



Propositions de la CRE relatives aux zones non interconnectées

Territoires isolés du réseau électrique de la France continentale, les zones non interconnectées (ZNI) doivent aujourd'hui faire face au défi de leur transition énergétique. Selon la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), elles doivent atteindre 50 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie dès 2020 et être énergétiquement autonomes dès 2030. Les projets et choix de développement pour remplir ces objectifs sont définis pour chaque territoire dans une Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) co-élaborée par l'Etat et les collectivités. Cette transition d'un système carboné, aujourd'hui essentiellement marqué – outre quelques installations hydrauliques – par des installations thermiques, à un système basé sur des énergies renouvelables soulève d'importantes questions à la fois techniques et économiques.

L'intégration d'énergies renouvelables intermittentes à ces systèmes électriques de petite taille appelle des solutions adaptées pour assurer le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande, parmi lesquelles le déploiement d'installations de stockage centralisées, pilotées par le gestionnaire de réseau.

Aujourd'hui, les énergies fossiles représentent la principale source d'approvisionnement des ZNI et des investissements importants ont été consentis récemment en la matière. Dans ce contexte, une attention particulière doit être portée à l'adéquation de l'évolution du parc de production avec la consommation et la durée de vie des moyens de production pour éviter une situation de surcapacité durable et les importants coûts échoués qui en découlent.

Les projets d'énergies renouvelables répondent aux enjeux de la transition énergétique. Ils doivent en priorité faire appel à des technologies matures et maîtrisées pour contenir la dépense publique et assurer dans le même temps la sécurité du système.

Plus largement, une spatialisation équilibrée et coordonnée des moyens de production et du réseau en fonction des lieux de consommation est un facteur structurant de stabilité du système électrique. Pour assurer la sûreté et l'efficacité du système doivent également être prises en compte les spécifications techniques établies par le gestionnaire de réseau pour les principales installations de production.

Quant à la consommation d'électricité, sa maîtrise constitue une priorité. Les coûts de production très élevés dans ces territoires, du fait notamment de leur situation géographique et de leur taille limitée, imposent d'agir avec efficacité en veillant notamment à la qualité des signaux tarifaires envoyés aux consommateurs.

Dans ce cadre, la mission de la CRE est de concilier transition énergétique et efficacité de la dépense publique. Ce rapport expose les principales recommandations de la CRE pour y parvenir et pourra utilement éclairer les débats qui ont été initiés en vue de la révision des PPE courant 2018.

Approuvé par le collège de la CRE le 18 janvier 2018.

La Commissaire référente ZNI,
Catherine EDWIGE

SOMMAIRE

1. LES PARTICULARITES DES ZNI	3
A) DES COUTS DE PRODUCTION ELEVES SUPPORTES PAR LA COLLECTIVITE NATIONALE.....	3
B) UN MIX TRES CARBONE MALGRE LA CROISSANCE DES ENERGIES RENOUVELABLES	3
C) UNE MOINDRE RESILIENCE QUI JUSTIFIE UNE LIMITATION DE LA PENETRATION INSTANTANEE DES ENERGIES RENOUVELABLES	4
D) UNE ORGANISATION SINGULIERE DU SYSTEME ELECTRIQUE	4
2. UNE GOUVERNANCE QUI PEUT ENCORE ETRE CLARIFIEE	5
A) UNE GOUVERNANCE AU SERVICE D'UNE PLANIFICATION RIGOREUSE ET D'UNE EVOLUTION COHERENTE DU SYSTEME ELECTRIQUE	5
B) UNE GOUVERNANCE ASSURANT UN FONCTIONNEMENT EFFICACE DU SYSTEME ELECTRIQUE	7
3. LES EVOLUTIONS DE LA CONSOMMATION DOIVENT ETRE MAITRISEES.....	7
A) LE FINANCEMENT DES ACTIONS DE MDE PAR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DOIT PERMETTRE UN DEPLOIEMENT MASSIF ET EFFICACE	8
B) L'EVOLUTION DU COMPORTEMENT DES CONSOMMATEURS, ORIENTE PAR LES SIGNAUX TARIFAIRES, DOIT PERMETTRE UNE DIMINUTION DES COUTS DE PRODUCTION.....	9
4. LES MOYENS DE PRODUCTION ET LES DISPOSITIFS DE STOCKAGE DOIVENT DISPOSER D'UN SOUTIEN DANS UN CADRE RENOVE.....	9
A) LE MODE D'ATTRIBUTION DU SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES DOIT ETRE ADAPTE AUX SPECIFICITES DE CHAQUE FILIERE POUR EVITER TOUTE SUR REMUNERATION.....	10
B) LES CONDITIONS DE REMUNERATION DONT BENEFICIENT LES INSTALLATIONS SOUS CONTRAT DE GRE A GRE DOIVENT ETRE REVUES	10
C) UN STOCKAGE CENTRALISE DOIT ETRE PRIVILEGIE POUR ACCOMPAGNER EFFICACEMENT LA PENETRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES	10
ANNEXE 1. RECAPITULATIF DES PRECONISATIONS	11
ANNEXE 2. LE ROLE DE LA CRE DANS LA POLITIQUE DE L'ENERGIE DANS LES ZNI	12
ANNEXE 3. RECOMMANDATIONS SPECIFIQUES A CHAQUE TERRITOIRE.....	13

1. LES PARTICULARITES DES ZNI

La Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Réunion, la 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 Chauvigny ne sont pas connectées au réseau d'électricité continental (ou de façon limitée dans le cas de la Corse). Ces zones non interconnectées (ZNI) présentent des spécificités techniques et économiques par rapport au territoire métropolitain.

Leurs caractéristiques climatiques et géographiques, les contraintes logistiques associées ainsi que la petite taille des systèmes électriques justifient de recourir à des solutions technologiques adaptées, qui sont généralement différentes de celles développées en France métropolitaine et qui se traduisent par des coûts de production plus élevés (A). Les choix historiques sur ces territoires ont également conduit à un mix énergétique plus carboné (B). En outre, les systèmes électriques se caractérisent par une moindre résilience que le système métropolitain (C) et par une organisation spécifique (D).

A) Des coûts de production élevés supportés par la collectivité nationale

Les coûts de production sont particulièrement élevés dans les ZNI et atteignent en moyenne 290 €/MWh en 2016. Ils varient d'un territoire à l'autre en fonction des caractéristiques du parc installé et du réseau.

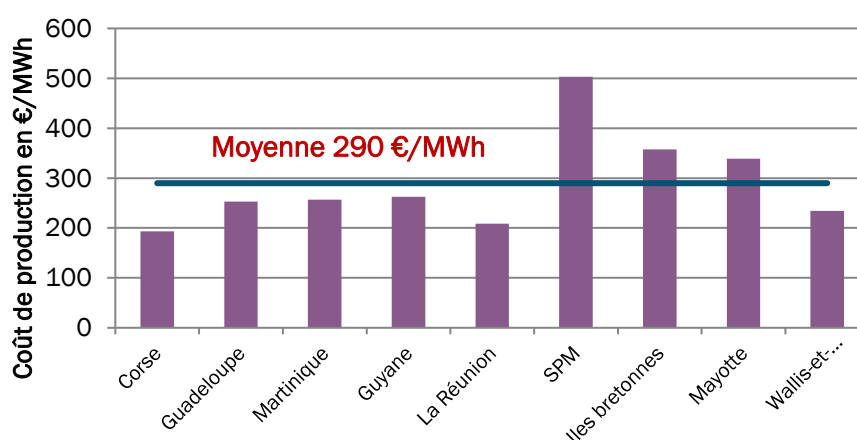


Figure 1 : Coût de production moyen dans les ZNI en 2016

Dans le respect du principe de péréquation à l'échelle nationale, les consommateurs de ces territoires payent le même niveau de facture que les consommateurs de métropole continentale : les surcoûts structurels entre les coûts de production et les recettes tarifaires des fournisseurs historiques sont compensés au titre des charges de service public de l'énergie. Jusqu'en 2015, celles-ci étaient compensées par une contribution spécifique, la CSPE, payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité nationaux. Désormais le financement est budgétisé et repose sur l'ensemble des consommateurs/contribuables¹, pour un montant annuel de l'ordre de 1,7 Md€ en 2016.

Ces coûts importants justifient une mise en œuvre volontariste d'actions de maîtrise de la demande d'électricité et l'envoi de signaux tarifaires pertinents pour inciter à limiter les consommations lors des périodes de pointe.

B) Un mix très carboné malgré la croissance des énergies renouvelables

Les choix technologiques pour assurer une alimentation des territoires répondant aux standards de qualité de la métropole ont modelé un mix essentiellement thermique, complété d'ouvrages hydrauliques pour les territoires qui disposent des ressources adéquates. Ces choix ont été reconduits à la fin des années 2000 avec le renouvellement de l'essentiel du parc par des centrales thermiques dans un contexte d'anticipation d'une croissance soutenue de la consommation et avec une prise en compte partielle des perspectives de développement des énergies renouvelables.

Le développement de la production renouvelable a toutefois entraîné un recul de la production d'origine thermique², qui représente 66 % de l'électricité produite localement en 2016 contre 78 % en 2002.

Les chiffres cachent néanmoins d'importantes disparités entre territoires, la Martinique et Mayotte ayant par exemple un mix thermique carboné à plus de 90 % quand le mix guyanais repose sur ces moyens à hauteur de moins de 50%.

¹ La CSPE a été maintenue mais son produit n'est pas dédié au financement des charges de service public de l'énergie.

² Production locale à partir de fioul et de charbon (y compris la part charbon des installations mixtes bagasse/charbon). L'énergie importée par les interconnexions en Corse n'est pas comptabilisée.

