filières et des services apportés au système électrique

La mise en place de plusieurs projets dimensionnants d'ici 2023, notamment une unité de production sur le site de Bouillante et la conversion de l'ensemble des installations d'Albioma à la biomasse, accompagnés par le développement de l'éolien, du photovoltaïque et l'optimisation du productible des installations hydroélectriques devraient permettre d'atteindre plus de 60 % d'ENR dans le mix électrique dès 2023. A l'horizon 2030, la poursuite du développement de la géothermie sur Basse-Terre (mise en service d'une installation B3 de 20 MW), et des énergies renouvelables intermittentes (atteinte des objectifs PPE 2023 en 2030 pour l'éolien, développement supplémentaire du PV au même rythme que jusqu'en 2023), soutenues par de nouvelles installations de stockage, rendent crédibles l'atteinte de plus de 70 % d'ENR dans le mix électrique, voire de plus de 80 % dans le cadre d'une maîtrise accrue de la consommation¹⁷.

Recommandation 17. Pour définir les objectifs de développement des ENR de la PPE, la CRE recommande (i) d'évaluer les gisements des ENR mobilisables à différents niveaux d'acceptabilité environnementale, sociétale, pour pouvoir (ii) les interclasser en prenant en compte ces paramètres ainsi que les coûts et les services que les installations électriques qui en permettront la valorisation peuvent apporter au système ainsi que l'adéquation des objectifs avec la consommation. Cette démarche doit être la base de la PPE, qui ne doit pas consister en une agrégation de tous les projets existants sans travail de priorisation.

¹⁷ Sur la base du scénario MDE renforcée établi par EDF SEI.

4. LA NÉCESSITÉ DE MAÎTRISER LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ

Conséquence de l'amélioration du niveau de vie, de la hausse du taux d'équipement des ménages ou du développement du véhicule électrique, la consommation d'électricité – en particulier en pointe – est susceptible de continuer à augmenter en Guadeloupe. Maîtriser la demande devient une priorité, contribuant à atteindre les objectifs de couverture de 50 ou 100 % de la consommation par une production à partir d'ENR. A cet égard, la PPE fixe des objectifs ambitieux en termes de maîtrise de la consommation énergétique.

Plusieurs outils peuvent dès lors être mobilisés : le financement d'actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE), la mise en œuvre d'une réglementation plus contraignante, s'agissant notamment du développement du véhicule électrique, ou encore la mise en place d'un signal prix pertinent envoyé au client via la structure des tarifs de vente d'électricité (TRV) pour l'inciter à moduler sa consommation.

4.1 Le financement d'actions de MDE par les charges de SPE

4.1.1 Une massification attendue des petites actions de MDE sous l'impulsion du Comité MDE de Guadeloupe institué à l'initiative de la CRE

La délibération de la CRE du 2 février 2017 est venue préciser les modalités de compensation des petites actions de MDE dans les ZNI au titre des charges SPE. Elle a abouti à la mise en place début 2017 d'un comité territorial en charge de la MDE réunissant le Conseil régional, l'ADEME, EDF SEI et les services de l'Etat (DEAL), chargé de fournir à la CRE des éléments d'analyses s'agissant notamment des orientations de politique énergétique, des gisements d'économie d'électricité, ainsi que de proposer les nouvelles conditions de compensation des petites actions de MDE en Guadeloupe, en particulier l'articulation entre les différents financements mobilisables. Celles-ci devraient entrer en vigueur d'ici 2019 et conduire à une massification du déploiement des petites actions de MDE.

Recommandation 18. La mission considère que les bailleurs sociaux, dont le parc de logements représente un gisement important d'économies d'électricité, doivent être plus proactifs en matière de MDE. Le Comité MDE est quant à lui invité à poursuivre ses efforts auprès des bailleurs sociaux afin de tenir compte de leurs contraintes et priorités – respect des normes sismiques notamment – et de les concilier avec l'efficacité énergétique des bâtiments en leur proposant des solutions de MDE adaptées. Une attention particulière doit être portée à la compatibilité des listes de matériels et matériaux éligibles au financement au titre des CSPE et de ceux ouvrant droit à des éco-prêts à taux zéro. Il est à noter que la réalisation d'actions de MDE subventionnées par les CSPE est dans l'intérêt des bailleurs comme des locataires, dans la mesure où elles permettent de réduire leur facture énergétique et corrélativement d'accroître leur solvabilité.

En outre, comme cela a déjà été recommandé à de nombreuses reprises par la CRE, EDF doit veiller à faire évoluer sa stratégie de communication relative à la MDE compensée au titre des charges de service public de l'énergie, en mettant en avant de manière équilibrée l'ensemble des acteurs impliqués (Etat, Région, EDF SEI et ADEME). La CRE considère que cette évolution de la stratégie de communication est de nature à renforcer l'adhésion des consommateurs à la maîtrise de la demande en électricité.

4.1.2 Etudier l'opportunité de valoriser la chaleur fatale issue de la centrale de PEI, notamment pour la production de froid industriel dans la zone du port

En complément des petites actions de MDE menées prioritairement auprès des petits consommateurs résidentiels et tertiaires, les projets d'infrastructure développés en partenariat avec de grands consommateurs industriels, commerciaux ou administratifs sont de nature à contribuer à la massification de la MDE et à l'atteinte des objectifs ambitieux fixés par la PPE de Guadeloupe en matière de maîtrise de l'énergie, ainsi qu'à la réduction des charges de SPE.

Compte tenu de la quantité de chaleur fatale produite par la centrale d'EDF PEI à Jarry, sa valorisation – sous forme de froid notamment – devrait constituer une priorité pour réduire la consommation énergétique du territoire. A cet égard, plusieurs projets de réseaux de froid à partir de la chaleur récupérée sur la centrale ont été étudiés : une première analyse technico-économique – dont les conclusions se seraient avérées négatives – a été réalisée en 2015/2016 pour un tracé reliant la centrale d'EDF PEI au centre commercial de Destrelland à l'ouest, et une seconde visant à alimenter à partir de 2020 l'aéroport et le nouveau CHU en cours de construction serait en cours. Lors de ses échanges avec le Directoire du Grand Port Maritime de Guadeloupe, la mission a constaté qu'il existe un besoin de froid en forte croissance sur la zone du port à proximité directe de la centrale d'EDF PEI avec le doublement prochain des surfaces de hangars réfrigérés. Par conséquent, la mission recommande à EDF SEI, EDF PEI et au Port Maritime d'explorer cette nouvelle piste de valorisation.

Il convient toutefois de souligner que la production de froid à partir de la chaleur fatale de la centrale de PEI est dépendante du régime de fonctionnement de cette dernière. Or le développement des énergies renouvelables, conjugué à la massification de la MDE, pourrait conduire à un appel réduit de la centrale, et partant, à une baisse

de la quantité de chaleur disponible pour la production de froid. Ce risque devra être quantifié et pris en compte dans le dimensionnement du réseau de froid afin de s'assurer que la quantité de chaleur disponible – et donc de froid – répondra durablement aux besoins des clients. Une telle production de froid, concentrée sur quelques groupes de PEI, impliquerait une révision de la gestion de l'appel des groupes opérée par PEI, aujourd'hui principalement guidée par l'étalement des grandes opérations de maintenance dans le temps. En tout état de cause, que le projet de fourniture de froid se réalise ou non, cette gestion mériterait d'être réinterrogée pour favoriser un fonctionnement de chaque moteur sur des périodes de fonctionnement aussi longues que possibles permettant de diminuer les coûts de démarrage.

Par ailleurs, il serait intéressant de poursuivre l'exploration du potentiel des projets de réseau de froid alimentés par de l'eau de mer pompée à grande profondeur (SWAC), notamment à Basse-Terre pour répondre aux besoins des bâtiments administratifs de la ville (Préfecture, hôtel de région et hôpital).

4.2 Veiller à bien articuler financement de la MDE et réglementation, à un meilleur contrôle de son application par l'Etat et à une animation plus dynamique de la Région

En parallèle de la massification des subventions aux actions de MDE financées par l'Etat au moyen des charges de service public, la maîtrise de la consommation passe également par un meilleur pilotage réglementaire. Un règlementation plus contraignante permettrait en effet d'accélérer la pénétration des équipements performants à moindre coût pour la collectivité nationale. Pour être efficace, celle-ci doit toutefois rester réaliste et représenter un surcoût acceptable pour le consommateur guadeloupéen, et son application doit faire l'objet d'un contrôle rigoureux par les services de l'Etat.

Recommandation 19. La réglementation doit constituer un outil au service de la maîtrise de la demande de l'énergie. A ce titre, la CRE considère que :

- l'installation de chauffe-eaux solaires devrait être progressivement imposée au détriment des chauffe-eaux électriques – le recours à un chauffe eau thermodynamique constituant une solution de substitution si l'installation d'un chauffe eau solaire n'est pas techniquement faisable ou à un coût raisonnable s'agissant d'un bâtiment existant selon des critères à définir par voie réglementaire ;
- seules les climatisations de classe supérieure à A++ devraient à brève échéance être autorisées à l'import et à la vente en Guadeloupe ;
- la rénovation énergétique devrait être obligatoirement incluse dans les plans de rénovation des bailleurs sociaux et des administrations ;
- l'isolation des bâtiments devrait être rendue obligatoire à l'occasion de chaque rénovation.