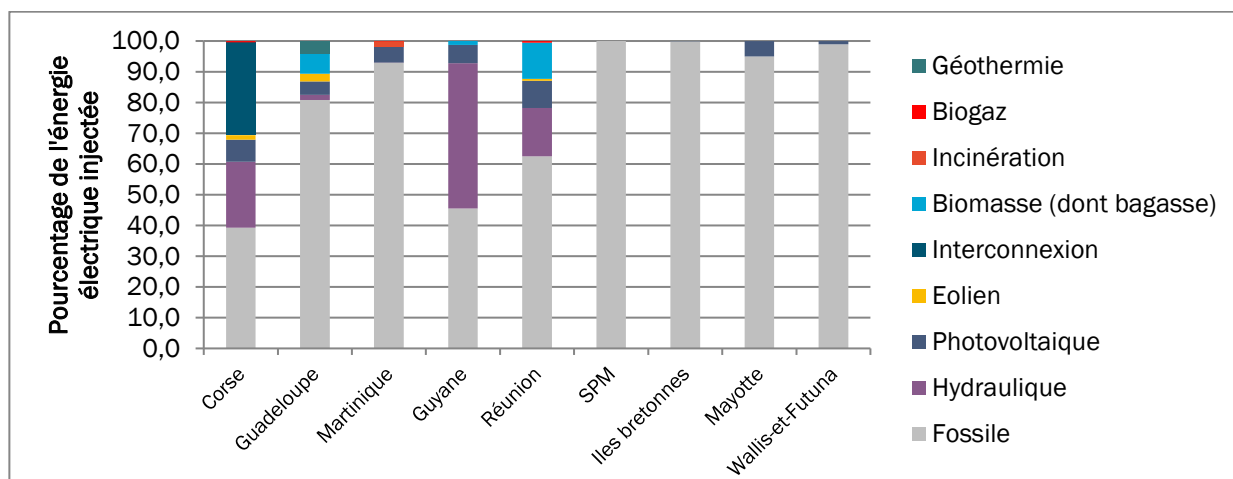


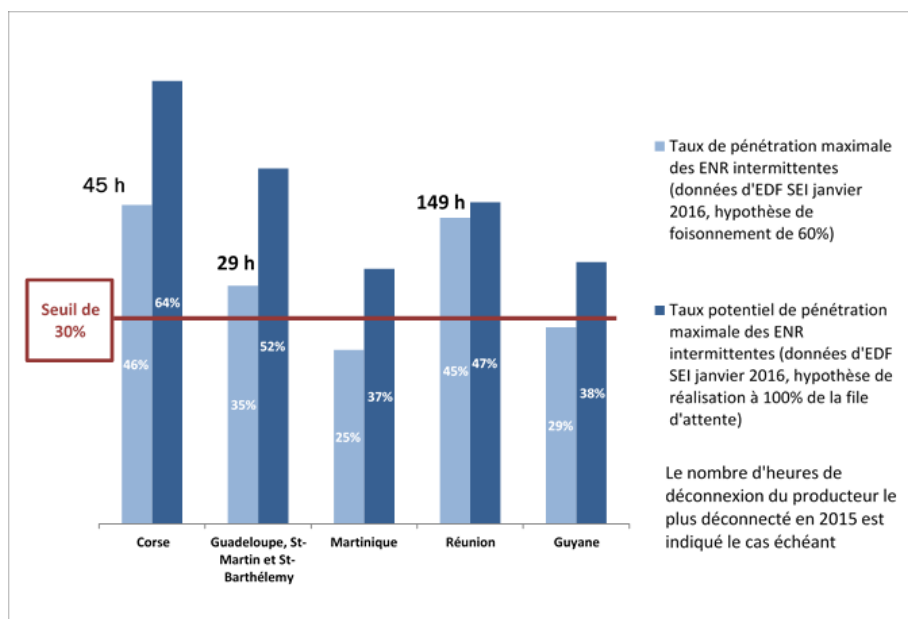
Figure 2 : Le mix de production électrique dans les principales ZNI en 2016

C) Une moindre résilience qui justifie une limitation de la pénétration instantanée des énergies renouvelables

Pour garantir la sûreté du système électrique, l'article L. 141-9 du code de l'énergie autorise les gestionnaires des réseaux de distribution (ci-après « GRD ») à déconnecter les dernières installations photovoltaïques ou éoliennes raccordées au réseau lorsque la puissance cumulée injectée par les moyens de production intermittents dépasse un seuil. En effet, la réserve de puissance disponible peut s'avérer insuffisante – ou sa constitution trop coûteuse – pour compenser la chute de fréquence en cas de baisse importante des productions intermittentes. Cette limitation est susceptible de réduire la rentabilité des installations les plus récentes et de ralentir le développement du photovoltaïque et de l'éolien dans les ZNI.

En conséquence, la CRE a :

- demandé que le seuil soit revu et différencié par territoire, ce qui a été introduit dans les différentes programmations pluriannuelles de l'énergie (ci-après « PPE »)
- recommandé de mettre en place un tarif photovoltaïque qui compense les déconnexions afin de ne pas freiner son développement d'ici à la mise en œuvre des moyens de stockage nécessaires au relèvement du seuil.



Graphique 3 : Taux de pénétration des ENR intermittentes dans les systèmes électriques des ZNI

D) Une organisation singulière du système électrique

Un cadre dérogatoire pour les « petits réseaux isolés » a été mis en place par les dispositions du troisième paquet énergie. En particulier, les États membres peuvent décider de ne pas appliquer les règles relatives à la dissociation

des GRD aux entreprises intégrées d'électricité qui approvisionnent de tels réseaux. La loi française a progressivement décliné la notion de « petit réseau isolé », ainsi que les dérogations qui s'appliquent à eux, à travers notamment la notion de zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Ainsi, dans ces territoires, les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) dans l'ensemble des ZNI sauf à Mayotte (Électricité de Mayotte, EDM) et à Wallis et Futuna (Eau et Electricité de Wallis et Futuna, EEWf) sont à la fois producteur, gestionnaire de réseau et fournisseur.

D'autres producteurs opèrent sur ces territoires et vendent leur électricité aux opérateurs historiques dans le cadre (i) de contrats d'achat conclus en application d'arrêtés tarifaires ou d'appels d'offres ou (ii) de contrats de gré à gré. En 2016, ces producteurs assuraient l'essentiel (68 %) de la production de ces territoires.

2. UNE GOUVERNANCE QUI PEUT ENCORE ETRE CLARIFIEE

S'agissant des ZNI, la CRE a pour missions (i) de calculer les charges de service public de l'énergie (ii) d'analyser la pertinence des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et (iii) d'évaluer le niveau de compensation de chaque nouvelle unité de production, action de MDE, de stockage ou d'interconnexion. L'exercice de ces missions l'a conduit à dresser en 2013³ le constat d'une lacune dans la gouvernance énergétique de ces territoires. Il avait ainsi été mis en avant que le développement du système électrique souffrait du manque d'outils et de procédures partagés de programmation des investissements dans le secteur de l'électricité.

La LTECV⁴ a depuis lors mis en place les PPE, co-élaborées par le gouvernement et les autorités locales, qui ont vocation à devenir l'outil de pilotage de la politique énergétique. Cette articulation particulière permet l'implication croissante des collectivités locales dans la politique énergétique de leurs territoires, confirmant la dynamique portée par l'habilitation dont bénéficient les collectivités de Guadeloupe et de Martinique à fixer des règles spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de réglementation thermique pour la construction de bâtiments et de développement des énergies renouvelables. Les collectivités peuvent par ailleurs demander au ministre chargé de l'énergie le lancement d'un appel d'offres ou à la CRE l'analyse d'une disposition tarifaire si le rythme de développement de la filière concernée n'est pas en adéquation avec les objectifs de la PPE.

Toutefois, eu égard à l'impact des choix de développement inscrits dans les PPE sur le fonctionnement des systèmes électriques et sur la dépense publique, la gouvernance doit encore être améliorée par la mobilisation de toutes les expertises et l'utilisation coordonnée des différents outils disponibles – PPE, bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande, schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN), réglementation thermique, plan de déploiement des véhicules électriques – afin d'assurer une planification rigoureuse et cohérente du système électrique.

A) Une gouvernance au service d'une planification rigoureuse et d'une évolution cohérente du système électrique

Les systèmes électriques des zones non interconnectées font face à plusieurs enjeux structurants en termes de dimensionnement qui appellent une bonne coordination de la PPE avec d'autres outils de pilotage, une expertise poussée lors de son élaboration ainsi que des prescriptions claires sur plusieurs volets. En particulier :

- La planification et le rythme de déploiement des nouveaux investissements doivent tenir compte du parc existant, des prévisions de consommation mais également de problématiques qui dépassent le secteur énergétique.
- Les prescriptions techniques et la répartition spatiale des investissements doivent être définis.
- L'impact budgétaire des objectifs doit être quantifié.

Prise en compte de l'existant afin d'éviter les surcapacités et de limiter les coûts échoués

La CRE estime qu'une attention particulière doit être portée au rythme de développement des nouveaux moyens de production, qui devrait être établi en adéquation avec l'évolution de la consommation et en intégrant la durée de vie des moyens existants, en particulier ceux dont l'investissement n'est pas encore amorti, sous peine de donner lieu à des situations de surcapacité. Celles-ci s'observent déjà à la Réunion – où les nouveaux moyens de production d'EDF PEI sont appelés en dehors de leur plage de fonctionnement nominal, accélérant ainsi leur usure – et pourraient rapidement se concrétiser en Martinique et en Guadeloupe.

Un système électrique en surcapacité s'accompagne de surcoûts importants qui se matérialiseront dans les charges de service public. Ils sont dus au mode de rémunération retenu pour les exploitants d'installations de production dans les ZNI, qui perçoivent une rémunération fixe indépendamment du fonctionnement effectif de leur

³ Courrier de la CRE au Premier ministre Jean-Marc Ayrault, en date du 17 octobre 2013

⁴ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

centrale, mise en place pour assurer la sécurité de l'investissement. Un nouvel investissement peut dès lors conduire à rémunérer les coûts d'investissement de deux installations là où une seule aurait été nécessaire pour couvrir les besoins en consommation du système.

En conséquence, une expertise de l'équilibre offre demande, tenant compte des moyens de production existants, des ambitions de développement de nouveaux moyens, notamment renouvelables, du déploiement du stockage et des perspectives d'évolution de la demande d'électricité, est un préalable à la définition des objectifs des PPE.

La CRE recommande donc que les PPE prennent en compte l'impact des actions qui seront financées dans le cadre de ses différentes méthodologies (stockage, MDE), l'impact des réglementations thermiques et les perspectives de développement du véhicule électrique afin de définir les besoins d'investissements de production. En plus des objectifs en termes de production, les PPE doivent également définir les besoins de stockage.

Encadré : La conversion au gaz des installations thermiques dans les ZNI

Plusieurs territoires envisagent de convertir au gaz leurs centrales thermiques. De telles conversions sont envisagées en Guyane, en Guadeloupe, en Martinique et en Corse, où une étude sur la chaîne d'approvisionnement en gaz à récemment été menée à la demande de l'État. Ces conversions amélioreraient le bilan carbone des mix, et pourraient permettre des économies d'achat de combustibles, qui doivent néanmoins être caractérisées et mises au regard des investissements à consentir pour acheminer le gaz (terminal de gazéification, pipeline) et convertir les centrales.

De tels surinvestissements ne peuvent se justifier que si le nombre d'heures pendant lesquelles les centrales sont appelées n'est pas substantiellement dégradé sur leur durée d'amortissement par la mise en service d'autres moyens. À défaut, ils constitueraient un coût échoué supplémentaire.

La planification doit intégrer des problématiques qui dépassent le secteur énergétique

Dans les choix de développement des filières, des facteurs extérieurs à l'énergie doivent être pris en compte, en particulier les impacts et les interactions avec la filière biomasse (voir encadré ci-dessous) ainsi que les problématiques de gestion des déchets, de développement de l'agriculture et de pression foncière.

Encadré : Le développement de la filière biomasse dans les ZNI

Plusieurs PPE prévoient un développement important de la biomasse, par la construction de nouvelles installations ou la conversion de centrales actuellement alimentées au charbon. Si une telle conversion permet de prendre en compte la problématique des coûts échoués, elle s'accompagne aussi, pour la plupart des territoires, d'un import massif et pérenne de biomasse pour assurer l'approvisionnement de la centrale. Les coûts prohibitifs du bois importé présentés par les projets concernés ainsi que la fiabilité de la certification environnementale des pays exportateurs envisagés (Mozambique, Afrique du Sud dans le cas de Mayotte) doivent conduire à réinterroger les objectifs. Le bilan carbone d'une telle configuration d'approvisionnement doit également être mis en regard du bilan actuel des centrales.

La CRE recommande (i) d'évaluer le potentiel de biomasse effectivement mobilisable sans conflits d'usage sur chaque territoire par l'Etat et les collectivités et (ii) de n'envisager de recourir à la biomasse importée que sur la base d'une étude d'opportunité intégrant une réflexion sur les coûts d'approvisionnement, le bilan carbone et la fiabilité de la certification environnementale.

Le développement d'une filière de culture énergétique locale devrait être encouragé par les collectivités, en accompagnant sa montée en gamme dans toutes ses dimensions : mise en place de formations, désignation d'une autorité chargée du conseil et du contrôle de celle-ci, etc. Une attention particulière doit être portée aux conflits d'usages, aux financements croisés entre les filières bois-énergie et bois d'œuvre et à la compatibilité des objectifs de politique énergétique et de politique agro-forestière. **La CRE recommande la mise en place de références de prix administrées de la biomasse énergie.**

Aujourd'hui seule la Martinique dispose d'une UIOM⁵, et plusieurs territoires envisagent une valorisation énergétique des déchets. **Une valorisation conjointe déchet/biomasse dans le cadre de la conversion des installations charbon devrait être étudiée** pour apporter une solution à la problématique déchet, compléter les besoins en biomasse et limiter les nouveaux investissements électriques.

Les PPE doivent comporter des prescriptions en termes de spatialisation et de caractéristiques techniques

Dans un contexte où certains territoires sont confrontés à un déséquilibre entre la localisation des moyens de production et des lieux de consommations et à une absence de maillage du réseau de transport, le développement des énergies renouvelables peut renforcer l'instabilité du réseau, qui perd en inertie et réagit de manière plus violente aux variations de fréquences jusqu'à engendrer un délestage.

⁵ Unité d'incinération d'ordures ménagères

De plus, une spécification imparfaite des caractéristiques techniques des installations de production par le gestionnaire de réseau peut affecter la sûreté du système ou conduire à un appel inadapté des moyens de production. La CRE a ainsi mis en évidence l'inertie insuffisante des groupes du système électrique martiniquais qui conduit le gestionnaire de réseau à privilégier l'appel à des moyens plus coûteux mais apportant cette stabilité au système électrique.

Enfin, des spécifications clairement établies doivent permettre de renforcer la possibilité pour des acteurs autres que l'opérateur historique de contribuer à satisfaire les objectifs fixés dans les PPE.

Dès lors, l'analyse par le gestionnaire de réseau des faiblesses du système est un préalable à l'établissement de la PPE. Celles-ci doivent **comporter les prescriptions techniques explicites** que doivent vérifier les installations de production ou de stockage pour que l'appel puisse en être optimisé en assurant la sûreté du système **et sur la répartition spatiale** des moyens de production, de stockage ou du réseau, au regard des perspectives d'évolution de la consommation. **Les S3RENR devraient être établis en cohérence avec ces orientations** en s'assurant de la granularité suffisante du signal envoyé aux producteurs pour qu'ils prennent en compte les coûts de raccordement induits par leur projet lors de la définition de sa localisation.

Les PPE doivent comporter un volet budgétaire

Les objectifs des PPE et les décisions d'investissement qui en découlent peuvent avoir des conséquences importantes sur les coûts de production de l'électricité. **Il est ainsi nécessaire de prendre en compte l'impact budgétaire de chaque projet pour décider de son inscription dans la PPE et plus largement de quantifier l'impact de l'ensemble des objectifs de chaque PPE en termes de charges de service public**, en veillant à réaliser une analyse dont l'étendue temporelle soit en adéquation avec la temporalité des engagements pris.

B) Une gouvernance assurant un fonctionnement efficace du système électrique

Au-delà des questions de dimensionnement, une attention renforcée doit être portée à la bonne gestion du système électrique, tant d'un point de vue réseau que d'un point de vue de l'appel et de la gestion des moyens de production.

La CRE va déterminer un niveau de dotation du FPE permettant de couvrir les surcoûts réseau réels d'EDF SEI et EDM et mettre en place un cadre de régulation incitative

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), péréqués sur l'ensemble du territoire national, sont déterminés à partir du niveau des charges supportées par Enedis. Les coûts liés à la gestion des réseaux peuvent toutefois différer selon les caractéristiques de la zone desservie. En particulier, les coûts unitaires liés à la gestion des réseaux dans les ZNI sont supérieurs aux coûts d'Enedis.

Dans ce contexte, EDF SEI a vu, sur la période 2014-2017, ses charges (de l'ordre de 500 M€/an en moyenne) couvertes au-delà du niveau du TURPE (recettes de l'ordre de 340 M€/an en moyenne) par un reversement annuel de la part d'Enedis de 152 M€. Ces charges sont couvertes par le TURPE HTA-BT.

La LTECV a introduit à l'article L.121-29 du code de l'énergie la possibilité pour les gestionnaires de réseaux qui interviennent dans les ZNI d'opter pour un mécanisme de péréquation s'appuyant sur l'analyse de leurs comptes par la CRE, dans le cadre du FPE.

Dans ce contexte, la CRE mène actuellement des travaux visant à déterminer les niveaux de dotation annuelle qui doivent être versées par Enedis à EDF SEI au titre des années 2018 à 2021.

La CRE déterminera par ailleurs un cadre de régulation incitatif pluriannuel sur la période 2018-2021 incitant l'opérateur à maîtriser ses coûts et à améliorer la continuité d'alimentation des utilisateurs et sa qualité de service

Des travaux similaires vont être engagés pour Electricité de Mayotte sur la période 2018-2021.

Les opérateurs historiques doivent procéder à un appel efficace des moyens de production en respectant dans la mesure du possible l'ordre de préséance économique.

La CRE travaille à la construction d'un cadre de régulation de cette activité. Elle a demandé⁶ aux opérateurs historiques de joindre à leur déclaration de charge annuelle une note expliquant les contraintes et événements l'ayant conduit à déroger à l'ordre de préséance économique de référence pour l'appel des moyens du parc.

3. LES EVOLUTIONS DE LA CONSOMMATION DOIVENT ETRE MAITRISEES

Différents facteurs, parmi lesquels la croissance démographique, l'amélioration du niveau de vie, le taux d'équipement des ménages ou le développement du véhicule électrique, entraînent une hausse de la consommation. Cette croissance pourrait à terme affecter le dimensionnement du système électrique. Il convient toutefois d'en prévoir

⁶ Délibération comptabilité appropriée, 2 mars 2017

le rythme et l'intensité avec précision pour déclencher les investissements au moment opportun et éviter toute situation de surcapacité et les coûts échoués afférents.

Ces évolutions doivent en outre être (i) accompagnées pour en réduire les effets sur le système électrique et le cas échéant les mettre à son service (voir encadré véhicule électrique) et (ii) maîtrisées dans le cadre d'un financement massif de la MDE (A). La mise en place de signaux tarifaires rénovés constitue un outil efficace pour faire évoluer le comportement des consommateurs qui pourra être implémentée lors du déploiement des compteurs évolués (B).

Encadré : Enjeux du déploiement des véhicules électriques dans les ZNI

Les véhicules « propres » sont devenus un enjeu européen et national en raison de la volatilité du prix des carburants fossiles et de la montée en puissance des préoccupations environnementales. Cependant, cette caractéristique de « propreté » est en lien direct avec l'énergie électrique utilisée pour le rechargement des batteries. Dans les ZNI, où les mix de production sont encore largement carbonés et où le chargement des véhicules électriques connectés au réseau conduit à la sollicitation plus intense des centrales thermiques, l'utilisation des voitures électriques reste émettrice de CO₂. Elle pourrait même intensifier le niveau de pollution, étant donné que les centrales thermiques présentent des émissions plus élevées que les moteurs à combustion des 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 simultanée de plusieurs véhicules concomitamment aux autres usages. De nouveaux investissements de production de pointe pourraient donc être nécessaires, impactant négativement le coût de la péréquation pour la collectivité et le bilan carbone des territoires, les moyens de pointe étant aujourd'hui particulièrement émetteurs.

Divers leviers économiques (octroi de mer réduit, prime de l'État en forme de bonus écologique, exonération de la taxe sur les cartes grises) ainsi que des coûts d'exploitation moins élevés que ceux d'un véhicule conventionnel incitent aujourd'hui les particuliers et les entreprises à s'équiper de véhicules électriques.

Dans ce contexte, la CRE est favorable aux initiatives des collectivités visant à accompagner avec précaution la pénétration du véhicule électrique dans les ZNI. **Un pilotage fin et réactif devra inciter les futurs utilisateurs à recharger (voire injecter sur le réseau) au bon moment. En outre la future flotte de véhicules électriques constituera un dispositif de stockage qui pourrait être exploité pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables.**

A) Le financement des actions de MDE par les charges de service public doit permettre un déploiement massif et efficace

Pour réduire les surcoûts de production et les charges de service public qui financent la péréquation tarifaire dans les ZNI, la loi de finances rectificative pour 2012 a étendu le périmètre des projets relevant de ces charges aux projets de MDE. Ces projets, qui visent à réduire les consommations, permettent de réduire les appels aux moyens marginaux de production, dont les coûts sont les plus élevés, et d'éviter ou de limiter les investissements futurs. Cependant, de tels projets ne génèrent des économies pour les charges de SPE qu'à la condition que la compensation versée à leur porteur n'excède pas les surcoûts de production qu'ils permettent d'éviter.

Pour l'examen des projets de MDE qui nécessitent de développer une infrastructure dont le coût dépasse 1 M€, la CRE a défini une méthodologie dans sa délibération du 10 juin 2015. Celle-ci vise à vérifier que les coûts de ces projets sont effectivement inférieurs aux économies qu'ils engendrent. À ce jour, la CRE n'a pas été saisie de projets entrant dans le cadre de cette méthodologie. Toutefois, elle pourrait s'appliquer à certains projets innovants qui prévoient le déploiement d'un réseau de froid alimenté par le pompage d'eau froide à grande profondeur en substitution d'un système de climatisation électrique, ou la production de froid à partir de la chaleur fatale de certains groupes de production thermique.