Au contraire, les normes de construction « bioclimatiques » mises en place par la collectivité méritent d'être réinterrogées et le cas échéant abrogées, s'il était confirmé que l'usage de la climatisation – censé être inexistant grâce à l'aération naturelle permises par les normes « bioclimatiques » – y est en fait généralisé, induisant une surconsommation électrique massive par rapport à un bâtiment correctement isolé. Cette question est particulièrement prégnante pour l'habitat collectif.

Enfin, la mise en œuvre de la réglementation devrait faire l'objet d'un contrôle plus soutenu de la part de la DEAL – une piste étant de coupler ce contrôle avec la délivrance du Consuel garantissant la sécurité de l'installation électrique – et d'une animation plus dynamique de la part de la Région : la formation aux métiers de l'écoconstruction et du contrôle constituant des opportunités pour l'emploi et la croissance en Guadeloupe.

4.3 La nécessité d'éclairer le débat sur le développement du véhicule électrique

A ce jour, les véhicules bas carbone sont quasi-absents du parc roulant en Guadeloupe. En 2017, on estime qu'une centaine de véhicules 100 % électriques est effectivement en circulation dans l'archipel, essentiellement concentrés sur les Saintes. Il apparaît donc clairement que le marché du véhicule électrique n'a pas encore réellement démarré en Guadeloupe.

Le véhicule électrique (VE) constitue toutefois l'une des pistes pour atteindre l'autonomie énergétique en 2030, à condition qu'il soit alimenté à partir de sources renouvelables. Or, aujourd'hui, le mix de production électrique étant encore largement carboné et le chargement des véhicules électriques connectés au réseau conduisant à la sollicitation plus intense des centrales thermiques, l'utilisation des voitures électriques reste fortement émettrice de CO₂ et pourrait l'être davantage que celle de véhicules conventionnels.

L'introduction du véhicule électrique impacte également la courbe de charge et en particulier la pointe de consommation du fait de la recharge de véhicules concomitamment aux autres usages. De nouveaux investissements de production de pointe pourraient donc être nécessaires, impactant négativement le coût de la péréquation et le bilan

carbone des territoires, les moyens de pointe étant aujourd'hui particulièrement émetteurs. La recharge de nombreux véhicules pourrait également avoir des impacts sur le réseau si elle affectait substantiellement les flux qui le traversent.

La décision de développer le véhicule électrique doit reposer sur une analyse précise des impacts de celle-ci, notamment en termes d'émissions de CO₂ et de coût de l'opération en définissant clairement le scénario de référence et la stratégie suivie pour éviter toute conclusion hâtive.

Deux stratégies extrêmes de développement du véhicule électriques peuvent ainsi être envisagées, avec des impacts différents sur le bilan carbone et le coût de l'opération : l'une à mix électrique inchangé (au-delà du rythme d'évolution fixé pour verdir les autres usages), l'autre reposant sur une accélération du rythme de développement des énergies renouvelables.

A mix électrique inchangé (au-delà du rythme d'évolution fixé pour verdir les autres usages), le développement du véhicule électrique augmente la consommation, et le recours aux moyens de production marginaux, qui sont systématiquement des moyens thermiques. Le contexte de surcapacité par rapport à la consommation hors développement du véhicule électrique constitue pour certains une opportunité de développer cet usage à un coût modéré pour le système de production. Le recours accru à la centrale de PEI ou aux TAC n'engendrera que des coûts variables supplémentaires, les coûts d'investissement ayant en tout état de cause vocation à être payés. Néanmoins, dans cette stratégie, le développement du véhicule électrique augmente les émissions de la production électrique et le bilan carbone du développement du véhicule électrique est nul voire négatif eu égard à l'écart entre les taux d'émissions supérieurs des centrales thermiques par rapport aux véhicules conventionnels.

L'autre stratégie consiste à accompagner le développement du véhicule électrique d'un développement accru des ENR, au-delà du rythme fixé pour verdir les autres usages¹⁸, et d'un pilotage de la recharge, de sorte à pouvoir affecter une nouvelle production renouvelable¹⁹ à cette nouvelle consommation et à ce que le bilan carbone combiné du développement du véhicule électrique et de ce surcroît d'ENR soit meilleur que celui des véhicules thermiques. Dans ce cas, le coût de l'opération comprend également les coûts complets de développement de ces capacités renouvelables supplémentaires. S'il est clair que le bilan carbone de cette stratégie est positif, et donc meilleur que celui de la première, son coût peut être inférieur ou supérieur selon les ENR prises en considération. Il convient en effet de comparer le coût complet de ces dernières et le coût variable des moyens thermiques déjà en service. Pour les technologies intermittentes interfacées par électronique de puissance et n'apportant pas d'inertie au système, doivent être pris en compte au sein du coût complet les coûts induits par la désoptimisation de l'ordre d'appel des moyens nécessaire au maintien d'une inertie suffisante, ou celui de l'ajout de compensateur synchrone sur le réseau, ainsi que celui de dispositifs de stockage permettant de garantir le caractère vert de l'électricité à toute heure. Le coût variable des moyens thermiques peut être considéré plus élevé qu'il n'est aujourd'hui, en prenant en compte le prix politique de l'émission de la tonne de CO₂.

Afin que cette seconde stratégie soit la moins onéreuse, il est essentiel (i) de privilégier les sources renouvelables les moins coûteuses et (ii) de ne procéder qu'à une affectation virtuelle de cette nouvelle production au verdissement des transports et non à une affectation physique par le biais de stations de recharge disposant d'une alimentation exclusive par des moyens de production renouvelable dédiés. Le développement de telles bornes de recharge autonomes est en effet coûteux en ce qu'elles doivent disposer de systèmes de stockage qui ne peuvent être mutualisés avec d'autres usages et insuffisant à garantir le caractère renouvelable de la recharge des véhicules électriques, étant donné qu'il n'est pas envisageable d'empêcher les usagers de recharger leur véhicule sur d'autres bornes et notamment à leur domicile.

Dans tous les cas, le coût du développement du véhicule électrique dépendra de sa capacité à minimiser son impact sur la pointe de consommation et sur le réseau. Dès lors, (i) la limitation ou la mise en place d'une tarification dissuasive pour la recharge rapide (ii) l'obligation par voie réglementaire que l'ensemble des bornes de recharge répondent à un signal tarifaire reflétant les coûts et les contraintes sur le système électrique limitant les recharges aux heures de tension apparaissent comme des solutions sans regret à imposer dès à présent. Un tel pilotage pourrait permettre que les batteries injectent et soulagent le système électrique sur demande. EDF SEI doit définir les préalables à une telle injection pilotée en termes de comptage, de raccordement et de dimensionnement des batteries et de certains ouvrages du réseau.

Plus largement, la stratégie de verdissement des transports par le développement des VE doit certainement être comparée ou combinée à d'autres, parmi lesquelles le développement des capacités de transport collectif qui sont

¹⁸ A défaut, le verdissement des transports se ferait au détriment de celui des autres usages.

¹⁹ Selon les hypothèses prises dans la partie 1.1.3, une pénétration à 40 % de véhicules électriques/ véhicules hybrides représente en énergie un surcroît de consommation assez modeste, de l'ordre de 10 %. Si la recharge correspondait à un ruban, une puissance de l'ordre de 20 MW serait suffisante. Néanmoins, l'impact sur la pointe peut être largement plus marquée, l'effet modérateur des bornes de recharges intelligentes n'étant à ce jour pas encore quantifié.

largement moins développées qu'en métropole. L'efficacité de ces deux mesures pourrait notamment être appréciée au regard des dépenses publiques à consentir par tonne de CO₂ évitée.

Recommandation 20. Dans un contexte où le mix de production électrique est encore largement carboné, et afin d'éclairer la PPE en cours de révision, la CRE recommande à la Région, l'ADEME et la DEAL la réalisation dans les plus brefs délais d'une étude d'impact environnemental relative à l'introduction du véhicule électrique en Guadeloupe et la définition d'une stratégie visant à en assurer l'efficacité.

La CRE recommande (i) de limiter ou de mettre en place une tarification dissuasive pour la recharge rapide et (ii) de prévoir, par voie réglementaire, que l'ensemble des bornes de recharge répondent à un signal tarifaire reflétant les coûts et les contraintes sur le système électrique limitant les recharges aux heures de tension.

La CRE recommande par ailleurs l'abandon de l'objectif d'installation de 100 bornes de recharges alimentées à partir de sources renouvelables d'ici 2023 prévu par la PPE dans la mesure où celles-ci ne permettent pas de garantir le caractère renouvelable des véhicules électriques – rien n'empêchant les usagers de recharger leur véhicule à leur domicile – et constituent une mesure coûteuse en l'absence de toute mutualisation.

4.4 De nouveaux tarifs réglementés de vente de l'électricité « Transition énergétique » pour inciter les clients à moduler leur consommation

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, pour les TRV de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ainsi, réduire sa consommation aux heures de pointe permet à un consommateur de réduire sa 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.

Pour transmettre aux consommateurs des signaux économiques adaptés à l'évolution à la fois des parcs de production et de la consommation – qui évoluent avec le développement des énergies renouvelables et de la MDE – la CRE a défini en 2017 de nouvelles options tarifaires dites « options Transition énergétique ». Tout en respectant le principe de la péréquation, leurs grilles tarifaires sont adaptées aux spécificités de chaque territoire. Cette révision de la structure des TRV vise en particulier à inciter les consommateurs à moduler leur consommation en fonction des coûts réels de production au cours d'une journée ou d'une année.