Cette méthodologie a été complétée le 2 février 2017 par un dispositif adapté aux « petites » actions de MDE qui regroupent la distribution ou l'installation d'équipements énergétiquement performants chez les particuliers et dans les entreprises. En plus de s'assurer qu'il existe bien un bénéfice pour la CSPE, cette méthodologie doit permettre de mobiliser des gisements importants tout en s'assurant de la bonne priorisation et de l'articulation des actions entre elles, ainsi que de la pertinence du niveau de soutien public global et de la bonne articulation des différents mécanismes de soutien (charges de service public, ADEME, collectivités territoriales). La massification des petites actions de MDE constitue un enjeu tant pour réduire les consommations existantes que pour maîtriser la croissance liée à certaines évolutions prévisibles telles que l'équipement progressif des ménages en appareils électriques. À titre d'exemple, dans son bilan prévisionnel EDF SEI estime que 68 % des ménages guyanais seront équipés d'une climatisation en 2030, alors qu'ils n'étaient que 20 % en 2000. Pour l'eau chaude sanitaire, le taux d'équipement devrait passer de 36 % en 2000 à 93 % en 2030.

Dans chaque territoire, un comité territorial consacré à la MDE a été mis en place, réunissant les collectivités, l'ADEME, l'opérateur historique et les services de l'État (DEAL - direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement). Il doit fournir à la CRE les éléments d'analyse sur les orientations politiques de chaque territoire, les surcoûts de production évités par chacune des actions envisagées et le niveau de subvention optimal.

Compte tenu de la diversité de ces initiatives, un cadre territorial, soumis à l'approbation de la CRE, définira les modalités de compensation des différentes actions à partir desquelles seront élaborés les projets de contrat.

Il ressort des travaux des comités que la réglementation thermique spécifique aux Outre-Mer (RT DOM) n'est parfois appliquée que de manière partielle alors qu'elle constitue un outil de pilotage de la demande complémentaire du financement au titre des charges de service public. Le renforcement de l'accompagnement et des contrôles sur place constituent dès lors une priorité, le financement de la MDE au travers des charges de service public n'ayant pas vocation à pallier de manière durable les lacunes de l'application d'une réglementation.

B) L'évolution du comportement des consommateurs, orienté par les signaux tarifaires, doit permettre une diminution des coûts de production

En application des dispositions du code de l'énergie, la CRE élabore les TRV dans les ZNI et « transmet aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité ».

En application de l'article L. 121-5 du code de l'énergie, les TRV proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire qui permet aux consommateurs de bénéficier des mêmes conditions financières d'accès à l'électricité malgré un coût de production et d'acheminement⁷ hétérogène d'un territoire à l'autre.

Les caractéristiques du système électrique, et par conséquent les coûts de production et les heures de forte tension, varient d'une ZNI à l'autre. Il convient donc de construire des grilles tarifaires spécifiques à chaque territoire, tout en respectant le principe de péréquation tarifaire. En effet, si la structure des TRV n'est pas cohérente avec le fonctionnement des systèmes électriques, les signaux de prix envoyés aux clients finals, et dès lors l'adaptation de leur consommation, pourraient avoir un effet limité voire inverse à l'objectif recherché.

Avec les évolutions récentes des parcs de production et les changements d'habitude de consommation des clients finals, les TRV en vigueur dans les ZNI ne sont plus adaptés. La CRE a ainsi défini de nouveaux tarifs à l'été 2017 ne concernant que les consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

A l'occasion de la révision de la structure des TRV, la CRE s'est attachée à ce que les consommateurs soient incités à moduler leur consommation en fonction des coûts différenciés de production au cours d'une journée ou d'une année. Afin de lisser les impacts, les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur mais coexistent avec les options tarifaires en vigueur. La CRE poursuit la concertation avec les collectivités et les fournisseurs pour définir l'échéance de ces options, les méthodes de lissage vers les nouvelles options et les mesures de compensation (MDE, aides des collectivités) pour les clients les plus impactés.

La CRE étudiera l'opportunité de créer de nouveaux tarifs pour les petits consommateurs, en cohérence avec les échéances de déploiement des compteurs communicants.

Encadré : Les déploiements des compteurs évolués dans les ZNI par EDF SEI et EDM

EDF SEI a l'obligation, d'ici 2024, de déployer des dispositifs de comptage évolué, notamment pour les utilisateurs raccordés en BT (Basse Tension) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kVA, ce qui représente 1,2 million de compteurs et 300 M€ d'investissement pour l'opérateur.

Les coûts liés à ce projet entrent dans le périmètre des charges à couvrir par le TURPE. Aussi, les travaux relatifs à ce projet sont menés concomitamment aux travaux visant à déterminer le niveau des dotations versées à EDF SEI (voir partie 2.B). En particulier, la CRE prévoit de mettre en place une régulation incitative portant sur les coûts, les délais et la performance à l'instar des travaux qui avaient été menés pour Linky et Gazpar.

Il en sera de même pour EDM.

4. LES MOYENS DE PRODUCTION ET LES DISPOSITIFS DE STOCKAGE DOIVENT DISPOSER D'UN SOUTIEN DANS UN CADRE RENOVÉ

Le développement des énergies renouvelables constitue un axe prioritaire de la politique énergétique dans les ZNI, avec un objectif à 50 % dans le mix énergétique en 2020. Un point d'attention doit être porté à l'adaptation des mécanismes de soutien dont elles bénéficient – et plus largement au cadre qu'elles ont en commun avec les autres installations de production ainsi qu'au développement efficace du stockage pour en accompagner la bonne intégration au système.

⁷ Les coûts de réseau font également l'objet d'une péréquation qui n'est pas portée par les charges de service public de l'énergie mais au sein du TURPE et du Fonds de Péréquation de l'Électricité.

A) Le mode d'attribution du soutien aux énergies renouvelables doit être adapté aux spécificités de chaque filière pour éviter toute sur rémunération

Pour soutenir le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, les pouvoirs publics français ont principalement recours à trois instruments économiques :

- l'obligation d'achat qui définit par arrêté un tarif d'achat garanti sur une période de quinze à vingt ans. Il ne doit y être fait recours que pour les filières dont le niveau de coût est suffisamment connu et homogène d'un projet à l'autre, en tenant compte, le cas échéant, des disparités entre territoires. Il s'agit essentiellement des installations photovoltaïques de plus petites puissance ;
- les appels d'offres, à l'issue desquels les lauréats bénéficient d'un contrat d'achat au prix proposé dans leur offre. Il doit y être fait recours lorsque le niveau de concurrence est suffisant pour faire diminuer le coût du soutien. Seules les installations photovoltaïques de grande taille respectent aujourd'hui ce critère.
- les contrats de gré à gré qui permettent l'analyse au cas par cas des coûts de l'installation par la CRE.

La CRE recommande une utilisation privilégiée des contrats de gré à gré sauf pour la filière photovoltaïque pour laquelle un soutien par arrêté (petite puissance) ou par appel d'offres (grande puissance) est aujourd'hui pertinent. Les arrêtés tarifaires et les appels d'offres pour cette filière doivent être différenciés par territoire, adaptés aux besoins techniques du système et cohérents avec les objectifs des PPE. Pour garantir l'atteinte de ces objectifs, un allotissement des appels d'offres par territoire est ainsi nécessaire, de même que l'introduction d'un volume maximum de demande de contrat au titre d'un arrêté tarifaire. En fin, un appel d'offres photovoltaïque pluriannuel permettrait au surplus d'apporter de la visibilité à la filière.

Le tarif « éolien cyclonique » qui accorde le même niveau de soutien à toutes les installations de Guadeloupe, Martinique, Mayotte et Réunion malgré des coûts très différents d'un territoire à l'autre et, au sein d'un territoire, d'une installation à l'autre, doit quant à lui être abrogé.

B) Les conditions de rémunération dont bénéficient les installations sous contrat de gré à gré doivent être revues

Le taux de rémunération applicable aux nouveaux actifs de production n'a pas été modifié depuis 2006 alors que les conditions économiques ont substantiellement évolué dans le sens d'une diminution du coût de financement. Il apparaît aujourd'hui nécessaire de réinterroger la valeur de ce taux et d'analyser l'opportunité de le différencier par territoire.

C) Un stockage centralisé doit être privilégié pour accompagner efficacement la pénétration des énergies renouvelables intermittentes

Le stockage permet de faire face à la variabilité des énergies renouvelables – dont les impacts sont plus importants que sur le réseau métropolitain eu égard à la plus grande résilience de ce dernier – et constitue un moyen d'augmenter le seuil d'injection instantanée qui était jusqu'ici forfaitairement fixé à 30 %. Pour en assurer le développement, la loi prévoit que les ouvrages de stockage centralisés pilotés par le gestionnaire de réseau peuvent être financés au titre des charges de service public de l'énergie dans la limite des surcoûts de production qu'ils permettent d'éviter.

La CRE a défini une méthodologie d'analyse de ses projets en février 2017 qui précise les modalités de calcul des surcoûts évités et d'expertise des coûts efficaces du projet et permet une analyse conjointe du projet au titre des charges de service public et du TURPE à hauteur au maximum des coûts de production et de réseau évités.

Dans ce cadre, la CRE a été saisie fin octobre 2017 de 45 projets.

Ce modèle de développement du stockage coexiste avec celui des appels d'offres « photovoltaïques + stockage » qui conduisent au développement de petits dispositifs de stockage couplés à une installation photovoltaïque et permettant d'assurer des services limitativement définis par les cahiers des charges.

La CRE considère que le développement du stockage centralisé est plus efficace que le développement d'installations couplant production photovoltaïque et dispositif de stockage. En effet, contrairement aux dispositifs de stockage développés dans le cadre des appels d'offres, un stockage centralisé permet d'apporter des services mutualisés au réseau, évolutifs dans le temps en fonction des besoins, et ce à un coût moindre eu égard aux économies d'échelle dont peuvent bénéficier des dispositifs plus importants.

La CRE recommande dès lors de ne pas lancer de nouvel appel d'offres « PV + stockage » mais de privilégier un soutien distinct du photovoltaïque – selon les modalités présentées au 3.A) – et du stockage centralisé.

ANNEXE 1. RECAPITULATIF DES PRECONISATIONS

1. Clarifier la gouvernance pour assurer un traitement efficace des enjeux du système électrique	
A) Planifier rigoureusement les évolutions futures du système électrique	
	Prendre en compte dans les PPE l'impact des actions de MDE ou de stockage.
	Définir dans les PPE les besoins en matière de stockage.
	Revoir les objectifs de développement de la filière biomasse en fonction des ressources disponibles. Soutenir le développement d'une filière culture énergétique locale. Mettre en place des références de prix administrées de la biomasse énergie.
	Inclure dans les PPE des prescriptions explicites en termes de spatialisation et de technicité, établies par le gestionnaire de réseau.
	Quantifier l'impact CSPE que créent les objectifs locaux de politique énergétique, supportés par l'ensemble de la collectivité nationale.
B) Assurer un fonctionnement efficace du système électrique	
	Déterminer un cadre de régulation visant à inciter le gestionnaire de réseau à maîtriser ses coûts et à améliorer la continuité d'alimentation des utilisateurs ainsi que sa qualité de service.
	Déterminer un cadre de régulation visant à inciter les opérateurs historiques à procéder à un appel efficace des moyens de production, en respectant la préséance économique.
2. Poursuivre les travaux de maîtrise de la demande électrique et d'envoi de signaux tarifaires aux consommateurs, pour maîtriser les charges de service public et les émissions de gaz à effet de serre	
	Travailler à un cadre de développement des véhicules électriques, incitant les utilisateurs à recharger (voire injecter) sur le réseau en dehors des heures de pointes.
A) Poursuivre le financement par les charges de service public des actions de MDE	
	Respecter les différents points d'attention mis en avant par la CRE dans ses méthodologies MDE.
	Veiller à une meilleure application de la réglementation thermique.
B) Orienter l'évolution du comportement des consommateurs par les signaux tarifaires	
	Etudier l'opportunité de créer de nouveaux tarifs pour les petits consommateurs, en cohérence avec les échéances de déploiement des compteurs communicants.
	Poursuivre les concertations avec les collectivités locales et EDF pour définir l'échéance des options tarifaires toujours en vigueur.
	Accompagner le développement des compteurs communicants, en cohérence avec les décisions prises précédemment pour les autres opérateurs.
3. Rénover le cadre de soutien aux moyens de production et dispositifs de stockage correspondant à un dimensionnement efficace du système électrique	
A) Adapter le mode d'attribution du soutien aux énergies renouvelables aux spécificités de chaque filière	
	Privilégier les contrats de gré à gré, sauf pour la filière photovoltaïque.
	Soutenir les installations photovoltaïques de grande taille par le lancement d'un appel d'offres.
	Rémunérer les installations photovoltaïques de petite taille par un tarif défini par arrêté.
	Abroger le tarif éolien cyclonique.
B) Réaliser une nouvelle expertise des conditions de rémunération	
C) Privilégier un stockage centralisé	
	Ne plus lancer d'appel d'offre « PV + stockage » mais privilégier les solutions de stockage centralisé.

ANNEXE 2. LE ROLE DE LA CRE DANS LA POLITIQUE DE L'ENERGIE DANS LES ZNI

La CRE joue un rôle important dans la mise en œuvre des différents dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs qui se décline en plusieurs missions.

La CRE calcule les charges de service public supportées par EDF SEI, EDM et EEWf

La CRE évalue chaque année le montant des charges de service public prévisionnelles à financer pour l'année suivante. Les surcoûts de production et les surcoûts d'achat supportés par EDF SEI, EDM et EEWf au titre de la péréquation tarifaire en font partie.

Les surcoûts de production sont calculés comme l'écart entre le coût de production « normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone » et le coût de production pris en compte dans le tarif réglementé de vente. Le coût de production normal et complet est calculé annuellement à partir des coûts constatés dans la comptabilité appropriée des fournisseurs historiques.

Les surcoûts d'achat sont calculés comme l'écart entre le prix auquel le fournisseur historique achète l'électricité à un producteur tiers et le coût de production pris en compte dans le tarif réglementé de vente.

Dans ce cadre, la CRE exerce une mission de régulation des opérateurs historiques dans leurs activités de production et d'appel des moyens de production.

La CRE évalue les projets de contrats de gré à gré

S'agissant des coûts d'achat issus des contrats de gré à gré, la CRE évalue le coût « normal et complet » du projet à partir des éléments du dossier de présentation qui lui est transmis préalablement à sa réalisation. Ce coût normal et complet détermine les composantes du prix d'acquisition de l'électricité (notamment la prime fixe et le prix proportionnel au volume d'électricité produit) payé par la suite par les opérateurs historiques au producteur tiers. Ce coût normal et complet internalise les seules dépenses liées à la production d'électricité et n'a pas vocation à prendre en compte des dimensions relevant d'une autre politique (aménagement du territoire, emploi, etc.). Les coûts d'achat déclarés font l'objet de contrôles par la CRE qui s'assure ainsi du respect des conditions contractuelles. Les installations concernées font l'objet d'audit afin de pouvoir ajuster la compensation à la baisse si les coûts réels s'avéraient inférieurs aux coûts prévisionnels.

La CRE est également chargée de l'évaluation de la compensation pour les actions de MDE et les projets de stockage. La CRE a défini les modalités relatives à l'évaluation du coût normal et complet et aux mécanismes de révision pour ces différents types d'actifs – production, MDE, stockage – dans plusieurs délibérations méthodologiques.

La CRE se prononce sur la pertinence et le bon dimensionnement de l'ensemble des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables dans le cadre de l'obligation d'achat

La CRE donne un avis sur les projets d'arrêtés tarifaires et de cahiers des charges d'appels d'offres. Pour les premiers, elle s'assure notamment du caractère raisonnable de la rémunération induite. Pour les seconds, elle s'assure notamment de l'adéquation du volume recherché avec les besoins du système et de sa pertinence pour assurer une pression concurrentielle suffisante pour garantir l'efficacité de l'appel d'offres.

La CRE met en œuvre les appels d'offres ENR

La CRE est responsable de l'instruction des dossiers de candidature. Le choix final des candidats retenus revient au ministre chargé de l'énergie sur la base du classement établi par la CRE.

La CRE définit les TRV

Les TRV sont proposés par la CRE au ministre chargé de l'énergie dans le respect du principe de péréquation et en veillant à la pertinence des signaux envoyés aux consommateurs.

La CRE régule les activités réseaux des opérateurs historiques

Elle est notamment chargée de l'élaboration d'un TURPE spécifique à ces territoires et d'un cadre de régulation incitative générale sur le GRD, et spécifique sur ses activités de déploiement des compteurs communicants.

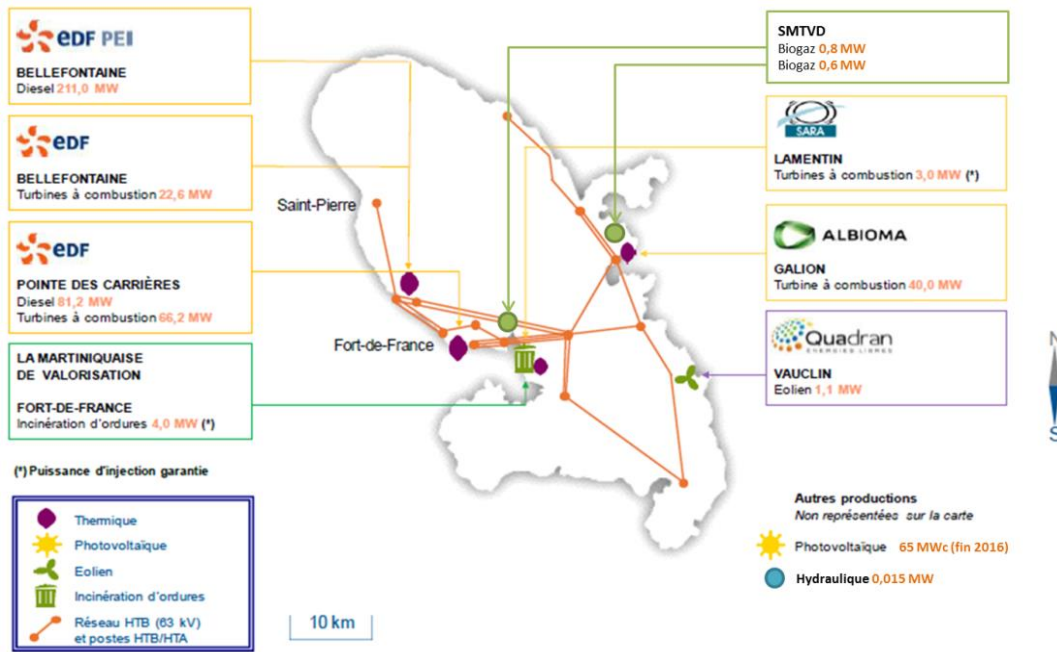
ANNEXE 3. RECOMMANDATIONS SPECIFIQUES A CHAQUE TERRITOIRE

Cette annexe présente de manière synthétique les principales caractéristiques et les enjeux spécifiques à chaque territoire. Les problématiques communes à tous les territoires figurent dans le corps de la note.

La CRE est particulièrement attachée à une bonne compréhension des spécificités de chaque territoire et de leurs systèmes électriques. Elle a dans cette optique décidé d'engager, dans la limite de ces ressources, un cycle de visites de chacun des territoires.

Elle a déjà effectué des missions dans quatre ZNI (Réunion et Mayotte en mai 2015, Guyane en mars 2016 et Martinique en novembre 2016). Sont d'ores et déjà programmées les missions en Guadeloupe Saint-Barthélemy et Saint-Martin en janvier 2018 puis en Corse en septembre 2018. Les rapports de missions, qui présentent une vision plus exhaustive des enjeux des systèmes électriques que les annexes à la présente note, sont disponibles sur son site internet.

ANNEXE 3.2 : RECOMMANDATIONS MARTINIQUE



À fin 2016, la capacité installée du parc de production d'électricité s'élève à 496 MW. La production repose essentiellement sur des moyens de production thermiques avec deux centrales fonctionnant en base (la centrale de Bellefontaine d'une puissance de 211 MW et la centrale de Pointe des Carrières de 81 MW) et cinq turbines à combustion (TAC) pour une puissance totale de 122,8 MW. Avec 72 MW, les énergies renouvelables représentent 14 % de la capacité installée et 7 % de la production en 2016. Les installations photovoltaïques sont prépondérantes, avec 90 % de la puissance installée. La Martinique est le seul territoire équipé d'une centrale de production d'électricité à partir d'incinération des ordures ménagères (4,2 MW).

La Martinique n'a pas adopté de PPE à ce jour. Le dernier projet connu établit une trajectoire volontariste de développement du parc de production, en faveur de la diversification des énergies renouvelables, afin de porter leur contribution dans le mix énergétique à 56 % en 2023. Toutefois, hormis la centrale bagasse/biomasse d'Albioma et le projet d'interconnexion avec l'île de la Dominique (géothermique), dont l'avenir reste incertain à ce stade, le développement des ENR reste majoritairement porté par la filière photovoltaïque.