Pour le moment, les nouvelles options tarifaires sont définies pour les seuls consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA. Pour en lisser l'impact, elles coexistent avec les options tarifaires existantes. La CRE poursuit la concertation avec les collectivités et les fournisseurs pour définir l'échéance de ces dernières, les méthodes de lissage vers les nouvelles options et les mesures de compensation pour les clients les plus impactés. Elle étudiera l'opportunité de créer de nouvelles options tarifaires pour les petits consommateurs, en cohérence avec les échéances de déploiement des compteurs communicants.

Recommandation 21. Dans le cadre de la mise en place des nouvelles options tarifaires « Transition énergétique » définies par la CRE pour inciter les clients à moduler leur consommation, EDF SEI doit être actif dans l'identification et l'accompagnement des clients, notamment des plus impactés. A cet égard, la CRE demande que des efforts soient entrepris par EDF SEI et la Région pour leur proposer des pistes de modification de leur consommation et des solutions de MDE adaptées à leurs besoins, notamment en mettant en avant les aides CSPE disponibles pour l'acquisition d'équipements performants.

Plus généralement, il convient de sensibiliser les guadeloupéens aux enjeux économiques et environnementaux associés à la consommation électrique. A cet égard, il est souhaitable qu'EDF, dans le cadre d'une stratégie globale de communication élaborée avec la Région, indique sur la facture une estimation du coût réel de production de l'électricité supporté par la collectivité nationale, ainsi que les émissions de CO₂ afférentes de manière, à faire prendre conscience aux consommateurs de la nature carbonée du mix, et de la complexité du débat sur le véhicule électrique.

ANALYSE DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES DE SAINT-MARTIN ET SAINT-BARTHÉLÉMY

1. UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE DUREMENT TOUCHÉ PAR LE CYCLONE IRMA

Le passage de l'ouragan Irma le 6 septembre 2017 a eu un bilan humain et matériel important. Sur ce dernier volet, sont à souligner des dommages importants aux habitations (environ 85 % d'entre elles ont été détruites ou endommagées) et aux infrastructures, notamment au réseaux électriques, et dans une moindre mesure, sur les moyens de production.

Les moyens de production centralisés – 1 centrale exploitée par EDF dans chaque territoire (présentation détaillée au 3.1) – ont été temporairement inondés mais n'ont pas subi de dommages irréremédiables. Une campagne de désalinisation de tous les matériels électriques est néanmoins nécessaire pour permettre à ces moyens de produire dans des conditions équivalentes à la situation antérieure au cyclone. Les installations photovoltaïques, présentes surtout à Saint-Martin ont été détruites concomitamment à l'envol des toits ou à la suite d'un impact.

Le réseau à quant à lui été lourdement endommagé sur les deux territoires - la quasi intégralité des réseaux aériens HTA et BTA a été totalement ou partiellement détruite et 26 postes sur 233 ont été détruits à Saint-Martin et 17 sur 93 à Saint Barthélemy.

La forte mobilisation de EDF SEI, épaulé par Enedis, a permis la réalimentation en électricité dès le 8 septembre des sites vitaux et prioritaires des deux îles (hôpital, usine de dessalement, aéroport...), la réalimentation provisoire de la quasi-totalité des clients présents le 15 octobre, et la sécurisation, même précaire, de l'ensemble du réseau mi-janvier 2018 avant d'entamer une phase de consolidation et de reconstruction. Cette mobilisation s'est notamment manifestée au travers :

- des moyens matériels : 140 tonnes de matériels dont une cinquantaine de groupes électrogènes en provenance d'Enedis ;
- des moyens humains : 600 volontaires venus en renfort – les équipes de Guadeloupe et de Martinique ayant dû faire face, dans le même temps au passage du cyclone Maria.

Le passage du cyclone implique d'assurer une bonne coordination des travaux et des financements pour la reconstruction des réseaux (partie 2), renforce la nécessité d'assurer une planification des moyens de production avec l'évolution post-cyclonique de la consommation (partie 3) et de clarifier le cadre juridique pour que les investissements dont la nécessité serait confirmée ou démontrée puissent être financés (partie 4).

2. ASSURER UNE BONNE COORDINATION DES TRAVAUX ET DES FINANCEMENTS POUR LA RECONSTRUCTION DES RÉSEAUX

Après la phase de sécurisation, EDF est entré dans la phase de reconstruction, celle-ci reposant sur une stratégie d'accentuation de l'enfouissement, qui, si elle doit permettre d'assurer la résilience face aux cyclones doit prendre en compte le risque sismique.

Figure 15 : Illustration des opérations de sécurisation du réseau à Saint-Barthélemy



Attache provisoire des câbles

En diminuant la tension mécanique

L'enfouissement ouvre la question de la nécessaire coordination avec les gestionnaires des autres réseaux secs, au premier rang desquels les réseaux des différents opérateurs télécoms présents sur ces territoires. Dans ce contexte de pluralité des opérateurs, les collectivités sont maîtres d'ouvrage ; EDF pourrait avoir un rôle de maîtrise d'ouvrage déléguée de la part de la collectivité de Saint-Martin, alors que celle de Saint-Barthélemy n'envisage d'y recourir que de manière ponctuelle sur certains ouvrages spécifiques. EDF, en lien avec les collectivités, a établi un planning de reconstruction et de consolidation s'étalant sur 3 ans.

3. ASSURER UNE PLANIFICATION COHÉRENTE DES MOYENS DE PRODUCTION AVEC L'ÉVOLUTION POST-CYCLONIQUE DE LA CONSOMMATION

3.1 Présentation du parc de production électrique



Figure 16 : Parc de production à fin 2016 (source : EDF SEI)

La production électrique à Saint-Martin et Saint-Barthélemy, est essentiellement issue de moyens thermiques (moteurs diesel), et très marginalement de panneaux photovoltaïques (1,8 MWh à Saint-Martin et seulement 24 kWh à Saint-Barthélemy fin 2016).

A Saint-Martin, la production est assurée sur un même site par deux centrales exploitées par EDF, l'une propriété d'EDF et l'autre appartenant à la société ContourGlobal (Energies Saint-Martin). La centrale EDF est équipée de quatre moteurs vieillissants de 4,1 MW chacun mis en service en 1995, et de trois moteurs très récents de 8,7 MW chacun mis en service en 2016, soit une puissance totale de 42,5 MW. La centrale Energies Saint-Martin est équipée de trois moteurs de 4,7 MW mis en service en 2003, soit une puissance totale de 14,1 MW. Le contrat d'achat signé entre EDF et ContourGlobal prendra fin en 2023.

A Saint-Barthélemy, le parc de production thermique, entièrement géré par EDF, est constitué de deux moteurs récents de 7,8 MW chacun mis en service fin 2013 et de six moteurs de 3,1 MW chacun mis en service progressivement entre 1988 et 1997 et en fin de vie.

3.2 Un dimensionnement des parcs de production potentiellement à réinterroger

3.2.1 Des parcs de production surcapacitaires

La capacité de production pilotable à Saint-Martin atteint 56,6 MW – répartis entre 10 moteurs – près de deux fois supérieure à la pointe de consommation qui s'élève à près de 31 MW en 2017. Ainsi, même en cas d'indisponibilité de l'ensemble des trois moteurs les plus puissants (8,7 MW) – situation exceptionnelle cumulant indisponibilités programmées et fortuites – la puissance disponible (30,5 MW) permettrait quasiment de faire face à la pointe de consommation telle qu'elle était constatée avant le passage d'Irma. Ce constat est renforcé en prenant en compte l'évolution du niveau de consommation induite par le passage d'Irma (voir 3.2.3).

A Saint-Barthélemy, la capacité de production atteint 34,2 MW – répartis entre 8 moteurs – près de deux fois supérieure à la pointe de consommation qui s'élève à près de 19 MW en 2017. Ainsi, même en cas d'indisponibilité des deux moteurs les plus puissants (7,8 MW), la puissance disponible atteint près de 19 MW et permettrait quasiment de faire face à la pointe de consommation telle qu'elle était constatée avant le passage d'Irma. Les marges de sécurité du système électrique sont encore plus élevées en cas d'indisponibilité d'un moteur de 7,8 MW et de deux moteurs de 3,1 MW.

Ce constat est renforcé en prenant en compte l'évolution du niveau de consommation induite par le passage d'Irma (voir 3.2.3).

Si la présence de marges importantes est compréhensible s'agissant d'un système reposant sur un petit nombre de moyens et pour lequel le délai de réparation d'une installation peut être important (import d'une pièce de rechange), le dimensionnement actuel semble néanmoins très confortable au regard de la consommation antérieure au cyclone. Dans le contexte de baisse de la consommation induite par le passage d'Irma, ce constat doit appeler à une nouvelle évaluation des besoins d'investissement.

3.2.2 Le dimensionnement unitaire des moteurs les plus puissants pose question

Le dimensionnement des moteurs les plus puissants – 8,7 MW à Saint-Martin et 7,8 MW à Saint-Barthélemy – pose question au regard du niveau de consommation. En effet, un tel dimensionnement limite significativement le foisonnement par rapport aux petits moteurs de 3 ou 4 MW. Ainsi, le déclenchement d'un des moteurs les plus puissants s'accompagne de la perte de près d'un tiers de la production à Saint-Martin et de près de la moitié de la production à Saint-Barthélemy, induisant un risque significatif de délestage voire de black-out si l'inertie et la réserve de puissance disponible s'avèrent insuffisantes. La mitigation de ce risque nécessite donc la constitution de réserves de puissance importantes, qui augmente le nombre de groupes en fonctionnement et réduit leur rendement, induisant des surcoûts de production. A cet égard, le dispatcher s'assure ainsi qu'au minimum trois groupes sont en permanence couplés sur le réseau de Saint-Martin comme de Saint-Barthélemy.

L'élaboration du plan de production par le dispatcher – qui s'appuie actuellement sur le planning de maintenance, les coûts variables des différents moyens – gagnerait à prendre en compte les coûts de démarrage des moteurs, aujourd'hui très fréquents.

3.2.3 Une situation de surcapacité qui risque d'être accentuée à la suite du cyclone Irma

Le cyclone Irma qui a frappé Saint-Martin et Saint-Barthélemy en septembre 2017 a entraîné une baisse de l'activité – et donc de la consommation électrique – qui est susceptible d'aggraver à moyen et long terme la situation de surcapacité préexistante si la baisse de l'activité venait à se prolonger. Ainsi, depuis le passage du cyclone, la pointe journalière à Saint-Martin n'a pas excédé 20 MW, contre près de 30 MW un an plus tôt, et la pointe journalière à Saint-Barthélemy reste inférieure à 14 MW, contre près de 18 MW un an plus tôt.

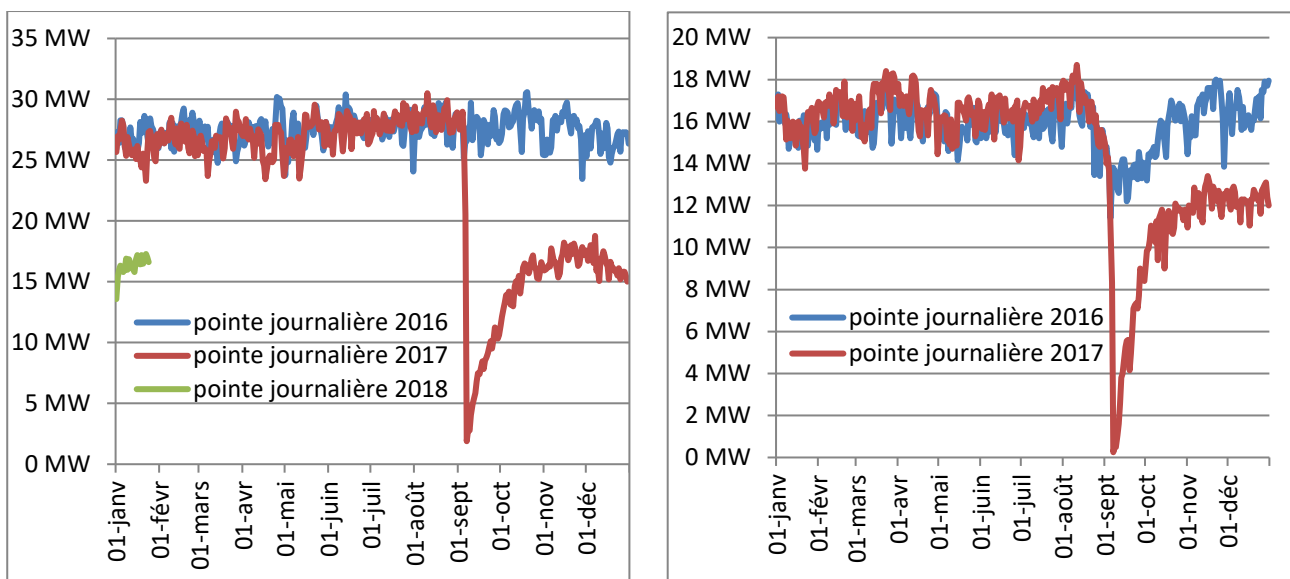


Figure 17 : Evolution de la pointe journalière à Saint Martin (graphe de gauche) et à Saint-Barthélemy (graphe de droite). Source : EDF SEI

Dans cette situation de consommation réduite, le risque de délestage et de black-out à la suite du déclenchement d'un des moteurs les plus puissants est par ailleurs accentué. Il convient donc de réinterroger les investissements envisagés dans des moyens de production, au regard de la résilience attendue de la consommation dans le sillage du cyclone Irma (cf 2.1).

3.3 La nécessité de réinterroger les besoins d'investissements et d'élaborer une PPE intégrant des objectifs de maîtrise de la demande et de développement des énergies renouvelables

3.3.1 Une incertitude quant à l'évolution de la consommation

L'évolution de la consommation à Saint-Martin et Saint-Barthélemy est entachée de nombreuses incertitudes. D'une part, celle-ci pourrait connaître une baisse prolongée avec la baisse de l'activité, notamment touristique, et l'exode possible d'une partie de la population, en particulier à Saint-Martin. La résilience de ces îles constitue donc une incertitude majeure. De plus, la reconstruction de l'habitat et des autres bâtiments pourrait par ailleurs être l'occasion de mettre en place des dispositifs permettant une plus grande maîtrise de la demande, notamment l'isolation des toitures et des parois, l'installation de chauffe-eaux solaires, ou encore de climatisations performantes. Dans le même temps le développement du véhicule électrique – dont l'autonomie est particulièrement adaptée aux territoires insulaires de taille réduite – pourrait connaître une forte croissance avec un bilan environnemental discutable en l'état actuel du mix.

De plus, à Saint-Barthélemy, les raccordements des consommateurs sont actuellement limités à 12 kVA. EDF SEI doit indiquer si la levée de cette contrainte serait de nature à impacter le réseau. Il doit également prendre en compte l'impact possible sur la consommation d'une telle évolution dans son bilan prévisionnel. En tout état de cause, cette transition devra faire l'objet de mesures d'accompagnement et de sensibilisation.

3.3.2 Le développement des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont susceptibles de se développer dans les années à venir, en particulier s'agissant de la filière photovoltaïque – notamment en autoconsommation – de la conversion des moyens thermiques au bioéthanol, ou encore de l'interconnexion de Saint-Martin et Saint-Barthélemy avec des îles voisines disposant d'un potentiel géothermique.

Un potentiel photovoltaïque prometteur quoique contraint

Les groupes électrogènes dont est dotée une grande partie de la population aisée de Saint-Barthélemy pourraient avantageusement être remplacés dans les années à venir par des installations photovoltaïques avec stockage en autoconsommation, plus vert et générant moins de nuisances pour le voisinage. Les installations photovoltaïques au sol sont toutefois peu susceptibles de se développer compte tenu des fortes contraintes foncières et paysagères qui s'appliquent à Saint-Barthélemy. A Saint-Martin, où les problématiques foncières sont présentes quoiqu'à un moindre degré, quelques installations photovoltaïques au sol sont susceptibles de se développer.

Un développement de la filière éolienne qui risque d'être freiné par des contraintes d'ordre foncières et paysagères

Le développement de la filière éolienne – inexistante à ce jour à Saint-Martin et Saint-Barthélemy – pourrait s'avérer plus complexe, au regard notamment des contraintes foncières et paysagères qui s'appliquent dans ces territoires fortement dépendant du tourisme. Toutefois, l'installation sur les îlets au large des territoires pourraient à ce titre constituer un compromis acceptable. Un projet avait été initié en ce sens sur l'îlet Coco au large de Saint-Barthélemy, mais suspendu du fait de la présence de fossiles de rats.

La pertinence de mobiliser le gisement de biogaz que constitue la décharge de déchet de Saint-Martin doit être étudiée

La décomposition des déchets stockés produit du biogaz qui pourrait être valorisé. Les coûts d'une telle installation, ne bénéficiant pas d'économies d'échelle, seront probablement très élevés mais doivent être comparés aux coûts des moyens thermiques et des autres projets d'énergies renouvelables. Une telle installation constituerait en outre une source renouvelable non intermittente.

L'opportunité technico-économique de renouveler les moyens thermiques par des moteurs fonctionnant au bioéthanol mérite d'être étudiée

La substitution des moyens de production thermiques par des moteurs fonctionnant au bioéthanol pourrait constituer une opportunité intéressante pour verdir rapidement le mix électrique de Saint-Martin et Saint-Barthélemy tout en maintenant le niveau de stabilité actuel du système électrique, au moyen de l'inertie et des services systèmes fournis par les moteurs. Si l'opportunité technico-économique de cette conversion mérite d'être étudiée, il conviendra toutefois d'être attentif aux coûts de conversion et de fonctionnement des moyens thermiques au bioéthanol.

L'opportunité technico-économique de l'interconnexion de Saint-Martin et Saint-Barthélemy avec des îles voisines disposant d'un potentiel géothermique mérite d'être étudiée

Les caractéristiques géologiques de Saint-Martin et Saint-Barthélemy n'offriraient *a priori* pas de potentiel géothermique prometteur. Toutefois, un projet d'interconnexion avec des îles voisines qui disposent d'un tel potentiel –

Saba, Saint-Eustache, Saint-Christophe-et-Niévès – est en cours d'études. Le périmètre géographique de ce projet d'interconnexion est présenté sur la Figure 18 ci-après.