Enjeux propres au territoire qui doivent faire l'objet d'une attention particulière

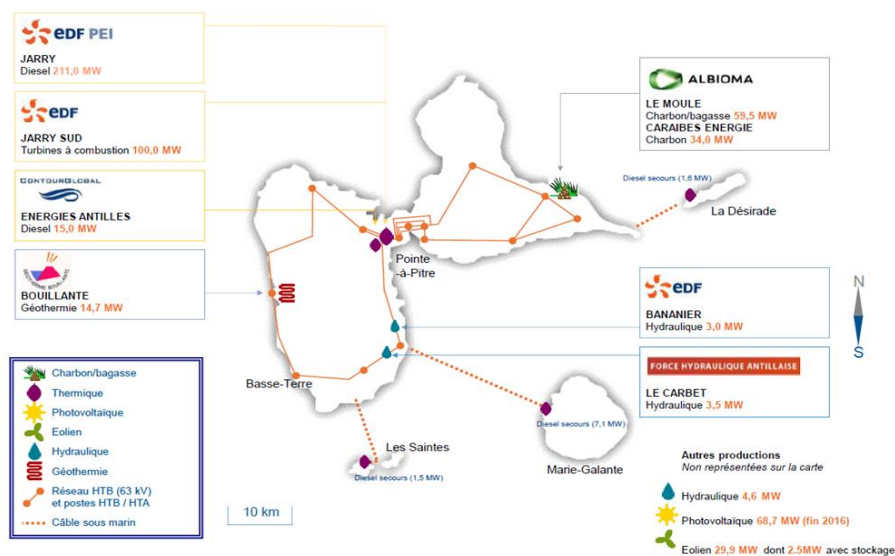
Le système électrique martiniquais se caractérise par une instabilité structurelle, conséquence de son manque d'inertie et de sa configuration bipolaire en deux centres de production concentrés à proximité de Fort-de-France et Bellefontaine. Malgré les travaux engagés, la configuration actuelle ne correspond plus à l'évolution territoriale de la demande, qui se déplace vers le Sud, ce qui a pour conséquence d'accroître la fragilité d'alimentation de cette zone et la nécessité de renforcer le réseau. La spécification, dans la future PPE, des besoins en moyens de production et de stockage et de leurs localisation et performances techniques au regard des faiblesses du réseau est ainsi fondamentale en Martinique : il est essentiel que le gestionnaire de réseau puisse indiquer les prescriptions adéquates à cette fin.

La future centrale bagasse/biomasse Galion 2 d'Albioma, qui devrait être mise en service début 2018, est structurante pour rééquilibrer le système électrique et contribuer aux objectifs ENR. Le développement d'une filière biomasse locale doit être encouragée au regard du coût et du bilan carbone de l'import. Enfin, une exploitation selon un mode dégradé pendant les campagnes sucrières⁸ doit être évitée car elle affecterait la production et les coûts d'exploitation de la centrale.

La filière géothermique présente un potentiel intéressant mais son développement nécessite encore des études. Le projet d'importation à partir de la Dominique est susceptible d'engendrer des coûts échoués dont les conséquences pourraient être mitigées par les faibles coûts de production attendus, qui doivent être confirmés. L'État pourrait d'une part avoir un rôle de facilitateur dans les discussions avec la Dominique 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.

⁸ Le couplage de la centrale d'Albioma à la sucrerie du Galion sans que celle-ci ait réalisé les travaux d'électrification des moulins est susceptible de conduire à un fonctionnement dégradé de la centrale (réduction de la production, surcoûts d'exploitation importants).

ANNEXE 3.3 : RECOMMANDATIONS GUADELOUPE



À fin 2016, la capacité installée du parc de production d'électricité s'élève à 554 MW. La production repose essentiellement sur des moyens de production thermiques avec trois centrales fonctionnant en base pour une puissance cumulée de 304,5 MW : la centrale d'EDF PEI à Jarry, la centrale bagasse-charbon d'Albioma située au Moule et la centrale charbon Caraïbes Energie d'Albioma. Le parc comporte par ailleurs quatre TAC exploitées par EDF sur le site de Jarry sud, pour un total de 100 MW. L'énergie thermique non renouvelable est donc largement prédominante ; les énergies renouvelables n'y représentaient que 17,6 % du mix électrique en 2016.

La PPE affiche des objectifs très ambitieux en terme de développement des ENR, avec en particulier un objectif de 82 MW d'éolien en 2023, des projets biomasse (dont la conversion d'une centrale charbon en biomasse) et des projets de géothermie (Bouillante 3 et Dominique). Un renouvellement des moyens de pointe y figure également.

Enjeux propres au territoire qui doivent faire l'objet d'une attention particulière

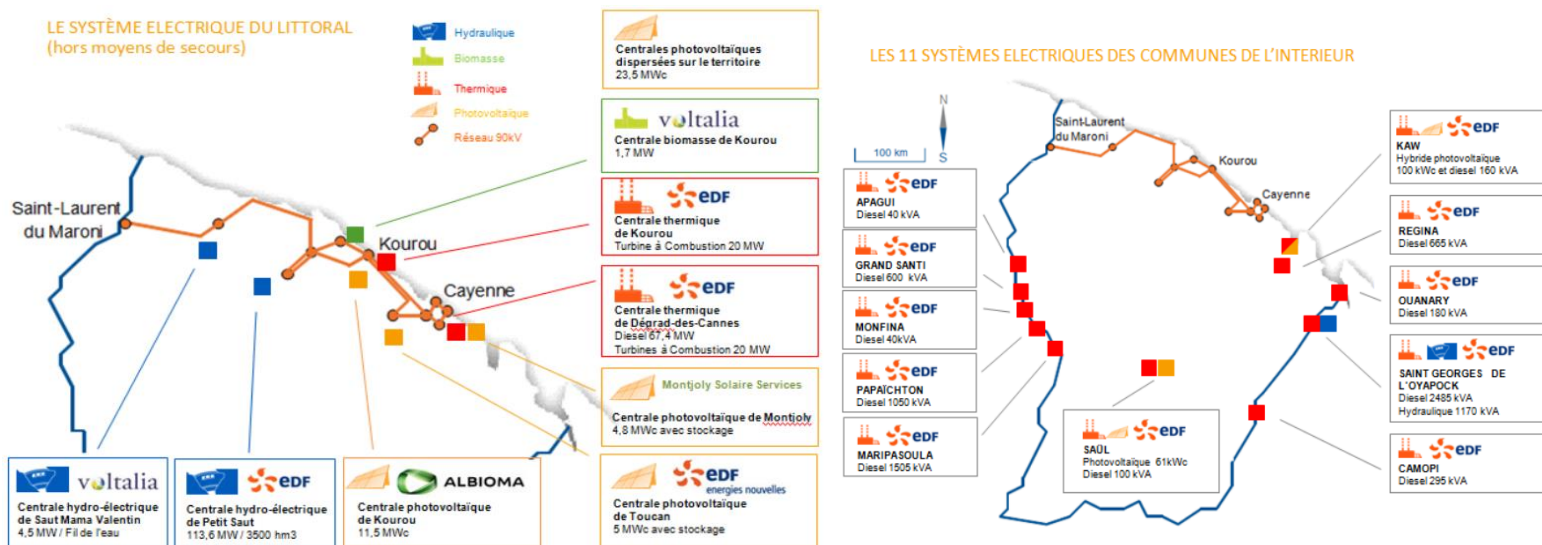
Le Bilan prévisionnel de l'équilibre Offre/Demande d'EDF SEI identifie uniquement des besoins d'investissements dans des moyens de pointe entre 2020 et 2033, avec la fermeture progressive des différentes TAC de Jarry. Celles-ci sont aujourd'hui très peu appelées, la pointe de 261 MW étant couverte par de la production de base, largement surcapacitaire sur l'île. Les rythmes d'investissement dans de nouvelles TAC et de nouveaux moyens de base devront donc être expertisés afin de limiter les coûts échoués. En particulier, la conversion des installations charbon à la biomasse pourrait permettre d'éviter des coûts échoués, par rapport au développement de nouvelles centrales qui doivent toutefois être mis au regard des éventuels surcoûts de conversion. Le co-traitement des déchets dans ces mêmes installations apparaît dans cette même optique plus pertinente que la construction d'une UIOM.

Deux projets de centrale concurrents (Albioma et CNR) fonctionnant à la bagasse et à la biomasse – importée dans le cas d'Albioma – sur l'île de Marie-Galante et dont le design est en cours de finalisation feront l'objet d'une saisine de la CRE. La compensation de chacun des deux projets sera définie sur la base de son coût normal et complet, en prenant en compte leurs impacts différenciés sur le système et les coûts de celui-ci. Le bilan carbone et le coût de la biomasse importée – incluant toutes ses étapes logistiques – seront pris en compte dans l'expertise.

Un nombre croissant de contrats d'achat éoliens arriveront à échéance au cours des prochaines années, pour une puissance cumulée de 24 MW en 2025. Un contrat de gré-à-gré spécifique à ces installations devra être mis en place afin d'assurer la couverture des charges d'exploitation et les éventuels réinvestissements nécessaires à la poursuite de leur exploitation au moindre coût pour la collectivité. Un traitement dans le cadre d'un arrêté tarifaire est en revanche à proscrire.

Un examen de la répartition des volumes de consommation et des volumes de production installés sur le territoire met en évidence un déséquilibre géographique susceptible de générer des congestions sur le réseau. Ainsi, Marie-Galante et la région de Pointe-à-Pitre sont très fortement productrices par rapport à leur consommation, tandis que la production à Basse Terre est fortement déficitaire. La PPE doit dès lors comprendre des prescriptions claires en termes de localisation des futurs moyens à développer. La création de volets géographiques particuliers au sein du S3REnR pourrait constituer une piste supplémentaire pour inciter les porteurs de projet à s'installer dans les zones nécessitant le moins de renforcement du réseau.

ANNEXE 3.4 : RECOMMANDATIONS GUYANE



La disparité territoriale de la population et les grandes distances déterminent la configuration du réseau électrique guyanais, qui se compose d'un réseau de transport le long du littoral et de 11 systèmes électriques indépendants (communes de l'intérieur). La capacité installée du parc de production à fin 2016 s'élève à 324 MW, dont 52 MW de moyens de secours temporaires. La production repose essentiellement sur deux moyens : la centrale thermique de Dégrad des Cannes et le barrage hydraulique de Petit-Saut. Si ce dernier fournit en moyenne la moitié de la production annuelle, cette part est toutefois dépendante du niveau d'hydraulicité. En 2016, la totalité de la production ENR représente 55 % du mix électrique. Hormis Petit-Saut, le potentiel des énergies renouvelables est aujourd'hui peu exploité, l'essentiel étant porté par le développement de la filière photovoltaïque (45 MWc).