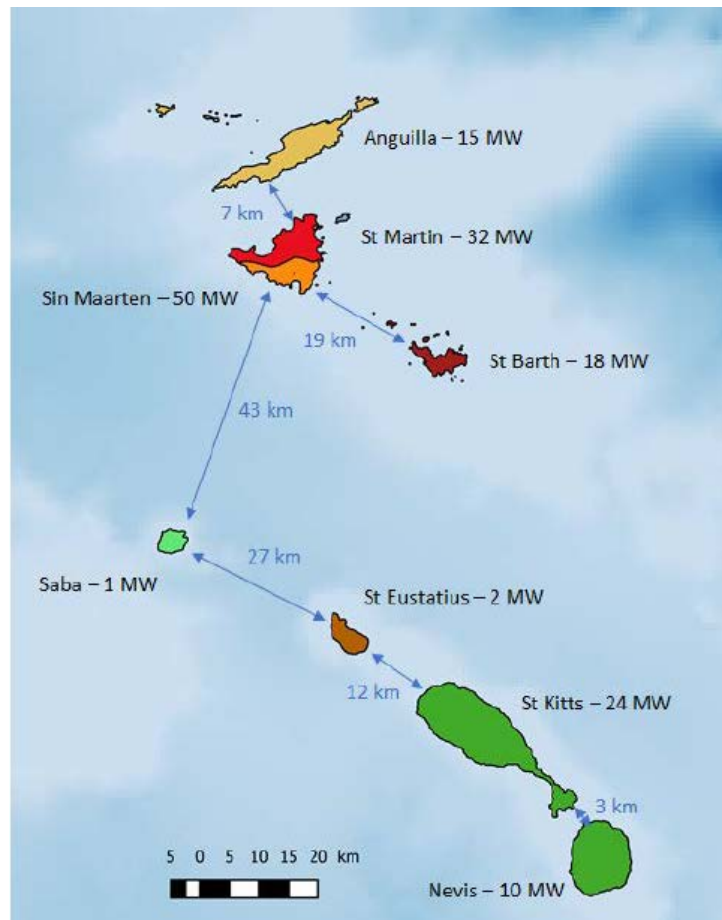


Figure 18 : Périmètre géographique du projet d'interconnexion

Les forages et les études réalisées dans ces îles auraient permis d'identifier une ressource qui permet d'atteindre un niveau de production significativement supérieur au besoin local. La part excédentaire de la capacité de production pourrait ainsi être exportée vers les îles voisines de Saint-Martin et/ou Saint-Barthélemy.

Toutefois, ce projet d'interconnexion doit encore franchir des obstacles d'ordre technique et économique, mais aussi politique, juridique et contractuel. A titre d'exemple, afin de respecter sa politique de risques, EDF SEI pourrait être amené à limiter la puissance fournie par l'interconnexion à environ un tiers de la puissance appelée – soit au plus une dizaine de MW à Saint-Martin et une demi-douzaine à Saint-Barthélemy – afin de limiter le risque de black-out en cas de perte de l'interconnexion, ce qui serait susceptible d'obérer l'intérêt économique du projet – qui reste encore à démontrer même en l'absence de cette contrainte eu égard au coût que représente l'installation de câbles sur une telle distance. Dans ce contexte, la Collectivité de Saint-Barthélemy a fait part de ses réticences à dépendre d'un territoire tiers pour son approvisionnement électrique. Par ailleurs, le cadre juridique et contractuel dans lequel pourrait s'inscrire un tel projet mériterait d'être éclairci, s'agissant notamment de la répartition des responsabilités et des risques entre les différents Etats, les gestionnaires de réseau et le porteur de projet.

La CRE recommande de poursuivre les études visant à développer un projet d'interconnexion électrique régional alimenté à partir de sources géothermiques. Toutefois, ce projet d'interconnexion doit encore franchir des obstacles, d'ordre technique, économique, politique, juridique et contractuel.

3.3.3 L'évolution du parc de production thermique

Le dimensionnement des nouvelles installations de production devra s'adapter à l'évolution de la demande en électricité et au développement des énergies renouvelables. A cet égard dans le cadre de son BP, EDF SEI devra réexaminer les besoins de capacité identifiés en analysant un ensemble de scénarios contrastés et explicites, s'agissant notamment de la résilience de la consommation à la suite du cyclone, de l'impact des actions de MDE, du rythme de développement des différentes filières renouvelables et du véhicule électrique.

Si un besoin de capacité était confirmé après cette nouvelle expertise, EDF SEI devrait mener des analyses technico-économiques sur les alternatives entre nouveaux investissements et remise en état des installations existantes,

qu'il s'agisse des moteurs d'EDF SEI ou de ceux de la centrale de ContourGlobal à Saint-Martin, au regard des besoins qu'il a identifiés s'agissant des capacités de production nécessaires, mais aussi de la puissance unitaire, de l'inertie et de la réactivité des groupes de production. Plus largement, l'ensemble de ces besoins devrait dorénavant être exprimé dans le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau afin d'éclairer les producteurs sur les besoins du système électrique.

A Saint-Barthélemy, les six moteurs de 3,1 MW mis en service progressivement entre 1988 et 1997 sont en fin de vie et devront être prochainement remplacés. A Saint-Martin, les quatre moteurs d'EDF SEI mis en service en 1995, devraient être déclassés d'ici 2023. L'application des normes environnementales limite d'ores et déjà le nombre d'heures de fonctionnement des moteurs d'EDF SEI, non équipés de procédés de dénitrification des fumées, à 500 h/an. Quant aux moteurs de ContourGlobal mis en service en 2003, leur durée de vie pourrait être prolongée de quelques années, sous réserve de mettre à niveau un certain nombre d'équipements, notamment les procédés de dénitrification des fumées. Sans mise à niveau, l'exploitation des moteurs de ContourGlobal sera limitée à 18000 h sur la période 2020-2023. L'opportunité de ce prolongement doit par conséquent s'appuyer sur une analyse technico-économique réalisée par EDF SEI et ContourGlobal.

Enfin, une analyse de l'opportunité technico-économique concernant la réactivation – a minima dans les situations d'urgence – du point d'échange entre le réseau français et le réseau hollandais à Saint-Martin devrait être menée. D'après EDF SEI, un défaut d'entretien du côté néerlandais l'aurait rendu inopérant depuis une dizaine d'années. A nouveau fonctionnel, ce point d'échange permettrait une certaine mutualisation de moyens de production, permettant une sécurisation des systèmes électriques et une réduction potentielle des coûts de production. L'intérêt de sa réactivation devra donc être examiné au regard des alternatives telles que la remise en état des moyens de production existants ou encore la construction de nouvelles installations. Le cas échéant, il conviendrait de relancer la coopération avec la partie néerlandaise en vue de sa remise en état.

Recommandation 22. Si un besoin de capacité était confirmé après une nécessaire nouvelle expertise, EDF SEI devrait étudier les alternatives entre nouveaux investissements et prolongation de la durée de vie des installations existantes.

Plus largement, l'identification de ces besoins, non seulement en termes de puissance totale, mais également d'autres paramètres techniques, comme la puissance unitaire ou l'inertie, devrait dorénavant faire partie intégrante des documents de programmation du territoire. EDF SEI mettra à jour le bilan prévisionnel pour mi-2018, pour présenter une vision contrastée de l'évolution du système électrique. A ce titre, plusieurs scénarios doivent être étudiés afin d'évaluer la sensibilité des résultats aux évolutions du contexte, s'agissant notamment de la résilience au cyclone Irma, du rythme de développement des énergies renouvelables et du véhicule électrique.

L'élaboration d'une PPE par chacune des collectivités devrait permettre de répondre à ces problématiques. Par conséquent, la CRE a demandé aux collectivités de Saint-Martin et Saint-Barthélemy de s'engager à co-élaborer avec l'Etat, d'ici la fin de l'année 2018, une PPE qui fixera le cadre pour les investissements de production à venir tout en intégrant les potentiels de développement des énergies renouvelables et de maîtrise de la demande en électricité. Les Collectivités sont invitées à s'appuyer autant que de besoin sur les compétences de l'Etat et des experts (EDF SEI et l'ADEME) pour son élaboration. Elle devra être notamment alimentée par le bilan prévisionnel d'EDF SEI mis à jour.

4. LA NÉCESSAIRE CLARIFICATION DU CADRE JURIDIQUE RELATIF À LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE ET À LA COMPENSATION DES CSPE

Les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy sont des collectivités d'outre-mer à statut particulier au sens des dispositions de l'article 74 de la Constitution. A ce titre, elles disposent d'une autonomie régie par des lois organiques promulguées en 2007. En application de ces lois, la compétence en matière d'énergie a fait l'objet d'un transfert formel en 2007 pour Saint-Barthélemy et 2012 pour Saint-Martin. En septembre 2017, ces îles ont été violemment frappées par le cyclone Irma, entraînant des dommages importants aux habitations (environ 85 % d'entre elles ont été détruites ou endommagées) et aux infrastructures, notamment au système électrique.

Afin de permettre aux acteurs portant des investissements, dans des actifs de production conventionnelle ou renouvelable, de stocker, de MDE de disposer d'un cadre clair et propice au réinvestissement, dans le respect du principe de compétences avec ces collectivités, celles-ci se sont engagées – notamment à la suite des échanges de leurs présidents, MM. Daniel Gibbs et Bruno Magras avec le président de la CRE, Jean-François Carencou – à signer avec l'Etat une convention par laquelle elles programment de transcrire dans leur droit l'ensemble des dispositions nécessaires. S'agissant de la programmation des investissements, elles s'engagent à élaborer une PPE ; s'agissant de la MDE, à améliorer le cadre réglementaire favorable à la sobriété énergétique en parallèle du déploiement d'actions de soutien de maîtrise de la demande.

Recommandation 23. La CRE invite l'Etat et les collectivités de Saint-Barthélemy et Saint-Martin à poursuivre la mise en œuvre des conventions pour clarifier le cadre juridique relatif à la péréquation tarifaire et à la compensation des CSPE et offrir un cadre clair pour la planification des investissements, le développement de la MDE et des ENR.

SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS

Les recommandations de la CRE formulées dans le présent rapport sont ici regroupées par thématique.

Elaboration des PPE

Recommandation 3. EDF SEI

Si un besoin de capacité de pointe était confirmé après une nécessaire nouvelle expertise cohérente avec les objectifs de la PPE, EDF SEI devrait étudier les alternatives entre nouveaux investissements et remise en état des installations existantes au regard de l'ensemble des besoins qu'il aura identifiés.

Enfin, EDF SEI doit être encore plus proactif durant l'élaboration de la PPE :

- en simulant l'impact des décisions envisagées en termes d'équilibre offre-demande et – en poursuivant à développer ses outils – de stabilité du système de manière itérative pour éclairer les décideurs ;
- en fournissant, sous le contrôle de la CRE, aux services de l'Etat et de la Région une estimation de l'impact financier pluriannuel (en intégrant la durée des contrats) pour les charges de service public de l'énergie de la mise en œuvre de la PPE.

Recommandation 4. EDF SEI, Etat, Région

La bipolarité du système électrique et le déséquilibre géographique entre zones de production et de consommation renforce le besoin de prescriptions claires d'EDF SEI en termes de localisation des nouveaux moyens de production pour limiter de coûteux renforcements du réseau. Il apparaît nécessaire que la PPE – sur le fondement des analyses réalisées par EDF SEI – affiche des orientations précises s'agissant de la spatialisation des besoins en moyens de production et en stockage au regard des faiblesses du réseau qui devraient être reprises au sein des mécanismes de soutien – arrêtés tarifaires ou cahiers des charges des appels d'offres.

Dans la même optique, le S3REnR devra prévoir la création de volets géographiques particuliers avec des quote-part différenciées.

Enfin, dans l'objectif de maintenir l'efficacité du plan de délestage, l'installation des ENR diffuses ne disposant pas d'un départ dédié doit être orientée vers les départs non délestables.

Recommandation 8. EDF SEI d'une part, DGEC d'autre part

Afin d'assurer la stabilité du système électrique à moyen terme, il apparaît nécessaire que la PPE – et le cas échéant les cahiers des charges des appels d'offres lancés sur cette base – affiche des orientations précises en termes de localisation et de taille unitaire des sites et groupes de production, de temps de mobilisation, de fourniture de réserves de puissance et d'inertie. Pour cela, EDF SEI doit, durant l'élaboration de la prochaine PPE, simuler autant que possible dans l'état de l'art actuel, l'impact des décisions envisagées en termes d'équilibre et de stabilité du système.

En outre, la réglementation relative aux conditions de raccordement doit évoluer afin de renforcer la tenue des EnR aux baisses de fréquence et de tension, ainsi que leur puissance de court-circuit.

Recommandation 5. EDF SEI

La mission a pu constater que la problématique du manque d'inertie du système guadeloupéen n'était pas connue des acteurs en charge de l'élaboration de la PPE. Dans ce contexte, il apparaît nécessaire qu'EDF SEI, dans son rôle de gestionnaire de réseau, communique davantage sur les contraintes du système électrique et sur ses attentes vis-à-vis des nouveaux producteurs, notamment dans le cadre du bilan prévisionnel.

Politique de risque et optimisation de l'appel des moyens de production

Recommandation 6. EDF SEI

Eu égard aux conditions dans lesquelles la nouvelle politique de risques a été mise en place par EDF SEI, 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. Les événements et décisions susceptibles d'affecter de manière significative les charges de service public de l'énergie doivent en particulier être portés à sa connaissance dans les meilleurs délais.

La CRE demande à EDF SEI de justifier la cohérence de cette nouvelle politique de risque avec les objectifs fixés par la puissance publique et l'efficacité des moyens mis en œuvre pour la satisfaire eu égard à leurs impacts sur les charges de service public.

La CRE demande à EDF SEI de prendre en compte les pistes d'amélioration de l'analyse de risque identifiées (dès aujourd'hui : prise en compte de l'inertie de tous les groupes, à plus long terme, prise en compte de l'impact des autres moyens palliatifs, identification des installations ENR tenant les creux de tension et de fréquence) afin de réduire au strict nécessaire l'appel aux TAC pour résolution du risque inertiel.

Recommandation 7. EDF SEI

Eu égard au coût important induit par le surcroît d'appel des TAC pour assurer le respect de la nouvelle politique de risque, la CRE demande à EDF SEI de mettre en œuvre au plus vite des solutions alternatives pour résoudre les problèmes de stabilité du système à moindre coût (notamment le délestage à dérivée de fréquence, l'optimisation du plan de délestage, la baisse automatique du plan de tension en cas de chute de fréquence, et une meilleure prise en compte en temps réel du besoin d'inertie et de réserves de puissance).

Recommandation 2. ContourGlobal, EDF SEI

Afin de permettre l'optimisation de l'appel des moyens de production à court terme, la CRE demande à ContourGlobal et à EDF SEI de se rencontrer au plus vite en vue de négocier un avenant au contrat d'achat prévoyant (i) *a minima* la suppression de l'obligation d'enlèvement du contrat, et (ii) potentiellement le relèvement de la puissance contractuelle au niveau de la puissance installée.

Plus généralement, EDF SEI doit continuer à veiller à ne pas introduire dans ses contrats d'achats de contraintes superflues, susceptibles de nuire à l'optimisation de l'ordre d'appel des moyens de production.

Conversion au gaz des moyens thermiques de base**Recommandation 1. Etat, Région Guadeloupe**

Dans le contexte de surcapacité du parc guadeloupéen, renforcé par le développement attendu des ENR qui se traduit par un taux d'appel de la centrale de PEI faible pour un moyen de base et en baisse, la conversion au gaz naturel de celle-ci est susceptible d'engendrer d'importants coûts échoués. Elle est donc à proscrire sauf à pouvoir garantir, à travers une redéfinition massive de la PPE, un nombre d'heures de marche minimal qui obèrerait l'atteinte des objectifs d'insertion des énergies renouvelables dans le mix.

Stratégie de déploiement des ENR et recommandations par filière**Recommandation 17. Etat, Région**

Pour définir les objectifs de développement des ENR de la PPE, la CRE recommande (i) d'évaluer les gisements des ENR mobilisables à différents niveaux d'acceptabilité environnementale, sociétale, pour pouvoir (ii) les interclasser en prenant en compte ces paramètres ainsi que les coûts et les services que les installations électriques qui en permettront la valorisation peuvent apporter au système ainsi que l'adéquation des objectifs avec la consommation. Cette démarche doit être la base de la PPE, qui ne doit pas consister en une agrégation de tous les projets existants sans travail de priorisation.

Recommandation 9. Etat, Région, Albioma

La réutilisation d'actifs existants à l'image de la conversion à la biomasse des installations d'Albioma fonctionnant au charbon apparaît *a priori* comme une solution pertinente pour assurer un verdissement rapide du mix électrique à un surcoût modéré par rapport au charbon, et évitant la constitution d'une capacité supplémentaire et les coûts échoués induits, à condition que les coûts de conversion et d'import soient maîtrisés.

La CRE demande à Albioma de fournir au plus vite des éléments de coûts à la CRE, ainsi qu'à la Région et à l'Etat, s'agissant notamment du coût de la biomasse importée, des redevances portuaires applicables, de son transport jusqu'à la centrale, ainsi que des investissements nécessaires à la conversion des centrales, notamment en matière de traitement des effluents.

Recommandation 10. Région, Etat

D'une manière générale, les choix relatifs à la biomasse-énergie et à la stratégie déchets devraient faire l'objet d'une optimisation commune. En particulier, la valorisation des déchets dans un UIOM sur le site de la Gabarre – récemment abandonné – et la mise en place d'une filière de production de CSR valorisables dans les centrales d'Albioma constituent deux options qui doivent être comparées au regard de leur coût total pour la collectivité.

Recommandation 11. Etat, Région

Eu égard aux opportunités que représentent les cultures énergétiques pour le territoire, la CRE recommande de poursuivre les études et expérimentations relatives notamment à la culture de la canne-fibre et à sa valorisation énergétique. Elle recommande en priorité de favoriser la co-valorisation au sein d'une centrale thermique existante ou – en cas d'impossibilité technique – prototypique de petite taille, afin d'une part de limiter les coûts échoués générés par la construction de nouvelles unités de production de forte capacité, et d'autre part d'assurer l'adéquation avec le gisement dont le développement pourrait nécessiter de nombreuses années.

Recommandation 12. Albioma, CNR, CCMG

Compte tenu des enjeux du territoire et notamment de l'importance de répondre aux besoins de modernisation de la sucrerie de Marie-Galante, la CRE encourage l'ensemble des acteurs concernés à mettre en œuvre dans les meilleurs délais le protocole d'accord dont elle a facilité l'élaboration.

Recommandation 13. Ormat et autres porteurs de projets

S'agissant du développement de la géothermie – filière renouvelable, pilotable et compétitive – la CRE recommande de poursuivre l'optimisation de l'exploitation du site existant en priorité, et les études visant à développer de nouveaux sites de production sur la Basse-Terre, et en Dominique en vue de développer une liaison vers la Martinique. La CRE veillera à la transparence et à la bonne affectation des coûts dans des contextes technique ou international complexes.

Recommandation 14. Etat, Région

La CRE recommande de soutenir de manière distincte le développement de dispositifs de stockage centralisés pilotés par EDF SEI et celui de la production photovoltaïque, le premier au travers de sa méthodologie, la seconde au travers d'appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc.