Au regard de la ressource locale considérable en biomasse dont dispose la Guyane, la PPE affiche l'objectif de construire 40 MW de centrales biomasse d'ici 2023. S'agissant des moyens thermiques, la PPE prévoit le renouvellement de la centrale de Dégrad des Cannes et la mise en service d'un moyen de base de 20 MW dans l'Ouest d'ici 2023, ainsi que le renouvellement de la TAC de Kourou entre 2021 et 2026.

Enjeux propres au territoire qui doivent faire l'objet d'une attention particulière

La configuration actuelle avec les deux principaux sites de production localisés à Cayenne et à Kourou ne répond plus au besoin, la croissance de la population se concentrant désormais essentiellement à la frontière ouest de la Guyane, notamment à Saint-Laurent du Maroni. Une évolution du système électrique et de sa configuration spatiale est ainsi nécessaire mais sa planification est rendue complexe par l'incertitude sur le rythme de développement de la biomasse et la réalisation des projets d'exploitation aurifère.

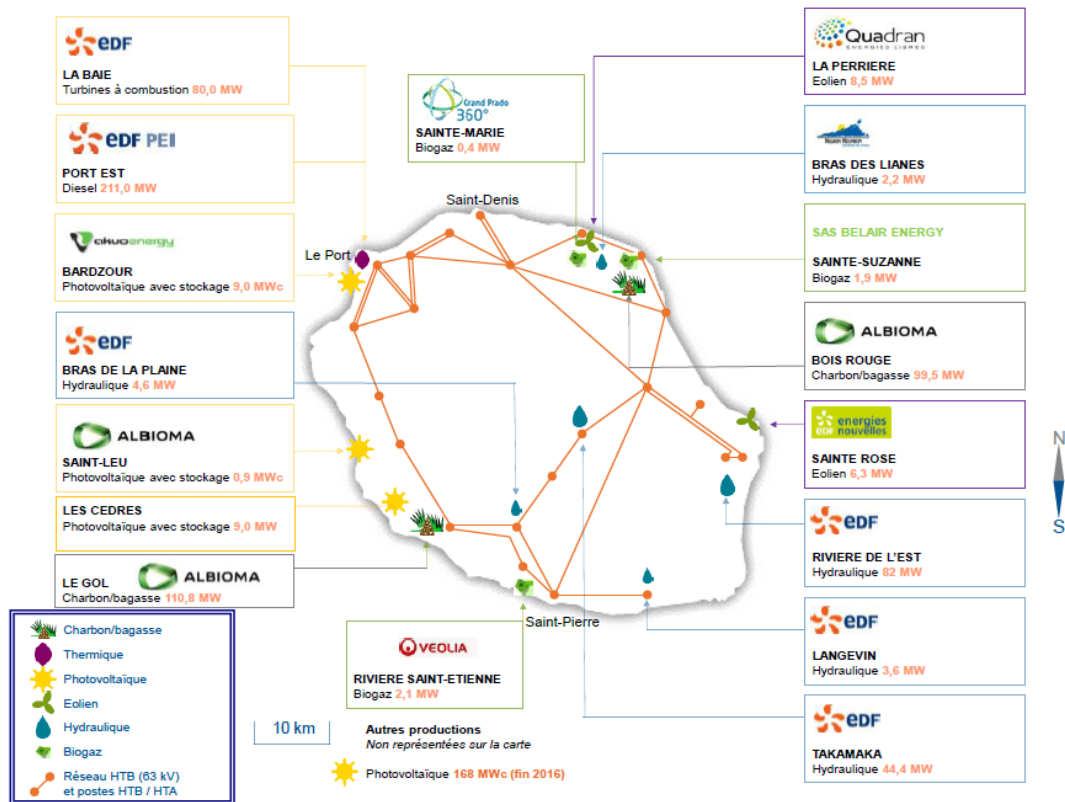
La vétusté de la centrale de Dégrad des Cannes, sa faible disponibilité et les nouvelles normes environnementales imposent de la renouveler au plus tard en 2023. Son remplacement constitue une priorité. Son dimensionnement, tant en termes de puissance unitaire que de nombre de machines, doit en particulier tenir compte des objectifs de développement de la filière biomasse, encore à ses débuts mais objet d'importantes ambitions économiques, afin d'éviter un surdimensionnement durable du parc.

Par ailleurs, les prix administrés pour les différents produits issus de l'exploitation de la biomasse doivent être mis en œuvre en priorité. Ils permettront de limiter les conflits d'usages et de structurer la filière. Une fois établis, ils doivent faire l'objet de révisions régulières et prévisibles afin d'accompagner la montée en expertise de la filière.

Enfin, les communes de l'intérieur, aujourd'hui essentiellement alimentées par de petites centrales diesels, présentent des enjeux multiples : répondre aux nouveaux besoins liés à une augmentation rapide de la population, améliorer la résilience des systèmes électriques, réduire les coûts tout en limitant progressivement le recours aux énergies carbonés. Les filières hydraulique et photovoltaïque constituent à ce titre deux pistes intéressantes. En particulier, le projet hydraulique de Voltalia dans la commune de Maripasoula constitue une alternative à la production thermique et permet de répondre à un besoin croissant en électricité de la commune. Une attention doit toutefois être portée à son dimensionnement, fonction des prévisions de consommation et de la potentielle interconnexion de Maripasoula avec la commune de Papaïchton. En outre, le FACE doit être davantage mobilisé pour financer des projets de production et pas uniquement des investissements dans le réseau.

Sur l'ensemble du territoire, le financement de la MDE doit permettre de maîtriser la croissance des besoins et doit être accompagné sur le plan de la réglementation et de sa bonne application.

ANNEXE 3.5 : RECOMMANDATIONS REUNION



Le système électrique réunionnais s'appuie principalement sur des centrales thermiques (bagasse charbon, diesel, TAC) ainsi que sur des barrages hydroélectriques. La production thermique en base est assurée par la centrale diesel de Port-Est (211 MW) et par les centrales bagasse/charbon d'Albioma (210 MW en cumulé). La puissance totale du parc hydraulique est de 134 MW. Avec l'installation d'une TAC fonctionnant au bioéthanol de 40 MW à Saint Pierre, les TAC représenteront 160 MW. Enfin, 187 MW de photovoltaïque, 15 MW d'éolien et 4 MW d'unités biogaz sont installés sur le territoire, portant la puissance totale du parc à 844 MW.

La PPE porte surtout des objectifs de développement des énergies renouvelables intermittentes, avec en particulier +120 MWh de photovoltaïque et +25 MW d'éolien installés en 2023 par rapport à fin 2015.

Enjeux propres au territoire qui doivent faire l'objet d'une attention particulière

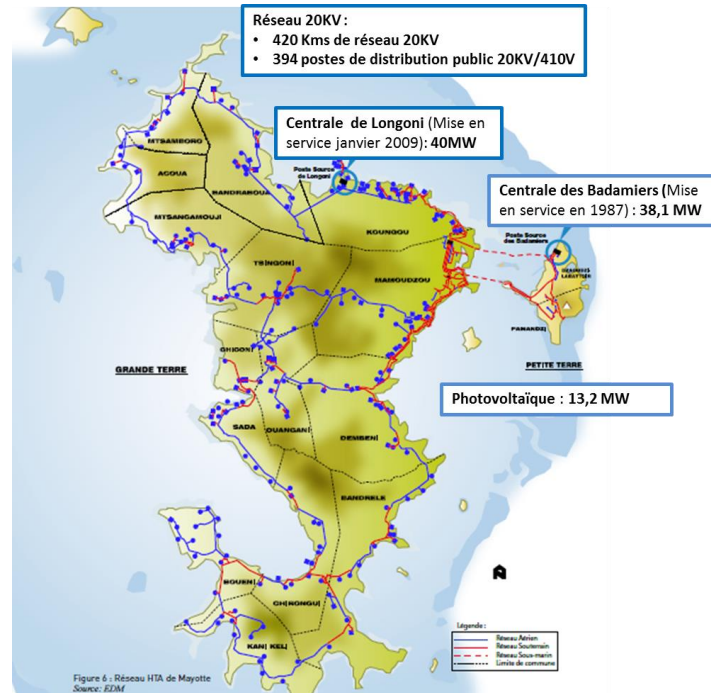
La conception de la centrale PEI en 2006 dans un contexte de forte croissance de la consommation a conduit à un surdimensionnement de la capacité installée. Le fonctionnement de la centrale est dès lors marqué par un nombre élevé de démarrage et une sollicitation inférieure au fonctionnement nominal, ce qui accélère l'usure des moteurs. Tout nouvel investissement doit donc être analysé avec précaution.

La Réunion est le territoire où le nombre d'heures de déconnexion des énergies renouvelables intermittentes est le plus élevé. La mise en place de la compensation des heures de déconnexion au sein du tarif photovoltaïque a constitué une première réponse pour ne pas freiner le développement de la filière. Le déploiement d'un dispositif de stockage centralisé devrait apporter une réponse pérenne à cette problématique.

La production d'électricité à partir de biomasse réunionnaise s'appuie sur les centrales de Bois Rouge et du Gol, produisant 20 % de leur énergie à partir de bagasse. L'introduction des déchets verts dans les centrales thermiques, en cours d'expérimentation par Albioma à la centrale du Gol, est un enjeu important du développement de cette filière de valorisation énergétique. La PPE fixe pour objectif d'atteindre à l'horizon 2023 53 % de production à partir de biomasse dans les centrales utilisant aujourd'hui du charbon. La PPE ne précise pas pour autant les plans d'approvisionnement prévus qui, au regard des ressources du territoire, devraient reposer pour une part substantielle sur l'importation. Le bilan carbone de la biomasse importée – incluant toutes ses étapes logistiques – et son coût devront être pris en compte.

Le financement de la MDE doit permettre de maîtriser la croissance des besoins et doit être accompagné sur le plan de la réglementation et de sa bonne application.

ANNEXE 3.6 : RECOMMANDATIONS MAYOTTE



La production est assurée par 17 moteurs diesel répartis sur deux sites : l'un sur l'île de Petite Terre mis en service en 1987 (centrale des Badamiers) et l'autre sur Grande Terre mis en service en 2009 (centrale de Longoni). Les puissances (de 750 kW à 8 MW) et les technologies différentes des moteurs permettent d'optimiser le fonctionnement du système au regard de ses besoins (fonctionnement en base, en pointe, modulation, réserves rapides). Le parc est complété par des installations photovoltaïques sans stockage pour une puissance cumulée de 13 Mwc.