Il appartient à EDF SEI d'éclairer l'élaboration de la PPE en étudiant les volumes et définissant les prescriptions des dispositifs de stockage nécessaires à l'accompagnement de l'évolution du mix envisagée.

L'appel d'offres devrait porter sur des installations de production d'électricité photovoltaïque sans stockage, être pluriannuel, prendre en compte les besoins du système électrique guadeloupéen et en particulier imposer des prescriptions exigeantes en termes de tenue de fréquence et de tension, prioriser certaines zones en fonction des contraintes sur le réseau ou du plan de délestage, et, être ouvert, si la Région le souhaite, à des installations de plus de 5 MW. Cet appel d'offres doit prévoir la rémunération de l'énergie éventuellement déconnectée ou écrêtée par EDF SEI pour le respect de la sûreté système, en conformité avec l'arrêté d'avril 2008 modifié.

Le tarif d'achat applicable aux installations de moins de 100 kWc devrait également reprendre certaines de ces prescriptions.

Recommandation 15. Etat

Au regard de la désoptimisation et des surcoûts induits par le couplage d'un dispositif de stockage à un parc éolien, et du possible effet d'aubaine pour de nombreux porteurs de projets, la CRE recommande l'abrogation de l'arrêté du 8 mars 2013, afin de privilégier le développement de la filière éolienne et du stockage centralisé dans le cadre de contrats de gré à gré distincts.

Recommandation 16. FHA et autres porteurs de projets

Au regard des multiples services apportés par les installations hydroélectriques au système électrique sur la Basse-Terre, la CRE encourage la poursuite de l'optimisation des installations existantes ainsi que le développement de nouveaux projets. La CRE sera toutefois attentive aux coûts échoués susceptibles d'être générés.

Maîtrise de la demande d'électricité**Recommandation 18.** Bailleurs sociaux, DEAL, Région, EDF SEI, ADEME

La mission considère que les bailleurs sociaux, dont le parc de logements représente un gisement important d'économies d'électricité, doivent être plus proactifs en matière de MDE. Le Comité MDE est quant à lui invité à poursuivre ses efforts auprès des bailleurs sociaux afin de tenir compte de leurs contraintes et priorités – respect des normes sismiques notamment – et de les concilier avec l'efficacité énergétique des bâtiments en leur proposant des solutions de MDE adaptées. Une attention particulière doit être portée à la compatibilité des listes de matériels et matériaux éligibles au financement au titre des CSPE et de ceux ouvrant droit à des éco-prêts à taux zéro.

En outre, comme cela a déjà été recommandé à de nombreuses reprises par la CRE, EDF doit veiller à faire évoluer sa stratégie de communication relative à la MDE compensée au titre des charges de service public de l'énergie, en mettant en avant de manière équilibrée l'ensemble des acteurs impliqués (Etat, Région, EDF SEI et ADEME). La CRE considère que cette évolution de la stratégie de communication est de nature à renforcer l'adhésion des consommateurs à la maîtrise de la demande en électricité.

Recommandation 19. Région, Etat

La réglementation doit constituer un outil au service de la maîtrise de la demande de l'énergie. A ce titre, la CRE considère que :

- l'installation de chauffe-eaux solaires devrait être progressivement imposée au détriment des chauffe-eaux électriques – le recours à un chauffe eau thermodynamique constituant une solution de substitution si l'installation d'un chauffe eau solaire n'est pas techniquement faisable ou à un coût raisonnable s'agissant d'un bâtiment existant selon des critères à définir par voie réglementaire ;
- seules les climatisations de classe supérieure à A++ devraient à brève échéance être autorisées à l'import et à la vente en Guadeloupe ;
- la rénovation énergétique devrait être obligatoirement incluse dans les plans de rénovation des bailleurs sociaux et des administrations ;
- l'isolation des bâtiments devrait être rendue obligatoire à l'occasion de chaque rénovation.

Au contraire, les normes de construction « bioclimatiques » mises en place par la collectivité méritent d'être réinterrogées et le cas échéant abrogées, s'il était confirmé que l'usage de la climatisation – censé être inexistant grâce à l'aération naturelle permises par les normes « bioclimatiques » – y est en fait généralisé, induisant une surconsommation électrique massive par rapport à un bâtiment correctement isolé. Cette question est particulièrement prégnante pour l'habitat collectif.

Enfin, la mise en œuvre de la réglementation devrait faire l'objet d'un contrôle plus soutenu de la part de la DEAL – une piste étant de coupler ce contrôle avec la délivrance du Consuel garantissant la sécurité de l'installation électrique – et d'une animation plus dynamique de la part de la Région : la formation aux métiers de l'écoconstruction et du contrôle constituant des opportunités pour l'emploi et la croissance en Guadeloupe.

Recommandation 20. Etat, Région, ADEME

Dans un contexte où le mix de production électrique est encore largement carboné, et afin d'éclairer la PPE en cours de révision, la CRE recommande à la Région, l'ADEME et la DEAL la réalisation dans les plus brefs délais d'une étude d'impact environnemental relative à l'introduction du véhicule électrique en Guadeloupe et la définition d'une stratégie visant à en assurer l'efficacité.

La CRE recommande (i) de limiter ou de mettre en place une tarification dissuasive pour la recharge rapide et (ii) de prévoir, par voie réglementaire, que l'ensemble des bornes de recharge répondent à un signal tarifaire reflétant les coûts et les contraintes sur le système électrique limitant les recharges aux heures de tension.

La CRE recommande par ailleurs l'abandon de l'objectif d'installation de 100 bornes de recharges alimentées à partir de sources renouvelables d'ici 2023 prévu par la PPE dans la mesure où celles-ci ne permettent pas de garantir le caractère renouvelable des véhicules électriques – rien n'empêchant les usagers de recharger leur véhicule à leur domicile – et constituent une mesure coûteuse en l'absence de toute mutualisation.

Recommandation 21. EDF SEI, Région

Dans le cadre de la mise en place des nouvelles options tarifaires « Transition énergétique » définies par la CRE pour inciter les clients à moduler leur consommation, EDF SEI doit être actif dans l'identification et l'accompagnement des clients, notamment des plus impactés. A cet égard, la CRE demande que des efforts soient entrepris par EDF SEI et la Région pour leur proposer des pistes de modification de leur consommation et des solutions de MDE adaptées à leurs besoins, notamment en mettant en avant les aides CSPE disponibles pour l'acquisition d'équipements performants.

Plus généralement, il convient de sensibiliser les guadeloupéens aux enjeux économiques et environnementaux associés à la consommation électrique. A cet égard, il est souhaitable qu'EDF, dans le cadre d'une stratégie globale de communication élaborée avec la Région, indique sur la facture une estimation du coût réel de production de l'électricité supporté par la collectivité nationale, ainsi que les émissions de CO₂ afférentes de manière, à faire prendre conscience aux consommateurs de la nature carbonée du mix, et de la complexité du débat sur le véhicule électrique.

Recommandations spécifiques à Saint-Barthélemy et Saint-Martin**Recommandation 22. EDF, collectivité de Saint-Martin, collectivité de Saint-Barthélemy**

A Saint-Martin et Saint-Barthélemy, si un besoin de capacité était confirmé après une nécessaire nouvelle expertise, EDF SEI devrait étudier les alternatives entre nouveaux investissements et prolongation de la durée de vie des installations existantes.

Plus largement, l'identification de ces besoins, non seulement en termes de puissance totale, mais également d'autres paramètres techniques, comme la puissance unitaire ou l'inertie, devrait dorénavant faire partie intégrante des documents de programmation du territoire. EDF SEI mettra à jour le bilan prévisionnel pour mi-2018, pour présenter une vision contrastée de l'évolution du système électrique. A ce titre, plusieurs scénarios doivent être étudiés afin d'évaluer la sensibilité des résultats aux évolutions du contexte, s'agissant notamment de la résilience au cyclone Irma, du rythme de développement des énergies renouvelables et du véhicule électrique.

L'élaboration d'une PPE par chacune des collectivités devrait permettre de répondre à ces problématiques. Par conséquent, la CRE a demandé aux collectivités de Saint-Martin et Saint-Barthélemy de s'engager à co-élaborer avec l'Etat, d'ici la fin de l'année 2018, une PPE qui fixera le cadre pour les investissements de production à venir tout en intégrant les potentiels de développement des énergies renouvelables et de maîtrise de la demande en électricité. Les Collectivités sont invitées à s'appuyer autant que de besoin sur les compétences de l'Etat et des experts (EDF SEI et l'ADEME) pour son élaboration. Elle devra être notamment alimentée par le bilan prévisionnel d'EDF SEI mis à jour.

Recommandation 23. collectivité de Saint-Martin, collectivité de Saint-Barthélemy

La CRE invite l'Etat et les collectivités de Saint-Barthélemy et Saint-Martin à poursuivre la mise en œuvre des conventions pour clarifier le cadre juridique relatif à la péréquation tarifaire et à la compensation des CSPE et offrir un cadre clair pour la planification des investissements, le développement de la MDE et des ENR.

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 : Positionnement géographique de la Guadeloupe, de Saint-Martin et Saint-Barthélemy dans les Antilles	7
Figure 2 : Parc de production et réseau électrique à fin 2016 (source : Bilan prévisionnel 2017 d'EDF SEI) ..	10
Figure 2 : Mix électrique 2016 (source : Bilan prévisionnel 2017 d'EDF SEI)	11
Figure 3 : Exemple d'empilement sur une journée ouvrée (source : Bilan prévisionnel 2017 d'EDF SEI)	12
Figure 4 : Les contraintes géographiques du système électrique guadeloupéen (Source : EDF SEI).....	14
Figure 5 : Localisation de la Production (P) et de la consommation (C) d'électricité en Guadeloupe (source : EDF SEI)	15
Figure 6 : Exposition du système guadeloupéen au risque de black-out en cas de perte du site de production d'EDF PEI	18
Figure 7 : Effet sur la stabilité du système de l'accroissement de l'inertie permis par un appel accru des TAC dans le cas de la Martinique	19
Figure 8 : Moyens de production renouvelables - Objectifs PPE et réalisation	21
Figure 9 : Site de production d'Albioma au Moule	22
Figure 10 : Installation biogaz de la Gabarre.....	24
Figure 11 : La sucrerie-rhumerie de Marie-Galante	25
Figure 12 : Le site géothermique de Bouillante	27
Figure 13 : Site éolien avec stockage exploité par Quadran	30
Figure 14 : Centrale hydroélectrique de Bananier	31
Figure 15 : Illustration des opérations de sécurisation du réseau à Saint-Barthélemy.....	36
Figure 16 : Parc de production à fin 2016 (source : EDF SEI).....	37
Figure 17 : Evolution de la pointe journalière à Saint Martin (graphe de gauche) et à Saint-Barthélemy (graphe de droite). Source : EDF SEI	38
Figure 18 : Périmètre géographique du projet d'interconnexion.....	40

LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

- **EDF SEI**

Gilles GALLEAN, Directeur EDF SEI

Agnès DUMONT, Directrice finances et transition énergétique

Denis ROSSO, Délégué Management d'Energie - Direction Finances et transition énergétique

- **EDF SEI centre Guadeloupe**

Sylvain VIDAL, Directeur général

Jean-Gabriel FAGET, Directeur Adjoint Développement et Stratégie

Cédric BOISSIER, Directeur adjoint

Régis DE LA REBERDIERE, Chef du Service Management de la Performance

Eric LE TINIER, Chef du Service Système Electrique

Simon COCHARD, Adjoint au Chef du Service Système Electrique

Arnaud MIGNON, Chef de service Iles du Nord

Jérôme MOLENAT, Chef du service clientèle

Raphael CIPOLIN, Chef du service Intégration territoriale

André GLANDOR, Chef de service comptabilité et post-exploitation

Elodie ARDIN, Chef du pôle achat d'énergie

Joël CHALUS, Chef du GR TAC

Guillaume RIPODAS, Chef du Service Efficacité Energétique

Fabienne PYREE, adjointe au chef du service Efficacité énergétique

Hervé CATOIR, Directeur Adjoint

Elodie TROUILLEFOU, service Efficacité énergétique

Jérémy MOTIN, Responsable qualité produit

Jean-Pierre LOUTOBY, juriste

Jean-Louis FRANTZ, responsable Post-Exploitation Jarry Nord

Frank SELBONNE, responsable équipe Marie-Galante

Equipes autour d'Arnaud MIGNON (chef de service des Iles du Nord) et d'Elio GUMBS (adjoint au chef de service) et Gaston GUMBS (chef de la centrale de Saint-Barthélemy) à Saint-Martin et Saint-Barthélemy

- **Préfecture de la Guadeloupe**

Eric MAIRE, Préfet de Guadeloupe

Jean-Michel JUMÉZ, Sous-préfet de Pointe-à-Pitre

Caroline MAURY, Chargée de mission aménagement du territoire et développement durable, SGAR

- **Préfecture déléguée de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy**

Anne LAUBIES, Préfète déléguée

Philippe GUSTIN, Délégué interministériel à la reconstruction

Régine PAM, Secrétaire générale

- **DEAL**

Jean-François BOYER, Directeur

Nicolas ROUGIER, Directeur adjoint Transport, Risques, Ressources naturelles

Jean-François GUERIN, Chef du service Risques, Energie, Déchets

Philippe EDOM, Chef du pôle Energie, Climat et Sécurité des Véhicules

- **Conseil régional de la Guadeloupe**

Ary CHALUS, Président

Maguy CELIGNY, Présidente de la Commission énergie

André BON, Directeur Général Adjoint en charge de l'énergie

Régis DESBONNE, Chef du service énergie

Ludovic OSMAR, Chargé de mission MDE

Lezly LAUPEN, instructrice FEDER

Thélia BRUDEY, instructrice FEDER

William KORUTOS, chargé de mission ENR

- **Conseil départemental de la Guadeloupe**

Josette BOREL-LINCERTIN, Présidente

Olivier NICOLAS, Directeur de Cabinet

- **Collectivité de Saint-Martin**

Daniel GIBBES, Président

Yawo-Dzifa NYUIADZI, 2^{ème} Vice-président

Hervé DORVIL, Directeur de cabinet

François-Xavier BINVEL, Directeur adjoint de cabinet

Philippe MOUCHARD, Directeur Général des Services

Omar MORALES, Chargé de mission – direction des affaires européennes et de l'action extérieure

- **Collectivité de Saint-Barthélemy**

Bruno MAGRAS, Président

Thierry ARON, Directeur de cabinet

- **Communauté de communes de Marie-Galante**

Maryse ETZOL, Présidente

Jean-Marc PASBEAU, Directeur de cabinet

Jonathan BOUDRY, Chef de projet

- **ADEME**

Jérôme ROCH, Directeur Régional

Christelle CLAMAN, Coordinatrice de pôle - Planification, prospective et territoires durables

Marianna MARTEL, Ingénieure Energie Bâtiment

Julien VERMEIRE, Ingénieur Déchets et économie circulaire

- **Syndicat mixte d'électricité de Guadeloupe**

Albert ELATRE, Président

José GUIOLET, Directeur de cabinet

Andy DABRICOT, Directeur Général Adjoint Technique

Natacha PETRINE, Directrice Générale des services

- **SIG**

Antoine Rousseau, Directeur Général Adjoint

- **SEMSAMAR**

Jean-Michel DAVEIRA, directeur des territoires et des filiales

- **SYVADE**

Michel RINCON, Président

Francine BERCHEL, Directrice de Cabinet

David PONCET, Directeur Général des services

- **Caisse des Dépôts, direction régionale Antilles-Guyane**

Pascal HOFFMANN, Directeur régional

David FABRE, Chargé de Développement Territorial

- **Agence Française de Développement, Agence de la Guadeloupe, îles du nord**

Odile LAPIERRE, Directrice

Sébastien MENTHONNEX, Responsable Secteur Entreprises

- **Syndicat Intercommunal d'Exploitation Agricole de Marie-Galante (SIEA Marie-Galante)**

Victor RIPPON, Président

Patrice BOECASSE, Secrétaire

- **Synergile**

Nathalie CHEVON

Amélie BELFORT

Cynthia BONINE

- **EDF PEI**

Frédéric MAILLARD, Président

Laurent VEGUEUR, Directeur de centrale

Jean-Michel LEBEAU, ex-Président

- **Albioma**

Nicolas DE FONTENAY, Directeur Antilles-Guyane

Cyril PERROY, Directeur juridique et des contrats

Christian BLANCHARD, Directeur du développement Amériques/Caraïbes

Sébastien FINEL, Directeur - Albioma Caraïbes

Romeo ARMOUGON, Technicien d'exploitation

- **ORMAT – Géothermie Bouillante**

Dolev COHEN, Président de Géothermie Bouillante

Ezra ZEMACH, Vice-président d'Ormat

Didier GAUTHIER, Conseiller du Président de Géothermie Bouillante

Julien DELACOU, Directeur de site

Etienne NICOLAS, Directeur Administratif et Financier

Bernard HIRA, Directeur QSE

Pierre BEGUIN, Directeur technique

- **Quadran**

Manuel VIEILLE-GROSJEAN, Directeur Caraïbes

Sylvain TAVERNIER, Responsable O&M Caraïbes

Anna LAFONT, Chef de projets

- **CNR**

Vincent PIRON, Directeur des projets EnR et Smart Grids ZNI et DOM-TOM – CNR

- **ContourGlobal**

Juin 2018

Nicolas SIAM-TSIEU, Directeur financier

Giorgio NARMINIO, Directeur des opérations pour la zone Caraïbe

- **Centrales Diesel Export**

Brigitte PICHAT-SESE, Présidente

Marius MERLO, Directeur

- **Centre commercial Destreland**

Roger DE VIRGINY, Directeur

Audrey ADOLPHE, Responsable Qualité & Environnement

- **Carrefour, Centre commercial Destreland**

Bertrand JOYAU, Directeur

David BUDNYK, Responsable Technique & Environnement

- **Blandin**

Emmanuel BAUCHET, Directeur et ses collaborateurs

- **TERANOV**

Jacques CHOURAKI, Président

- **S.A. des Sucrieries et Rhumeries de Marie-Galante**

Michel CLAVERIE-CASTENAU, Directeur Général

Robert COQUIN, Président du Conseil d'administration

Stéphane DENIAUD, Directeur d'usine

- **Autres professionnels auditionnés**

Nicolas POUGET, Directeur de Missions et du Développement – Explicit Caraïbes

Dominique JACOB, Directeur Régional Caraïbes et Guyane – EDF EN

Adrien MONROUX, Ingénieur de Production – Rhumerie Bologne

Yves PASTOR, Président PIENERGIES

Romain BROSSARD, En charge du Photovoltaïque chez GBH

Rémy GRIFFON, Chef d'Etablissement, Ressources humaines & Communication – MAN Diesel & Turbo



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