Enjeux propres au territoire qui doivent faire l'objet d'une attention particulière

Le déclassement de Badamiers 1 en 2024 va conduire à un besoin en puissance à hauteur de 33 MW. D'après la PPE, pour sécuriser l'alimentation électrique de Mayotte, 44 MW supplémentaires doivent être mis en place d'ici la fin de l'année 2023. L'objectif est de couvrir une partie de ce besoin par un projet de centrale biomasse (12 MW) et par un projet combinant installations photovoltaïques (11 Mwc) et stockage, l'autre partie étant couverte par un projet de centrale fonctionnant au fuel léger ou au gaz de pétrole liquéfié. En cas de retard de mise en service ou d'impossibilité de construire la centrale biomasse ou le projet combinant installations photovoltaïques et stockage, le projet de centrale fonctionnant au fuel léger ou gaz de pétrole liquéfié répondra à l'intégralité du besoin. Au regard des ressources en biomasse du territoire, le plan d'approvisionnement de la centrale pourrait reposer pour une part substantielle sur l'importation. Le bilan carbone de la biomasse importée – incluant toutes ses étapes logistiques – et son coût doivent être pris en compte.

La pointe à Mayotte ayant tendance à être de plus en plus marquée, et les groupes diesels semi-rapides ne permettant pas un nombre important d'arrêt / redémarrage, la gestion de la pointe deviendra un enjeu prioritaire à partir de 2020. La MDE et le pilotage de la consommation doivent à ce titre être mobilisés.

Enfin, Mayotte a été l'un des premiers territoires français où le taux de pénétration des ENR intermittentes a dépassé le seuil réglementaire de 30 % (en 2011). Depuis 2013, le gestionnaire de réseau n'a néanmoins pas eu à procéder à de nouvelles déconnexion. La PPE affichant des objectifs de poursuite du développement de la filière photovoltaïque (+ 32 Mwc en 2023 par rapport à 2015), des dispositifs de stockage centralisés doivent être développés dans le cadre de la méthodologie élaborée par la CRE. EDM doit pour cela publier rapidement les prescriptions techniques que doivent respecter ces installations.

ANNEXE 3.7 : RECOMMANDATIONS WALLIS-ET-FUTUNA

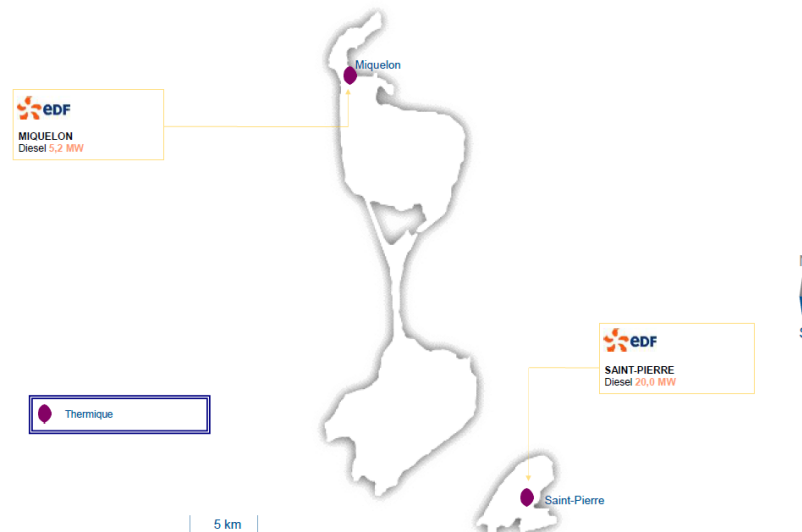
À Wallis-et-Futuna, la production électrique est issue de moyens thermiques (8,5 MW de moteurs diesel), et très marginalement de moyens photovoltaïques (179 kWc sur les deux îles) et hydrauliques (200 kW à Futuna).

Enjeux propres au territoire qui doivent faire l'objet d'une attention particulière

L'ordonnance du 12 mai 2016 a organisé la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire à partir de 2016. L'importante baisse tarifaire, accordée à l'ensemble des consommateurs par paliers de 100 kWh par an et par abonné jusqu'en 2020 risque d'induire un rebond de la consommation – lié notamment à la généralisation de l'usage de la climatisation – en dépit de la baisse continue de la population des îles de Wallis-et-Futuna (-20 % en dix ans). L'augmentation attendue de la consommation doit être maîtrisée par un plan de financement volontariste de la MDE accompagné par la mise en place et l'application effective d'une réglementation exigeante sur la consommation des bâtiments et des matériels. Elle nécessitera en complément, et à relativement court terme, des investissements dans de nouveaux moyens de production.

L'éloignement extrême et la taille très réduite des îles qui composent Wallis-et-Futuna – qui ne permettent pas de bénéficier d'effet d'échelle et d'une réelle concurrence sur les achats de combustible – conduisent aux coûts de production les plus élevés de toutes les ZNI. Par conséquent, le développement du potentiel photovoltaïque et hydraulique – accompagné de la mise en place de moyens de stockage pour palier l'intermittence – sont susceptibles d'offrir des perspectives intéressantes pour la maîtrise des coûts de production.

ANNEXE 3.8 : RECOMMANDATIONS SAINT-PIERRE-ET-MIQUELON



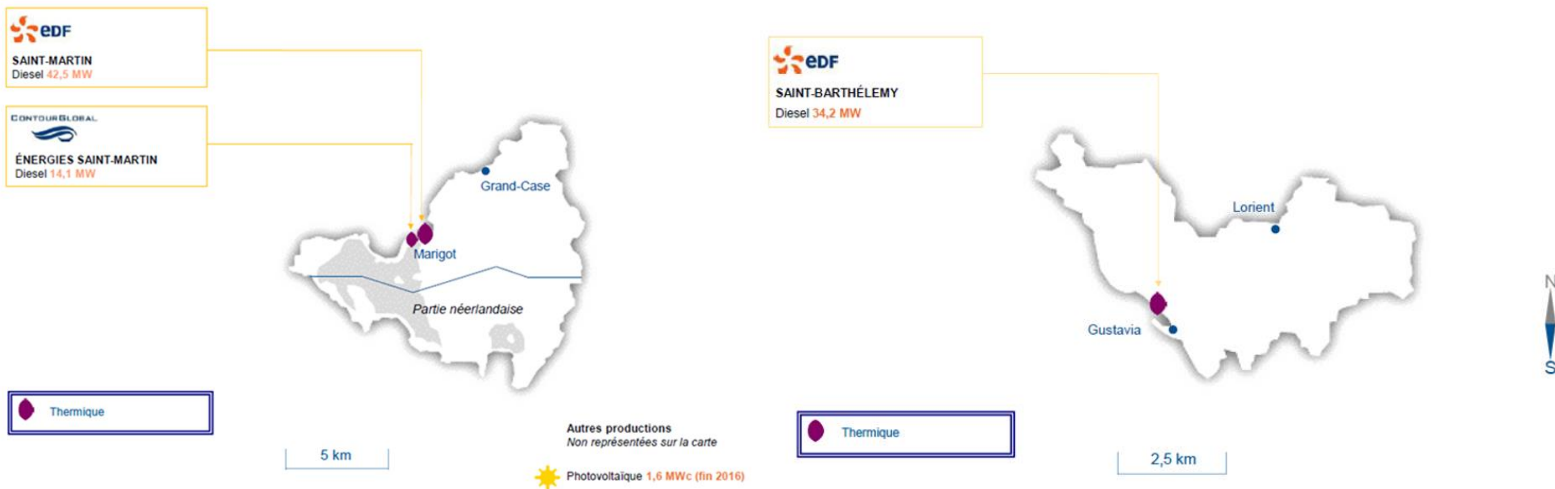
La production électrique à Saint-Pierre-et-Miquelon est exclusivement issue de moyens thermiques (moteurs diesel). La centrale de **Saint-Pierre** a été renouvelée en 2015 pour une puissance installée de 20 MW (6 moteurs), tandis que la centrale de **Miquelon** est constituée de sept moteurs diesel pour un total de 5,2 MW, qui arrivent en fin de vie et devront être renouvelés autour de 2020.

Enjeux propres au territoire qui doivent faire l'objet d'une attention particulière

La nouvelle centrale de Saint-Pierre est équipée d'un système de dénitrification des fumées et permet un fonctionnement à bas régime favorisant l'insertion des énergies renouvelables. A cet égard, la PPE de Saint-Pierre-et-Miquelon actuellement en cours de rédaction pourrait identifier un projet éolien à Miquelon, éventuellement accompagné d'un système de stockage aidant à son insertion.

Un dispositif de récupération de chaleur installé dans la nouvelle centrale de Saint-Pierre alimentera prochainement un réseau de chauffage urbain, destiné notamment à l'hôpital et aux bâtiments administratifs de l'île. Ce projet de chauffage urbain, dont la construction a débuté en 2016, a été élaboré avec le Conseil Territorial et le soutien de l'ADEME.

ANNEXE 3.9 : RECOMMANDATIONS SAINT-MARTIN ET SAINT-BARTHELEMY



A Saint-Martin et Saint-Barthélemy la production électrique est essentiellement issue de moyens thermiques (moteurs diesel), et très marginalement de panneaux photovoltaïques (1,8 MWc à Saint-Martin et seulement 24 kWc 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 Contour Global (Energies Saint-Martin). La centrale EDF est équipée de quatre moteurs de 4,1 MW chacun et de trois moteurs de 8,7 MW chacun, mis en service en 2016, soit une puissance totale de 42,5 MW. Les quatre moteurs de 4,1 MW arriveront en fin de vie à l'horizon 2023. La centrale Energies Saint-Martin est équipée de trois moteurs d'une puissance unitaire de 4,7 MW, soit une puissance totale de 14,1 MW. Le contrat d'achat signé entre EDF et Contour Global prendra fin en 2023.

A Saint-Barthélemy, le parc de production thermique, entièrement géré par EDF, est constitué de deux moteurs de 7,8 MW chacun mis en service fin 2013 et de six moteurs de 3,1 MW chacun qui devront être déclassés dans la décennie 2020.

Enjeux propres au territoire qui doivent faire l'objet d'une attention particulière

À la suite de l'ouragan Irma, qui a gravement touché les deux territoires en septembre dernier, un diagnostic complet du système électrique est en cours. S'il semblerait que les moteurs des centrales thermiques soient en état de fonctionner, une grande partie du réseau électrique aérien et certains postes électriques devront être rapidement renouvelés.

La compétence énergie dont dispose ces territoires soulèvent des questionnements juridiques qui ne semblent néanmoins pas empêcher le financement de la reconstruction avec les outils juridiques existants.

La reconstruction de l'habitat et des autres bâtiments doit être l'occasion de mettre en place des dispositifs permettant une plus grande maîtrise de la demande.

Le dimensionnement des nouvelles installations de production – au-delà de l'exploitation a priori possible jusqu'à leur fin de vie normale mais néanmoins proche des installations actuelles – devra s'adapter à l'évolution de la demande en électricité qui pourrait connaître une baisse prolongée avec l'exode attendu d'une partie de la population, en particulier à Saint-Martin. L'élaboration d'une PPE par chacune des collectivités devrait permettre de répondre à ces problématiques.